



## Total E&P Guyane Française

### Rapport démontrant l'absence de recours aux techniques interdites en application de l'article 6 IV de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures

15 juin 2018

#### 1. Description du titre minier

Le 29 mai 2001, un permis exclusif d'exploration, appelé Permis *Guyane Maritime* (le "Permis"), a été accordé à Planet Oil Limited et publié au *Journal officiel de la République française (JORF)* le 1er juin 2001.

Aux termes de l'arrêté ministériel du 2 juillet 2007, publié au *JORF* du 3 août 2007, le Permis a été transféré à Hardman Petroleum France SAS (filiale à 100% de Tullow Oil plc) et prolongé pour une durée de cinq ans jusqu'au 1er juin 2011 (période du 1er juin 2006 au 31 mai 2011).

Dans ses courriers datés du 23 juillet 2010 et du 2 août 2010, Hardman Petroleum France SAS a demandé l'autorisation de transférer le Permis à Hardman Petroleum France SAS et à Total E&P Guyane Française SAS d'une part, et à Hardman Petroleum France SAS et Shell Exploration & Production France SAS d'autre part.

Un arrêté ministériel daté du 22 décembre 2011 et publié au *JORF* du 24 janvier 2012 a (i) approuvé le transfert du Permis à Hardman Petroleum France SAS, Total E&P Guyane Française SAS et Shell Exploration & Production France SAS, et (ii) prolongé le Permis jusqu'au 1er juin 2016, en réduisant sa superficie à environ 24 100 km<sup>2</sup>.

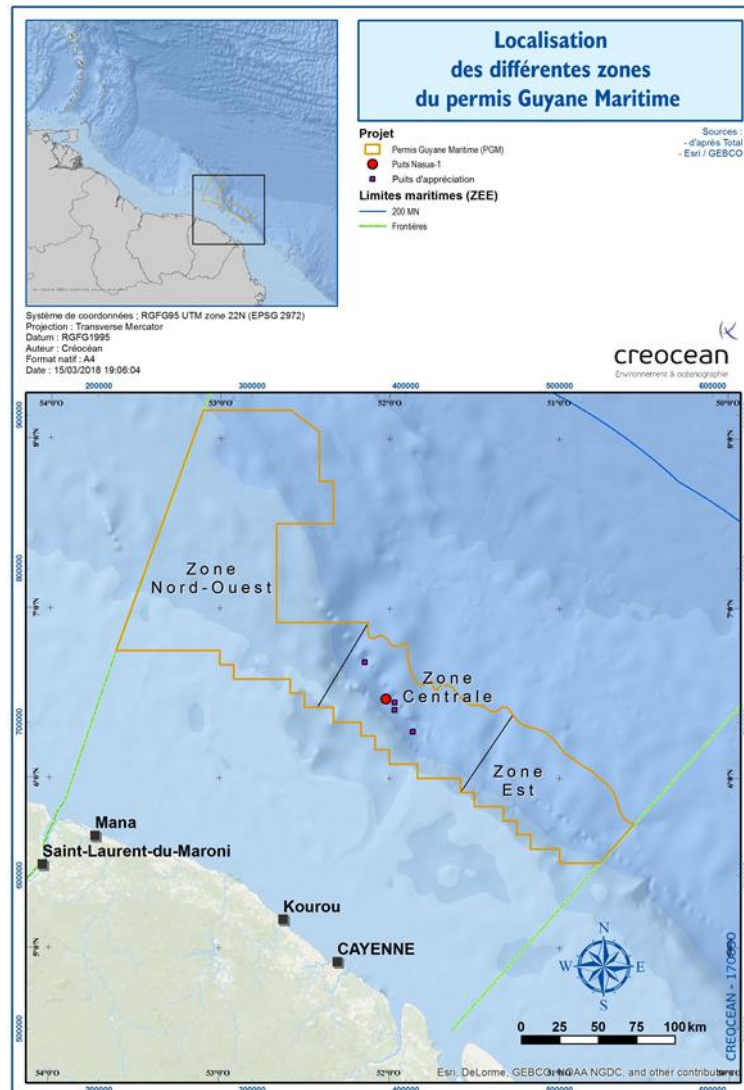
Cet arrêté ministériel a par conséquent approuvé le transfert partiel du Permis sur la base des pourcentages de participation transférés de Hardman Petroleum France SAS à Shell Exploration & Production France SAS (45%) et à Total E&P Guyane Française SAS (25%).

