

FOXTROT International



FORAGES DE DEVELOPPEMENT ET D'EXPLORATION Etude d'impact environnemental et social

Rapport final

Burgéap International www.burgeap.fr
27, rue de Vanves – 92772 Boulogne Billancourt Cedex, France
Tél. +33.1.46.10.25.40 – Fax +33.1.46.10.25.49 – international@burgeap.fr

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464 PVA/TIM	
05/11/07	Page : 1

FOXTROT International

Etude d'impact environnemental et social

Abidjan - Côte d'Ivoire

Report type	Date	Index	Preparation		Checking		Validation	
			Name	Signature	Name	Signature	Name	Signature
Rapport provisoire	25/05/07	a	P. Van Asbroeck		T. Imbert		A. Durbec	
Rapport final	06/06/07	b	P. Van Asbroeck		T. Imbert		A. Durbec	
Rapport final (prise en compte remarques ANDE)	05/11/07		P. Van Asbroeck		T. Imbert		A. Durbec	
		c						
		d						

Numéro de rapport :	Rie00009
Numéro d'affaire :	A.18979
N° de contrat :	CIEZ070464
Domaine technique :	EEI4
Mots clé du thésaurus	Etude d'impact, pétrole, offshore

BURGÉAP
27 rue de Vanves
92772 Boulogne Billancourt Cedex
Téléphone : 33(0)1.46.10.25.40. Télécopie : 33(0)1.46.10.25.49.
e-mail : international@burgeap.fr

Rie00009c/A18979 /CIEZ070464 PVA/TIM	
05/11/07	Page : 2

SOMMAIRE

	Résumé non technique	7
1	Introduction	10
2	Contexte et justification du projet	10
3	Description du projet	22
4	Participation du public	39
5	Description de l'état initial de l'environnement	40
6	Identification des impacts environnementaux liés au projet	57
7	Mesures d'atténuation et de compensation des impacts	72
8	Gestion des risques et accidents	78
9	Conséquences possibles des accidents majeurs	93
10	Mesures de prévention générales	96
11	Moyens de protection contre l'incendie	98
12	Moyens de protection contre l'explosion	101
13	Plan de gestion environnementale	107
	Bibliographie	109

ANNEXES

ANNEXE 1 : Termes de références 110

ANNEXE 2 : Company Safety rules for SIMOPS of drilling & production 117

RIe00009c/A18979
/CIeZ070464

PVA/TIM

05/11/07

Page : 3

Liste des figures

Figure 1 : production totale de gaz naturel de la Côte d'Ivoire.....	12
Figure 2 : localisation du bloc CI-27	22
Figure 3 : Centrale d'Azito.....	23
Figure 4 : séparation du condensat au terminal de Vridi Est	23
Figure 5a : vue de la plate-forme Foxtrot Figure 6b : tête de puits.....	24
Figure 7 : traitement du gaz sur la plate-forme	25
Figure 8 : torchère de la plate-forme.....	25
Figure 9 : processus de traitement du gaz sur la plate-forme	26
Figure 10 : pipeline à Jacquville	27
Figure 11 : borne de signalisation du passage du gazoduc	27
Figure 12 : Plan d'ensemble du tracé des pipelines.....	28
Figure 13 : localisation du projet et des zones d'impacts.....	31
Figure 14 : Représentation schématique du réservoir exploité	32
Figure 15 : schéma type de barge de forage.....	33
Figure 16 : caractéristiques techniques du« Tender » utilisé pour le forage	34
Figure 17 : Schéma de forage type d'exploration par une plateforme offshore	36
Figure 18 : schéma type de plateforme d'exploration.....	37
Figure 19 : caractéristiques techniques du Jack-up.....	38
Figure 20 : précipitations moyennes à Abidjan	40
Figure 21 : températures moyennes à Abidjan	40
Figure 22 : directions principales des vents transocéaniques	45
Figure 23 : températures moyennes à la surface de l'océan	46
Figure 24 : Circulation globale des courants maritimes dans le golfe de Guinée.....	47
Figure 25 : Coupe sédimentologique de la côte ivoirienne	49
Figure 26 : Pêcheurs à proximité de la plate-forme.....	55
Figure 27 : Déchets de forage	64
Figure 28 : Huiles usagées	65
Figure 29 : problématique des fluides de forage.....	74
Figure 30 : Statistique d'accidents mortels liés à la production du pétrole et du gaz (1998-2002)	80
Figure 31 : Statistique d'accidents majeurs liés à la production du pétrole et du gaz (1998-2002).....	81

Rie00009c/A18979 /CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 4

Liste des tableaux

Tableau 1 : Réserves de gaz	11
Tableau 2 : Réserves de pétrole	11
Tableau 3 : Liste des conventions internationales signées par la Côte d'Ivoire en lien avec le projet .	19
Tableau 4 : émissions actuelles de la plate-forme.....	41
Tableau 5 : qualité de l'air sur la plate-forme (valeurs obtenues lors de la campagne de prélèvements d'avril 2007).....	42
Tableau 6 : intensité sonore de quelques machines de la plate-forme à une distance de 3 à 5 m	45
Tableau 7 : caractéristiques saisonnières des courants dans le Golfe de Guinée	47
Tableau 8 : Mollusques dans le golfe de Guinée	51
Tableau 9 : Faune benthique dans le golfe de Guinée.....	52
Tableau 10 : Synthèse des impacts identifiés	58
Tableau 11 : ressources en eau et fuel pendant la phase de forage d'exploration.....	59
Tableau 12 : ressources en eau et fuel pendant la phase de forage d'exploration.....	60
Tableau 13 : Effets sur l'environnement des émissions atmosphériques potentielles	61
Tableau 14 : émissions potentielles de CO ₂ liées à la consommation de fuel	61
Tableau 15 : Quantités approximatives de cuttings.....	63
Tableau 16 : critères de référence et critères recommandés pour la gestion des boues et déblais de forage.....	75
Tableau 17 : valeurs limites de polluants dans les effluents rejetés en mer.....	76
Tableau 18 : Valeurs limites d'émissions issues des lignes directrices de la Banque Mondiale	76
Tableau 19 : Principaux potentiels de dangers du site.....	83
Tableau 20 : Hiérarchisation des risques (partie 1).....	102
Tableau 21 : Hiérarchisation des risques (partie 2).....	103
Tableau 22 : Hiérarchisation des risques (partie 3).....	104
Tableau 23 : Hiérarchisation des risques (partie 4).....	105
Tableau 24 : Hiérarchisation des risques (partie 5).....	106

Liste des abréviations

ANDE : Agence Nationale de l'Environnement

CIAPOL : Centre Ivoirine Anti-Pollution

CIE : Compagnie Ivoirienne d'Electricité.

CIPREL : Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité.

dB : décibel

DDO : Distillate Diesel Oil

EIE : étude d'impact sur l'environnement

FPSO : Floating Production, Storage and Offloading (Unité flottante de production, de stockage et de déchargement)

GES : gaz à effet de serre

GPP : Groupement des Professionnels du Pétrole

HSE : Health, Safety & Environment (hygiène, sécurité, environnement)

HVO : Heavy Vacuum Oil

OGP: International Association of Oil and Gas Producers

PETROCI : Société Nationale d'Opérations Pétrolières de la Côte d'Ivoire

PGE : Plan de Gestion de l'Environnement

SIR : Société Ivoirienne de Raffinage

RIe00009c/A18979 /CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 6

Résumé non technique

La société FOXTROT International a pour objectif de développer son activité d'extraction de gaz dans le champ Foxtrot (bloc CI27) situé au large de la Côte d'Ivoire. Ce projet intervient dans un contexte énergétique national en pleine expansion, avec le développement de plusieurs champs et la découverte de nouvelles ressources pétrolières et gazières dans le domaine offshore et offshore profond.

FOXTROT exploite actuellement 2 puits au départ d'une plateforme située à environ 18 km au large d'Abidjan. Il est prévu que cette plateforme serve pour le forage de 2 nouveaux puits, réalisés à partir d'un rig amené sur site par barge (type tender). Le forage d'un puits d'exploration au départ d'une seconde plateforme type jack-up est également prévu dans le cadre de ce projet.

Selon le Code de l'Environnement un tel projet est soumis à la réalisation d'une étude d'impact environnemental devant être approuvée par les autorités ivoiriennes.

Les forages de développement n'entraîneront pas de modification des installations de transport (pipeline) existantes, celles-ci étant dimensionnées pour le volume de gaz prévu. Seule la phase de travaux est donc susceptible d'avoir des conséquences environnementales.

Le forage d'exploration présente le même type de risques que ceux liés aux opérations de forage de développement, et ne sera pas mis en production dans l'immédiat. Les impacts de son exploitation éventuelle ne sont donc pas envisagés à ce stade et devront faire l'objet d'une étude ultérieure.

L'étude fait apparaître que le projet n'a pas d'impact significatif sur l'environnement ou sur les communautés locales, comme montré dans le tableau suivant :

Zone concernée	Source d'impact	Composante du milieu	Nature de l'impact	Typologie de l'impact	Importance de l'impact
Phase de forage					
Proximité plateforme	Base vie	Eau	Eutrophisation	effluents	Moyenne
Mer	Forage (boues)	Eau	Pollution hydrocarbures Turbidité	effluents	Faible
Mer	Base vie	Eau	Pollution organique	Déchets	Faible
Mer	Forage (boue)	Fond marin	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Bateaux, machines	Air	Emissions de GES	Emissions	Moyenne
Proximité plateforme	Forage (boues)	Fond marin (écosystème)	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Forage (boues)	Flore marine	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Base vie	Faune marine	Pollution hydrocarbures Eutrophisation	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Rig de forage	Faune marine	Fuite de la faune	Bruit	Faible

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 7

Zone concernée	Source d'impact	Composante du milieu	Nature de l'impact	Typologie de l'impact	Importance de l'impact
Plateforme	Pollution de l'air	Personnel projet	Troubles respiratoires/auditifs	Bruit/émissions	Faible – moyenne
Proximité plateforme	Trafic maritime	Pêcheurs	Gêne de la circulation et déficit économique	Economique	faible
Phase d'exploitation					
Mer/plages	Séparation du gaz	Eau	Pollution hydrocarbures	Effluents	Néant
Proximité plateforme	Stockage de condensat	Air	Emission de GES	émissions	Moyenne
Proximité plateforme	Déversement accidentel	Faune	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Pays	Production de gaz	Population	Augmentation de la production énergétique	Economique	positive

La principale source d'impact est liée aux effluents de la base vie et des travaux de forage, qui sont contrôlables d'une part par l'utilisation d'une station d'épuration pour traiter les eaux domestiques, et d'autre part par l'utilisation de boues de forage à faible toxicité.

Les activités du projet font également apparaître une série de risques, résumés dans le tableau ci-dessous :

POTENTIELS DE DANGERS
Phénomènes naturels
Foudre
Météorologie (vents et précipitations)
Séismes
Risques liés à la malveillance
Risques d'accidents liés à la circulation aérienne (hélicoptère)
Risques d'accidents liés à la circulation maritime
Risques structurels
Risques liés à la manutention
Risques induits par la maintenance des équipements aériens
Risques liés à la maintenance sous-marine
Risques électriques
Risques liés au gaz naturel :
Fuite lors des opérations d'extraction de gaz
Fuite lors des opérations de transport de gaz
Risques liés aux substances inflammables (huiles, diesel, condensats, boues) :
Fuite au niveau des canalisations de transport / fuite lors du ravitaillement
Perte de confinement des cuves / fûts de stockage
Perte de confinement de substances inflammables au niveau des équipements

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 8

Les risques d'accident majeur ont été identifiés selon des scénarios dont la probabilité d'occurrence et la gravité sont élevées (sans tenir compte des mesures mises en œuvre pour réduire la probabilité et les effets de l'accident), qui sont les suivants :

- Dommages aux installations aériennes ou sous-marines par le trafic maritime suite à une mauvaise visibilité liée à des précipitations abondantes ;
- Dommages aux installations aériennes ou sous-marines par le trafic maritime suite à une mauvaise manipulation par vents violents ;
- Perte de confinement de substances dangereuses (huiles, diesel, condensats, boues).

Une série de moyens de protection sont mis en place pour palier ces risques et pour parvenir à en maîtriser les conséquences en cas d'accident.

Par ailleurs, la simultanéité des opérations de forage et d'exploitation impliquant la plateforme FOXTROT et le tender SEAREX X constitue une source de risques importants, qui sont repris dans les procédures FOXTROT avec les processus de contrôle en place.

Un plan de gestion environnemental est en cours d'élaboration par FOXTROT afin de garantir la prise en compte des mesures citées dans ce rapport lors des différentes phases du projet.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 9

1 Introduction

La présente étude d'impact environnementale et sociale porte sur le projet de forages de développement et d'exploitation de FOXTROT International, sur le bloc CI 27, au large de la Côte d'Ivoire, dans le cadre du développement de ses activités offshore au large de la Côte d'Ivoire.

Elle a été réalisée par BURGEAP conformément aux dispositions du Code de l'Environnement en vigueur en République de Côte d'Ivoire et dans le strict respect de la réglementation en vigueur en matière de protection environnementale.

Cette étude vise à apprécier, à évaluer les effets directs ou indirects, à court, moyen et long termes des activités liées au projet de FOXTROT International sur l'environnement, et à assurer que les mesures nécessaires sont prises en vue de maintenir les répercussions à des niveaux acceptables.

Les aspects liés à la protection de l'environnement et à la sécurité lors des travaux seront développés et synthétisés dans le Plan de Gestion Environnemental (PGE) qui présentera l'ensemble des activités du projet, leurs impacts environnementaux et les mesures préconisées pour réduire ces impacts. Si des facteurs environnementaux sont à surveiller pendant la durée du projet, ceux-ci seront intégrés au PGE.

La prestation de BURGEAP a essentiellement consisté en une actualisation des données fournies dans les études existantes et une analyse des données fournies par FOXTROT International sur le projet de développement et d'exploration offshore.

NB : Les activités d'exploitation (traitement et transport) et de démantèlement sont soit couvertes par d'autres études existantes, soit seront traitées dans une étude ultérieure.

2 Contexte et justification du projet

2.1 Contexte énergétique de la Côte d'Ivoire

2.1.1 Consommation énergétique nationale

La consommation énergétique nationale de la Côte d'Ivoire repose essentiellement sur les ressources suivantes :

- la biomasse : bois, résidus agricoles et agro-industriels, déchets urbains ;
- l'hydroélectricité : le potentiel est de 12 TWh / an, soit 4 fois la consommation électrique actuelle. Ce potentiel est actuellement très peu exploité : seul 1/7 de cette électricité potentielle est effectivement produite ;
- le gaz : l'utilisation du gaz à des fins énergétiques ne nécessite jusqu'à présent pas d'importation. Le gaz produit dans des champs offshore est acheminé par pipelines jusqu'à des centrales énergétiques localisées sur la côte aux environs d'Abidjan. La production actuelle de gaz est de maximum 166 millions de pieds cube par jour et ne parvient plus à satisfaire la demande croissante. Il en résulte des coupures d'électricité de plus en plus courantes dans les quartiers d'Abidjan, générant une insatisfaction des consommateurs.
- l'éolien et le solaire : ces potentiels sont pour l'instant peu exploités.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 10

2.1.2 Les ressources en hydrocarbures et leurs usages

La Côte d'Ivoire présente un bassin pétrolier essentiellement offshore ayant une superficie de 53 000 km², avec près de 80% de cette surface qui est située à des profondeurs d'eaux très grandes, allant jusqu'à 3 000 mètres. Ainsi, une fraction importante de ce bassin sédimentaire demeure inaccessible aux moyens techniques de production conventionnels et n'a donc fait l'objet jusqu'ici que de très peu d'activités d'exploitation et d'aucun forage.

La recherche pétrolière en Côte d'Ivoire s'est finalement concentrée essentiellement sur le plateau continental à l'est de Grand-Lahou, le long du littoral, dans des eaux relativement peu profondes. Jusqu'à une période récente, seules deux accumulations de pétrole, localisées en offshore, ESPOIR (découvert en 1979) et BELIER (découvert en 1974), avaient été développées et mises en production.

Le développement du champ gazier FOXTROT (découvert en 1981 et mis en production en 1999), la découverte du champ gazier PANTHERE en novembre 1993, du champ de pétrole LION en mars 1994 et la remise en production du champ pétrolier BELIER OUT POST par la PETROCI annoncent une intensification de la production d'hydrocarbures.

Actuellement le bassin sédimentaire de la Côte d'Ivoire est découpé en 27 blocs dont 13 sont déjà attribués. Les réserves gazières ivoiriennes restent modestes : autour de 1 346 milliards de pieds cube de réserves confirmées. Loin de constituer un handicap, leur taille, leur situation et leur durée de vie sont, de fait, bien adaptées à la desserte du marché local et des marchés frontaliers.

Les tableaux 1 et 2 présentent les estimations concernant les réserves de gaz et de pétrole en Côte d'Ivoire.

Tableau 1 : Réserves de gaz

Réserves	Milliards de pied cube	Milliard de mètres cube
Réserves en place	3642	103
Réserves prouvées	1760	50
Réserves récupérables	1346	38

Source : Direction de l'énergie

Tableau 2 : Réserves de pétrole

Réserves	Millions de barils	Millions de tonnes
Réserves en place	1896	265
Réserves prouvées	553	77
Réserves récupérables	131	18

Source : Direction de l'énergie

Les ressources en **pétrole** sont destinées à l'exportation. En revanche, les réserves de gaz sont destinées à la production d'électricité pour la Côte d'Ivoire. La découverte de nouveaux champs gaziers devrait donc permettre d'accroître la production de gaz naturel pour produire de l'électricité pour les besoins nationaux et pour l'exportation dans la sous-région.

La figure 1 qui suit présente l'évolution de la production de gaz en Côte d'Ivoire pour la période 1994-2003 :

RIe00009c/A18979	
/CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 11

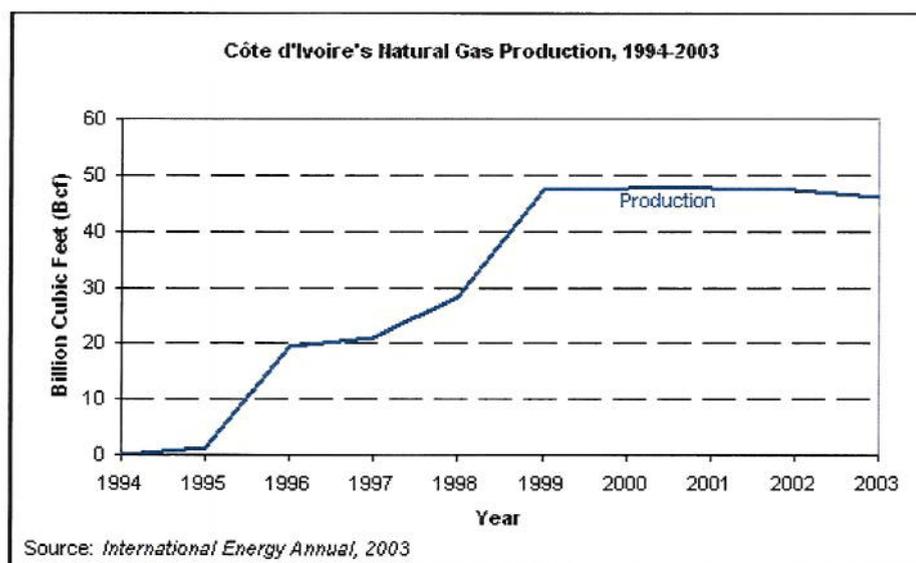


Figure 1 : production totale de gaz naturel de la Côte d'Ivoire

La **fourniture de gaz** aux centrales thermiques est répartie entre trois sociétés : FOXTROT, DEVON et CNR. La production de DEVON, qui exploite 17 puits via une plate-forme est en diminution (environ 40 millions de pieds cube par jour) et cette société ne semble pas investir pour le moment dans de nouveaux forages. CNR exploite surtout l'huile dont le traitement produit de 560 000 à 850 000 m³ (20 à 30 millions de pieds cube) de gaz par jour. **FOXTROT**, qui contribue pour la majeure partie de la production, produit actuellement environ 2,35 millions de m³ (83 millions de pieds cube) par jour, ne satisfaisant que partiellement ses engagements (91 millions de pieds cube par jour).

Le gaz extrait des réservoirs est destiné à la consommation nationale à travers plusieurs utilisateurs :

- 1 CIPREL : Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité, point de livraison
- 2 AZITO O&M : point de livraison principal avec la même utilisation est devenu le client principal de FOXTROT.
- 3 SIR : Société Ivoirienne de Raffinage, alimente des chaudières pour environ 4 millions de pieds cube par jour.
- 4 PETROCI : Société Nationale d'Opérations Pétrolières de la Côte d'Ivoire, alimente des usines de production de biens pour environ 110000 m³ (3 millions de pieds cube) par jour.

2.2 Justification du projet

La Côte d'Ivoire connaît une situation de déficit énergétique qui atteindra rapidement 100 MW et à plus long terme 450 MW. Afin de répondre à l'augmentation progressive de la demande énergétique, le pays dispose de plusieurs solutions : la construction de barrage supplémentaire à Soubré (pour un coût d'environ 200 milliards de CFA et pour une production d'environ 200 MW), l'importation d'hydrocarbure sur le « West African Gas Pipeline » en provenance du Nigéria ou une augmentation de la production de gaz offshore.

Cette dernière option reste probablement la plus intéressante pour le pays. La production de gaz offshore étant en déclin, des investissements dans l'exploration et l'exploitation des champs existants

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 12

et à découvrir s'avère nécessaire afin de faire face à la baisse de productivité déjà ressentie des deux puits existants, et à l'augmentation de la demande ivoirienne.

C'est pour répondre à cette attente que FOXTROT International envisage deux puits de développement supplémentaires. Le design de la plate-forme et du pipeline sous-marin est prévu pour une production de 100 millions de pieds cube par jour.

2.3 Cadre institutionnel, législatif et réglementaire

2.3.1 Cadre institutionnel

2.3.1.1 Le Ministère de l'Environnement et des Eaux et Forêts

L'organisation et les prérogatives du Ministère :

Le Ministère de l'Environnement est subdivisé en 4 directions techniques :

(i) La Direction de la Planification et de l'Évaluation (DPE), responsable de la Planification et du contrôle des politiques environnementales et de la Communication sur l'Environnement. Elle coordonne les projets environnementaux et réalise des études prospectives.

(ii) La Direction des Politiques, des Stratégies de l'Environnement et de la Coopération (DPSE), chargée du suivi et de la mise en œuvre des politiques et stratégies de protection de l'environnement, du Code de l'Environnement, de la législation nationale et des conventions et accords internationaux relatifs à l'Environnement. Elle doit élaborer une stratégie d'information, d'éducation et de communication ; elle doit gérer le partenariat avec le secteur privé, les ONG et les Organisations Communautaires de Base (OCB) dans le domaine de l'Environnement ;

(iii) La Direction de la Protection de la Nature : responsable d'un ensemble d'actions :

- suivi de la mise en œuvre des politiques de gestion de la faune sauvage, des écosystèmes aquatiques, de la conservation des réseaux des parcs nationaux et réserves naturelles, de l'élaboration de stratégies pour un développement durable incluant la coordination des programmes de surveillance;

- suivi de la mise en œuvre des conventions internationales relatives aux parcs nationaux (Ramsar, CITES, etc.);

- suivi et mise en œuvre du Code de l'eau en ce qui concerne la protection et l'utilisation rationnelle et durable de la ressource en eau;

- promotion et suivi de la mise en valeur des sites naturels, des parcs et réserves volontaires;

- suivi et évaluation des activités de l'OIPR et de la gestion des parcs zoologiques et des jardins botaniques.

(iv) La Direction du Cadre de Vie (DCV), en charge des questions suivantes :

- suivi des politiques en matière de cadre de vie, d'économie d'énergie et de promotion d'énergies nouvelles et renouvelables;

- promotion des actions visant à assurer la salubrité dans les villes et villages; contrôle des réseaux d'assainissement et de drainage;

- promotion des actions de conservation, d'aménagement et de réhabilitation des espaces verts urbains et périurbains;

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 13

- coordination et promotion des actions de lutte contre les pollutions de l'air, de l'eau et des sols ainsi que des nuisances dans les villes et villages;
- amélioration des méthodes de collecte, de traitement de recyclage et de valorisation des déchets;
- mise en place d'une veille sur les risques majeurs susceptibles d'affecter le cadre de vie des populations;
- gestion du partenariat avec les collectivités territoriales, le secteur privé, les ONG et les OCB en ce qui concerne l'amélioration du cadre de vie dans les villes et villages; le suivi environnemental de l'aménagement du territoire.

Ces 4 directions centrales réalisent leurs actions en collaboration et en liaison avec les structures sous tutelle du Ministère de l'Environnement.

Les structures sous tutelle du Ministère :

(i) **L'Agence Nationale de l'Environnement (ANDE)**, créée par le décret 97-373 de juillet 1997 : cette agence a pour mission d'assurer la coordination de l'exécution des projets de développement à caractère environnemental, d'effectuer le suivi et de procéder à l'évaluation de projets du PNAE, de constituer et de gérer le portefeuille des projets d'investissement environnementaux, de procéder aux côtés du Ministère chargé de l'Économie et des Finances à la recherche de financements, de garantir la prise en compte des préoccupations environnementales dans les projets et programmes de développement, de veiller à la mise en place et à la gestion d'un système national d'informations environnementales, de mettre en œuvre la procédure d'études d'impacts ainsi que l'évaluation de l'impact environnemental des politiques macro-économiques, de mettre en œuvre les conventions internationales dans le domaine de l'environnement et d'établir une relation suivie avec les réseaux d'ONG. Elle inclut un Bureau d'Étude d'Impacts Environnementaux (BEIE).

(ii) Le Centre Ivoirien Anti-pollution (CIAPOL) : il a pour mission le contrôle et la surveillance de la pollution des milieux aquatiques et atmosphériques. Aujourd'hui, ses activités sont essentiellement axées sur la surveillance et la qualité des eaux continentales, lagunaires et côtières. Le CIAPOL anime le réseau National d'Observation (RNO) "EAU". Depuis quelques temps, le CIAPOL a vu ses activités étendues aux contrôles de pollution et des nuisances industrielles par l'intégration du Service de l'Inspection des Installations Classées (SIIC).

(iii) L'Office Ivoirien des Parcs et Réserves (OIPR) : il est chargé de la restructuration et de la gestion des parcs nationaux et des réserves. Sa création récente introduit une importante modification institutionnelle. L'OIPR a la charge de toutes les activités liées aux aires protégées du pays dont la gestion opérationnelle sera décentralisée. Il bénéficie d'une autonomie financière et son fonctionnement est particulier par le fait que les représentants des ONG, des communautés riveraines des aires protégées, des opérateurs privés y participent.

(iv) La Société de Développement des forêts (SODEFOR) : elle est chargée de la gestion du domaine permanent de l'État, notamment des forêts classées.

(v) Le Parc national zoologique d'Abidjan (ZOO).

2.3.1.2 Les préoccupations environnementales dans les autres Ministères

Au niveau des autres ministères, les structures environnementales sont pratiquement inexistantes. Cependant, dans le cadre des projets de développement, et conformément à la réglementation en

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 14

vigueur, chaque ministère doit intégrer les préoccupations environnementales dans la conception et la mise en œuvre du projet.

Le Ministère de l'Agriculture

Une sous direction de l'Environnement a été créée en 2003 dont l'un des objectifs est de favoriser des pratiques agricoles respectueuses de l'environnement. Ses activités ont démarré en 2005. L'ANADER (Agence Nationale d'Appui au Développement Rural) mène des actions de vulgarisation des technologies agricoles, respectueuses de l'environnement et réalise l'encadrement des agriculteurs. Elle bénéficie du soutien du Laboratoire National d'Appui au Développement Agricole (LANADA) qui a développé 7 sections thématiques (pathologie animale, écotoxicologie, hygiène alimentaire, analyse des semences, aquaculture, nutrition animale et insémination artificielle).

Le Ministère de la Production Animale et des Ressources Halieutiques

Chargé de la gestion et du suivi des ressources halieutiques, il est organisé autour de 5 directions centrales : (i) la Direction de la Planification des Programmes, (ii) la Direction des Affaires Administratives et Financières (DAAF), (iii) la Direction des Services Vétérinaires et de la Qualité, (iv) la Direction des Productions et de l'Élevage, (v) la Direction des Productions Halieutiques.

Le Ministère de la Construction et de l'Urbanisme

Ce ministère assume la gestion des réseaux d'assainissement des eaux usées domestiques et industrielles ainsi que le drainage des eaux de pluies ; il délivre les permis de construire, planifie l'aménagement des terrains urbains, organise l'habitat, l'urbanisation, et la construction des ouvrages publics importants.

Le Ministère des Infrastructures Économiques

Ce ministère a pour mission de gérer les infrastructures et le domaine public de l'Etat.. La Direction de la Météorologie Nationale (DMN/SODEXAM) collecte les données climatologiques. Ses relations avec les structures sous-régionales lui permettent de jouer un rôle important dans l'Organe National de Coordination de la Convention pour la Lutte contre la Désertification.

Le Ministère des Transports

Ce ministère assume la gestion et la réglementation de l'ensemble du transport terrestre, portuaire et fluvio-lagunaires.

Le Ministère de la Défense

Ce ministère assure entre autre la surveillance de l'espace maritime national.

Le Ministère de l'Administration du Territoire

La décentralisation confère un rôle important aux collectivités locales et territoriales en matière de gestion de l'environnement. De ce fait, ce ministère est concerné en raison de l'implication des collectivités territoriales et locales (communes, districts, etc.) qui en dépendent.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 15

Le Ministère des Mines et Énergie

Ce ministère contrôle l'utilisation des énergies renouvelables, via sa direction de l'énergie. Il s'occupe également de l'exploitation des mines et des hydrocarbures.

Le Ministère de l'Industrie

Dans le cadre de la sensibilisation des entreprises dans la recherche des technologies les moins polluantes et de la dépollution de leurs déchets, ce ministère dispose d'une sous-direction Environnement. Le laboratoire LANEMA (Laboratoire National d'Essais, de Métrologie et d'Analyses) assure le suivi des émissions des industries pour le compte de ce Ministère.

Le Ministère de la Recherche Scientifique

De nombreuses structures de recherches placées sous sa tutelle se consacrent au secteur de l'environnement.

2.3.2 Principaux acteurs du secteur des hydrocarbures

Les principaux acteurs du secteur des hydrocarbures sont (i) le Ministère d'Etat : Ministère des Mines et de l'Energie ; (ii) la Direction des hydrocarbures ; (iii) les sociétés étatiques opérant dans le secteur ; (iv) le groupement des professionnels des pétroliers ; (v) les opérateurs gaziers qui produisent le gaz naturel.

La Direction des Hydrocarbures du Ministère des Mines et de l'Energie a pour missions :

- la définition, la mise en oeuvre et le suivi de la politique du gouvernement en matière d'élaboration, de suivi, de législation, de réglementation et de définition des normes et spécifications des produits pétroliers et gaziers ;
- le suivi de la recherche ; de l'exploitation et du développement de l'industrie pétrolière.

Les sociétés étatiques du secteur des hydrocarbures sont les suivantes :

- **PETROCI** (Société Nationale d'Opérations Pétrolières de la Côte d'Ivoire) a pour vocation la recherche et l'exploitation du pétrole et du gaz sur le territoire ivoirien.
- **GESTOCI** (Société de Gestion des Stocks Pétroliers de la Côte d'Ivoire) assure la gestion des stocks de sécurité pouvant couvrir une période d'arrêt de fonctionnement de la SIR pendant 60 jours et gère aussi les moyens de transport entre les dépôts.
- **SIR** (Société Ivoirienne de Raffinage) transforme le pétrole brut en produits pétroliers usuels de consommation (butane, essences super et ordinaire, pétrole lampant, gasoil, DDO, fuel oil 180, fuel oil 380, HVO...).
- **SMB** (Société Multinationale des Bitumes) est spécialisée dans la production des bitumes dont plus de 70 % est exporté.

Enfin, pour ce qui est des opérateurs du secteur des hydrocarbures :

Ocean Energy International, Foxtrot International et CNR sont des exploitants du secteur des hydrocarbures qui produisent de **l'huile et du gaz naturel**. Ce gaz est destiné essentiellement à la production nationale d'énergie électrique.

D'autre part, les **sociétés pétrolières** TOTAL, MOBIL CI, SHELL CI, TEXACO CI, PETROIVOIRE, IVOIRE OIL, LUBAFRIQUE sont regroupées dans une association dénommée « Groupement des Professionnels du Pétrole » (**GPP**) qui distribue et commercialise les produits pétroliers en Côte d'Ivoire.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 16

2.3.3 Cadre législatif

La Côte d'Ivoire dispose d'une réglementation cohérente et complète en matière d'environnement et de projets d'infrastructures. Les principaux textes de loi destinés à permettre la réalisation de tels projets en protégeant l'environnement et la population sont décrits dans ce qui suit.

2.3.3.1 Le Code de l'Environnement

La Loi n° 96-766 du 3 octobre 1996 portant Code de l'Environnement fixe les grands objectifs de protection de l'environnement et définit en particulier l'obligation de réaliser une EIE (Titre IV, Chapitre premier, article 39) ainsi que son contenu (Titre IV, Chapitre premier, article 40) :

L'Etude d'Impact Environnemental (EIE) comporte au minimum :

- une description de l'activité proposée ;
- une description de l'environnement susceptible d'être affecté y compris les renseignements spécifiques nécessaires pour identifier ou évaluer les effets de l'activité proposée sur l'environnement ;
- une liste des produits utilisés le cas échéant ;
- une description des solutions alternatives, le cas échéant ;
- une évaluation des effets probables ou potentiels de l'activité proposée et des autres solutions possibles sur l'environnement, y compris les effets directs, indirects, cumulatifs à court, à moyen et long termes ;
- l'identification et la description des mesures visant à atténuer les effets de l'activité proposée et les autres solutions possibles, sur l'environnement, et une évaluation de ces mesures ;
- une indication des lacunes en matière de connaissance et des incertitudes rencontrées dans la mise au point de l'information nécessaire ;
- une indication sur les risques pour l'environnement d'un Etat voisin dus à l'activité proposée ou aux autres solutions possibles ;
- un bref résumé de l'information fournie au titre des rubriques précédentes ;
- la définition des modalités de contrôle et de suivi réguliers d'indicateurs environnementaux avant (état initial), pendant le chantier, durant l'exploitation de l'ouvrage ou de l'aménagement et le cas échéant, après la fin de l'exploitation (remise en état ou réaménagement des lieux) ;
- une estimation financière des mesures préconisées pour prévenir, réduire ou compenser les effets négatifs du projet sur l'environnement et des mesures de suivi et contrôle réguliers d'indicateur environnementaux pertinents.

2.3.3.2 Le décret relatif aux Etudes d'Impact sur l'Environnement

Le décret n° 96-894 du 8 novembre 1996 déterminant les règles applicables aux EIE des projets de développement définit :

- Les règles applicables pour l'élaboration des EIE ;
- Leur instruction par le Bureau d'Etude Impact Environnemental (dispositions particulières – article 17) ;
- La participation publique par enquête publique ;
- Les modalités d'approbation ministérielle des projets soumis à EIE.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 17

2.3.3.3 Le Code pétrolier

Le Code pétrolier, Version du 31 Mai 1996, définit les modalités d'exploitation des ressources en hydrocarbures de la Côte d'Ivoire et traite en particulier des points suivants :

- Autorisation de reconnaissance d'hydrocarbures ;
- Contrat pétrolier de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures ;
- Autorisation de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures ;
- Autorisation de transport d'hydrocarbures par canalisations ;
- Obligations et droits annexes aux opérations pétrolières ;
- Dispositions fiscales, douanières et de réglementation des changes.
- Les modalités d'approbation ministérielle des projets soumis à EIE.

Le Code pétrolier a été adopté en août 1996. A l'inverse du Code Minier, il n'existe pas un chapitre consacré à la protection de l'environnement. Seul l'article 49 (chapitre I : de l'exercice des opérations pétrolières) fait référence à un développement durable en mentionnant "Le titulaire d'un contrat pétrolier doit réaliser les opérations pétrolières de telle manière que soit assurée en toutes circonstances, la conservation des ressources naturelles, notamment des gisements d'hydrocarbures, et que soient dûment protégées les caractéristiques essentielles de l'environnement. A ce titre, il doit effectuer toutes les opérations et travaux en utilisant les techniques confirmées en usage dans l'industrie pétrolière internationale et prendre notamment toutes mesures destinées à préserver et à protéger les environnements, milieux et écosystèmes naturels, ainsi que la sécurité des personnes et des biens". Par ailleurs, les sites pétroliers sont mentionnés comme IC. Enfin, il ne peut pas y avoir exploitation sur des terrains déclarés par l'Etat parcs nationaux, aires protégées (article 60).

2.3.3.4 Le Code minier

Pour soutenir le développement économique, la Côte d'Ivoire a mis en oeuvre une politique de développement durable du secteur minier. Un Code Minier a été adopté en 1995 avec son décret d'application en novembre 1996. Ces réformes ont créé les conditions favorables à l'investissement minier et un cadre efficient pour limiter l'impact négatif sur l'environnement. Les articles 76 (Les activités régies par le code minier doivent être conduites de manière à assurer la protection de la qualité de l'environnement, la réhabilitation des sites exploités et la conservation de la flore), 77, 78 et 79 (Les bénéficiaires d'autorisation sont soumis aux dispositions législatives et réglementaires particulières régissant la préservation de l'environnement et la protection du patrimoine forestier) du chapitre 5 du Code Minier régissent la protection de l'environnement. Chaque permis d'exploitation doit être accompagné d'une étude d'impact environnemental et d'un programme de gestion de l'environnement comprenant un plan de réhabilitation des sites et leurs coûts prévisionnels effectués principalement par l'ANDE. De plus, lors de l'exploitation, des contrôles périodiques sont effectués en vue de préserver la santé et le bien être des populations riveraines des sites miniers. Les projets miniers sont aussi placés dans la catégorie des Installations Classées (IC), comme défini à l'article 6 du code de l'environnement et à l'article 1er du Décret n°98-43 relatif aux Installations Classées.

2.3.3.5 La participation du public

C'est à partir de 1994 que la Côte d'Ivoire établit son livre blanc de l'environnement qui met en évidence les principaux problèmes environnementaux et établit la nécessité d'une approche participative et décentralisée au niveau des plans de développement des bassins versants.

La loi n° 96-766 du 3 octobre 1996 portant Code de l'environnement : le public a le droit de participer à toutes les procédures et décisions qui pourraient avoir un effet négatif sur l'environnement.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 18

Le décret n° 96-894 du 08 novembre 1996 déterminant les règles et procédures applicables aux études relatives à l'impact environnemental des projets de développement, il définit trois phases : la séance d'information préalable des responsables locaux, la séance d'information et de consultation du public, l'enquête publique :

« Article 16 : Le projet soumis à l'étude d'impact environnemental fait l'objet d'une enquête publique. L'étude d'impact environnemental est portée à la connaissance du public dans le cadre de cette enquête et constitue une pièce du dossier. »

Ainsi, le décret n°9-894 du 8 novembre 1996 détermine les règles et procédures applicables aux EIE de projets de développement.

Le Code de l'Environnement promulgué en 1996 a permis de préciser cette exigence dans l'article 35.6 qui mentionne l'obligation de diffuser l'information relative aux programmes ou projets de développement; les études d'impacts de ces projets doivent donc prendre en compte et définir les modalités de participation des notables locaux, de la Société Civile, des ONG et des groupes cibles de la population aux prises de décision entrant dans le cadre de la définition de ces projets.

2.3.3.6 Le Code de l'eau

La loi n°98-755 portant Code de l'eau dispose des principes généraux applicables à la protection du domaine de l'eau en Côte d'Ivoire. Elle concerne notamment les installations susceptibles d'entraver la navigation, de présenter des dangers pour la santé et la sécurité publiques, de nuire au libre écoulement des eaux, de dégrader la qualité et la quantité des ressources en eau, d'accroître notamment le risque d'inondation, ou de porter gravement atteinte à la qualité ou à la diversité du milieu aquatique (Titre II, Chapitre III, Article 31).

2.3.3.7 Les Conventions régionales et internationales

Aux termes de la Constitution nationale, les traités régulièrement ratifiés ont dès leur publication une autorité supérieure à celle de la loi. De plus, en l'absence de textes nationaux sur une matière donnée, la Côte d'Ivoire se réfère aux dispositions des Conventions Internationales.

La Côte d'Ivoire a signé et ratifié depuis 1938 une quarantaine de conventions, accords et traités internationaux relatifs à l'environnement. Ces conventions interviennent dans le cadre des orientations et du contenu de la politique nationale.

Un inventaire des Conventions internationales signées par la Côte d'Ivoire est donné dans le tableau 3 ci dessous.

Tableau 3 : Liste des conventions internationales signées par la Côte d'Ivoire en lien avec le projet

Intitulés des Conventions ou Accords Internationaux ratifiés	Date de Ratification
Convention de Londres relative à la conservation de la faune et flore à l'état naturel / 1933	1938
Convention de Londres pour la prévention de la pollution des eaux de mer par les hydrocarbure / 1954	1967
Convention de Kano sur le criquet migrateur africain / 1962	1963
Convention de Rio de Janeiro pour la conservation des Thonidés de l'atlantique / 1966	1972
Convention d'Alger sur la conservation de la nature et des ressources naturelles / 1968	1969
Convention de Paris pour la prévention de la pollution marine d'origine tellurique	1974
Convention sur l'intervention en haute mer en cas d'accident entraînant ou pouvant entraîner une pollution par le hydrocarbures / 1969	1986
Convention de Ramsar sur les zones humides d'importance internationale	1993

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 19

Intitulés des Conventions ou Accords Internationaux ratifiés	Date de Ratification
particulièrement comme habitat de oiseaux d'eau / 1971	
Convention de Londres sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion des déchets / 1972 (amendements 1978, 1980)	1986
Convention de Londres pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL) / 1978	1988
Convention de l'UNESCO sur le patrimoine mondial, culturel et naturel : / 1972	1977
Convention de Washington sur le commerce international des espèces de faune et flore sauvages menacée d'extinction (CITES) / 1975	1993
Convention portant création du bassin versant du Niger et protocole relatif au Fonds de développement du bassin du Niger / 1980	1981
Convention d'Abidjan relative à la coopération en matière de protection et de mise en valeur du milieu marin et des zones côtières de la région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre / 1981	1984
Convention Montego Bay des nations Unies sur le droit de la mer / 1962	1984
Convention de Bruxelles sur l'intervention en haute mer en cas d'accident entraînant ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures / 1979	1984
Convention de Bruxelles portant création d'un fonds international d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures / 1971	1988
Convention de Vienne pour la protection de la couche d'Ozone : 1985	1992
Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'Ozone / 1987	1992
Convention de Bâle sur le contrôle des mouvements transfrontaliers des déchets dangereux et de leur élimination / 1989	1994
Convention de Bamako sur l'interdiction d'importer en Afrique des déchets dangereux : 1991	1994
Convention cadre des Nations Unies sur le changements climatiques - Rio / 1992	1994
Convention cadre des Nations Unies sur la diversité biologique - Rio / 1992	1994
Convention de la lutte contre la désertification dans les pays gravement touchés par la sécheresse et/ou par la désertification : 1994	1997
Convention de Rotterdam sur les produits chimiques, les pesticides dangereux qui font l'objet d'un commerce international / 1998	2003
Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants / 2001	2003
Convention de Bohn sur la conservation des espèces migratrices appartenant à la faune sauvage de 1987	2003
Incluant les Memoranda sur les tortues marines de la côte Atlantique d'Afrique et sur les populations Ouest Africaines de l'éléphants d'Afrique	

Ainsi, plusieurs Conventions internationales relatives à la protection du milieu marin ont été ratifiées par la Côte d'Ivoire, et notamment :

- les résolutions prises par l'Organisation maritime internationale (OMI) ;
- la convention MARPOL 1973/1978 réglementant au niveau mondial les seuils de rejets provenant de l'espace machine des plates-formes en mer ;
- la convention de Paris de 1992 pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est, dont les parties contractantes sont convenues d'interdire, sauf sous certaines conditions, l'utilisation en mer des boues de forage au mazout et de fixer les critères d'utilisation des produits chimiques ainsi que la teneur en hydrocarbures des eaux de production et rejets de toute nature résultant des opérations de prospection ;
- la convention de Londres de 1972, qui établit des directives spécifiques pour l'évaluation des plates-formes ou autres ouvrages en mer, notamment pour ce qui concerne la gestion des déchets et la prévention de leur production ;
- la convention de Bâle de 1989 sur le contrôle des mouvements transfrontières de déchets

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 20

dangereux et de leur élimination.

- la convention de Londres de 1954 pour la prévention de la pollution des eaux de mer par les hydrocarbures ;
- la convention de 1969 sur l'intervention en haute mer en cas d'accident entraînant ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures (1969) ;
- la convention d'Abidjan de 1981 relative à la coopération en matière de protection et de mise en valeur du milieu marin et des zones côtières de la région de l'Afrique de l'ouest et du centre ;
- la convention des Nations Unies de 1982 sur le droit de la mer ;
- la convention de Montréal de 1987 relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone ;
- la convention cadre des Nations Unies de 1992 sur les changements climatiques ;
- la convention de Stockholm de 2001 sur les polluants organiques persistants.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 21

3 Description du projet

3.1 Activités de Foxtrot

3.1.1 Présentation du gisement

Foxtrot International exploite le gisement offshore d'hydrocarbures situé sur la zone spéciale F du permis CI 27, dénommé également « gisement Foxtrot ». Ce gisement se situe au large des côtes ivoiriennes, face à l'île de Jacquerville, à l'ouest d'Abidjan (cf. figure 2).

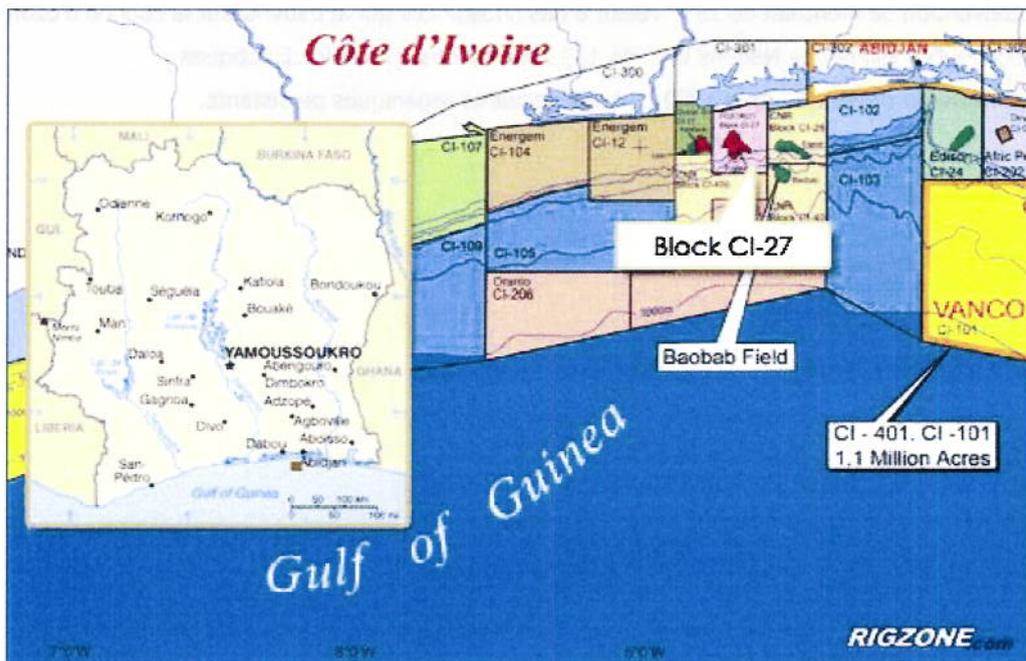


Figure 2 : localisation du bloc CI-27

Source : http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=27845

Le bloc CI-27 contient un champ de gaz naturel découvert en 1999 et dénommé Manta. Il produit déjà environ 2,3 millions de m³ par jour de gaz naturel. Il est destiné à alimenter la centrale d'Azito. La compagnie d'Etat Petroci, avec 40%, Seci avec 24%, Enerci avec 12%, et enfin Foxtrot avec 24%, constituent les partenaires de ce bloc. Le gaz est vendu sur la base de contrats à long terme, pour la génération d'électricité en Côte d'Ivoire mais également à des fins industrielles et commerciales.

L'exploitation de ce bloc, et donc toute la zone Spéciale F, seule zone productive du bloc, a fait l'objet d'une étude d'impact environnemental en 1998 (cf. bibliographie) qui n'a pas été validée par les services du Ministère en charge l'environnement.

Du gaz naturel a été découvert sur ce bloc en décembre 2005, sur le puits d'exploration dénommé Mahi-1, à partir d'un intervalle de 20 mètres sous une profondeur d'eau de 400 mètres, par Foxtrot international LDC et Petroci. Le puits Mahi-1 est situé à environ 5 kilomètres au Sud de la plate-forme

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 22

de Foxtrot. Foxtrot international avait alors indiqué que « ce puits a testé 900 000 m³ par jour de gaz et environ 250 barils par jour de condensat sur une buse d'un pouce. Le puits a été foré par le semi-submersible Aleutian Key de Global Santa Fe et a rencontré une colonne d'hydrocarbure de 135 mètres ».

3.1.2 Traitement et exploitation du gaz du champ Foxtrot

Le champ Foxtrot produit exclusivement du gaz qui est acheminé par pipeline vers les terminaux d'Azito et de Vridi Est, où il est utilisé dans des turbines à gaz pour la génération d'électricité.

Une étude d'impact environnemental a été réalisée avant la pose du pipeline de transport de condensat¹ entre les terminaux d'Azito et de Vridi Est en 2006 (cf. bibliographie et figure 3).



Figure 3 : Centrale d'Azito

Le gaz est extrait via deux puits reliés à la plate-forme Foxtrot, située à une vingtaine de kilomètres environ des côtes. Il subit un premier traitement permettant de séparer le gaz du condensat et de l'eau. L'eau est rejetée à la mer après écrémage et le condensat ainsi que le gaz sont transportés vers les terminaux par deux pipelines, qui se subdivisent au niveau de l'île de Jacqueville.

Sur chacun des terminaux d'Azito et de Vridi Est (cf figure 4), le gaz subit une nouvelle séparation, produisant du condensat et de l'eau. Le condensat est stocké au terminal de Vridi Est (celui produit à Azito y est transporté par pipeline), d'où un pipeline le transporte vers la raffinerie depuis Vridi.



Figure 4 : séparation du condensat au terminal de Vridi Est

¹ hydrocarbure à l'état gazeux aux conditions de pression et de température du gisement, et qui passe à l'état liquide une fois remonté à la surface

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 23

Les 2 terminaux (Vridi Est et Azito) ont la même capacité de réception de gaz (2,9 millions de m³ par jour). Les flux vers l'un et l'autre varient selon les besoins de chaque centrale, le contrôle se faisant depuis Vridi, où l'ensemble des vannes automatiques, y compris de la plate-forme, est centralisé.

3.2 Description des installations existantes

3.2.1 La plate-forme

La plate-forme est constituée d'un « jacket » surmonté d'un « top side » (cf. figure 5a). Celui-ci comprend :

- 2 têtes de puits de type « arbre de Noël » (cf. figure 6b),
- un manifold,
- des installations de traitement du gaz,
- un pont Hélicoptère et
- un module de vie pouvant accueillir jusqu'à 20 personnes.



Figure 5a : vue de la plate-forme Foxtrot



Figure 6b : tête de puits

3.2.1.1 Organisation de la base vie

En fonctionnement normal, seulement 9 personnes sont hébergées à bord, pour des rotations de 14 jours. La relève du personnel se fait par bateau, et de plus en plus fréquemment par hélicoptère. Le ravitaillement de la plate-forme en nourriture et matériel de maintenance s'effectue par bateau également, depuis le port d'Abidjan.

L'eau utilisée dans les installations sanitaires provient d'une unité de dessalement d'eau de mer. Environ 250 litres d'eau sont utilisés par jour et par personne. L'eau de boisson est amenée par bateau. Une unité de traitement biologique par culture fixée est installée sur la plate-forme pour le traitement des eaux usées, mais compte tenu du faible nombre de personnes présentes sur la plate-forme (9 à 10) cette unité n'est pas utilisée en temps normal de production. Toutefois, elle devrait être activée lorsque la charge augmentera.