Par courrier en date du 18 mars 2016, les sociétés Hardman Petroleum France SAS, Shell Exploration & Production France et Total E&P Guyane Française SAS ont sollicité la non opposition au projet de modification des membres du consortium et ont sollicité la mutation du Permis au seul bénéfice de Total E&P Guyane Française SAS.

Par courrier du 1<sup>er</sup> avril 2016, le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer a fait part de la non opposition au projet de mutation des intérêts miniers détenus par les sociétés précitées dans le Permis et a pris note du changement d'exploitant au bénéfice de Total E&P Guyane Française SAS à compter du 20 mai 2016.

Le permis exclusif de recherches de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, dit « permis de Guyane Maritime » a été, par arrêté du 14 septembre 2017 publié au Journal Officiel de la République Française le 21 septembre, prolongé jusqu'au 1er juin 2019 pour circonstances exceptionnelles et muté à Total EP Guyane Française SAS.

Le permis Guyane Maritime couvre une superficie d'environ 24 000 km<sup>2</sup>. Il se situe à environ 150 km au large des côtes de la Guyane (distance de l'emplacement du puits d'exploration à la côte), dans des eaux allant de 300 à 3 000 m de profondeur.



*Figure 1 : Localisation en carte des zones Nord-Ouest, Centrale et Est*

La société Total EP Guyane Française est désormais seule titulaire du permis Guyane Maritime et prévoit d'y mener des travaux de forage tels que décrits dans la Demande d'Autorisation d'Ouverture de Travaux (AOT) déposée en le 3 avril 2018 en application des dispositions du code minier devant la Préfecture de Guyane.

En sa qualité d'exploitant minier, le rôle de Total EP Guyane Française SAS est double :

Il agit tout d'abord vis-à-vis des autorités de tutelle pour toutes les questions relatives aux demandes d'autorisations, à la préparation des différents plans d'intervention, à la conduite

des opérations, au contrôle de ces opérations par les autorités ainsi que pour toute demande d'ordre réglementaire ou technique émanant de quelque autorité que ce soit.

De ce fait il est en contact permanent avec les différents services de l'Etat. Il est également en contact régulier avec les autres institutions, élus, corps constitués, associations qui sont parties prenantes, afin d'assurer une information régulière et transparente et la mise en œuvre efficace des actions de contenu local et de développement durable associées aux opérations.

Il agit ensuite comme maître d'ouvrage pour la conduite des travaux. A ce titre, il organise les opérations, définit le budget, définit les cahiers des charges techniques, passe les principaux appels d'offre, sélectionne les principaux sous-traitants et s'assure du respect des délais, de la qualité et du budget des opérations engagées. Il s'appuie en cela sur une organisation locale qui est le relais des compétences du Groupe Total.

## **2. Description du gisement exploité et/ou du type de réservoir recherché dans le périmètre du titre minier.**

### **2.1. Zone du permis**

Le talus continental et la zone abyssale sont séparés de la côte guyanaise et des terres émergées par une série de failles normales à vergence nord-nord-est liées à l'ouverture de l'Océan Atlantique ainsi que par la bordure du talus continental (marge dite abrupte). Cette bordure met en regard le bouclier guyanais (granites et roches volcaniques constituant le substratum émergé) et les séries sédimentaires du Crétacé à l'actuel dans la zone d'eau profonde. Les potentielles zones aquifères terrestres sont isolées par les failles normales et la présence du bouclier granitique de la zone de potentiels gisements d'hydrocarbures en eaux profondes.