Le traitement consiste en une mise en contact dans un réacteur de l'eau polluée avec une masse bactérienne se présentant sous la forme d'un biofilm fixé sur un support, permettant l'élimination de la pollution carbonée (DCO et DBO5) et azotée.

La partie organique des déchets domestiques (déchets de cuisine) est rejetée à la mer. Les autres catégories de déchets sont quant à elles transportées à terre pour traitement au sein d'installations agréées.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 24

3.2.1.2 Le traitement du gaz

Environ 2,5 millions de m³ de gaz ainsi qu'une centaine de barils de condensat sont produits chaque jour par les deux puits qui sont actuellement en production.

Le gaz arrive des 2 têtes de puits au manifold, qui le dirige vers 2 séparateurs successifs. Le 1er à haute pression, séparant eau/condensat/gaz. L'eau est traitée dans un écrémeur puis est rejetée à la mer, le gaz est envoyé au second séparateur et le condensat est stocké dans un ballon. La seconde séparation à basse pression produit encore du condensat stocké dans un ballon (25 barils de capacité). Tous les ballons sont sur rétention (cf figure 7).

Du glycol est également utilisé pour la déshydratation du gaz. Il est livré en fûts à la plateforme, par bateau en provenance d'Abidjan, et est ensuite stocké dans un ballon (70 bbl). Environ 1000 l par mois sont utilisés (il est recyclé en totalité, seules les pertes par épuisement sont compensées).



Figure 7 : traitement du gaz sur la plate-forme

Annuellement, lorsque les installations sont arrêtées, du méthanol est injecté dans le pipeline pour le déshydrater. Il permet ainsi d'éviter la formation d'hydrates.

Le gaz issu du traitement et inutilisable est brûlé en continu dans une torchère (cf. figure 8):



Figure 8 : torchère de la plate-forme

La figure ci après présente le schéma de traitement du gaz sur la plate-forme (cf figure 9).

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 25

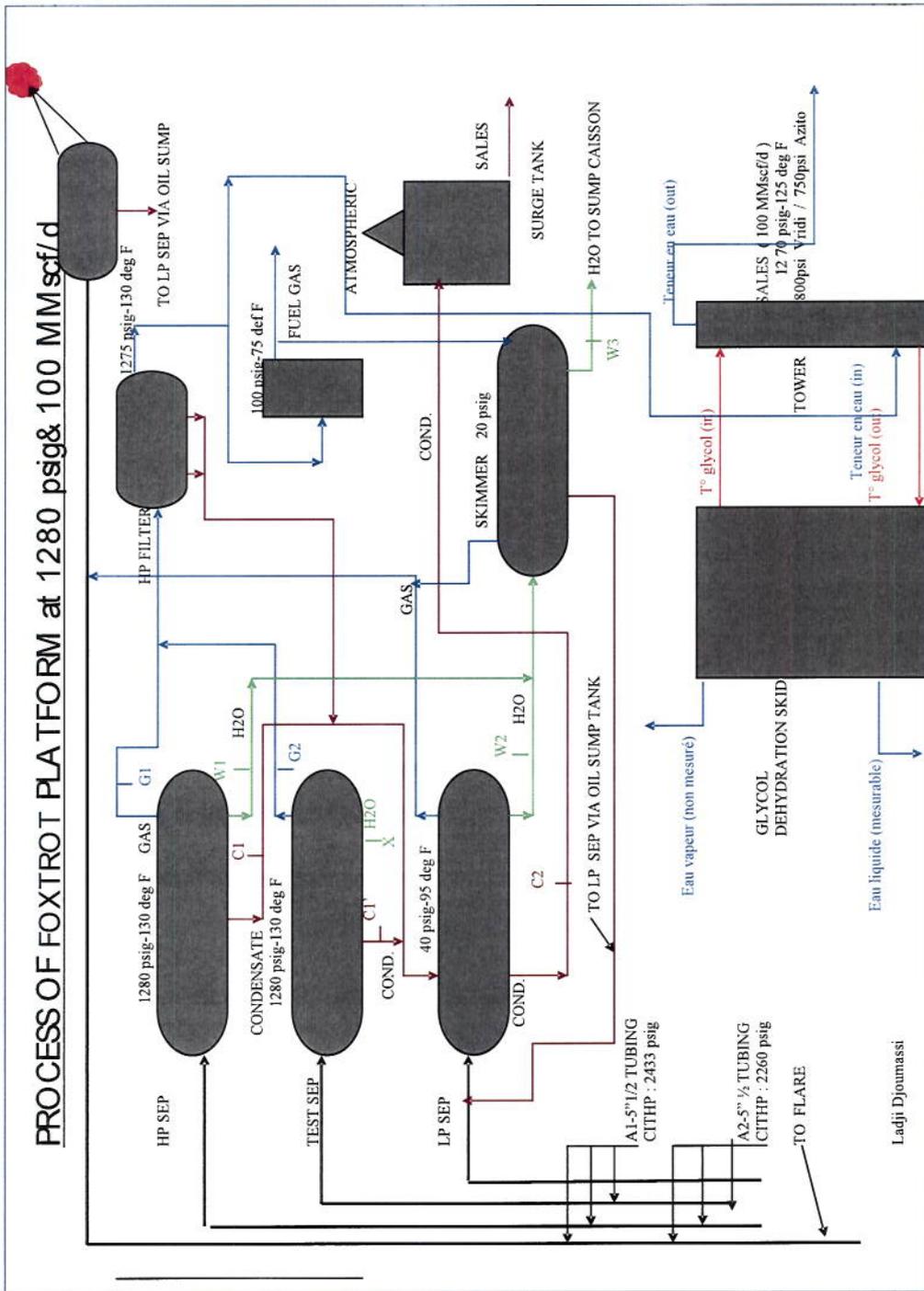


Figure 9 : processus de traitement du gaz sur la plate-forme

R1e00009c/A18979	
/C1eZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 26

3.2.2 Le pipeline

Les pipelines (cf. figure 10) sont au nombre de deux :

- un 12" pour le transport du gaz,
- un 4" pour le transport du condensat.

Ils reposent sur le fond de la mer entre la plate-forme située offshore à 18 km de la côte, et l'île de Jacqueville où la zone d'atterrissage se situe à environ 20 km de son extrémité ouest.



Figure 10 : pipeline à Jacqueville

La figure 12 présente la carte du tracé de l'ensemble des pipelines.

Après avoir longé la piste traversant l'île de Jacqueville d'ouest en est sur près de 60 km, le pipe de gaz se sépare en deux pour traverser la lagune au sud par des forages directionnels vers le terminal de Vridi Est et plus au Nord vers celui d'Azito, après avoir traversé l'île de Boulay. Le pipe de condensat va uniquement vers le terminal de Vridi Est. Un pipe de condensat relie également le terminal d'Azito à celui de Vridi Est, pour alimenter la raffinerie de Vridi. Il longe le tracé du pipe de gaz mais traverse la lagune en reposant sur le fond, et non par un forage directionnel.

Les pipelines sont enterrés à environ 1 m de profondeur sur la partie terrestre.

Le tracé est indiqué par des bornes tous les 3 km (cf. figure 11) , qui portent une affiche indiquant le numéro de téléphone de FOXTROT à appeler en cas d'incident.



Figure 11 : borne de signalisation du passage du gazoduc

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 27

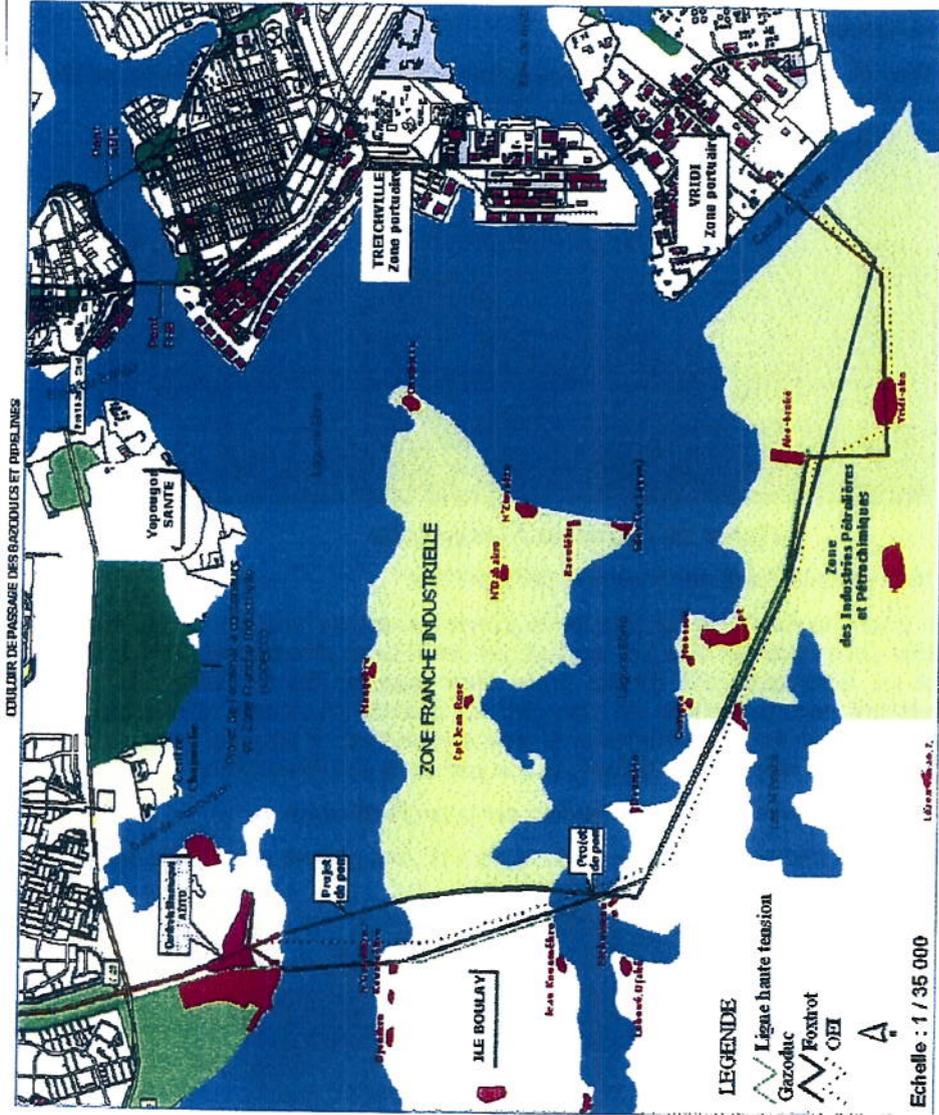


Figure 12 : Plan d'ensemble du tracé des pipelines

RIe00009c/A18979	
/CIEZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 28

Le pipe est interrompu par des vannes de sectionnement, des transformateurs, et des stations de redressement du courant. Celles-ci servent à la protection cathodique du pipe.

Une station se trouve à l'extrémité est de l'île, avant de traverser la lagune, et sert essentiellement à rediriger le gaz vers les 2 terminaux de Vridi Est et Azito.

La production maximale du gazoduc est d'environ 2,9 millions de m³ par jour, contre une production journalière actuelle d'environ 2,3 millions de m³ (80 000 000 pieds cube).

3.2.3 Les terminaux

Le gaz arrive de la plate-forme au terminal à une pression de 800–900 psi, et est détendu à maximum 400 psi. Ensuite il passe dans un séparateur qui en extrait le condensat et l'eau. Puis il passe dans un banc de comptage, avant d'être chauffé à environ 42°C (du gaz est brûlé pour chauffer de l'eau dans laquelle baigne un serpentin où circule le gaz). Il est ensuite transporté vers la centrale thermique.

Le condensat est envoyé dans un bac de stockage, puis transféré vers un second lorsqu'un certain niveau est atteint. Les 2 bacs sont sur rétention avec vanne d'évacuation vers un déshuileur, d'où est pompée l'huile et l'eau rejetée dans l'environnement (la qualité de l'eau est analysée annuellement). Les ballons comportent des événements rejetant une grande quantité de gaz à l'atmosphère (le condensat est très volatile). Ce condensat n'est pas utilisable comme combustible dans la centrale, il est envoyé vers la raffinerie. Un pipe relie donc le terminal d'Azito à celui de Vridi Est, où le condensat issu des 2 terminaux est stocké avec celui provenant de la plate-forme avant d'être délivré à la raffinerie.

Les 2 terminaux produisent environ 300 barils de condensat par jour. Azito OM est l'exploitant de la centrale thermique d'Azito, tandis que la centrale de Vridi Est a quatre clients actuels ou potentiels :

1. CIPREL : client principal, utilise le gaz pour alimenter des turbines.
2. CIE : le distributeur de gaz ivoirien.
3. SIR : alimente des chaudières pour environ 4 millions de pieds cube par jour.
4. PETROCI : alimente des usines de production de biens pour environ 1 millions de m³ par jour.

Le système comprend des batteries de secours et un groupe électrogène, ainsi qu'un shut down.

3.3 Description du projet de développement

3.3.1 Localisation du projet et zones d'impact

La plate-forme est située au large des côtes du district d'Abidjan, dans la région des lagunes. Les coordonnées du forage d'exploration ne sont pas encore connues, mais il sera situé à environ 18 km des côtes.

Le projet de développement prévoit ainsi la réalisation :

- de deux forages de développement sur la plateforme actuelle,
- d'un forage d'exploration (MARLIN) de gaz et d'huile.
 - Ce forage, nommé MARLIN, sera situé également dans la zone spéciale F, à environ 18 kilomètres des côtes et à une profondeur d'une centaine de mètres. Destiné à explorer la présence de gaz dans le sous-sol marin, il est susceptible d'être mis en production, pour l'exploitation du gaz mais éventuellement du pétrole.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 29

- Le forage d'exploration débutera vers la mi-septembre 2007 et sera réalisé par une barge de type Jack Up, équipée en base vie. A l'issue du forage, le puits sera rebouché provisoirement avant la décision de mise en production.

Les **2 puits de développement supplémentaires** vont permettre d'assurer cette production pendant 6 à 7 ans. L'objectif du **forage d'exploration** est quant à lui de relever la production après cette période. Cette production permettra d'apporter un peu plus de souplesse dans l'approvisionnement des centrales électriques de Côte d'Ivoire. Le gaz sera vendu pour la génération d'électricité ainsi qu'à des fins industrielles et commerciales.

Les zones d'impact possibles sont situées :

- autour de la plate-forme et autour des futurs forages d'exploration et de développement, dans un rayon de quelques centaines de mètres au maximum ;
- le long des tracés off shore et on shore des gazoducs et autour des centrales de Vridi Est et Azito pour ce qui concerne la phase d'exploitation du gaz ;
- le long des couloirs de navigation qui seront utilisés pour rallier la plate-forme,
- et sur la côte en cas de marée noire.

La figure 13 présente l'emplacement approximatif des puits de forage à réaliser et des zones d'impacts possibles.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 30

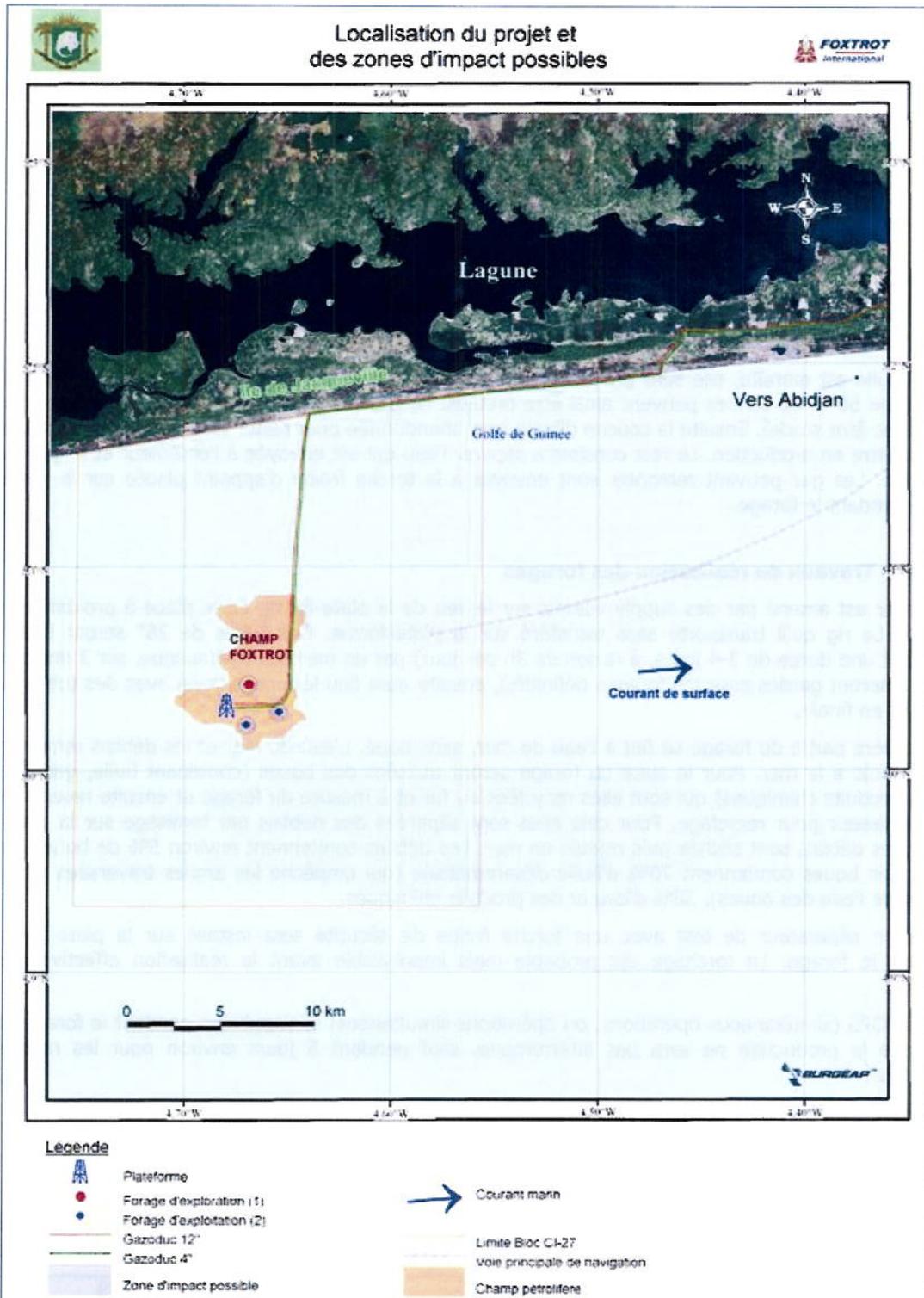


Figure 13 : localisation du projet et des zones d'impacts

Source : Google earth pour le fond de carte

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 31

3.3.2 Description des éléments spécifiques aux deux forages supplémentaires d'exploitation

3.3.2.1 Description des deux forages d'exploitation

Deux forages directionnels, d'environ 3 000 m de long et jusqu'à une profondeur d'environ 2 300 m, seront réalisés. Le premier forage ne doit atteindre que la couche de gaz, tandis que le second sera foré jusqu'à l'huile, pour tester la possibilité de mettre en production de l'huile : la figure 14 représente le schéma du réservoir exploité.

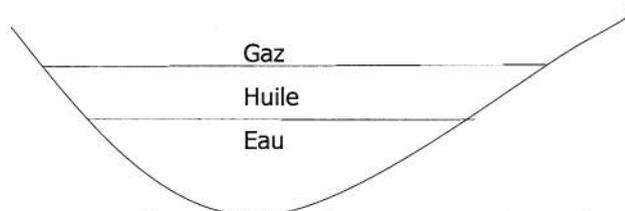


Figure 14 : Représentation schématique du réservoir exploité

Si de l'huile est extraite, elle sera brûlée sur la plate-forme avec un brûleur, après mélange avec de l'air. Entre 50 et 80 tonnes peuvent ainsi être brûlées. Le brut contient beaucoup de volatiles, et ne peut donc être stocké. Ensuite la couche d'huile sera abandonnée pour tester le réservoir de gaz avant de le mettre en production. Le test consiste à séparer l'eau qui est envoyée à l'écumeur et le gaz qui est brûlé. Les gaz pouvant remonter sont envoyés à la torche froide d'appoint placée sur la plate-forme pendant le forage.

3.3.2.2 Travaux de réalisation des forages

Le tender est amené par des supply vessels sur le lieu de la plate-forme et se place à proximité de celle-ci. Le rig qu'il transporte sera transféré sur la plate-forme. Des tubes de 26" seront battus (pendant une durée de 3-4 jours, à raison de 3h par jour) par un marteau hydraulique, sur 3 endroits (dont 2 seront gardés pour les forages définitifs), ensuite aura lieu le forage dévié avec des tubes de 22" à 8" en finale.

La première partie du forage se fait à l'eau de mer, sans boue. L'eau de mer et les déblais remontés sont rejetés à la mer. Pour la suite du forage seront utilisées des boues (contenant huile, gasoil et autres produits chimiques) qui sont elles recyclées au fur et à mesure du forage et ensuite revendues au fournisseur pour recyclage. Pour cela elles sont séparées des déblais par tamisage sur la plate-forme, les déblais sont séchés puis rejetés en mer. Les déblais contiennent environ 5% de boue à ce stade. Les boues contiennent 70% d'huile désaromatisée (qui empêche les argiles traversées de se gonfler de l'eau des boues), 30% d'eau et des produits chimiques.

Un ballon séparateur de test avec une torche froide de sécurité sera installé sur la plate-forme pendant le forage. Le torchage est probable mais imprévisible avant la réalisation effective des travaux.

Des SIMOPS (simultaneous operations, ou opérations simultanées) sont prévues pendant le forage, si bien que la production ne sera pas interrompue, sauf pendant 5 jours environ pour les raisons suivantes :

- 1 déchargement du matériel (2 jours),
- 2 rechargement (2 jours),
- 3 modification du manifold (24h).

Par la suite, le manifold sera transformé, ainsi que le réseau incendie. Pour procéder à cette modification, les étapes suivantes seront suivies : la ligne de production est vidée, injection d'azote

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 32

(N₂) pour chasser l'air, découpe à froid du tuyau pour limiter le risque d'explosion, pose d'un obturateur gonflable par sécurité, soudure, et retrait de l'obturateur.

Le gasoil alimentant le rig sera transporté par les supply vessels, transféré par tuyau sur le tender, qui alimentera à son tour la plate-forme par tuyau. Des stockages d'huile hydraulique seront également en place sur le tender, ainsi que des produits dangereux (pour les boues) amenés par supply vessel au fur et à mesure.

3.3.2.3 Engins et équipements qui seront utilisés pour les travaux sur site

Une barge de forage (ou « tender ») sera utilisée pour transporter le matériel et le rig de forage. Le modèle utilisé est représenté ci-dessous en figure 15.

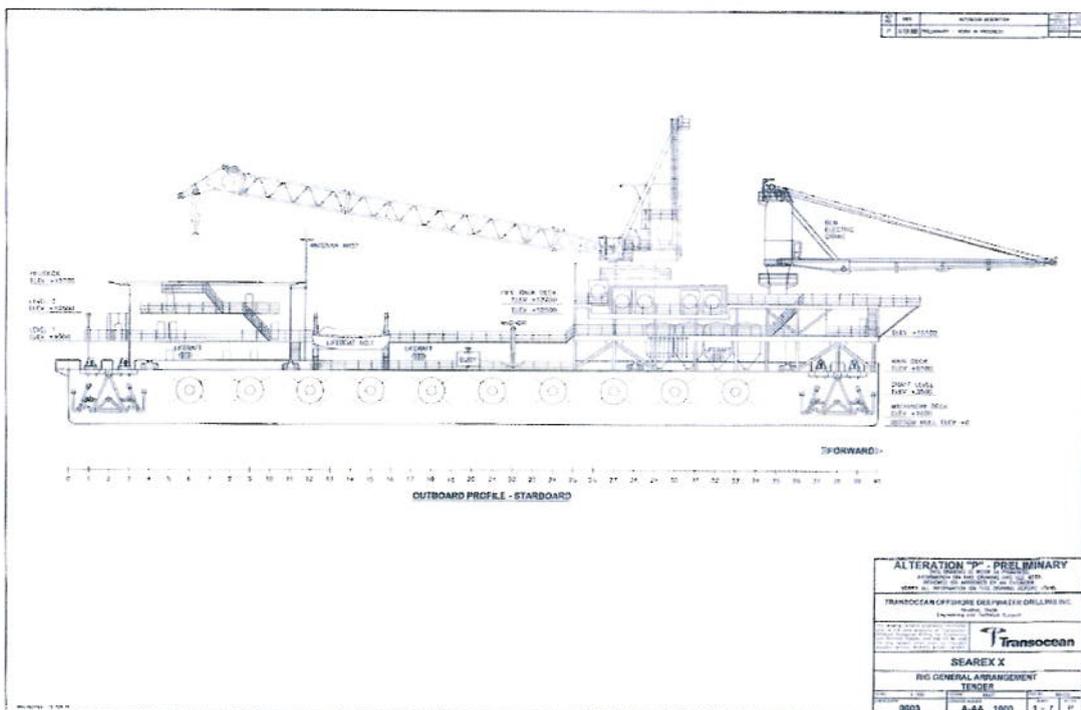


Figure 15 : schéma type de barge de forage

Cette barge, en route depuis Pointe Noire, devrait être en place pour la fin mai 2007. Les 2 forages seront réalisés jusqu'en septembre.

Le tender utilisé pour le forage comporte les caractéristiques suivantes (voir figure 16) :

Il s'agit d'une barge non motorisée, dont le déplacement se fait à l'aide de « supply vessels ». Elle peut accueillir 100 à 120 personnes en hébergement. Le tender comporte un quartier de vie composé de chambres, d'un restaurant et de salles de détente, ainsi que de sanitaires. Le personnel y sera hébergé en plusieurs shifts journaliers et en rotations alternant avec des périodes de repos à terre. La barge est également équipée d'un hélideck pour le transfert de personnel et les opérations d'urgence comme l'évacuation d'un blessé. La barge se maintient en position fixe contre la plate-forme de forage à l'aide de ses 8 ancres. Elle est équipée de divers treuils, grues et groupes électriques permettant le levage et le déplacement de charges, notamment le rig qui est transporté en position couchée avant d'être redressé pour être transféré sur la plate-forme de forage. Des cuves de stockages permettent de garder à bord 2726 barils de boues de forage, 9500 barils d'eau de forage et 3700 barils de gasoil.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 33

Le rig est équipé d'un système de BOP (Blow Out Preventer) utilisé en cas de remontée incontrôlée depuis le puits de forage.

KCA DEUTAG	
TENDER "SEAREX 10"	
Rig Owner Manager	KCA DEUTAG
Rig Type	Self erecting tender
Rig Design	ACSO
Classification	DrV
Registry Country	Liberia
Hull Dimensions	284 ft x 90ft x 35ft
Design Water Depth	450 ft
Station Keeping	Moored
VDL (operating)	5,298 st
Ocean Transit Draft	2.5 m
Design Drilling Depth	21,000 ft
Accommodation	120 persons
Helideck	For Sikorski S-61
Operating Max Wave	14.7 ft @ 10 sec
Operating Max Wind	40 knots
Operating Max. Current	3 knots
MOORING EQUIPMENT	
Winches	4 x Double drum, 165 mt brake Capacity
Wire	8 x 3,900 ft. x 2 in wire rope
Anchors	8 x Vicinay 15,000 lbs
DERRICK	
Manufacturer/Type	Pyramid
Dimensions	154 ft x 22 ft x 22 ft telescopic
Max. Hook Load	1,000,000 lbs nominal
DRAWWORKS	
Manufacturer/Type	National 1320 UE
HP Rating	2,000 hp
Drilling Line Dia	1.5 in
Auxiliary Brake	Baylor 7838
ROTARY TABLE	
Manufacturer/Type	IDECO LR 375
TOP DRIVE	
Manufacturer/Type	Varco TDS-3
Output Power	34,000 hp maximum
Continuous Torque	31,000 ft lbs @ 165 rpm
POWER PLANT	
Main Power	5 off Caterpillar D-399 diesel Rated at 1,325 hp each
Emergency Generator	Caterpillar 3412, 440 kW
<small>© KCA DEUTAG 2000. All rights reserved. No part of this document may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form or by any means, without prior permission of KCA DEUTAG 07-0016.</small>	



MUD PUMPS

Manufacturer/Type	2 off IDECO T1600 Triplex 1 off Gardner Denver PZ-11
HP Rating	1,600 hp ea

MUD TREATMENT

Shale Shakers	4 off Thule VSM-100
Other Items	Desander, desilter, degasser

BOP EQUIPMENT

Diverter	1 off Regan KFDJ 37 1/2 in, 28 in nominal, 1,000 psi
BOP Stack	1 off Cameron Type D 13 5/8 in 5M 2 off Cameron Type U double 13 5/8 in 10 M
BOP Control System	Koomey 270-115

CHOKE MANIFOLD

Manufacturer/Type	Cameron 10 000 psi H2S trim, 3 1/8 in
-------------------	---------------------------------------

CRANES

Crane No. 1	1 off Kenz 110 st @ 77t
Crane No. 2	1 off BLM 16'4 electric, 90 ft boom
Crane No. 3	1 off IDECO LR 375 500 independent drive

STORAGE CAPACITIES

Mud Tanks	2,726 bbls
Bulk Materials	5,003 m ³ Bulk Mud and 4,803 m ³ cement
Drill Water	9,500 bbls
Fuel	3,700 bbls

Figure 16 : caractéristiques techniques du « Tender » utilisé pour le forage

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 34

La plateforme accueillera 20 personnes en hébergement au cours du forage. Une partie du personnel hébergé sur le tender se trouvera également sur la plateforme pendant les heures de travail.

3.3.3 Description des éléments spécifiques au projet de forage d'exploration

3.3.3.1 Généralités

Le projet de forage d'exploration aura lieu vers la mi-septembre 2007. Les coordonnées du forage sont encore à préciser.

La figure 17 représente un forage type d'exploration par une plateforme offshore.

L'opération de forage durera environ 30 jours. Elle sera suivie d'une phase de test d'une dizaine de jours, pendant laquelle on brûlera le gaz ou l'huile trouvés.

Un seul puits vertical sera foré, jusqu'à une profondeur de 2 500 à 2 700 m. On commencera par forer à l'eau (sans boue) avec un tube de 30" de diamètre. Il n'y aura pas de battage du tube mais cimentation du puits sur la première partie. Dans un deuxième temps, l'utilisation de boue à base d'huile permettra d'empêcher la remontée de gaz par pression hydrostatique. La remontée des déblais sera assurée, avec une opération de séparation par tamisage. Il n'y aura pas de séchage des déblais, qui contiennent 10% de boue et donc plus d'huile que pour les forages de développement. Une torchère sera utilisée pour brûler les éventuels gaz remontant avec les boues.

Les boues de forage ne contiendront que des produits chimiques de faible toxicité. Des tests ont été réalisés par le fournisseur de produits chimiques et montrent une absence totale de toxicité.

Ce forage ne sera pas mis en production, il sera rebouché après les tests de puits. L'appareil de forage sera ensuite démobilisé.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 35

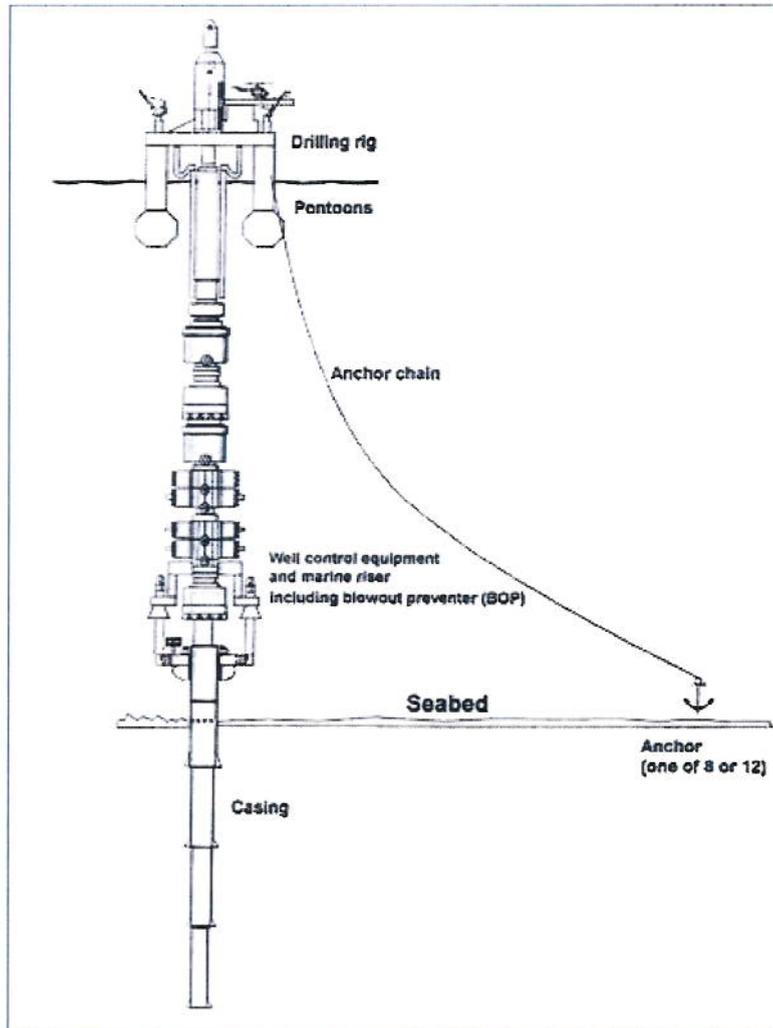


Figure 17 : Schéma de forage type d'exploration par une plateforme offshore

Le forage d'exploration sera réalisé par une plateforme de type Jack-up, dont le schéma est représenté ci-après en figure 18.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 36

personnel se relayera jour et nuit et effectuera des rotations entre périodes de travail et de détente à terre. La plateforme est équipée de pompes pour les boues de forage et de grues de levage, ainsi que de groupes électriques. Elle peut stocker 1857 barils de boues de forage et 650 barils d'huile.

Comme le Tender, le Jack-up est équipé d'un BOP en cas d'accident.



GSF Adriatic VI 328 Foot Jack-Up

General Description		Storage Capacities	
Design	Marathon LeTourneau 116-C	Liquid mud	1,857 bbls
Overall dimensions	243 x 200 x 26 ft	Base oil	650 bbls
Spud can diameter	46 ft	Brine	650 bbls
Legs (3)	443 ft. long square	Bulk material	9,709 cu. ft.
Quarters capacity	108 persons	BOP Equipment	
Operating water depth	328 ft.	Diverter	Regan KFDM, 37-1/2 in. fixed diverter with 24 in. insert packer, two 12 in. discharge lines with 12 in. hydraulically operated ball valves
Cantilever envelope	40 ft. by 24 ft.	BOP stack	13-5/8 in. x 10,000 psi WP BOP stack, with one Cameron double and one Cameron single ram preventers, one Hydril GK 12-1/8 in. 5,000 psi WP annular
Maximum cantilever extension (transom to rotary)	45 ft.	BOP handling	2 x 25 ton hoist and trolley handling system
Maximum variable load (drilling)	8,050 kips dependent on water depth and geographical location	Cranes	
Drilling Equipment		Three Marathon LeTourneau PMC-122 cranes, 100 ft. booms, rated for 50 short tons at 24 ft. radius	
Derrick	160 ft. x 30 ft. Pyramid, with a static hook load capacity of 1,044,000 lbs. with twelve lines		
Drawworks	Emsco C-3 Type II, 3,000 hp (2,000 hp as equipped), driven by 2 EMD-79 DC electric motors, with drum brakes and an Elmagoo 7836 auxiliary electric brake		
Rotary table	Emsco T3750, 37-1/2 in. driven by independent EMD-79 electric motor, 2 speed gear box		
Top drive	Varco TDS-4S, 500 short ton hoisting capacity with PH55 pipe handler, maximum continuous torque rating 45,500 ft.-lbs. at 130 rpm or 29,1000 ft.-lbs. at 205 rpm		
Mud pumps	3 x Emsco FB-1600, 1,600 hp triplex pumps each driven by two EMD D-79 DC traction motors, rated to 4,500 psi		
Solids control	3 x Thule VSM 300 Linear Shale Shakers		
Instrumentation	Petron IDS-2000 Pit Volume totalizer system with mud flow and trip tank monitoring; Petron IDS 2000 Drilling Parameter Recorder		
Power Equipment			
DC	Five Ross Hill SCR units, 1500 amper each, powering 8 drilling motors		
AC	Three EMD 16-645 EB diesel engines, 2,200 hp, driving three EMD A-20-6 1,450 kw generators		



Houston 15375 Memorial Drive

Inquiries should be directed to the Marketing Department

Houston TX 77079-4101 (281) 925-6000 Fax (281) 925-6010

8-Feb-06

Figure 19 : caractéristiques techniques du Jack-up

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 38

3.3.4 Chronogramme de mise en œuvre du projet

Pour ce qui est du forage d'**exploration**, on recense les activités et les durées suivantes :

- mobilisation des équipements: un mois environ ;
- travaux de forage proprement dits : un mois environ ;
- phase de test : 10 jours environ ;
- démobilisation des équipements : 25 jours.

Pour ce qui est des deux forages de **développement**, on distingue les activités suivantes :

- mobilisation des équipements: un mois environ ;
- travaux de forage proprement dits : 4 mois environ ;
- démobilisation des équipements : 25 jours.
- exploitation proprement dite : 6 à 7 ans.

Cette étude ne traite en revanche pas de la phase de **fermeture** du site, qui comprendra les activités suivantes :

- démontage des équipements;
- obstruction et fermeture des puits;
- démantèlement de la plateforme.

4 Participation du public

Le rapport d'EIE a été transmis à l'Administration du Ministère de l'Environnement (ANDE). Une réunion technique a ensuite eu lieu le 7 septembre 2007 entre FOXTROT, l'ANDE et BURGEAP afin de discuter des commentaires émis par l'Administration. Suite à cette concertation il a été décidé de ne pas organiser de consultation publique, celle-ci s'avérant peu opportune vu le faible niveau d'impact sur la population et l'environnement.

Aucune enquête publique ne sera donc réalisée dans le cadre de ce projet.

Il est cependant à remarquer qu'il y a eu des précédents dans la zone de projet en termes de fuites d'hydrocarbures sur la cote. Les chefs de village de la commune de Jacquville, qui sont regroupés au sein d'une amicale dénommée Essougban (présidée par le professeur Ignace Yacé), avaient alors fait état des frustrations des populations locales et notamment celles des « trois A » (Akouri, Ahizi, Alladjan) face à l'exploitation pétrolière dans la région. Ces populations se plaignent de l'absence de mesures de surveillance « concrètes et convaincantes » et de l'absence de retombée financière. Elles ont dans un passé récent demandé que l'Etat prévoit 3 milliards de francs CFA en vue du financement des activités de développement du département, et ont suggéré que cet argent soit prélevé sur "la contribution des recettes pétrolières". Elles ont également exprimé leur souhait de voir la création d'un organe de suivi dans le domaine de l'exploitation des hydrocarbures, et d'un organe de consultation et de décision, qui serait ouvert aux chefs de village et aux cadres de la localité.

Toutefois ce précédent n'implique pas d'action particulière de la société FOXTROT dans le cadre de ce projet.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 39

5 Description de l'état initial de l'environnement

5.1 Milieu physique

5.1.1 Milieu atmosphérique

5.1.1.1 Données météorologiques

Les données météorologiques de la zone de projet peuvent être décrites à partir de celles de la zone d'Abidjan (cf. figure 20 et 21). Le climat est ainsi caractérisé par l'existence de deux saisons des pluies dont la plus intense et la plus longue présente un maximum en juin-juillet, tandis que la plus courte est centrée sur le mois d'octobre. Ces deux saisons des pluies sont séparées par une petite saison sèche d'août à septembre. La grande saison sèche dure quant à elle 3 à 5 mois, autour des mois de décembre à février.

La pluviométrie annuelle varie beaucoup d'une année à l'autre, et représente en moyenne 2 100 à 2 500 mm/an :

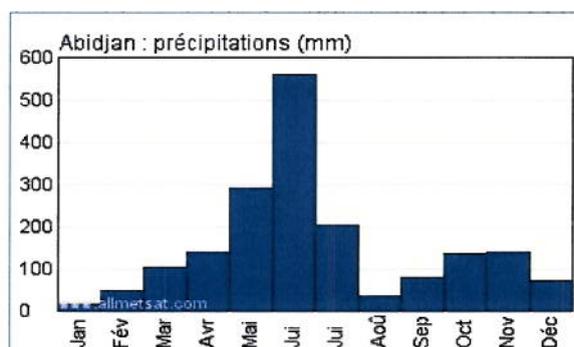
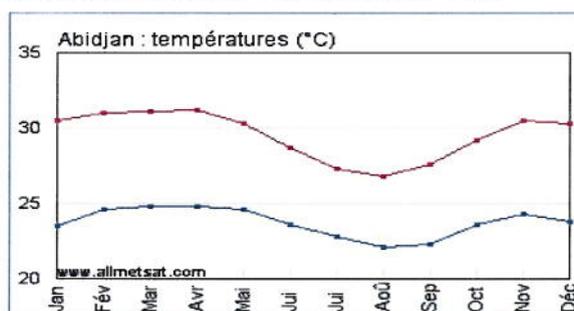


Figure 20 : précipitations moyennes à Abidjan

Source : <http://fr.allmetsat.com/climat/afrique.php?code=65578> (2006)

La température moyenne est de 25 à 28°C, avec des fluctuations journalières et saisonnières assez marquées. L'humidité atmosphérique moyenne est supérieure à 80%.



(moyenne mensuelle des températures minimales (en bleue) et maximales (en rouge) quotidiennes)

Figure 21 : températures moyennes à Abidjan

Source : <http://fr.allmetsat.com/climat/afrique.php?code=65578> (2006)

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 40

Les vents régissant le climat sont la mousson et l'harmattan. Les vents de mousson sont orientés secteur S.W. et presque saturés de vapeur d'eau, tandis que l'harmattan est un vent frais et sec, orienté NE, souvent violent et chargé de poussière, qui prend sa source au Sahara. L'harmattan souffle quelques jours par an dans la zone de projet : une semaine par an ces dernières années, en janvier, contre 1 à 2 jours habituellement, probablement en raison de la déforestation et de l'avancée de la savane. Par ailleurs, toute l'année, la zone de projet est frappée des brises de mer chaudes et humides. De part sa position en bordure du Golfe de Guinée, la Côte d'Ivoire a un climat sensible aux modifications de l'Océan Atlantique : de septembre à mai, les températures de surface de la mer sont très élevées ; et la circulation atmosphérique au niveau de la mer draine les masses d'air humide vers le continent ; tandis que de juillet à août, on observe des remontées d'eau froide, qui provoquent une intensification des vents pendant cette période.

Pour ce qui est des phénomènes climatiques extrêmes, il arrive que des courants très forts, associés à des vents violents, génèrent des inondations côtières.

5.1.1.2 Qualité de l'air

Les gaz de combustion sur la plate-forme contiennent des NO_x, du CO, du CO₂, et de C_xH_y, le gaz naturel étant constitué essentiellement de méthane. Par ailleurs, les émissions du groupe électrogène, alimenté au gasoil, contiennent du SO₂ et des poussières. L'étude d'impact réalisée en 1998 estime de la façon suivante les émissions de gaz durant les opérations normales d'exploitation (cf. tableau 4) :

Tableau 4 : émissions actuelles de la plate-forme

Emissions en t/an	Groupes électrogènes	Torchage	Purge	Fuites	Total
NO ₂	54	175	--	--	229
CO	7	35	--	--	42
total HC	--	--	2	4	6
SO ₂	0	--	--	--	--
Particules	0	9	--	--	9
CO ₂	18 000	240	--	--	18 240

Une série de capteurs passifs a été implantée sur le site pour des mesures d'air ambiant.

Ce sont des capteurs à parois poreuses contenant de la résine fixant les molécules à analyser par simple piégeage de l'air ambiant. A l'issue d'une campagne de mesures de 2 semaines, les capteurs mis en place sont expédiés au laboratoire pour analyse. Cette méthode présente l'avantage d'être simple de mise en œuvre et d'être représentative de la concentration en air ambiant : le tableau 5 indique les résultats des analyses de la campagne de prélèvements d'avril 2007

Tableau 5 : qualité de l'air sur la plate-forme (valeurs obtenues lors de la campagne de prélèvements d'avril 2007)

Lieu	NOx	SOx	Benzène	Toluène	Ethylbenzol	p-Xylène	m-Xylène	o-Xylène
	ug/m ³	ug/m ³	[ug/m ³]					
pont principal	1,4	3,9	16,2	34,1	5,3	5,6	17,0	6,2
pont principal	11,3	1,8	642,7	2213,1	394,1	407,8	1528,6	677,0
upper deck	0,8							
cellar deck	7,5	3,4	6,7	21,1	3,7	4,2	14,6	5,8
cellar deck	5,9	0,7	2,6	5,5	0,9	1,3	2,9	0,8
sub cellar deck	3,3	2	6,2	18,4	3,3	4,0	12,3	3,9
poste de contrôle	10,4		14,1	32,0	52,0	61,7	144,9	59,3
banc de comptage	10,9	0,7	27,0	49,2	23,9	29,2	71,2	26,4
pompe de condensat	4,2	0,7	14,1	24,9	2,7	3,4	10,6	2,8
salle de contrôle coté arrière	3,5	1,1	3,2	4,5	0,7	1,0	1,1	0,0

Il semblerait que les valeurs mesurées à l'un des 2 points du pont principal soient anormalement élevées par rapport aux autres valeurs. Il est donc probable qu'une erreur soit apparue dans l'opération de mesure, vu les faibles distances séparant 2 points de mesure et l'absence totale de confinement sur les ponts, par ailleurs soumis au vent.

Les normes françaises de qualité de l'air pour le NO₂, le SO₂ et le benzène sont les suivantes (Décret no 2002-213 du 15 février 2002) :

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 42

DIOXYDE d'AZOTE (NO₂)			
<i>Objectif de qualité</i>	40 µg/m ³	en moyenne annuelle	
Valeurs limites 2006 pour la protection de la santé humaine	200 µg/m ³	en moyenne horaire * à ne pas dépasser plus de 175 heures par an	<i>Centile 98</i>
	240 µg/m ³ (200 µg/m ³ en 2010)	en moyenne horaire * à ne pas dépasser plus de 18 heures par an	<i>Centile 99,8</i>
	48 µg/m ³ (40 µg/m ³ en 2010)	en moyenne annuelle	
Valeur limite pour la protection de la végétation	30 µg/m ³	en moyenne annuelle d'oxydes d'azote	
Seuil de recommandation et d'information	200 µg/m ³	en moyenne horaire	
Seuils d'alerte	400 µg/m ³	en moyenne horaire	
		ou si 200 µg/m ³ en moyenne horaire à J-1 et à J et prévision de 200 [µg/m ³] à J+1	

(*) ou par périodes inférieures à l'heure prises sur toute l'année

DIOXYDE de SOUFRE (SO₂)			
<i>Objectif de qualité</i>	50 µg/m ³	en moyenne annuelle	
Valeurs limites pour la protection de la santé humaine	350 µg/m ³	en moyenne horaire à ne pas dépasser plus de 24 heures par an	<i>Centile 99,7</i>
	125 µg/m ³	en moyenne journalière à ne pas dépasser plus de 3 jours par an	<i>Centile 99,2</i>
Valeur limite pour la protection des écosystèmes	20 µg/m ³	en moyenne annuelle et en moyenne sur la période du 1er oct. au 31 mars	
Seuil de recommandation et d'information	300 µg/m ³	en moyenne horaire	
Seuils d'alerte	500 µg/m ³	en moyenne horaire sur 3 heures consécutives	

Pour NO_x et SO_x : en estimant les rapports NO₂/NO_x et SO₂/SO_x à 0,5, on constate que les concentrations mesurées restent inférieures aux limites de qualité françaises. Ces niveaux de concentrations ne présentent donc aucun danger.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 43

BENZENE			
<i>Objectif de qualité</i>	2 µg/m ³	en moyenne annuelle	
Valeur limite 2006 pour la protection de la santé humaine	9 µg/m ³ (5 µg/m ³ en 2010)	en moyenne annuelle	

On constate que les valeurs mesurées dépassent pour certaines la valeur limite pour la protection de la santé humaine de façon significative : sur le pont, au poste de contrôle, sur le banc de comptage et dans la pompe de condensat.

Pour les autres polluants, le Service du répertoire toxicologique de la de la Commission de la santé et de la sécurité du travail (CSST) du Québec préconise les concentrations suivantes (source : <http://www.reptox.csst.qc.ca/>):

- Toluène

VEMP (valeur d'exposition moyenne pondérée): 188 mg/m³

DIVS (Danger immédiat pour la vie et la santé) : 1 885 mg/m³ soit 500 ppm

LIE (Limite Inférieure d'Explosibilité : concentration en volume d'un gaz, à partir de laquelle il peut être enflammé) : 11 000 ppm

Aucun risque.

- ethylbenzol

VEMP (valeur d'exposition moyenne pondérée): 434 mg/m³

DIVS (Danger immédiat pour la vie et la santé) : 3 474 mg/m³ soit 800 ppm

LIE (Limite Inférieure d'Explosibilité : concentration en volume d'un gaz, à partir de laquelle il peut être enflammé) : 8 000 ppm

Aucun risque

- xylene :

VEMP (valeur d'exposition moyenne pondérée): 434 mg/m³

DIVS (Danger immédiat pour la vie et la santé) : 3 900 mg/m³ soit 900 ppm

LIE (Limite Inférieure d'Explosibilité : concentration en volume d'un gaz, à partir de laquelle il peut être enflammé) : 10 000 ppm

Aucun risque

NB : les trois polymères du xylène (o-xylène, Para xylène, m-xylène) ont des propriétés comparables à celles décrites pour le xylène.

5.1.2 Milieu sonore

Il n'existe pas de données précises sur le bruit existant dans l'environnement marin. Néanmoins, en l'état existant, les sources sonores principales sont :

- Les activités de la plate forme ;
- Les navires (approvisionnement de la plate forme, transport de marchandise, et pêcheurs) ;
- Les oiseaux.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 44

Sur la plate-forme, l'EIE réalisée en 1998 a estimé l'intensité sonore de plusieurs machines aux niveaux suivants (cf. tableau 6):

Tableau 6 : intensité sonore de quelques machines de la plate-forme à une distance de 3 à 5 m

Machines	Niveau sonore en dB
Turbines à gaz et groupes électrogènes	85-95
Moteurs à gasoil	90
Pompes à piston haute pression	95

5.1.3 Milieu physique marin

5.1.3.1 Température salinité

De façon générale, dans la bande équatoriale 5°N-5°S, la température de surface de l'océan (SST) varie peu, et reste supérieure à 26°C tout au long de l'année. Il n'y a pas véritablement d'opposition été-hiver comme sous nos latitudes. En fait, le phénomène saisonnier le plus marquant est l'upwelling équatorial. En juin, les alizés se renforcent plus ou moins régulièrement pour atteindre un maximum en juillet (figure 22 ci-dessous. Orientés vers l'ouest, les alizés poussent les eaux de surface depuis le Golfe de Guinée vers le Brésil, sous forme d'un large courant, le Courant Equatorial Sud (SEC).

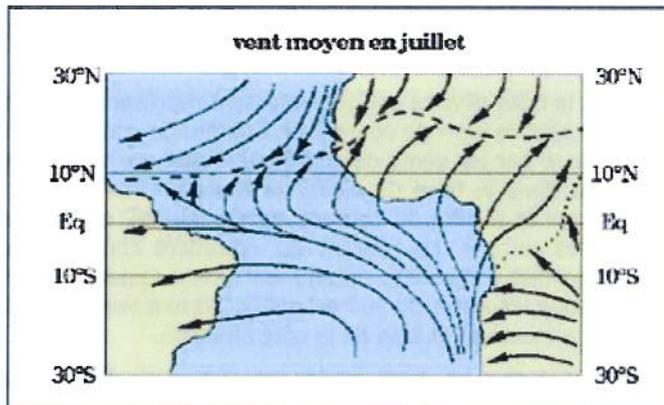


Figure 22 : directions principales des vents transocéaniques

La température de l'eau est de 27°C à la surface, de 15 à 20°C à 20 m et de 10°C à 100 m de profondeur. La salinité varie entre 33,5 et 35,5 ppm (parties pour millier).