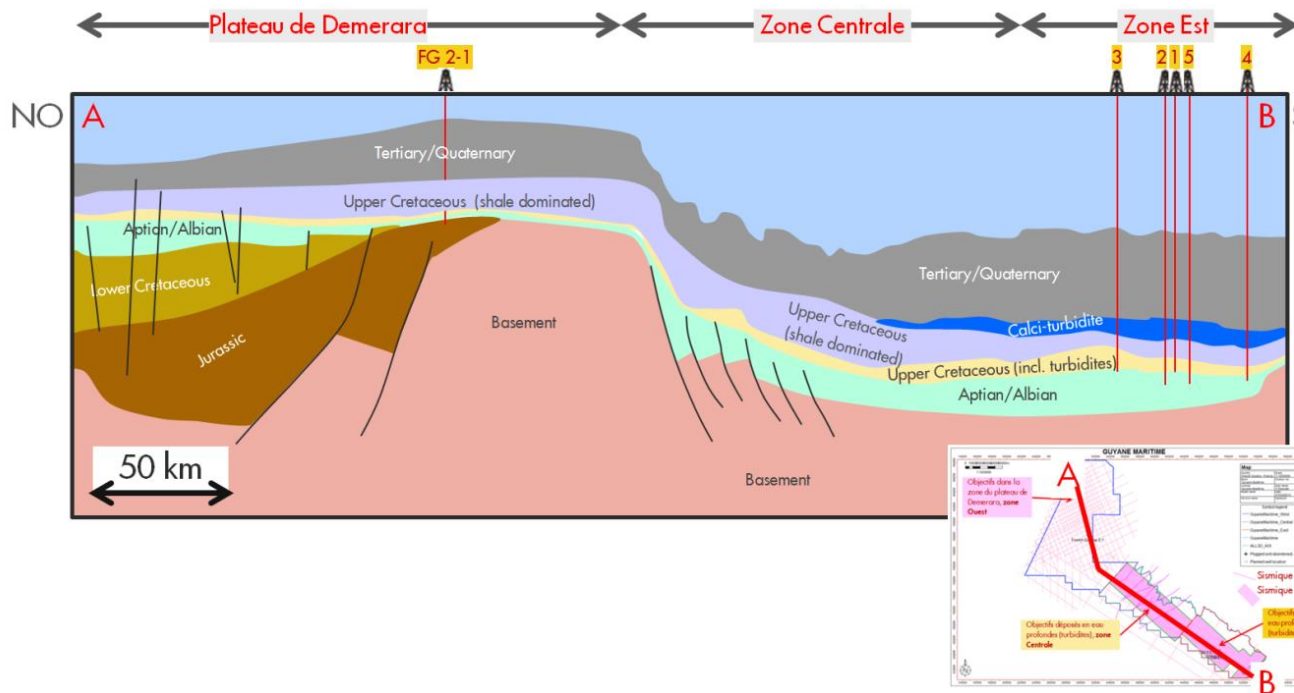
Le permis comprend deux régions géologiques distinctes : (1) une partie du plateau de Demerara dans le Nord-Ouest, et (2) le talus continental dans le Centre et le Sud-Est. Le talus continental peut être divisé en deux zones, Centrale et Est, afin de distinguer respectivement le domaine non encore exploré du talus continental de la région récemment forée.

Zone Est : Il s'agit de la zone où les puits (GM-ES-1 à 5) ont été forés. Elle est entièrement couverte par des données sismiques 3D, acquises entre 2005 et 2012. Il s'agit essentiellement d'une zone de référence. Les efforts d'exploration des campagnes de forages précédentes étaient concentrés sur cette région.

Zone Centrale : Celle-ci est couverte par environ 4 300 km<sup>2</sup> de nouvelles données sismiques 3D, acquises en 2012, et n'a fait l'objet d'aucune activité de forage à ce stade. La sismique 3D a été interprétée et son évaluation a permis de déterminer le potentiel d'exploration de cette zone Centrale. D'un point de vue géologique et des conditions techniques de forage, il existe de nombreuses similitudes entre les zones Est et Centrale, en particulier la profondeur et la lithologie des cibles sédimentaires et des profondeurs d'eau comparables.

Zone Nord-Ouest (plateau de Demerara): elle couvre essentiellement le plateau de Demerara. Bien que ce secteur ne soit couvert que par des données sismiques 2D, il apparaît que celles-ci sont suffisantes pour l'identification des paramètres de systèmes pétroliers potentiels ainsi que la caractérisation de l'âge géologique des cibles y afférentes. Ce secteur comporte deux puits (FG 2-1, foré par Esso en 1978 et Sinnamary-1, foré par Elf Aquitaine en 1975) dont les résultats étaient négatifs. Toutefois, les forages effectués au large du Surinam et l'acquisition de données sismiques 2D complémentaires ont permis une meilleure compréhension de ce secteur. Les profondeurs d'eau du plateau de Demerara sont

moins importantes que celles prévalant aux puits GM-ES et les cibles de prospects éventuels seraient sans doute moins profondes que les objectifs explorés à l'Est.