La figure 23 ci-dessous représente la moyenne des températures de surface sur la période 92-98. Cette carte présente bien les grands traits de la climatologie. On retrouve les eaux chaudes portées vers l'est par le Courant de Guinée. On retrouve les eaux froides transportées par le courant des Canaries le long des côtes africaines puis vers le sud-ouest vers 20°N. On note les eaux froides transportées par le Courant du Benguela vers le nord-ouest. Le front d'Angola-Benguela est bien marqué vers 14°S. On note la présence d'un upwelling (remontée d'eau froide au niveau de l'équateur).

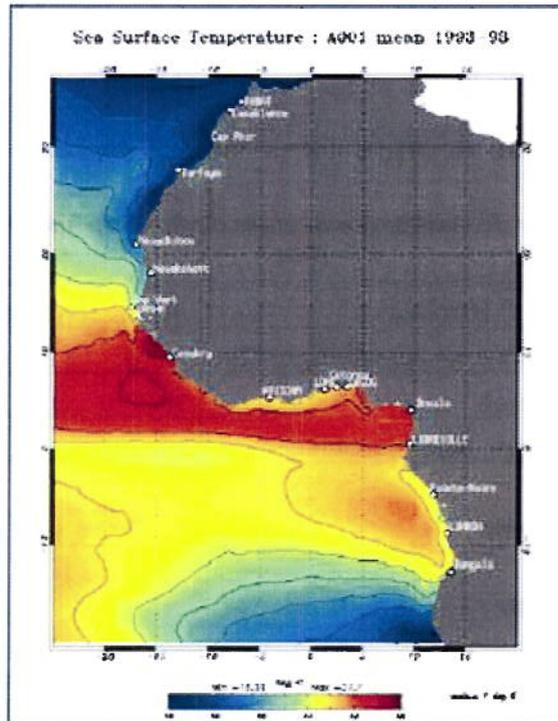


Figure 23 : températures moyennes à la surface de l’océan

5.1.3.2 Courantologie

Les facteurs dynamiques qui influent les courants dans la zone de projet sont les marées et les courants de l’Océan atlantique.

Le régime des courants devant la Côte d’Ivoire est généralement représenté par une circulation simple allant d’ouest en est et connue sous le nom de courant de Guinée. Ce courant est le prolongement du contre-courant équatorial renforcé par les vents de sud à sud-ouest qui caractérisent cette région, et qui va normalement s’évanouir dans le fond du Golfe de Guinée. On l’observe entre la côte et la convergence nord équatoriale qui le sépare du courant sud-équatorial, convergence dont la latitude varie de 20 à 40 N suivant les saisons. Le courant est considéré comme quasi permanent mais subissant des variations saisonnières d’intensité, notamment une augmentation de vitesse en saison froide (juillet à septembre) lorsque les alizés du sud-est s’infléchissent vers la droite après passage de l’équateur et forment un vent de mousson le long de la côte africaine.

On distingue dans la zone d’études deux courants marins principaux, de direction opposée :

- Un courant de surface tiède, orienté vers l’Est, qui provient des mers guinéennes. Il est caractérisé par des hauteurs comprises entre 10 et 20 m, par une vitesse moyenne de 0,5 nœud et par une vitesse maximale de 2 nœuds.
- Un courant sous-marin ivoirien qui est orienté vers l’ouest. Sa vitesse moyenne est de 0,1 nœud, avec une profondeur comprise entre 40 et 150 m.

Ces courants sont soumis à une variabilité saisonnière comme le montre le tableau 7 ci-dessous.

RIe00009c/A18979 /CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 46

Caractéristiques moyennes par saison

Époque	CONTRE-COURANT		COURANT DE GUINÉE		SAISONS MARINES
	V Moyenne	Prof. de la veine de courant max.	V Moyen	Épaisseur	
Janv.-fév.-mars....	0,6 nd	40 m (sur le talus continental)	0,5 nd	10 m	Petite saison froide et périodes d'upwelling faible
Avr.-mai (juin)....	0,4 nd	60 m (au large)	1 nd	30 m	Grande saison chaude et début de l'upwelling
(Juin-juliet)....	0,8 nd	40 m	1,1 nd	20 m	Transition ; upwelling intense
(Juil.)-août-sept....	0,3 nd	25 m	0,4 nd	10 m	Grande saison froide
Octobre.....	0,8 nd	30 m	0	0	Transition
Nov.-déc.....	0,3 nd	40 m	0,5 nd	15 m	Petite saison chaude

Tableau 7 : caractéristiques saisonnières des courants dans le Golfe de Guinée

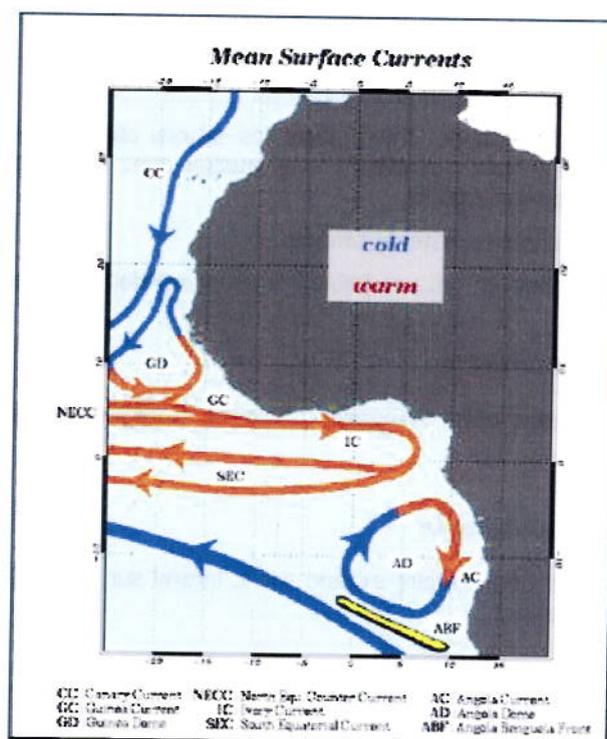


Figure 24 : Circulation globale des courants maritimes dans le golfe de Guinée

La figure 24 ci-dessus représente la circulation globale dans le golfe de Guinée avec la localisation du courant Ivoirien (IC).

5.1.3.3 Les Marées :

Les marées ont une direction Sud – Sud/ouest, avec une amplitude moyenne de 1,3 m et des vagues qui se forment avec un intervalle moyen compris entre 7 et 11 secondes. Les coefficients les plus élevés ont lieu entre les mois de juin et d'août.

Une étude océanographique réalisée dans les années 70 a montré l'influence de la marée sur la courantologie près des côtes (isobathe 200 mètres) :

En surface le courant moyen portait à l'est avec une vitesse moyenne de 20 cm/s mais la direction des vecteurs vitesses présentait des variations de 110° au cours du cycle diurne, toutefois l'axe principal de courant est le NNW.

Aux autres profondeurs les variations de vitesse semblent erratiques. En effet la distribution verticale des courants fait ressortir plusieurs couches de courant. La marée s'accompagnant de mouvements verticaux, on mesure à une même profondeur au cours des 24 heures les courants correspondant, à l'une ou l'autre couche.

Ces couches sont les suivantes :

- une couche de surface de transport est (courant de Guinée) de 10 à 20 m d'épaisseur limitée vers le bas par la thermocline;
- une couche de transport moyen Ouest, entre 20 m et 40-50 m (sous-courant ivoirien);
- une couche de transport Est de 50 mètres et 70 mètres environ;
- un courant de fond faible (5 cm/s) de direction moyenne Ouest.

5.1.3.4 La houle

La houle qui attaque le littoral ivoirien et l'ensemble du Golfe de Guinée est d'origine lointaine puisqu'elle est engendrée depuis les grandes dépressions australes (50 et 60° de latitude sud). Cette houle longue de secteur Sud et Sud- Ouest présente des Caractéristiques bien définies à la côte :

- La période moyenne se situe entre 10 et 11 secondes.
- La hauteur significative est comprise entre 1 et 1,80 m.

Les variations saisonnières de l'état de mer suivent les saisons australes. Ainsi la période de forte agitation s'observe de Juin à Août pendant l'hiver austral avec une forte occurrence de houle d'amplitude moyenne supérieure à 1,80 m.

L'agitation reste faible à modérée le reste de l'année.

Les tempêtes et les "grosses houles" ont une faible fréquence pendant l'année.

5.1.4 Milieu physique terrestre

Il n'y a pas de site terrestre dans l'emprise du projet (forages de développement et forage d'exploration).

5.1.5 Géologie - Sédimentologie

Le bassin sédimentaire de la Côte d'Ivoire s'étend sur le littoral sur 25 à 30 km le long de la plate-forme continentale (cf. figure 25)

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 48

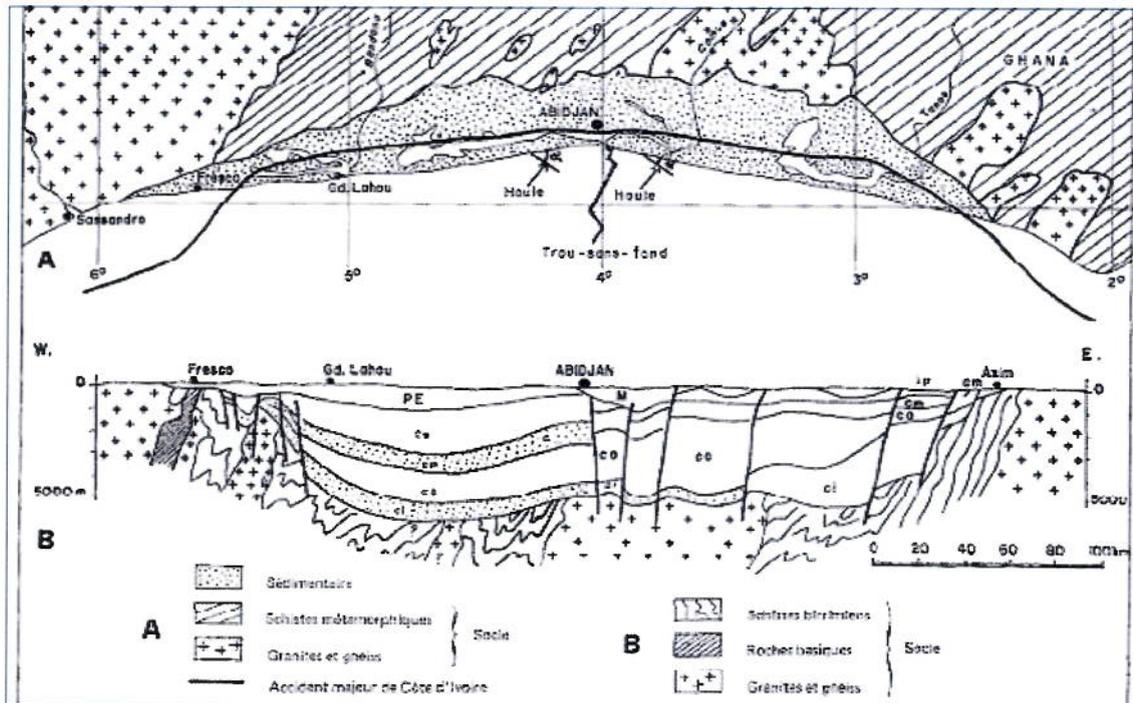


Figure 25 : Coupe sédimentologique de la côte ivoirienne

Le plateau continental de Côte d'Ivoire est extrêmement étroit, sa largeur varie entre 9 à 18 miles avec une moyenne de 13 miles, et sa chute se situe entre 120 et 130 mètres. Au niveau du transect de Grand-Bassam, le précontinent s'étend sur 12 miles, il devient étroit à Jacqueville (10 miles) et Grand-Lahou (9 miles) et s'élargit à Fresco (14,5 miles) et Sassandra (16 miles). Selon Le Loef et Intès (1968 et 1969), la pente est dans l'ensemble régulière et comprise entre 0,5 et 0,9%.

Le rebord du plateau est parfois marqué d'affleurements rocheux (grès) où s'installent des massifs de coraux profonds

Une des caractéristiques océanographique de la cote d'Ivoire est la présence du Canyon sous marin : « le trou sans fond ».

Le Trou-sans-fond est un très vaste canyon qui entaille profondément le plateau et la pente continentale au large d'Abidjan.

La lithologie de la zone d'étude est la suivante :

La série sédimentaire recoupée par le canyon dans sa partie supérieure peut être déduite des données fournies par le forage profond effectué en 1958 par la Société Africaine des Pétroles sur le cordon littoral à Port-Bouët, légèrement à l'est de la tête du canyon.

Ce forage, qui a atteint 3 938 m de profondeur, a traversé la série suivante :

- de 0 à 71 m, le Quaternaire formé de sables grossiers ;
- de 71 à 123 m, le Miopliocène formé de sables fins à niveaux ligniteux ;
- de 123 à 706 m, le Miocène marin formé d'argiles plastiques grises à verdâtres, peu sableuses ;
- de 706 à 757 m, le Sénonien formé d'argiles peu sableuses à nombreux débris de coquilles ;
- de 757 à 1 037 m, le Turonien qui comprend plusieurs horizons formés d'une alternance de bancs calcaires, d'argiles et de sables J

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 49

- de 1 037 à 1 408 m, le Cénomaniens qui est formé par un conglomérat à galets de quartz passant à des grès calcaires et des argiles ;

- de 1 408 à 3 938 m, par l'Albo-aptien qui est formé par des argiles silteuses, des grès calcaires, des sables et des argiles.

La profondeur d'eau autour du centre du champ Foxtrot est d'environ 90 à 100 m. Les hydrocarbures apparaissent dans la roche de l'Albien supérieur, à des profondeurs de 210 à 250 m en dessous du niveau de la mer. Le toit du réservoir est situé dans la formation Cénomaniens, à une profondeur de 2 176 m. Le réservoir est traversé de 4 failles principales de direction Nord/ouest – Sud/Est à rejet sud.

5.2 Milieu biologique

5.2.1 Faune

D'après le « Profil Environnemental de la Côte d'Ivoire » élaboré dans le cadre du « Contrat Cadre EuropeAid/119860/C/SV/Multi », on recense 152 espèces d'eau salée connues.

Dans l'aire élargie d'influence du projet, on peut mentionner les zones à faune protégées ou spécifiques:

- du parc national des Ehotilés,
- des mangroves d'Azuretti,
- de la lagune Ebrié
- de la lagune Aby
- ainsi que les lamantins et les oiseaux vivants sur les côtes (échassiers notamment).

Peu de données scientifiques d'envergure existent sur le plateau continental Ivoirien. De nombreuses études de détails sur des familles d'invertébrés ou dans le cadre d'inventaires halieutiques ont été menées çà et là. Dans le cadre de cette étude il n'a pas été mené d'inventaire particulier. Les informations citées sont issues de la littérature et à prendre avec circonspection.

Faune benthique :

L'épifaune benthique de grande taille du plateau continental de la Guinée a été étudiée à l'occasion d'une campagne de chalutage, du 5 au 15 novembre 1992. Sept groupes d'invertébrés sont présents dans le matériel biologique collecté. Mollusques et crustacés sont dominants en nombre d'espèces récoltées (39 et 37); les échinodermes (26) sont également importants; les cnidaires (5) et surtout les polychètes (2), les bryozoaires (1) et les ascidies (1) sont peu nombreux. En terme d'abondance les échinodermes dominent de façon écrasante (205 203 individus récoltés sur un total de 209 969) du fait de la rencontre, au cours d'un trait, d'une forte concentration de l'oursin *Centrostephanus longispinus* (effectif capturé évalué à 200 000); les mollusques (effectif de 2 639) et les crustacés (1 564) sont bien représentés. Quatre peuplements sont identifiés qui prennent place respectivement dans chacun des étages du système d'étagement préalablement décrit dans le golfe de Guinée. On distingue aussi: -un peuplement de l'étage infralittoral sur sable fin à moyen, sable vaseux ou vase sableuse; -un peuplement de l'étage circalittoral côtier, sur tous types de sable, de fin à grossier, organogène ou non; -un peuplement de l'étage circalittoral du large, sur tous types de sable et sable vaseux, organogène ou non; -un peuplement de la marge externe, amorce de l'étage bathyal, sur sable vaseux organogène. Le peuplement circalittoral côtier peut être scindé en deux sous-ensembles, dont l'un est composé d'espèces à répartition plus littorale qui leur permet de mieux bénéficier des retombés trophiques issues de l'enrichissement par les apports continentaux, essentiels dans un système océanographique sans upwelling; ces espèces doivent être capables de supporter une certaine dessalure. En référence à la faune benthique de Côte-d'Ivoire, déjà étudiée de façon approfondie, on observe que de nombreuses espèces sont communes avec la Guinée mais qu'il existe

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464

PVA/TIM

05/11/07

Page : 50

cependant des différences faunistiques notables. Ces particularités sont liés aux caractères des milieux physiques (dynamique sédimentaire et hydroclimat essentiellement); en Guinée les fonds sont vaseux près de la côte, puis sableux sur la majeure partie du plateau continental tandis qu'en Côte-d'Ivoire des substrats envasés succèdent vers le large à une frange littorale sableuse; en Guinée, les échanges continent-océan sont à l'origine de la productivité des eaux alors que les upwellings saisonniers viennent périodiquement enrichir le milieu marin ivoirien. On peut citer, parmi les espèces plus remarquables rencontrées au cours de cette campagne et qui ne figurent pas à l'inventaire ivoirien, les pagures *Paguristes oxyacanthus* et *Pagurus pubescentulus*, le brachiopode *Calappa gallus*, les mollusques gastropodes *Murex duplex*, *Cymbium pepo*, *Cymbium tritonis senegalensis*, *Cymbium cymbium*, le mollusque bivalve *Hyotissa megintyi*, les oursins *Spatangus purpureus*, *Meoma cadenati*, *Echinolampas rangi*, l'ascidie *Pyura hupferi*. En revanche, du fait de l'absence de sédiments vaseux entre 30 et 60 m de profondeur, où la température varie de 22 à 18°C, il existe en Côte-d'Ivoire des stocks importants de la crevette péneïde *Penaeus notialis*, ainsi que de la faune associée (communauté des vases sableuses et vases du circalittoral côtier) avec notamment (cf. Tableaux 8 et 9) le stomatopode *Squilla mantis*, le péneïde *Sicyonia galeata*, les cigales *Scyllarus posteli* et *Scyllarus caparti*, le pagure *Pagurus alatus*, le crabe *Medorippe lanata*, le gastropode *Phalium saburon*, le crinoïde *Antedon dubenii* Toutefois ces dernières espèces sont limitées essentiellement au secteur côtiers et peu présente dans les profondeur concernées par le projet.

Tableau 8 : Mollusques dans le golfe de Guinée

Espèces	Libéria	Guinée	Sénégal	Gabon	Afrique Sahelo- Soudanienne	Côte d'Ivoire
Eaux marines						
Brachiopodes	Ind	Ind	Ind			1
Polycapophores	Ind	Ind	Ind	1		Ind
Scaphopodes	3	3	3	3		19
Gastéropodes	195	226	302	225	2	226
Bivalves	137	150	172	50		147
Céphalopodes	Ind	Ind	Ind			110

Tableau 9 : Faune benthique dans le golfe de Guinée

Infralittoral (30 m)	Circalittoral côtier (65 m)	Circalittoral du large (100 m)	Marge externe (> 100 m)
<i>Nassarius obliquus</i>	<i>Xenophora senegalensis</i>	<i>Cadulus nicklesi</i>	<i>Nucula sulcata</i>
<i>Clavatula lineata</i>	<i>Polynices lacteus</i>		<i>Cuspidaria abbreviata</i>
<i>Clavatula coerulea</i>	<i>Trophon fusulus</i>		
<i>Clavatula smithi</i>	<i>Nassarius goreensis</i>		
<i>Terebra senegalensis</i>	<i>Nassarius heynemani</i>		
<i>Hastula lepida</i>	<i>Drilla rosacea</i>		
<i>Pecten exoticus</i>	<i>Drilla balista</i>		
<i>Cardita lacunosa</i>	<i>Clavatula diadema</i>		
<i>Cardita ajar</i>	<i>Clavatula gabonensis</i>		
<i>Cardium ringens</i>	<i>Clavatula lelieuri</i>		
<i>Tivela bicolor</i>	<i>Turris undatiruga</i>		
<i>Macoma cumana</i>	<i>Turris iorta</i>		
<i>Tellina compressa</i>	<i>Turris laevisulcata</i>		
	<i>Cythara adansoni</i>		
	<i>Genota mitaeformis</i>		
	<i>Ringicula conformis</i>		
	<i>Fustiaria rubescens</i>		
	<i>Nucula crassicosta</i>		
	<i>Nucula turgida</i>		
	<i>Nuculana gruveli</i>		
	<i>Modiolus stultorum</i>		
	<i>Cardita regularis</i>		
	<i>Begonia trapezia</i>		
	<i>Phacoides reyri</i>		
	<i>Abra lecointrei</i>		

Crustacés :

Les Crustacés ou Diptères sont des Arthropodes répandus depuis le début du Primaire et qui connaissent pourtant aujourd'hui encore beaucoup de succès avec leurs 350.000 espèces. Ils tirent leur origine de la mer et lui sont restés fidèles dans leur majorité. Cependant, un grand nombre de Crustacés peuplent les eaux douces et même quelques espèces moins nombreuses, il est vrai, vivent sur la terre ferme. Ainsi les Crustacés de Côte d'Ivoire ont été subdivisés en 4 sous classes, 13 ordres pour les 302 espèces recensées, et regroupées au sein de 61 familles.

Aucune espèce à statut particulier de crustacé n'a été décrite.

Ichtyofaune :

La diversité biologique des poissons est surtout comprise ici dans le sens de la richesse spécifique, c'est-à-dire le nombre d'espèces recensées.

Il existe 166 espèces exclusivement marines contre 152 en eaux douces et 19 en eaux saumâtres. Soixante-seize espèces vivent à la fois dans ces deux derniers milieux. Dix huit autres espèces sont capables de vivre dans les trois milieux à la fois (mer, eaux douces et saumâtres)

Les principaux groupes d'espèces de poissons régulièrement pêchés dans le Golfe sont :

Les Pélagiques:

- les Clupéidae (Sardinelles, Ethmaloses, Illisha...)
- les petits thonidae (Sarda sarda)

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 52

- les Carangidae (Trachurus, Decapturus, Selene...)

Les semi-pélagiques

- les Pomadasyidae (Brachydeuterus, Balistes...)

Les Démersaux:

- les Sciaenidae (Pseudolithus)

- les Polynemidae (Galeoides, Pentanemus...)

- les Sparidae (Dentex, Pagellu, Pagrus...)

- le Lutjanidae (Lutjanus...)

- les Serranidae (Epinephelus)

Pour les profondeurs supérieures à 50 m (pélagiques), on trouve également des espèces des familles des « sparides » et des « serranidae ». les principaux poissons qui sont pêchés sont les dorades, certains requins, les raies, les dentex et les maquereaux.

Reptiles

Parmi les espèces rencontrées en zones humides côtières, tant au niveau des formations végétales qu'en lagunes, citons : Trionyx triunguis ; Pelusios niger ; P. gabonensis et Cyclanorbis senegalensis. Des espèces marines pondent sur les plages bordant les lagunes du Sud-ouest du pays.

Avifaune :

Les zones humides côtières renferment de remarquables colonies d'aigrettes ardoisées (plusieurs centaines) et de limicoles, la totalité des hérons décrits en Afrique de l'Ouest, dont certaines espèces en quantité importante. Néanmoins, si l'on exclut la zone lagunaire comprise entre Grand Bassam et Jacquerville, particulièrement très dégradée, les autres zones humides côtières contiennent encore des espèces inféodées aux milieux bien conservés et parmi lesquelles on peut citer le balbuzard pêcheur, l'anhinga du Sénégal, le butor à crête blanche, la chouette pêcheuse et le héron Goliath.

Au large les oiseaux marins classiques sont présents

Mammifères aquatiques

Le lamantin (*Trichechus senegalensis*) est certainement le mammifère le plus spécifique de l'écosystème lagunaire et des estuaires de basse Côte d'Ivoire. Le lamantin serait ainsi assez bien représenté dans les zones humides côtières ivoiriennes, de l'embouchure du Cavally à la lagune Aby. Sa présence a été rapportée plusieurs fois dans les lagunes de Fresco, de Grand Lahou et Potou. Il est en outre fréquent que des individus remontent très loin le cours des fleuves, traduisant peut-être un comportement migratoire de cette espèce. Ces animaux herbivores ont une préférence pour les eaux douces et peu saumâtres.

Cette espèce est signalée comme menacée sur la liste rouge de l'UICN (1990).

Les cétacés ou les baleines avec une famille, deux genres et deux espèces se rencontrent aussi dans les eaux marines ivoiriennes.

5.2.2 Flore

On ne recense pas de récifs coralliens dans la zone de projet, ni au large de la Côte d'Ivoire en général. D'après le « Profil Environnemental de la Côte d'Ivoire » élaboré dans le cadre du « Contrat Cadre EuropeAid/119860/C/SV/Multi », la flore présente 327 espèces aquatiques.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 53

5.3 Environnement socio-économique

5.3.1 Contexte économique de la Côte d'Ivoire

La Côte d'Ivoire connaît une situation économique difficile depuis 1999, exacerbée par la crise politico-militaire de septembre 2002. La crise a eu des répercussions considérables au plan macro-économique et social. Au plan économique, en 2002-2003, la production s'est contractée de 3 % en termes réels au cours de cette période, au lieu de croître à un taux compris entre 3,0 et 4,5 % comme prévu avant la crise. Puis, une légère reprise s'est amorcée en 2004-2005, portée par un taux de croissance annuel de 1,8 % en termes réels, sous l'effet d'une poussée des exportations de cacao et d'une hausse des capacités de pompage et de la production pétrolière.

Sur le front social, la crise a aggravé la pauvreté qui toucherait 42 à 44 % des habitants selon les estimations. Le dénuement a provoqué des déplacements massifs de population et une dégradation de la composition des dépenses publiques.

La pénurie d'énergie en Côte d'Ivoire joue un rôle déterminant dans la persistance de la pauvreté, particulièrement pour les populations rurales du pays. Les populations défavorisées dépendent en grande partie du bois de feu pour la satisfaction des leurs besoins essentiels.

5.3.2 Environnement socio-économique du projet

La zone de projet est la préfecture de Jacquelineville. La population vit dans des villages ou dans des campements provisoires généralement habités par des familles d'immigrés : environ 50% de la population de la zone du projet est d'origine ivoirienne, tandis que l'autre moitié de la population est issue de pays de la CEDEAO.

Les principales activités dans la zone côtière située dans la zone de projet sont **la pêche et l'agriculture**. Le nombre de personnes exerçant dans la fonction publique ou dans le secteur privé est extrêmement réduit. Le taux de chômage est élevé : environ 40% de la population.

Agriculture :

La culture du manioc et celle de la noix de coco (culture traditionnelle et culture industrielle) sont présentes sur toute la côte. Les noix de coco sont vendues à l'usine SICOR qui produit du coco râpé. Le manioc et l'huile de coco produite artisanalement par les femmes sont vendus à des commerçants d'Abidjan.

La pêche industrielle

La pêche maritime industrielle concerne les espèces démersales et les pélagiques. Elle est pratiquée par les chalutiers et les sardiniers qui débarquent l'ensemble de leur production au port de pêche d'Abidjan. Les captures largement dominées par les pélagiques se situent entre 30 000 et 40 000 tonnes par an.

La pêche chalutière a toujours eu des niveaux de débarquement faibles. Elle a atteint des niveaux se situant entre 7 500 et 9 000 tonnes /an entre 1966 et 1970 pour décliner à 5100 tonnes/an en 2001. Les principales espèces débarquées sont: le Petit Capitaine (*Galoïdes decadactylus*), Carpe (*Lutjanus spp*), l'Ombrine (*Pseudolithus spp*), le Pageot (*Dentex angolensis*), la Daurade, la Sole.

La flottille comprend:

- chalutiers: en 1997 la Côte d'Ivoire comptait 20 chalutiers. Ce nombre est relativement stable. Il est de 17 en 2001 dont 6 chalutiers étrangers (35 pour cent);
- sardiniers: au nombre de 22 en 1997, il en reste 13 en 2001. Ils battent tous pavillon ivoirien;
- crevettiers: de 4 en 1997 le nombre est passé à 8 en 1999. Ils sont absents des lieux de pêche en 2001;

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 54

- thoniers: ils sont tous étrangers;

Il faut noter que le plateau continental ivoirien est relativement étroit, expliquant la faiblesse des potentialités ivoiriennes qui ne dépassent guère 10 000 tonnes de biomasse.

La pêche sardinière est faite par des sardiniers senneurs basés à Abidjan. Leurs prises se composent de poissons dits de " petits pélagiques " (Sardinelles, Maquereaux, Pelons, Anchois), qui sont des ressources partagées avec le Ghana voisin et dans une moindre mesure avec le Togo et le Bénin. La sardinelle ronde (*Sardinella aurita*) qui a connu un effondrement en 1974 est redevenue, depuis 1984, l'espèce dominante. Les maquereaux ont totalement disparu alors qu'ils étaient abondants dans les années 1960.

Toutes ces évolutions semblent traduire probablement des modifications importantes de l'écosystème inféodé aux upwellings côtiers.

La pêche artisanale

Elle se pratique sur les 566 km de côte et opère dans les premiers mile marin du plateau continental. Elle est largement dominée par les pêcheurs étrangers (notamment les Ghanéens) qui représentent environ 90 pour cent du total. Les 10 000 pêcheurs sont répartis sur le littoral ivoirien depuis Assinie à l'Est jusqu'à Tabou à l'Ouest où ils débarquent quotidiennement leurs prises. Les débarquements qui oscillaient entre 25 000 et 30 000 tonnes dans les années 1980 semblent connaître un déclin. Ces dernières années (2000-2001), la pêche maritime a débarqué 10 185 tonnes de poisson en 2000 (avec 48 pour cent de petits pélagiques) et 10 669 tonnes en 2001 (avec 51,5 pour cent de pélagiques).

Le parc piroguier de la pêche artisanale est composé essentiellement de pirogues qui travaillent sur les lacs, les lagunes et la mer (cf. figure 26) . Les pirogues qui opèrent en mer sont motorisées.

Il existe une pêcherie artisanale de grandes pirogues d'origine ghanéenne, basées à Abidjan et dans une moindre mesure à San-Pédro, qui pêchent de nuit avec des filets maillants dérivants. Cette technique traditionnelle, importée du Ghana, permet de capturer de grands migrateurs pélagiques: requins pélagiques, marlins, voiliers, espadons



Figure 26 : Pêcheurs à proximité de la plate-forme

La pêche artisanale lagunaire (crabes et crevettes pour l'essentiel) est également très importante, et est pratiquée dans les trois lagunes ; Ebrïé (566 km²), Aby (424 km²) et Grand-Lahou (210 km²) couvre une superficie de 1 200 km². Les lagunes sont reliées entre elles par des canaux.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 55

Activités d'exploration et d'exploitation pétrolière dans la zone du projet

La zone offshore de la Côte d'Ivoire s'étend d'est en ouest depuis la côte jusqu'aux profondeurs supérieures à 3000 m. La zone appelée marge d'Abidjan s'étend depuis Grand Lahou jusqu'au Ghana et est la principale zone de découvertes d'hydrocarbures du pays, renfermant tous les champs pétroliers connus à ce jour.

Les champs exploités actuellement sont les suivants : Béliér (huile), Lion (huile et gaz), Panthère (gaz), Foxtrot (gaz), Espoir (huile et gaz).

Activités touristiques littorales

Le littoral ivoirien est doté d'un réseau de plages particulièrement attractif, complété d'un vaste réseau lagunaire. A commencer par Vridi, le quartier d'Abidjan bordé de plages et de forêts de cocotiers, qui présente un certain attrait touristique. Jacquerville est dotée de longues plages (Ménéké, Omblaké, Sougbaké, etc) bordées de cocotiers, mais où les infrastructures touristiques sont rares.

Grand Bassam est situé à 30 km au sud d'Abidjan et est un lieu touristique de prédilection pour les touristes de passage mais aussi pour les habitants d'Abidjan et des alentours qui fréquentent ses plages ainsi que ses sites historiques et coloniaux. La station balnéaire d'Assinie située dans le prolongement de Grand Bassam est également réputée pour la qualité de ses plages et voit un grand nombre de touristes le week end.

Le parc national d'Assagny s'étend en bord de l'océan à l'embouchure du Bandama. Ses 30 000 ha sont essentiellement constitués de savane marécageuse avec des palmiers, et on y aperçoit des troupes d'éléphants et de buffles.

Un parc marin, celui des îles Ehotilés, créé en 1974 et situé près d'Adiaké sur la lagune Aby, à l'Est d'Abidjan, a surtout pour vocation de permettre d'effectuer des recherches historiques et archéologiques en toute tranquillité.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 56

6 Identification des impacts environnementaux liés au projet

Les impacts du projet sont liés aux activités « normales » du projet. Tout ce qui est lié à un fonctionnement anormal et à des événements accidentels est traité dans le chapitre « Gestion des risques et accidents ».

On distingue par ailleurs les impacts qui ont lieu pendant :

- la phase préparatoire : mobilisation des équipements, occupation de l'espace ;
- la phase de réalisation des forages : réalisation des infrastructures, utilisation de ressources, pollution et rejet des déchets, transport et circulation de la machinerie et des équipements ;
- la phase d'exploitation des forages : pour les deux forages de développement, présence des forages, exploitation du gaz, entretien des infrastructures, etc. ;
- la phase de fermeture : démontage des installations et réhabilitation des sites.

Les principaux impacts du projet concernent les aspects suivants :

- usage des ressources naturelles ;
- émissions atmosphériques (gaz à effet de serre et autres émissions gazeuses) ;
- effluents liquides ;
- déchets et gestion des substances toxiques ou dangereuses ;
- bruit généré par le fonctionnement de l'installation.

Les impacts peuvent être caractérisés selon la typologie suivante :

- Impact positif ou négatif ;
- Impact direct ou indirect ;
- Impact permanent ou temporaire ;
- Impact réversible ou irréversible.

Ils peuvent également être classifiés en fonction de leur importance :

- Impacts d'importance majeure : l'impact occasionne des répercussions fortes sur le milieu correspondant à une altération profonde de la nature et de l'utilisation de l'élément auquel une proportion importante des intervenants de la zone accorde de la valeur ;
- Impacts d'importance moyenne : l'impact occasionne des répercussions appréciables sur le milieu entraînant une altération partielle ou moyenne de la nature et de l'utilisation de l'élément auquel une proportion limitée des intervenants de la zone d'étude accorde de la valeur ;
- Impacts d'importance mineure : l'impact occasionne des répercussions réduites sur le milieu entraînant une altération mineure de la qualité et de l'utilisation de l'élément et auquel un groupe restreint d'intervenants accorde de la valeur ;
- Impacts d'importance négligeable : impact occasionne des répercussions à peine ressenties sur le milieu.

Les impacts seront évalués en particulier pour les domaines suivants :

- Milieu physique :
 - Impacts sur l'eau
 - Impacts sur le sous-sol marin

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 57

- Impact sur la qualité de l'air
- Milieu biologique :
 - Impacts sur les écosystèmes
 - Impacts sur la faune
 - Impacts sur la flore
- Milieu humain :
 - Impacts pour le personnel du projet
 - Impacts pour la population

Les différents impacts environnementaux par phase sont synthétisés dans le tableau ci-après.

Tableau 10 : Synthèse des impacts identifiés

Phase de forage					
Zone concernée	Source d'impact	Composante du milieu	Nature de l'impact	Typologie de l'impact	Importance de l'impact
Proximité plateforme	Base vie	Eau	Eutrophisation	effluents	Moyenne
Mer	Forage (boues)	eau	Pollution hydrocarbures Turbidité	effluents	Faible
Mer	Base vie	eau	Pollution organique	Déchets	Faible
Mer	Forage (boue)	Fond marin	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Bateaux, machines	air	Emissions de GES	Emissions	Moyenne
Proximité plateforme	Forage (boues)	Fond marin (écosystème)	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Forage (boues)	Flore marine	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Base vie	Faune marine	Pollution hydrocarbures Eutrophisation	Effluents	Moyenne
Proximité plateforme	Rig de forage	Faune marine	Fuite de la faune	Bruit	Faible
Plateforme	Pollution de l'air	Personnel projet	Troubles respiratoires/auditifs	Bruit/émissions	Faible – moyenne
Proximité plateforme	Trafic maritime	Pêcheurs	Gêne de la circulation et déficit économique	Economique	faible

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 58

Phase d'exploitation					
Mer/plages	Séparation du gaz	eau	Pollution hydrocarbures	Effluents	Néant
Proximité plateforme	Stockage de condensat	air	Emission de GES	émissions	Moyenne
Proximité plateforme	Déversement accidentel	faune	Pollution hydrocarbures	Effluents	Moyenne
Pays	Production de gaz	Population	Augmentation de la production énergétique	Economique	positive

6.1 Impacts

6.1.1 Consommation des ressources naturelles

Les besoins en eau de forage, en eau potable et en fuel (cf tableau 11), pour chacun des rigs de forage et les supply vessels associés sont basés sur le planning opérationnel d'utilisation des équipements.

Tableau 11 : ressources en eau et fuel pendant la phase de forage d'exploration

Utilisation des ressources (m ³)		Mobilisation (31 jours)	Puits d'exploration (30 jours + 10 jours de test)	Démobilisation (25 jours)	Total (m ³)
Forage	Eau de forage	155	1760	130	2045
	Eau potable	297,6	1280	240	1817,6
	Diesel	248	280	200	728
Supply vessel 1	Eau potable	65	80	50	195
	Diesel	1085	480	875	2440
Supply vessel 2	Eau potable	65	80	50	195
	Diesel	370	480	300	1150
Supply vessel 3	Eau potable	65	5	50	120
	Diesel	370	15	300	685
Standby vessel	Eau potable	30	80	20	130
	Diesel	50	115	25	190
Total diesel brûlé (m ³)		2123	1370	1700	5193
Total demande en eau de forage (m ³)		155	1760	130	2045
Total demande en eau potable (m ³)		522,6	1525	410	2457,6

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 59

Les informations concernant la consommation des ressources pendant la phase de production sont fournies par FOXTROT International et sont résumés dans le tableau 12 ci après.

Tableau 12 : ressources en eau et fuel pendant la phase de forage d'exploration

Ressources primaires :	Ressources secondaires
Nourriture et eau pour le personnel	Transport par hélicoptère
Matériaux de forage et cimentation	Autres transports aériens
Produits chimiques de forage et de cimentation	Des équipements pour le transfert du personnel
Eaux de forage	Des équipements de secours d'urgence
Carburants	
Peintures et solvants	
Boues à base d'eau	
Equipements techniques et de maintenance	

6.1.2 Emissions atmosphériques

Les émissions atmosphériques proviennent de sources directes et indirectes :

- Sources d'émissions directes :
 - production d'énergie pour le rig,
 - production d'énergie et propulsion des navires,
 - émissions fugitives du rig et des navires,
 - torchage éventuel pendant les phases de test ;
- Sources d'émissions indirectes :
 - émissions liées au transport (trafics aérien, routier et maritimes accrus),
 - émissions liés aux produits et équipements utilisés (boues, produits chimiques, machines, etc.).

Les principaux gaz qui seront ainsi émis sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), les oxydes nitreux (NO_x), le dioxyde de soufre (SO₂), le monoxyde de carbone (CO) et les composés organiques volatiles (COV). Le CO₂ et le CH₄ sont deux des principaux gaz à effet de serre (GES). Le tableau 13 résume les principaux effets sur l'environnement de ces gaz :

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 60

Tableau 13 : Effets sur l'environnement des émissions atmosphériques potentielles

Type d'émission	Effets sur l'environnement
dioxyde de carbone (CO ₂)	GES qui contribue au phénomène de réchauffement climatique
méthane (CH ₄)	Favorise la production d'ozone et contribue indirectement au phénomène de réchauffement climatique
oxydes nitreux (NO _x)	Contribue aux dépôts acides (pluies acides), et peut favoriser la production d'ozone au niveau du sol en présence de COV et de lumière
dioxyde de soufre (SO ₂)	Contribue aux dépôts acides (pluies acides), gaz toxique
monoxyde de carbone (CO)	Favorise la production d'ozone et contribue indirectement au phénomène de réchauffement climatique
composés organiques volatiles (COV)	Nombreux effets sur l'environnement. Les hydrocarbures peuvent par exemple favoriser la formation d'oxydants photochimiques. Effets cancérigènes reconnus ou suspectés

Tous les besoins en énergie sur le rig seront satisfaits à partir de moteurs diesel qui seront à bord : générateurs principaux et générateur de secours. Par ailleurs, des moteurs plus petits seront utilisés à des fins spécifiques, comme par exemple la fourniture d'énergie pour les opérations de cimentation.

On peut évaluer les émissions de CO₂ (cf tableau 14) en utilisant les lignes directrices sur les facteurs d'émission qui sont élaborées par l'industrie offshore dans les « lignes directrices de l'industrie pétrolière sur le reporting des émissions de GES ». Ces lignes directrices ont été rédigées pour le compte de l'IPIECA (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association), de l'OGP (International Association of Oil and Gas Producers) et de l'API (American Petroleum Institute). Les facteurs d'émission sont extraites du « Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for The Oil and Gas Industry » (API 2004).

Tableau 14 : émissions potentielles de CO₂ liées à la consommation de fuel

Zone concernée	fuel	consommation (m ³)	Facteur d'émission de CO ₂ et source		Estimation des émissions de CO ₂ (tonnes)
			Facteur d'émission	Source	
Rig & supply	diesel / gasoil	13260	3,82*10 ¹⁰ J/m ³	IPCC 1996	35659,8

En l'absence de données spécifiques relatives à la nature du fuel, à l'efficacité des moteurs, et au torchage, il est impossible de fournir une estimation plus détaillée des émissions de GES.

Par ailleurs, en plus de ces émissions atmosphériques, les activités généreront du bruit pendant chacune des phases du projet, en raison notamment des opérations de forage, de la production d'énergie, des déplacements maritimes et des hélicoptères.

6.1.3 Rejets liquides

a) Rejets contrôlés

Les rejets liquides contrôlés du rig proviennent de différentes sources.

Les eaux de ruissellement des zones « propres » du rig seront directement rejetées en mer. Par ailleurs, le forage nécessite des eaux de refroidissement : de l'eau de mer sera utilisée, et rejetée en mer sans ajout de produit chimique.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 61

Les eaux utilisées dans les zones des machines sont susceptibles d'être contaminées par des hydrocarbures. Elles seront séparées des effluents propres afin d'être dirigées vers un système de traitement des eaux huileuses. Les rejets issus de ce système seront contrôlés, et le rejet en mer sera interrompu si les concentrations en huile dépassent 15 parties pour million. Les résidus huileux seront quant à eux dirigés vers des équipements appropriés de traitement des déchets, afin d'être évacués vers des installations de traitement appropriées.

Un système de collecte des effluents contaminés prendra en charge les rejets générés par les opérations de forage (boues, déblais). Ils seront stockés dans un réservoir et dirigés vers un système de traitement des déchets solides.

D'après le rapport "Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment" de l'OGP (International Association of Oil and Gas Producers), les **eaux produites** par les plates-formes de production de gaz ont des volumes plus faibles que dans le cas de la production de pétrole, et des concentrations élevées de contaminants organiques. Leur composition varie en fonction des champs exploités, mais les principaux éléments chimiques sont les sels. Des traces très faibles de radioactivité sont parfois enregistrées. Enfin, des quantités résiduelles d'hydrocarbures dissous sont présentes, et notamment des composés aliphatiques, cyclo-aliphatiques, aromatiques, ainsi que des acides gras et des phénols et alkylphénols.

Pour ce qui concerne les **boues** utilisées pour les travaux de forage, les fluides de forage non aqueux qui sont désormais utilisés présentent des propriétés plus intéressantes que celles des fluides aqueux en termes de lubrification, stabilité aux hautes températures et stabilité de la structure du forage. Par ailleurs, des progrès ont été faits en termes de moindre toxicité des fluides utilisés : les fluides sont désormais élaborés à partir de paraffine, d'oléfine ou d'ester et non plus de diesel ou d'huiles minérales, et contiennent beaucoup moins d'hydrocarbures poly-aromatiques.

Plusieurs options de gestion des déblais et boues sont envisageables : le rejet en mer, la réinjection des déblais ou le transport des déchets vers la côte. Dans le cadre de ce projet, les déblais des forages de développement seront séchés et rejetés en mer, tandis que ceux du forage d'exploration ne seront pas séchés avant rejet en mer.

Enfin, les rejets liquides comprendront les effluents sanitaires : eaux noires et eaux grises (douches, vaisselle). Le traitement est assuré par une station de traitement biologique. On peut estimer les rejets à 0,22 m³/jour d'eaux grises et 0,10 m³/jour d'eaux noires par personne.

Le forage de développement devrait produire pour 100 personnes une quantité de 660 m³ d'eau grise et 300 m³ d'eau noire en un mois.

Les forages de production produiraient eux environ 2640 m³ d'eau grise et 1200 m³ d'eau noire en 4 mois pour 100 personnes.

b) Cuttings

Les cuttings remontés des puits de forage seront séparés des boues de forage et ensuite rejetés à la mer. Les quantités approximatives de cuttings sont présentées dans le tableau 15 ci-après :

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 62

Tableau 15 : Quantités approximatives de cuttings

	Forage d'exploration	Forage de production 1	Forage de production 2
Diamètre (pouces)	30	26	26
Longueur (m)	2700	3000	3000
Vol. cuttings (m3)	1224	1025	1025
% de boue	10	5	5
% d'huile	7	3,5	3,5
Vol. huile (m3)	85,68	35,875	35,875

Les quantités de cuttings réellement remontées seront inférieures à ces valeurs, le diamètre des tubes se rétrécissant avec la profondeur. Le volume total d'huile rejeté avec les cuttings est donc évalué à 157 m³.

6.1.4 Production de déchets

La nature et la quantité de déchets produits, ainsi que la méthode de collecte et de gestion des rejets solides et hydriques produits est présentée ci-après.

Plusieurs types de déchets seront produits :

- 1 Déchets domestiques :
- 2 Déchets industriels :

Les différentes sources de production de déchets sont résumées dans les figures 27 et 28 ci-après . Les déchets solides et liquides générés sur le rig et les navires seront triés et stockés dans des réservoirs adéquats. Les déchets dangereux et non dangereux seront séparés. Les déchets produits peuvent être classés selon la typologie suivante :

- 1 Déchets solides combustibles non dangereux : papier, bois, carton ;
- 2 Déchets solides non combustibles non dangereux : déchets métalliques ;
- 3 Déchets solides dangereux : bidons de peintures, récipients de produits chimiques vides ;
- 4 Déchets liquides dangereux : déchets huileux, peintures, solvants.

Les déchets stockés dans une benne seront transférés du rig aux navires afin de les transporter sur la côte pour permettre un traitement adéquat.

Par ailleurs, les déchets de type cuttings et des déchets domestiques seront traités et rejetés en mer.

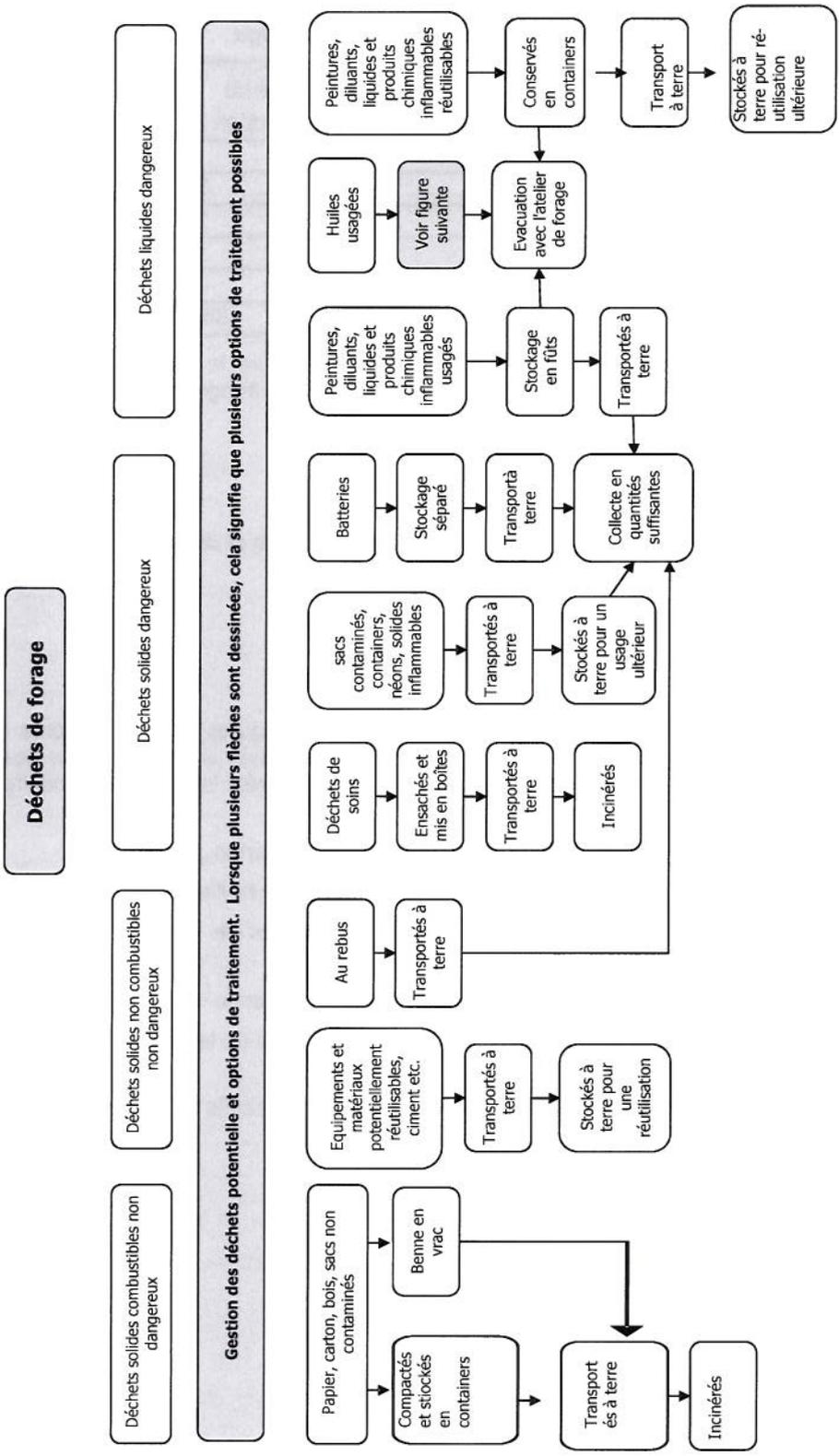


Figure 27 : Déchets de forage

R1e00009c/A18979	
/C1eZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 64

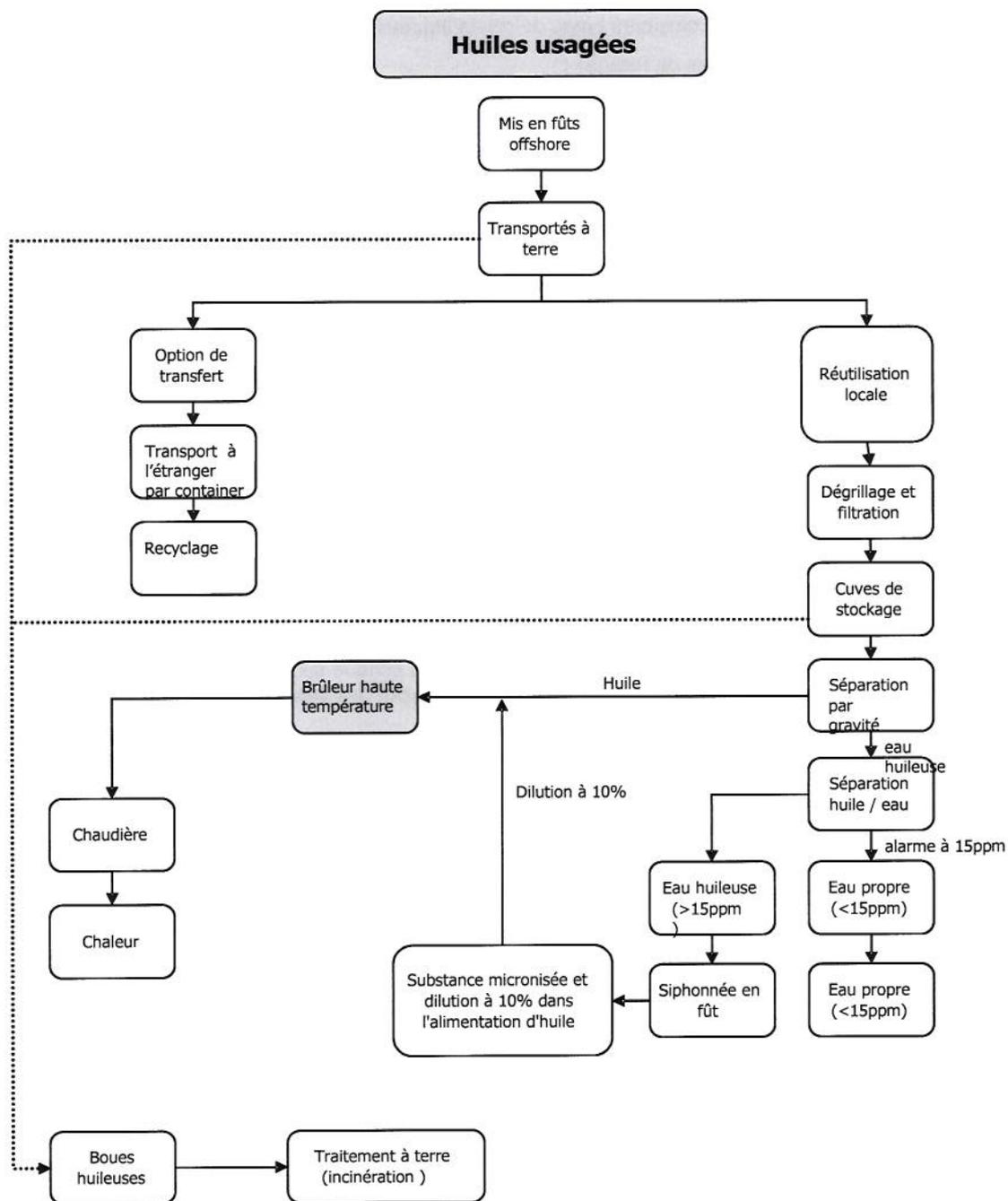


Figure 28 : Huiles usagées

6.2 Impacts sur le milieu physique

6.2.1 Impacts possibles sur l'eau

Les activités du projet généreront plusieurs types de rejets liquides ou solides :

- Les boues de forage (ou fluides de forage) ;
- Les déblais de forage ;
- Les déchets alimentaires et solides ;
- L'« eau produite », c'est-à-dire l'eau retirée des formations géologiques durant le forage et l'extraction de pétrole ou de gaz, et qui contient un large éventail de polluants, notamment des métaux, des hydrocarbures pétroliers et des phénols alkylés.
- Les différents rejets domestiques et industriels liés aux activités du projet.
 - Domestiques : Outre les effluents, des déchets solides sont également produits.
 - Industriels : en provenance de l'écumeur, les eaux rejetées par les supply vessels (bilge water), etc.
- Les eaux de production pour ce qui concerne la phase d'exploitation des deux forages de développement. Ces eaux peuvent contenir des matières solides dissoutes, des matières organiques, des traces de métaux lourds, et des matières toxiques comme le phénol.