*Figure 2 : Section géologique d'orientation Nord-Ouest / Sud-Est traversant le plateau de Demerara (zone Nord-Ouest) et le talus continental (zones Centrale et Est)*

## 2.2. Géologie régionale

La géologie du permis de Guyane Maritime et celle de l'environnement offshore profond de la Guyane en général, est directement liée à la séparation de l'Afrique et de l'Amérique du Sud lors de l'ouverture de l'océan Atlantique Sud. Au cours des évènements géologiques initiaux de cette phase, la création de failles d'extension a généré des structures géologiques de type horsts et grabens espacés de manière irrégulière. Les sédiments remplissant de telles fosses dans d'autres parties du globe se sont révélés porteurs en termes de découvertes pétrolières (par exemple dans les bassins de l'offshore profond brésilien et de Mer du Nord). Dans ce contexte, il est possible d'envisager dans cet ensemble sédimentaire l'existence de roche mère et de réservoirs clastiques ou carbonatés.

Le puits de French Guyana-2 situé sur les zones d'épaule du rift sur le plateau de Demerara a pénétré les séquences précédant immédiatement l'ouverture de l'océan Atlantique, d'âges Crétacé inférieur à Jurassique. Ce puits a permis de montrer la présence de réservoirs sableux d'âges Albien à Aptien dépourvus d'indices d'hydrocarbures.

A la phase active d'ouverture de l'Atlantique succéda une période de relative inactivité structurale dite de marge passive commençant au Crétacé (Albien). Au cours de cette période, des sédiments marins ont été déposés sur le talus continental et au pied de celui-ci.

Les systèmes de chenaux turbiditiques sableux de Zaedyus-Tatou et de Cebus, forés par les puits GM-ES 1 à 5, appartiennent à cette catégorie de sédiments marins. Les dépôts d'âge Crétacé considérés comme prospectifs dans la zone Centrale sont également rattachés à cette catégorie de dépôts turbiditiques profonds de marge passive. En effet, l'interprétation du talus continental suggère qu'il se trouve en domaine d'eau profonde depuis le Crétacé supérieur.

L'analyse des données sismiques 3D couvrant cette partie du bloc a révélé la présence de multiples complexes turbiditiques déposés au cours du Crétacé. Dans la zone Est, deux de ces complexes sous-marins ont été forés, à savoir le cône de Tatou (GM-ES-1, GM-ES-2 et GM-ES-5 visant un cône du complexe appelé Zaedyus, et GM-ES-3 un autre cône appelé Priodontes) et le cône de Cebus (GM-ES-4).

Les sables turbiditiques d'âge Crétacé sont recouverts par un encaissant argileux constitué d'argiles pélagiques assurant une bonne couverture aux pièges stratigraphiques. Les séries sédimentaires d'âge Crétacé supérieur constituent la cible pétrolière principale dans les zones Est et Centrale du bloc ; elles sont surmontées par des dépôts d'âge Miocène constitués d'une pluralité de remblais de canyon composés de calciturbidites (équivalent d'eau profonde des dépôts carbonatés probables sur le plateau continental de Guyane). Ces niveaux marquent également le début de la rampe de pression. Le reste de la séquence sédimentaire est principalement constitué d'argiles déposées dans un environnement d'eau profonde.

Le tableau ci-dessous résume la chronologie des événements géologiques majeurs de Guyane :

Éon	Ère	Période	Époque	Début de l'époque	Évènement-clé en Guyane
Phanérozoïque	Cénozoïque	Quaternaire	Holocène	0,0117 millions	Environnement d'eau profonde, principalement dépôts d'argile
			Pléistocène	2,588 millions	
		Tertiaire	Pliocène	5,333 millions	
			Miocène	23,03 millions	
			Oligocène	33,9 millions	Environnement d'eau profonde, principalement dépôts d'argile
			Éocène	56 millions	

	Mésozoïque		Paléocène	66 millions		
		Crétacé	Crétacé supérieur	100,5 millions	Environnement d'eau profonde, argiles pélagiques et sables turbiditiques	
			Crétacé inférieur	145 millions	L'ouverture de l'Atlantique atteint la pente orientale, environnement sédimentaire lacustre à marin marginal	
		Jurassique	Jurassique supérieur	163,5 millions	Ouverture de l'Atlantique, comblement sédimentaire de fosses (grabens)	
			Jurassique moyen	174,1 millions		
			Jurassique inférieur	201,3 millions		
		Précambrien	Paléoprotérozoïque	Stathérien		1 800 millions