Les principaux impacts possibles associés aux rejets liquides et solides sur l'océan sont une pollution rejetée dans le milieu par les effluents, et la dégradation de la qualité de l'eau. Environ la moitié des huiles rejetées s'évapore de la surface de l'eau, tandis que la partie restante s'émulsifie et se transforme en goudron qui se dégrade très lentement. Ces rejets sont alors transportés par les courants de surface jusqu'aux plages de Jacqueville, voire jusqu'aux rivages ghanéens. D'après l'EIE de 1998, dans les conditions climatiques habituelles, le goudron échoue sur les rives de Grand-Bassam et de Newtown, après une période de 2 à 7 jours suivant l'intensité des vents et des courants.

En revanche, le projet n'aura pas d'impact sur l'utilisation des ressources en eau douce, puisque les besoins en eau seront assurés grâce à une station de désalinisation.

L'impact possible sur l'eau, d'une pollution et d'une dégradation de la qualité de l'eau, avec dépôt de goudron sur la plage de Jacqueville, est d'importance moyenne. Les autres impacts sur l'eau sont de faible importance.

6.2.1.1 Impact lié aux boues et déblais de forage

Les impacts des boues et déblais de forage dépendent de la profondeur, des courants, de la température de l'eau, des caractéristiques et de la quantité des boues et déblais du projet. Les impacts les plus significatifs apparaissent lorsque l'option de simple rejet en mer est choisie, ce qui est le cas pour les forages de développement. Les impacts sur l'eau sont cependant relativement limités : le temps de séjour des déblais est court car ils se déposent sur le fond et ont un faible taux de dissolution. Ces rejets provoquent toutefois une augmentation de la turbidité.

Seuls des produits chimiques de faible toxicité seront utilisés.

L'impact possible sur l'eau d'un dépôt des boues et déblais en fond de mer, est de faible importance, au vu de la faune et de la flore marine existantes et de la nature des produits rejetés.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 66

6.2.1.2 Impact lié aux eaux produites

Après rejet en mer, les eaux produites se diluent rapidement : le taux de dilution atteint 30 à 100 fois dans un rayon de quelques dizaines de mètres autour du point de rejet, et 1 000 à 100 000 fois pour des distances comprises entre 500 et 1 000 m du point de rejet. La plupart des constituants chimiques précipitent, et les métaux et traces d'hydrocarbures prennent la forme de matière particulaire en suspension. Les eaux produites ont des toxicités intrinsèques très faibles. On mesure également parfois des traces de radioactivité, mais à des taux très faibles et qui ne représentent pas un danger. Enfin, les eaux contiennent des alkylphénols.

Les études menées jusqu'à présent et les programmes de monitoring sur les plates-formes existantes n'ont mis en évidence aucun impact négatif lié aux eaux produites. Les études de modélisation ont notamment mis en évidence le fait que les « predicted no effect concentrations » (concentrations pour lesquelles il n'y a aucun impact sur l'environnement) sont atteintes très rapidement dans les colonnes d'eau, et que les temps d'exposition des organismes marins sont trop faibles pour qu'une menace pèse sur les écosystèmes marins.

N.B : Les eaux contenant des hydrocarbures générées par l'unité de forage et les vessels seront traitées par un séparateur hydrocarbures conformément à la convention internationale relative à la Prévention des Pollutions de Vaisseau de 1973.

Aucun impact négatif n'a été mis en évidence concernant les eaux produites.

6.2.1.3 Impact lié aux effluents et déchets domestiques et industriels

Les impacts possibles des effluents et déchets sur l'eau sont une pollution marine et un phénomène d'eutrophisation des eaux côtières.

Concernant les déchets alimentaires, L'impact du rejet de déchets alimentaires est d'importance faible, dû à la portée locale, à la persistance à moyen / long terme (pendant la durée du forage), à la faible gravité et à la probabilité élevée. Les déchets alimentaires devraient être macérés et déchargés par dessus bord selon les conditions de l'annexe V du règlement international MARPOL 73/78. Le rejet de déchets alimentaires peut causer un enrichissement organique localisé, toutefois cet enrichissement ne devrait pas générer d'impact négatif. Le transfert potentiel des virus à partir des déchets de volaille vers les populations locales d'oiseaux est une problématique potentielle. La probabilité de ce transfert est très faible. Néanmoins, nous ne disposons d'aucun moyen pour quantifier ce risque.

Concernant les déchets solides, leur tri, compactage, stockage et transfert auront un faible impact sur le milieu eau du fait de la durée limitée de cette activité et la faible gravité. Les navires de transport de ces déchets doivent disposer d'un plan de gestion d'ordures et livret de suivi des ordures conformément au règlement international MARPOL 73/78 (annexe V). Les informations suivantes y sont consignées : volumes d'ordures, les types et les itinéraires d'évacuation.

L'impact possible sur l'eau d'une pollution marine et d'un phénomène d'eutrophisation, est d'importance moyenne. L'impact des déchets solides et alimentaires est faible.

6.2.2 Impacts possibles sur le sous-sol marin

Les impacts des activités du projet sur le fond marin sont les suivants :

- Prélèvement de sol et sous-sol ;
- Pollution des sols par les engins, moteurs et autres ;
- Pollution des sols par les rejets des déchets (boue de forage, produits chimiques,...) ;
- Sédimentation.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 67

La perturbation sur les sols est importante mais limitée spatialement et temporellement. De plus, la valeur écologique des fonds marins de la zone de projet est faible, si bien que cet impact est d'une importance moyenne.

L'impact possible sur le sous-sol marin, une perturbation du sous-sol marin, est d'importance moyenne du fait de la faible valeur écologique des fonds marins.

6.2.3 Impacts possibles sur l'air

6.2.3.1 Impacts pendant les travaux

Les émissions gazeuses produites par les activités du projet proviennent de plusieurs sources :

- Les deux groupes électrogènes : 2 * 300 KW ;
- Le groupe électrogène de secours : 180 KW ;
- Les gaz torchés et purgés ;
- Les émissions générées par les machines qui sont à bord des plates-formes ;
- Les émissions liées aux supply vessels.

Les impacts sont les suivants :

- Dégradation de la qualité de l'air et augmentation de la quantité de poussières ;
- Perturbation de l'ambiance sonore par l'augmentation des niveaux de bruit ambiant ;

Emissions de gaz à effet de serre qui contribuent au phénomène de réchauffement climatique, (les quantités d'émissions de GES sont présentées précédemment).

L'impact sur la qualité de l'air pendant les travaux des émissions canalisées est d'importance moyenne, tandis que l'impact sur la qualité de l'air pendant les travaux des émissions diffuses est de faible importance (durée limitée, gravité et probabilité faibles à moyennes).

6.2.3.2 Impacts en phase d'exploitation

En phase d'exploitation, les impacts sur les émissions de gaz à effet de serre seront variés :

- Impact négatif lié à l'utilisation du condensat dans la raffinerie. Cet impact n'est pas quantifiable car il est impossible de prévoir la production de condensat des futurs forages, la qualité du produit n'étant pas connue ;
- Impact négatif lié aux événements des ballons de condensats aux 2 terminaux. Cet impact n'est de la même façon pas quantifiable ;
- Impact négatif lié aux émissions fugitives des containers non fermés et des opérations de maintenance ;
- Impact positif au niveau national car la combustion du gaz issu des forages de développement et qui alimente les turbines des centrales thermiques remplace l'importation de fuel qui produirait une pollution plus importante, et rendrait le pays moins autonome énergétiquement.

L'impact sur la qualité de l'air pendant l'exploitation des émissions canalisées est d'importance moyenne (probabilité élevée, gravité faible), tandis que l'impact sur la qualité de l'air pendant l'exploitation des émissions diffuses est de faible importance (durée limitée, gravité et probabilité faibles à moyennes).

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 68

6.3 Impacts sur le milieu biologique

6.3.1 Impacts possibles sur les écosystèmes en général

Des impacts moyens ou mineurs et temporaires indirects pourront concerner la perturbation des écosystèmes : modification possible des écosystèmes naturels et de leurs équilibres, modification de la chaîne trophique. Ces impacts indirects sont liés aux impacts suivants :

- pollution et contamination des eaux par les usages motorisés et rejets des déchets,
- comblement de fond marin, disparition ou modification d'habitats fauniques, perturbation des processus d'apports et de transports de sédiments, par suite de perturbations liées aux activités de forage.

L'impact de nombreux polluants sur l'environnement dépend de la manière dont le polluant est rejeté et se décompose ensuite dans l'environnement. Les résidus huileux, lorsqu'ils sont rejetés dans l'eau, ne se dispersent pas autant que les boues à base d'eau et peuvent former des amas qui recouvrent des parties entières du fond marin. Des concentrations élevées de matière organique telles que le pétrole peuvent avoir un effet considérable sur les plantes et les animaux vivant sur le fond marin. Au fur et à mesure que la matière organique se décompose, l'oxygène s'épuise et du sulfure toxique peut se former. De telles conditions peuvent aboutir à l'élimination quasi-totale des organismes benthiques très proches de la plate-forme.

Dans les environs immédiats de la plate-forme, il existe une zone de régénération où vivent des plantes et des animaux pouvant tolérer un certain degré de pollution. Les organismes moins tolérants, qui se sont éloignés de la source de pollution, se rapprochent progressivement de la plate-forme au fur et à mesure que le site se régénère. La plupart des perturbations se produisent dans un rayon de 500 mètres (environ 1 600 pieds) autour de la plate-forme. En cas de forage en mer dans des zones à forts courants, les déblais rejetés ont tendance à se répandre en une couche plus fine sur le plancher océanique proche du lieu de rejet. Ceci les rend plus sensibles à l'action des microorganismes qui décomposent le fluide de forage entraîné, accélérant ainsi la régénération du fond marin.

L'impact sur les écosystèmes en général à proximité immédiate de la plateforme est moyen en raison de la faible importance écologique de ceux-ci.

6.3.1 Impacts possibles sur la flore

Des impacts mineurs et temporaires pourront affecter la flore marine : ces impacts sont liés aux impacts sur la qualité des eaux et sur les fonds marins.

L'impact sur la flore en général à proximité immédiate de la plateforme est d'importance moyenne du fait de la faible valeur écologique des fonds marins.

6.3.2 Impacts possibles sur la faune

Les impacts possibles sur la faune marine sont les suivants :

- Diminution de la biodiversité faunique par perte ou destruction d'habitats ;
- Changement temporaire du comportement naturel des animaux (conditions d'alimentation, de reproduction) suite à des apports d'alimentation ou des perturbations inhabituelles ;
- Augmentation du prélèvement d'espèces fauniques, liée au nouveau débouché temporaire pour les produits de la pêche ;
- Diminution de la faune terrestre, aquatique et marine dans les environs des sites, par suite de dérangement ou perturbation.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 69

- Perte de la productivité des poissons par contamination.

Ces impacts sont liés à deux types de perturbations :

- Les pollutions de l'eau ;
- Les bruits : marteau pneumatique lors du battage initial des tubes, supply vessels, bruits aériens et sous-marins des forages.

A noter qu'un trafic maritime important transite déjà par cette zone.

La perturbation du fond de la mer par les opérations d'ancrage est d'importance moyenne du fait de la portée locale, de la durée limitée, de la gravité moyenne et de la probabilité élevée.

Le risque de dommage lié aux objets / obstacles potentiellement présents en fond de mer (épaves par exemple) par les opérations d'ancrage sont faibles du fait d'un ancrage permanent, d'une gravité limitée, et d'une probabilité très faible.

L'impact sur la faune sera d'importance faible à moyenne du fait de la faible valeur écologique des fonds marins à proximité du site, et des perturbations actuelles que celle-ci subit en raison des activités actuelles (pêche, industrie) déjà exercées dans la zone.

6.3.2.1 Impacts sur la faune liés à la pollution

Plusieurs effluents contiennent des composés nocifs pour les premiers stades de vie vulnérables des poissons notamment :

- métaux, et phénols alkylés des eaux produites,
- toxicité chimique du fluide de forage,
- consommation d'oxygène liée au phénomène de biodégradation du fluide dans les sédiments sur le fond,
- impacts physiques d'enfouissement par les déblais.

Cependant, en raison du facteur de dilution *in situ*, les concentrations de ces composés à quelques mètres du point de rejet sont peu ou pas élevées par rapport à celles des eaux environnantes, si bien que ces substances présentent un faible risque pour la faune.

D'après les études réalisées, cet impact négatif affecte la faune benthique pendant un an dans le cas où des fluides de forage récents sont utilisés : la perturbation disparaît environ un an après arrêt des rejets. Le phénomène de reconstitution de la faune benthique a lieu selon un processus de recolonisations successives : les premières espèces qui réapparaissent sont celles qui tolèrent mieux la présence d'hydrocarbures et celles qui se nourrissent de bactéries capables de métaboliser les hydrocarbures.

Dans certains cas, cet impact est nul car les sédiments sur lesquels se déposent boue et déblais présentent déjà des conditions d'anoxie.

En cas de déversement d'hydrocarbures pendant la phase d'exploitation, la faune de plusieurs lieux remarquables peut subir les impacts d'une exposition au goudron :

- Le parc national des Ehotilés,
- Les mangroves d'Azuretti,
- La lagune Ebrié
- La lagune Aby
- Et de façon générale, les lamantins et les oiseaux vivants sur les cotes (échassiers notamment).

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 70

L'impact sur la faune lié aux rejets sera d'importance moyenne du fait de la faible valeur écologique des fonds marins à proximité du site d'une part, et de la subsistance des effets pendant 1 an après la réalisation des forages.

6.3.2.2 Impacts sur la faune liés au bruit et aux vibrations

A court terme, la faune tolère des sources de bruit élevé ; cependant, à long terme, les animaux évitent de revenir dans des secteurs exposés à des sons puissants. Les bruits peuvent notamment chasser les mammifères marins et les tortues.

L'impact sur la faune sera d'importance faible à moyenne du fait de la faible valeur écologique des fonds marins à proximité du site, et des perturbations actuelles que celle-ci subit en raison des activités actuelles (pêche, industrie) déjà exercées dans la zone.

6.4 Impacts sur le milieu humain

6.4.1 Impacts sur les personnes travaillant sur la plate forme

Les principaux impacts négatifs pour le personnel du projet sont liés au bruit, aux poussières, à la dégradation de la qualité de l'air.

Il existe également des risques significatifs : se référer au chapitre suivant.

L'impact sur le personnel de la plateforme est d'importance faible à moyenne.

6.4.2 Impacts sur la population

6.4.2.1 Impacts positifs

Le risque de rejet social du projet est peu vraisemblable : les habitants accueillent plutôt favorablement l'idée du projet, qui pourra fournir l'opportunité de quelques emplois temporaires, et qui contribue de façon plus générale à développer l'exploitation des richesses naturelles de la Côte d'Ivoire.

Au niveau national, le projet permettra de réduire la dépendance énergétique de la Côte d'Ivoire, de réduire le coût de l'électricité (par rapport à une situation où des ressources énergétiques seraient importées), et d'améliorer la régularité de l'approvisionnement

Par ailleurs, l'augmentation du nombre de personnes sur la zone de projet pourrait constituer un débouché temporaire supplémentaire pour la vente de poisson et d'autres denrées. Les plates-formes temporaires auront également un effet de récif artificiel qui attirera les poissons.

Enfin, la réutilisation localement des huiles usagées sera favorisée de sorte à limiter le volume de déchets à traiter et les impacts associés (nuisances dues au transport de ces déchets).

L'impact sur la population du point de vue économique sera positif.

6.4.2.2 Impacts négatifs

L'augmentation des bruits et des poussières ne devrait pas toucher les populations de la côte car la distance entre les villages et la zone des travaux est proche de 20 km. .

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 71

En revanche, les travaux et l'augmentation du trafic maritime liés aux activités du projet pourront constituer une gêne et un risque pour les pêcheurs. Parmi les nuisances possibles qui affecteront l'activité de pêche, on recense :

- Les impacts négatifs du projet sur la faune marine ;
- La perte de zones de pêche pour le besoin des travaux d'exploration et/ou d'exploitation off shore ;
- Un conflit entre sécurité de la plate-forme et attrait de la zone pour les pêcheurs.

Le projet pourra également avoir des impacts négatifs en termes d'entrave à la navigation maritime, en raison de la navigation des supply vessels et de la présence du jack up .

Enfin, en cas de déversement accidentels d'hydrocarbures, les habitants pourront subir les conséquences de déversements de goudron sur les plages : voir la partie consacrée aux risques.

L'impact lié aux opérations de pêche et d'expédition provoqué par la mobilisation de la plateforme de forage est de faible importance du fait de la portée locale, de la limitation dans le temps, et de la probabilité et de la gravité faibles. Les impacts directs incluent des risques et la perturbation de la pêche et du trafic maritime le long de l'itinéraire de mobilisation.

L'impact lié aux opérations de pêche et d'expédition provoqué par la présence de l'installation dans les eaux ivoiriennes est d'importance moyenne du fait de la portée locale, de la durée moyenne à longue, de la gravité et de la probabilité évaluées comme moyennes.

L'impact dû à l'interférence avec d'autres utilisateurs de la mer par des navires de soutien (support vessels) a été évalué comme faible du fait de la faible augmentation du trafic engendré.

Tous les articles laissés après démobilitation au fond de la mer au niveau de la plate-forme de forage seront un risque pour la pêche dans le secteur. Les ancres perdues, les objets saillants etc. pourraient accrocher les filets et endommager l'équipement, avec des coûts financiers pour les pêcheurs et l'économie locale. Cet impact est cependant de faible importance puisqu'il s'agira d'un secteur géographique limité, d'une gravité limitée et d'une probabilité faible.

L'impact sur la population en terme de modification des zones de pêcheur sera d'importance moyenne. Le risque de dommage à l'activité de pêche lié à l'abandon d'objets après démobilitation est faible.

N.B : L'impact paysager n'est pas jugé comme significatif du fait de l'éloignement de la plateforme par rapport à la côte.

7 Mesures d'atténuation et de compensation des impacts

Les mesures d'atténuation se définissent comme l'ensemble des moyens envisagés pour prévenir ou réduire l'importance des impacts sur l'environnement. Elles comprennent la liste des actions, ouvrages, dispositifs, correctifs ou modes de gestion alternatifs qui seront appliqués pour prévenir, atténuer ou éliminer les impacts négatifs du projet. Des mesures destinées à maximiser les retombées positives pourront également être mises en évidence.

Les mesures peuvent être générales ou spécifiques. Les mesures générales seront destinées à atténuer les effets négatifs du projet pris dans son ensemble. Les mesures spécifiques viseront l'atténuation des impacts sur une composante de l'environnement en particulier. Les mesures générales et particulières doivent le cas échéant être intégrées au cahier des charges du projet et faire partie du plan de gestion environnemental.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 72

7.1 Mesures d'atténuation des impacts

7.1.1 Mesures générales pour l'atténuation des impacts sur le milieu physique

Plusieurs mesures générales permettront de réduire les impacts négatifs du projet :

- Former/sensibiliser tout le personnel pour concevoir des comportements ayant le minimum d'impact sur l'environnement ;
- Concevoir et appliquer des moyens pour limiter au minimum les impacts sur l'environnement lors des entretiens et réparations des infrastructures et équipements lors de la phase d'exploitation ;
- Délimiter/classer les voies de circulation.

Par ailleurs, des mesures générales relatives à la gestion des déchets, des boues et des déblais, des effluents et des émissions atmosphériques peuvent être proposées :

7.1.1.1 Gestion des déchets

La préparation du projet doit obligatoirement permettre de définir un système de gestion de la totalité des déchets liquide, solide, toxique produits par les différentes activités du projet.

Les déchets générés par l'installation feront l'objet d'un traitement approprié, afin de s'assurer que, le cas échéant, leur mise en décharge n'aura qu'un impact très limité sur l'environnement. Le risque de contamination des sols et des eaux lié aux déchets et aux différentes substances toxiques ou dangereuses stockées sur site, doit être correctement maîtrisé.

Les déchets solides tels que les matériaux d'emballages, les fûts vides et autres conteneurs, les morceaux de tuyaux et/ou de mèche de foreuse endommagés, les restes de matériaux de construction etc. ainsi que les déchets toxiques (solvants, lampes au mercure, batteries, produits chimiques toxiques etc.) seront transférés à terre pour être traités ou stockés de manière adéquate.

Enfin, il est de bonne pratique que soient prises toutes les dispositions nécessaires dans la conception et l'exploitation de l'installation afin d'assurer une bonne gestion des déchets, en particulier en définissant des modalités visant à :

- limiter à la source la quantité et la toxicité des déchets ;
- trier, recycler, valoriser les sous-produits de fabrication ;
- assurer un traitement ou pré-traitement des déchets toxiques ;
- assurer, pour les déchets ultimes, un stockage dans les meilleures conditions possibles.

7.1.1.2 Gestion des boues et déblais

Les composants des fluides de forage doivent être rigoureusement sélectionnés afin que les rejets de boue ou de déblais aient un impact minimal sur l'environnement. La biodégradation est un facteur clé dans la réduction de l'impact à long terme des fluides de forage sur l'environnement. L'autre élément à prendre en compte dans la conception des fluides de forage est la réduction de la toxicité pour les poissons, les régénérateurs de sédiments, les algues et le zooplancton. Mais il est également important de réduire la quantité de déchets générés, en premier lieu. Pour ce faire, il convient d'intensifier le recyclage des fluides de forage, et donc, de concevoir des fluides qui se prêtent au recyclage. Par exemple, les fluides à faible viscosité se séparent plus rapidement des déblais sur les tamis vibrants. Ceci facilite la récupération du fluide de forage et réduit la quantité de matière organique rejetée dans la mer.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 73

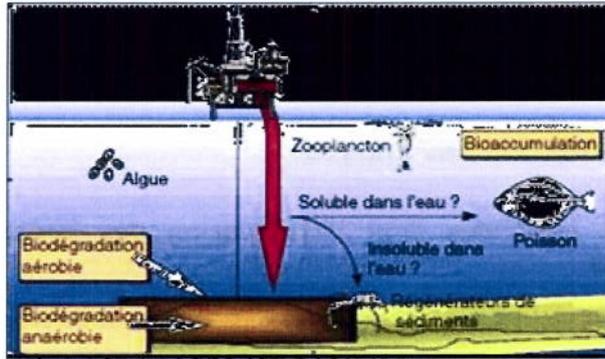


Figure 29 : problématique des fluides de forage

Source : <http://www.seed.slb.com/fr/scictr/watch/mud/env.htm>

Par ailleurs, les déblais qui sont charriés hors des forages doivent être évacués, tout comme le fluide de forage qui les accompagne.