### 2.3. Cibles principales du projet et pétro-physique

Le piégeage d'hydrocarbures envisagé pour les prospects du bloc Guyane Maritime est qualifié de stratigraphiques. Les formations considérées comme potentiellement réservoir (chenaux turbiditiques) sont isolées des formations aquifères terrestres par des biseaux lithologiques mettant en regard latéralement les réservoirs sableux (objectifs) et les argiles (couverture latérale du piège).

L'objectif des travaux de forage proposés est de tester le potentiel d'accumulation d'hydrocarbures dans les différents dépôts turbiditiques du Crétacé supérieur dans la zone Centrale de la marge. L'objectif exploratoire est, par analogie avec les résultats des puits de la campagne GM-ES, des hydrocarbures liquides alimentés par une roche-mère d'âge Cénomaniens avec un faible contenu de gaz dissous et des teneurs négligeables d'hydrogène sulfuré et de dioxyde de carbone. Le gradient thermique de la marge équatoriale peut être qualifié de normal avec des valeurs de trente degrés Celsius par kilomètre d'enfouissement.

L'interprétation de la sismique a démontré l'existence d'un éventail de dépôts gravitaires de grande extension sur cette zone Centrale, baptisé Nasua. Les appareils turbiditiques présents dans ces différents niveaux d'âge Crétacé supérieur s'étalent plus ou moins largement en pied d'un large paléo-escarpement à pente raide. Les niveaux sableux buttent contre cet escarpement ou viennent s'amincir jusqu'à disparaître vers l'amont, formant de probables pièges stratigraphiques en biseau. C'est ce type de piège à hydrocarbures que le puits Nasua-1 va cibler.

Les cibles principales et secondaires sont les suivantes :

- Cible principale : Grès turbiditiques d'âge Campanien et Santonien. Tous les puits forés jusqu'à ce jour ont trouvé des sables de bonne qualité dans des dépôts d'âge équivalent. L'analyse de la sismique 3D de Nasua révèle la présence de systèmes de type lobes de bas de pente, avec des amplitudes sismiques relativement élevées. On peut cartographier des pièges stratigraphiques de type biseaux sédimentaires.
- Cibles secondaires : l'intervalle Maastrichtien est potentiellement prometteur, à la suite de la découverte d'un horizon pétrolifère dans GM-ES-1 dans un niveau d'âge équivalent. La cible maastrichtienne du prospect Nasua est définie par une forte amplitude sismique à l'instar des objectifs, et interprétée comme un petit lobe turbiditique. Sous les objectifs principaux, il existe sur une partie du prospect Nasua d'autres niveaux potentiellement prospectifs, d'âges Turonien, Cénomaniens et Albien.

Les propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés sont attendues relativement bonnes. De l'huile légère est attendue dans les réservoirs Campano-Santonien, tandis que l'Albien peut contenir de l'huile légère, de l'eau ou du gaz. Les propriétés des fluides de réservoirs sont basées sur les échantillons prélevés lors du forage du puits GMES-1.

Le tableau ci-dessous donne la fourchette des propriétés physiques attendues :

Paramètres (en conditions de réservoir)	Campanien	Santonien	Albien
Sommet du réservoir (TVDSS)	5037 m	5389 m	5937 m
Perméabilité	Entre 30 et 300 mD	Entre 30 et 300 mD	Entre 30 et 300 mD
Kv / Kh	Entre 0.01 et 0.5	Entre 0.01 et 0.5	Entre 0.01 et 0.5
Porosité	Entre 19 et 25 %	Entre 16 et 22 %	Entre 12 et 20 %

## 2.4. Non recours aux techniques interdites

Les techniques interdites, telles que définies dans le code minier sont la « *fracturation hydraulique* » et « *des forages suivis de l'emploi de toute autre méthode conduisant à ce que la pression de pore soit supérieure à la pression lithostatique de la formation géologique, sauf pour des actions ponctuelles de maintenance opérationnelle ou de sécurité du puits* »:

« Art. L. 111-13.-En application de la Charte de l'environnement de 2004 et du principe d'action préventive et de correction prévu à l'article L. 110-1 du code de l'environnement, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national. Sont également interdites sur le territoire national la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de l'emploi de toute autre méthode conduisant à ce que la pression de pore soit supérieure à la pression lithostatique de la formation géologique, sauf pour des actions ponctuelles de maintenance opérationnelle ou de sécurité du puits.

### **2.4.1. Non recours à la fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et micro-fissurer la roche. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée.

Quand la pression du fluide dépasse une valeur appelée Pression de Fracturation, que l'on calcule à l'aide de modèles géomécaniques, une ou des fractures s'initient puis s'élargissent et se propagent avec l'injection continue du fluide.

Pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme sur lui-même au moment de la chute de pression, le fluide est enrichi (environ 10 %) en agents de soutènement : des poudres de matériaux durs, principalement grains de sable tamisé, ou microbilles de céramique. Ceux-ci vont remplir les fractures et, une fois en place et recompressés par le poids des roches, constitueront un milieu suffisamment poreux pour permettre la circulation ultérieure des produits à extraire

Les zones de fissures artificielles régulièrement espacées vont permettre de drainer des volumes de roches relativement éloignées de l'axe du puits. Mais guère plus : les zones extractibles restent confinées à la proximité des fissures ainsi créés, l'imperméabilité de la roche reprenant rapidement au-delà. De ce fait, la productivité d'un puits fracturé chute assez rapidement avec le temps : un quart des volumes récupérés le sont la première année, la productivité se réduisant à 10 % au bout de cinq ans.

Le principal usage de ces techniques est la « stimulation » de la vitesse et de l'ampleur du drainage de gaz ou de pétrole par un puits, dans des « réservoirs » rocheux faiblement perméables (ex : schistes) qui, sans cette technique ne produiraient presque rien.

Les caractéristiques pétro-physiques des formations géologiques ainsi que décrites dans le chapitre précédent permettent de caractériser les réservoirs (via un test de puits tel que décrit dans le chapitre 2 de l'AOT), puis d'exploiter le gisement en phase ultérieure sans avoir à le stimuler ni recourir aux techniques interdites décrites ci-dessus. La capacité du réservoir de délivrer les hydrocarbures sans recours à ces techniques est fondée sur la relativement bonne productivité du cas le plus défavorable de déversement accidentel maximal d'hydrocarbures, dit « Worst Case Discharge » (WCD) (ainsi que défini au chapitre 2 de l'AOT et dont la valeur de 18 230 barils par jour est donnée dans la pièce I du chapitre 3).

Total E&P Guyane Française s'engage à ne pas recourir à la technique de la fracturation hydraulique de la roche telle que prohibée par le code minier à l'article L 111-13.

### **2.4.2. Non recours aux autres techniques interdites**

La pression de pore ne sera pas amenée au-dessus de la pression lithostatique de la formation géologique pendant les opérations de forage décrites dans l'actuelle demande



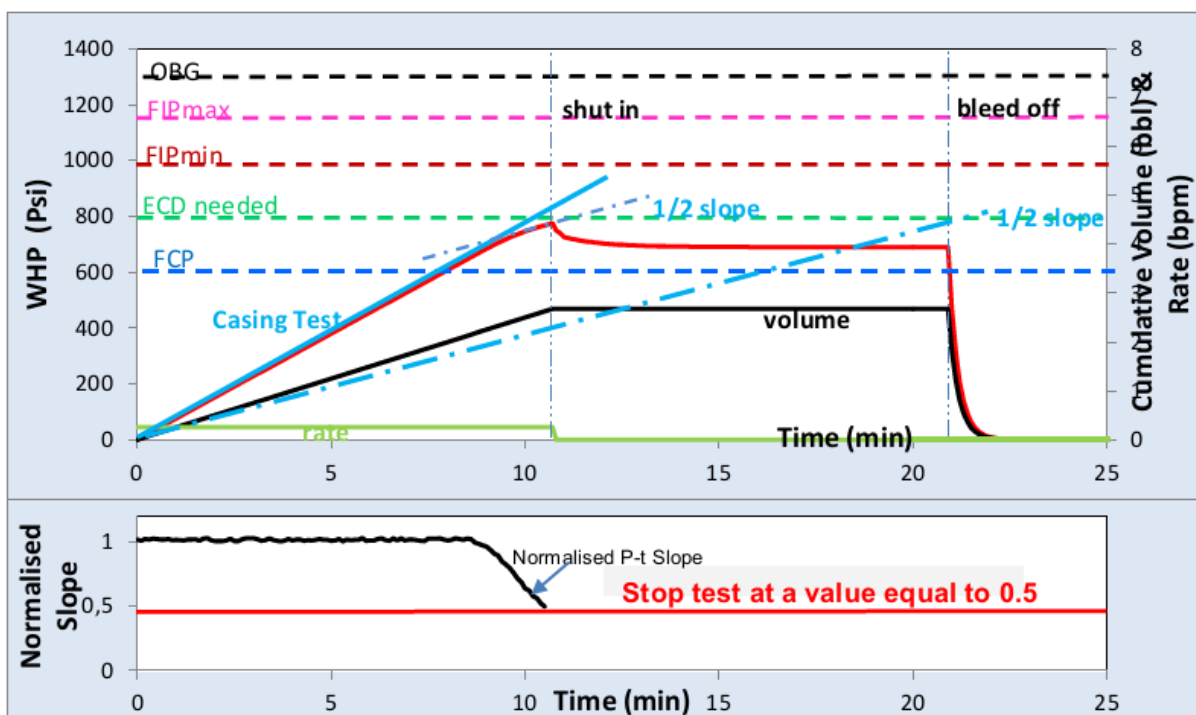
d'autorisation déposée le 3 avril, c'est à dire le forage d'exploration, et potentiellement les 4 puits d'appréciation avec des tests de production.

Les mises en pression de la formation (en référence à la section 2.4.3 du chapitre 2 de l'AOT relative à la méthode de construction d'un puits) effectuées après avoir posé un sabot et au tout début de la reprise du forage du tronçon suivant se fera jusqu'à une pression prédéfinie inférieure à celle de la fracturation de manière à avoir un point de calage confirmant la stratégie initiale de pose de cuvelage (en profondeur).

Si ce n'est pas le cas, la courbe de mise en pression commencera à s'infléchir et le test sera immédiatement arrêté. Le point d'inflexion sur la courbe marquera la pression maximale admissible au sabot précédent pour la phase suivante. En aucun cas la pression lithostatique de la formation géologique ne sera excédée.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la pression et des volumes pompés dans ce cas d'une inflexion. La pression lithostatique est indiquée par « OBG » (pour *Over Burden Gradient*) ou Gradient des Terrains Sus-jacents)

Total E&P Guyane Française s'engage à ne pas recourir aux autres techniques prohibées par le code minier et mentionnées à l'article L 111-13.



### 2.4.3. Valorisation économique avec l'usage des méthodes autorisées et éprouvées

Il est envisagé de compléter les puits en phase de développement avec soit des crépines placées en face des réservoirs, soit en remplissant les abords du trou avec un mélange de

sables calibrés. En aucun cas, il est considéré de stimuler les réservoirs en fracturant les abords du trou.

Ce sont ces modèles de puits non fracturés avec leur productivité associée qui sont utilisées dans les modèles réservoirs dont les profils sortant servent à évaluer l'économicité du projet.

De la même manière que précédemment, pendant les opérations de forage la pression de pore ne sera pas amenée au-dessus de la pression lithostatique de la formation géologique.

### **3. Description des opérations réalisées**

#### **3.1. Catégories de travaux réalisés**

Les différents travaux couverts par l'actuelle demande d'autorisation déposée le 3 avril et qui seront menées dans le cadre du titre minier sont les opérations de forage d'un forage ferme (Nasua-1), ainsi que de deux forages d'appréciation qui seront réalisés au cas où Nasua-1 s'avère positif, et sur deux autres forages d'appréciation supplémentaires. Les deux derniers forages pourraient également être réalisés sur les zones périphériques de Nasua, lors d'une deuxième phase en fonction des découvertes. En cas de besoin, les 4 puits d'appréciation seraient réalisés entre 2020 et 2022.

La future campagne d'appréciation sera dans tous les cas basée sur les résultats successifs des forages ainsi que sur le retraitement et l'interprétation des données sismiques. L'objectif de la campagne d'appréciation, qui n'aura lieu que si Nasua-1 est positif, sera de préciser la taille de la découverte et de la caractériser du point de vue géologique afin de préparer le développement du gisement.

#### **3.2. Données transmises**

Alors que le nombre effectif de puits de cette campagne demeure sujet à des décisions conditionnées par les résultats à venir, chaque puits fera l'objet de transmissions à la DEAL Guyane de données techniques détaillées lorsque celle-ci auront été déterminées au cours de la phase pré-opérationnelle. Ces documents comprendront notamment les éléments techniques listés ci-dessous :

1. Conception et cibles du puits
2. Analyse des aléas géologiques à faible profondeur
3. Estimation de la pression interstitielle de la formation
4. Estimation du gradient de fracturation de la formation

5. Détermination des cibles principales et du programme de puits directionnel
6. Programme d'évaluation du puits
7. Conception du train de cuvelages
8. Programmes de cimentation et des fluides de forage
9. Analyse du tube prolongateur
10. Directives opérationnelles spécifiques du puits (WSOG)
11. Estimation du déversement d'hydrocarbures de formation dans le cas le plus défavorable (WCD) spécifique au puits.

En complément du programme préliminaire de forage présenté dans le dossier de demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers soumis au préfet de Guyane le 3 Avril 2018, qui sera soumis à enquête publique, Total E&P Guyane française transmettra au préfet toutes les informations avant, pendant et après les travaux de forage tel que prescrit par le code minier (programme de travaux et programme de forage, programme de test de production, rapports d'avancement, rapport de fin de forage...), complétées le cas échéant par les informations qui pourront être requises par l'arrêté préfectoral d'autorisation d'ouverture des travaux miniers.

### **3.3. Rappels et précisions**

Ces travaux sont réalisés par un ensemble de contractants sous contrôle de Total E&P Guyane Française, en qualité de maître d'ouvrage, tels que décrits dans le dossier de demande d'ouverture de travaux miniers de recherches d'hydrocarbures liquides et gazeux du 3 avril 2018. Le contracteur de forage possède et opère l'unité de forage, le contractant des fluides de forage les fournit, un autre contractant fournit les garnitures de forage, avec les systèmes de mesures en temps réel associés, tandis qu'un autre contractant réalise les diagraphies au câble. Le maître d'ouvrage est en charge des opérations sur puits, et s'assure du respect de la législation et du cahier des charges des travaux, en particulier s'agissant du non recours aux techniques interdites par le code minier.

Le permis Guyane Maritime et l'actuelle demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers de recherches d'hydrocarbures liquides et gazeux ne couvrent pas une potentielle phase de production ni le suivi de la pression d'un potentiel réservoir.

## **4. Autorisation et contrôle au titre de la Police des mines**

Comme indiqué au chapitre 3.1, les divers forages seront décidés de manière séquentielles, en fonction des résultats des précédents. Pour chacun d'entre eux les informations spécifiques énumérées au chapitre 3.2 seront transmises au préalable aux autorités. Elles comprendront entre autres les niveaux perméables qu'il est prévu de traverser ou d'atteindre,

ainsi que la nature et la pression attendues des fluides attendus. Ces données, initialement fournies dans le dossier de demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers, demande qui est soumise à enquête publique, le seront à nouveau à l'issue de la réalisation de chacun des ouvrages grâce aux mesures réalisées dans les puits précédents (un tableau des pressions mesurées fait partie des données du rapport de fin de forage et sera transmis à l'administration).

Nous rappelons que les puits seront conçus et forés en conformité avec les règlements, normes et procédures détaillés dans les documents suivants :

- Textes réglementaires : Directive Européenne 2013/30/UE du 12 juin 2013, Décret ministériel 2006-649 du 2 juin 2006, Décret ministériel 2016-1303 du 4 octobre 2016, Arrêté ministériel du 14 octobre 2016.
- Manuels et règles internes décrivant les meilleures pratiques dans les domaines suivants :
  - Régulation de pression pour les opérations de forage, de complétion et d'intervention sur puits
  - Conception des cuvelages
  - Cimentation
  - Intégrité du puits
  - Test de formation
  - Fermeture de puits
  - Procédures de sécurité pour les forages à partir du MODU.

Total E&P Guyane Française mènera les opérations sous le contrôle de l'autorité compétente et conformément à la réglementation applicable.