Les directives existantes concernant le traitement des résidus de forage en mer sont habituellement génériques et ne tiennent compte que des propriétés du rejet à partir d'une plate-forme. Des directives plus réalistes doivent tenir compte des propriétés du milieu récepteur. Certaines conditions de rejet peuvent être acceptables dans un endroit et pas dans un autre.

Les spécifications des lignes directrices de la Banque Mondiale concernant les boues et déblais de forage et l'usage d'adjuvants pour les sites off shore sont indiquées dans le tableau 16 ci après.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 74

Tableau 16 : critères de référence et critères recommandés pour la gestion des boues et déblais de forage

<i>Boues de forage et déblais de forage contaminés</i>	
Le rejet des boues et déblais doit avoir lieu à une profondeur d'au moins 15 m. Les boues et déblais doivent être soumise à un test de toxicité pour le milieu marin (Algues, Crustacées, Espèces vivant dans les sédiments) avant rejet. Si ce test n'est pas satisfaisant, les boues doivent être transportées à terre avant traitement ou réinjectées.	<i>Critère de référence</i>
Pour les boues à base d'eau, la concentration maximale en chlore doit être inférieure à 4 fois la concentration ambiante des eaux réceptrices.	
<i>Sable extrait</i>	
Rejet interdit, à réinjecter ou à transporter à terre.	<i>Critère de référence</i>
<i>Adjuvants et produits chimiques</i>	
Tous les produits chimiques* utilisés doivent avoir les propriétés suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • pas de bio accumulation, • dégradation aérobie > 60%, • pas de toxicité aquatique - tests possibles sur <i>Skeletonema</i> (algues), <i>Acartia Tonsa</i> (Crustacea) et <i>Corophium Volutator</i> (sédiment), ou espèce équivalentes. Pas d'adjuvants utilisés contenant du mercure, cadmium ou complexes organométalliques.	<i>Critère recommandé</i>
Si la baryte est utilisée, [Hg] < 1 mg/kg de produit sec et [Cd] < 3 mg/kg de produit sec .	<i>Critère de référence</i>

7.1.1.3 Gestion des effluents

Il est recommandé de minimiser la consommation d'eau et donc la production d'eaux usées par la mise en place de mesure de conservation de l'eau autant que possible. Avant rejet en mer, il est nécessaire de s'assurer que les caractéristiques physico-chimiques des effluents respectent, après traitement éventuel, les valeurs maximales d'émissions issues des lignes directrices de la Banque Mondiale et rappelées dans le tableau 17.

Un suivi régulier des rejets des principaux polluants, permettant de vérifier le bon respect de ces valeurs limites, est par ailleurs requis. Une mesure périodique des concentrations en polluants dans le milieu naturel, récepteur des effluents, est considérée comme étant de bonne pratique.

Tableau 17 : valeurs limites de polluants dans les effluents rejetés en mer

Paramètre	(valeur maximale en moyenne journalière, sans dilution) [en mg/l, à l'exception du pH et de la température]	
	Site <u>On shore</u>	Site <u>Off shore</u>
pH	6-9	-
DBO ₅	50	-
Matières en suspension totales	50	-
Hydrocarbures (Huiles et graisses)	20 ^a	42 et 29 en moyenne mensuelle
Phénol	1	-
Sulfures	1	-
Métaux lourds ^b	5	10
Chlore résiduel	-	1
Température	Augmentation < 3 °C en limite de la zone de mélange	Augmentation < 3 °C en limite de la zone de mélange

a : jusqu'à 40 mg/l si la production est inférieure à 10 000 tonnes par jour.

b : antimoine, argent, arsenic, béryllium, cadmium, chrome, cuivre, mercure, nickel, plomb, sélénium, thallium, vanadium, et zinc.

7.1.1.4 Mesures concernant les émissions atmosphériques

La plupart des pays ont adopté des réglementations visant à limiter les émissions atmosphériques des champs pétroliers et/ou gaziers. Le respect de ces normes et réglementations locales, pour autant qu'elles existent, est requis. Les valeurs limites d'émissions issues des lignes directrices de la Banque Mondiale sont consignés dans le tableau 18 .

Tableau 18 : Valeurs limites d'émissions issues des lignes directrices de la Banque Mondiale

Polluant	Valeur limite d'émission (en mg/Nm ³)	
	Site <u>On shore</u>	Site <u>Off shore</u>
SO ₂	1000 (combustible pétrole)	1000
NO _x	320 (combustible gaz) ou 86 ng/J 460 (combustible pétrole) ou 130 ng/J	400
COV Totaux	20	-
HS	30	-
Odeur	HS < 5mg/Nm ³ en limite de site	-

Un suivi régulier des émissions des principaux polluants sur l'ensemble de l'installation, permettant de vérifier le bon respect des valeurs limites, est également requis.

Pour ce qui est des émissions de gaz à effet de serre, il n'existe aujourd'hui aucune norme nationale ou aucun standard international définissant des valeurs limites d'émissions de ces gaz. L'évacuation dans l'atmosphère des gaz associés est proscrit : leur brûlage en torchère doit être mis en œuvre. Il est cependant recommandé d'éviter dans la mesure du possible le brûlage en torchère des gaz associés, afin de les réinjecter dans le gisement. La récupération et valorisation du méthane associé (liquéfaction du gaz, etc.) est considérée de bonne pratique.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 76

Il existe par ailleurs des mesures destinées à réduire à la source les émissions atmosphériques et les nuisances qui y sont associées :

- Utiliser des procédés et techniques qui minimisent les rejets atmosphériques ;
- Mettre en place des dispositifs antipollution et antibruit ou d'abat poussière ;
- Maintenir les véhicules de transport, les engins et la machinerie en bon état de fonctionnement afin de minimiser les émissions gazeuses et les bruits.

7.1.2 Mesures générales pour limiter les impacts sur le milieu biologique

Outre les mesures destinées à limiter les rejets polluants et à assurer une bonne gestion des déchets, les mesures suivantes doivent être prises afin de limiter les impacts négatifs du projet sur la faune et la flore :

- Faire respecter par le personnel du projet les quantités, l'âge des prises, les périodes de capture des espèces autorisées dans le cas où ils pratiquent la pêche ;
- Adopter et respecter un plan de limitation des pertes en flore et faune.

7.1.3 Mesures générales pour le milieu humain

Les mesures suivantes sont préconisées afin de limiter les impacts négatifs sur la population :

- Prévoir des mécanismes d'information avec les populations locales pour favoriser l'insertion harmonieuse du projet dans l'environnement social et économique ;
- Informer les opérateurs, de leurs responsabilités sur le plan juridique, vis-à-vis du comportement délictueux de leurs sous-traitants et des employés expatriés ;
- Adopter une stratégie fondée sur la négociation et la participation :
 - Faire une Information/Education/Communication du projet auprès de la population.
 - Favoriser le recrutement des villageois pour certains emplois.
 - Faire des prévisions de contribution à l'amélioration du bien-être de la population.

Par ailleurs, des mesures destinées à réduire les nuisances associées à la limitation d'accès à des sites de pêche doivent être prises, et les activités du projet doivent tenir compte des méthodes de pêche traditionnelles par les populations locales.

De plus, il est recommandé de faire autant que possible appel à la population locale pour des emplois temporaires de main d'œuvre non qualifiée ou pour l'approvisionnement en vivres de la plate-forme, et ce afin de maximiser les retombées économiques positives du projet pour la population locale.

7.1.4 Mesures spécifiques

7.1.4.1 Réparation de la station de traitement des eaux usées sur la plate-forme

Le non-fonctionnement de la station de traitement sera analysé afin d'y remédier : il peut être dû à une charge insuffisante d'effluents, ou à une mauvaise conception de la station. Il est impératif que les eaux usées de la plate-forme soient correctement traitées pendant la phase de réalisation des forages, qui impliquera une présence humaine accrue par rapport à la situation actuelle.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 77

7.1.4.2 Suivi de la qualité de l'air

Un plan de surveillance permettra de mettre en œuvre un monitoring de la qualité de l'air, aux mêmes points que ceux étudiés lors de la réalisation de la présente étude : placement de 10 tubes passifs d'analyse : 2 sur chaque terminal et 6 sur la plate-forme.

7.1.4.3 Suivi de la qualité des effluents

Un plan de surveillance permettra de mettre en œuvre un monitoring de la qualité des eaux d'effluent de process de la plate-forme, afin de comparer les résultats aux mesures du rapport d'EIE précédent.

7.1.4.4 Autres mesures spécifiques

Les mesures spécifiques suivantes pourront être mises en œuvre en cas de besoin :

- Introduire des modifications dans les techniques opératoires, et définir une gestion optimale de traitement des déchets.
- Changer le planning d'intervention sur site en fonction des saisons et des conditions faunistiques ;
- Procéder au traitement de tous les rejets (zéro rejet souhaité) et rendre inerte tout déchet solide. La procédure détaillée de traitement des rejets hydriques doit être précisée, et la conformité aux normes obtenue.
- Utiliser des moyens de transport aériens (sur terre), ou de bateaux (pour les forages en mer) pour le déplacement sur site.

8 Gestion des risques et accidents

Préambule : L'analyse de risque suivante ne concerne que les installations en mer (plateforme ; forage ; pipelines). Elle ne concerne pas les accidents pouvant se produire à terre.

8.1 Accidentologie

Une recherche a été effectuée sur les accidents survenus sur la plateforme CI-27 d'une part, puis sur des installations similaires : extraction d'hydrocarbures (source BARPI) ; producteurs de pétrole et gaz (source OGP).

8.1.1 Accidents survenus sur la plateforme CI-27 de FOXTROT

Sept accidents ont été recensés entre 1999 et 2004 sur la plateforme CI-27. Ils sont inventoriés ci-dessous :

- Un objet étranger dans l'œil
- Deux chutes de plein pied (dus à un sol glissant notamment)
- Deux chutes de hauteur
- Une chute d'objet
- Une chaîne cassée ayant blessé un opérateur

Depuis le 19 octobre 2004, aucun accident n'a été enregistré concernant aussi bien le personnel de FOXTROT que le personnel sous-traitant.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 78

En revanche, 251 presque accidents ont été recensés et les causes étudiées.

8.1.2 Accidents majeurs (source BARPI)

Une recherche des accidents majeurs liés à l'activité d'extraction d'hydrocarbures (onshore et offshore) a été réalisée sur la base de données du Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable français. Soixante-six accidents associés à cette activité sont répertoriés de 1975 à 2005.

Nous avons rappelé ci-dessous les accidents relatifs à l'extraction de gaz :

- Une explosion lors de travaux sur une canalisation (un mort)
- Une fuite de gaz dans un des puits d'injection du gisement sur une plate-forme pétrolière (le personnel est évacué)
- Une explosion se produit sur un gisement de gaz naturel au niveau d'un puits. Une fuite d'un mélange gaz naturel + hydrogène sulfuré s'ensuit (la population est intoxiquée ; on compte de nombreux morts : hommes + animaux) ; l'enquête menée suite à l'accident fait état de nombreuses erreurs, notamment le forage sans préparation suffisante, l'échec dans la gestion de la fuite de gaz
- Un incendie se déclare sur un puits de gaz naturel
- Une fuite de gaz enflammée se produit sur une plate-forme pétrolière
- Une fuite de gaz recondensé se déclare lors de la réparation d'une pompe sur une plate-forme pétrolière en mer ; une explosion s'ensuit
- Une explosion se produit à partir de vapeurs de méthanol sur une installation connexe à un forage sur un site d'extraction de pétrole et de gaz (l'apport d'une source d'ignition en est vraisemblablement à l'origine)
- Un incendie et une explosion se produisent dans une unité de traitement du gaz associée à une exploitation pétrolifère lors d'un test de pression
- Une canalisation de gaz naturel est heurtée par une plate-forme de forage. Une explosion survient et un incendie se développe
- Une explosion survient sur une plate-forme gazière off-shore alors que 4 employés d'une société de sous-traitance procèdent à la dépose d'un moteur ; en utilisant des chalumeaux pour la découpe de pièces métalliques à proximité des réservoirs de déchets d'hydrocarbures localisés sous le plancher de la plate-forme

8.1.3 Statistiques 1998-2005 des accidents survenus sur les installations de production de pétrole et de gaz (source OGP)

Nous avons présenté ci-dessous les statistiques relatives aux accidents enregistrés au niveau des installations de production de pétrole et de gaz de manière générale ; une liste des accidents survenus entre 2003 et 2005 est fournie. Ensuite, nous avons distingué les accidents d'hélicoptère et les déversements accidentels de produits dangereux, pour lesquels des statistiques détaillées ont été élaborées par l'OGP.

8.1.3.1 Statistiques générales

Les statistiques réalisées par l'OGP indiquent que de manière générale :

- Le taux d'accidents mortels est 3 fois plus élevé pour les sous-traitants ;

RIe00009c/A18979 /CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 79

➤ Le taux d'accidents mortels est 2 fois plus élevé à terre (onshore) qu'en mer (offshore).

Les origines des accidents mortels et des accidents majeurs enregistrés entre 1998 et 2002 sont présentés dans les figures 30 et 31.

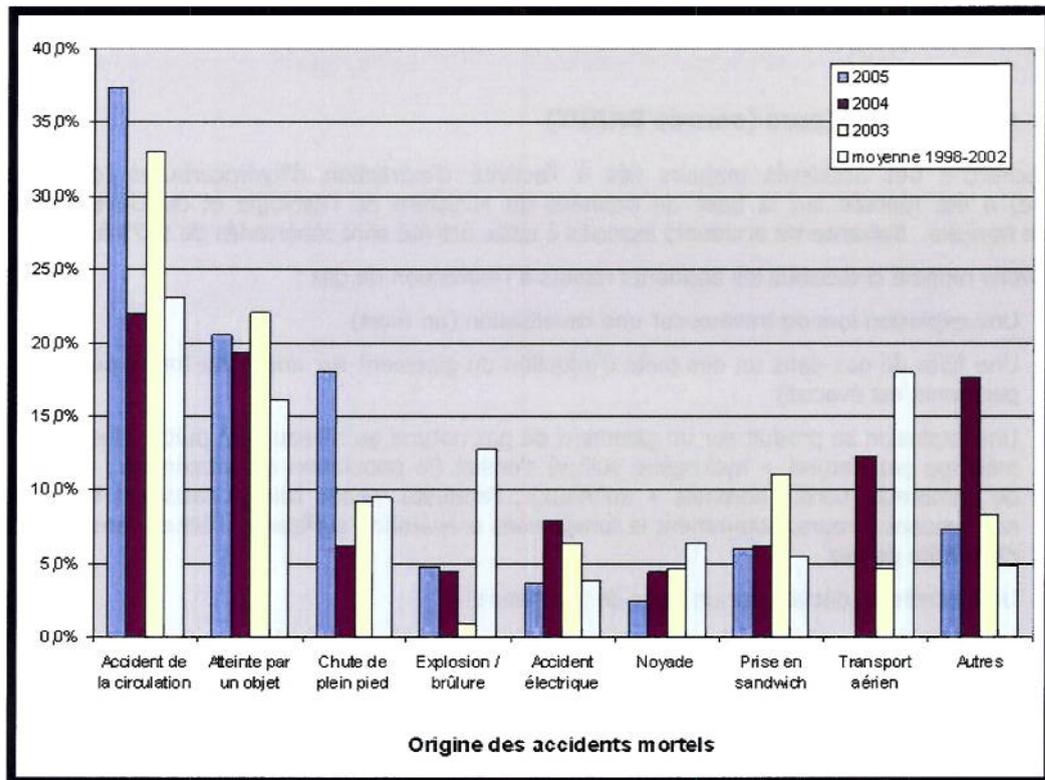


Figure 30 : Statistique d'accidents mortels liés à la production du pétrole et du gaz (1998-2002)

On constate que les accidents mortels les plus fréquents sont dus à des accidents de la circulation, à la chute d'objet ou à la chute de plein pied. En outre, ces trois types d'accident sont généralement en augmentation depuis 1998.

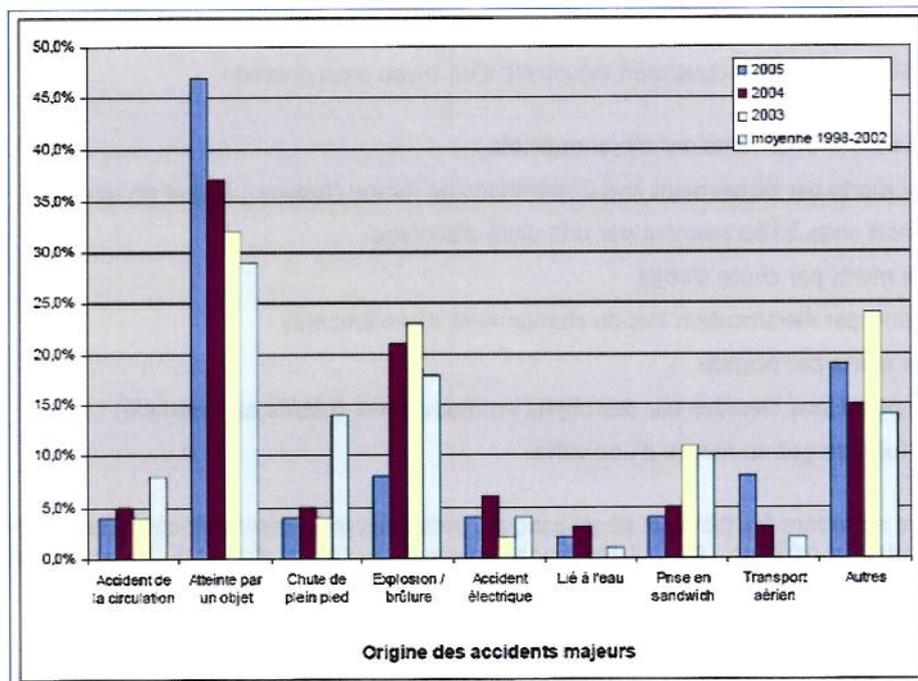


Figure 31 : Statistique d'accidents majeurs liés à la production du pétrole et du gaz (1998-2002)

On constate que dans presque la moitié des cas, les accidents majeurs enregistrés sont dus à l'atteinte des personnes par un objet (élément en mouvement, chute d'objet etc.). Ce type d'accident est en constante augmentation depuis 1998.

8.1.3.2 Détail des accidents enregistrés offshore de 2003 à 2005

Nous avons présenté ci-dessous une liste synthétique des accidents survenus au large de l'Afrique en 2003, 2004 et 2005.

En 2005, les accidents suivants ont été enregistrés :

- Un mort par noyade
- Deux morts par chutes d'objet / atteinte d'un objet (extincteur, rupture d'une amarre)
- Un mort suite à une explosion des vapeurs d'hydrocarbures générées au niveau d'une cuve d'eau qui contenait un mélange inflammable
- Un employé blessé suite à une chute dans un regard non protégé

En 2004, les accidents suivants ont été enregistrés :

- Deux morts par chute d'objet (un objet tombé dans un derrick ; un objet soulevé par une seule élingue qui a écrasé l'opérateur)
- Un mort par balle (embuscade dans la mangrove)
- Un mort par écrasement de nacelle (sur un bateau flottant)
- Quatre morts suite à la chute d'un hélicoptère dans la mer

RIe00009c/A18979	
/CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 81

- Sept blessés suite à un accident de la route
- Une personne sauvée de la noyade
- Un incendie lors de l'installation d'une pompe à eau à turbine
- Dommages matériels sur une plateforme lors du déplacement d'un forage
- Un blessé suite au mouvement incontrôlé d'un tuyau sous pression

En 2003, les accidents suivants ont été enregistrés :

- Deux morts par écrasement lors d'opérations de forage (tubage ; bague de tension)
- Un mort suite à l'écrasement par une unité d'ancrage
- Deux morts par chute d'objet
- Un mort par électrocution lors du changement d'une ampoule
- Deux morts par noyade
- Cinq personnes blessées par des objets en mouvement (câbles par exemple)
- Une fuite de gaz au niveau d'une valve

Cet inventaire corrobore les tableaux de statistiques présentés précédemment concernant l'origine des accidents mortels et majeurs. Ainsi, il s'agit principalement de chutes d'objet ou de personnes, et plus rarement d'explosion, de noyade, d'accidents de la circulation routière ou aérienne.

8.1.3.3 Cas particulier des accidents d'hélicoptère

En 2004, 60% des accidents d'hélicoptères enregistrés se sont produits offshore. 20% des accidents se sont produits de nuit ; 20% concernaient un problème moteur ; 70% concernaient des hélicoptères à pilote unique ou à moteur unique.²

8.1.3.4 Déversements accidentels d'huile

Les pertes de confinement recensées par l'OGP concernent les pertes qui affectent l'environnement, quelque soit la quantité déversée. En 2005, les compagnies membres de l'OGP ont fait état de 4246 déversements (8877 tonnes d'huiles ont été déversées). Ces déversements accidentels se produisent principalement à terre, et rarement offshore.

² Source : rapport n°371 de l'OGP

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 82

8.1.3.5 Conclusion

Les accidents les plus fréquemment recensés concernent le travail en hauteur (chutes d'objets ; chutes de plein pied) et les éléments contenant du gaz (puits ; pipelines).

8.2 Analyse des risques

Le présent paragraphe décrit les différents accidents pouvant survenir sur le site. Les mesures prises pour réduire les risques d'occurrence d'un accident sont décrites au chapitre 10. L'ensemble de ces données est intégré dans le tableau de hiérarchisation des risques, figurant à la fin du présent rapport.

L'étude réalisée dans les paragraphes précédents fait ressortir la présence d'installations et de produits susceptibles de générer des risques vis à vis de l'environnement et de la santé.

Les principaux potentiels de dangers sont présentés dans le tableau 19 ci-après (à noter qu'ils ne sont pas classés dans un ordre spécifique). Ils sont étudiés dans les paragraphes ci-après.

Tableau 19 : Principaux potentiels de dangers du site

POTENTIELS DE DANGERS
Phénomènes naturels
Foudre
Météorologie (vents et précipitations)
Séismes
Risques liés à la malveillance
Risques d'accidents liés à la circulation aérienne (hélicoptère)
Risques d'accidents liés à la circulation maritime
Risques structurels
Risques liés à la manutention
Risques induits par la maintenance des équipements aériens
Risques liés à la maintenance sous-marine
Risques électriques
Risques liés au gaz naturel :
Fuite lors des opérations d'extraction de gaz
Fuite lors des opérations de transport de gaz
Risques liés aux substances inflammables (huiles, diesel, condensats, boues) :
Fuite au niveau des canalisations de transport / fuite lors du ravitaillement
Perte de confinement des cuves / fûts de stockage
Perte de confinement de substances inflammables au niveau des équipements

RIe00009c/A18979
/CIeZ070464

PVA/TIM

05/11/07

Page : 83

8.2.1 Hiérarchisation des risques

Les potentiels de dangers identifiés ont été étudiés. L'ensemble des données obtenues est regroupé dans un tableau de hiérarchisation des risques placé à la fin de la présente étude. Ces données sont synthétisées aux chapitres ci-après.

Les différents éléments étudiés sont :

- o Famille de risque : le potentiel de danger.
- o Scénarios d'accident : accident qui aura lieu, en fonction des différentes causes directes de libération du potentiel de danger.
- o Postes de travail/ lieux concernés par l'accident.
- o « Probabilité » **P** : elle est basée sur les données historiques et accidents passés observés sur le site et installations similaires pour le scénario étudié. Une valeur entre 1 et 4 est attribuée à la variable P :
 - 1- improbable : jamais observé sur le site ou dans les bases de données ;
 - 2- rare : déjà observé ponctuellement sur le site, ou dans les bases de données ;
 - 3- probable : observé plusieurs fois depuis le début de l'activité du site et plusieurs fois par an dans les bases de données ;
 - 4- fréquent : observé plusieurs fois par an sur le site.
- o Conséquences : nature des conséquences (exemple : brûlure, blessure légère).
- o Conséquences : « Gravité » **G**, elle est basée sur la nature des conséquences de l'accident. Une valeur entre 1 et 5 est attribuée à la variable G :
 - 1 : arrêt de production faible ;
 - 2 : accident, blessure bénigne sans arrêt de travail ou arrêt de production d'1 journée ;
 - 3: blessure plus conséquente ou maladie réversible avec arrêt de travail ou arrêt de production supérieure à 1 jour ;
 - 4: blessures graves avec séquelles, maladie irréversible ou effets peu importants en dehors du site ;
 - 5: effets importants en dehors du site, décès.
- o Mesures de prévention et d'intervention.
- o Vérifications périodiques et maintenance.
- o Procédures écrites.
- o Formation .
- o « Maîtrise » **M (évaluation actuelle)** : le niveau de maîtrise est évalué selon l'étude des 4 paramètres précédents. Une valeur entre 1 et 4 est attribuée à la variable M :
 - 1: excellente maîtrise du risque ;
 - 2: bonne maîtrise du risque ;
 - 3: maîtrise moyenne du risque ;
 - 4: risque non maîtrisé.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 84

- o "Evaluation finale" **R** : le risque R est le résultat de la multiplication des paramètres Probabilité, Gravité et Maîtrise du risque : $R = P \times G \times M$
- o "Niveau de risque" : il est dépend de l'évaluation finale R :
 - $1 \leq R \leq 20$: risque négligeable ;
 - $21 \leq R \leq 40$: risque tolérable ;
 - $41 \leq R \leq 60$: risque important (à traiter) ;
 - $61 \leq R \leq 80$: risque intolérable (à traiter en priorité).

L'analyse ainsi réalisée indique que les scénarios d'accident ont un niveau de risque négligeable dans 15,8% des cas, un niveau de risque tolérable dans 65,8% des cas et important (à traiter) dans 18,4% des cas. Pour les cas tolérables et importants, des mesures compensatoires seront prévues comme précisé dans la suite de l'étude.

L'analyse de risque est synthétisée dans les paragraphes suivants.

RIe00009c/A18979 /CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 85

8.2.2 Identification des dangers liés à l'environnement externe de la plateforme

Seuls sont décrits ci-dessous les accidents pouvant survenir au niveau des installations (aériennes ou sous-marines). L'évaluation des conséquences des accidents majeurs est réalisée au paragraphe 2. Les moyens mis en œuvre afin de prévenir ces accidents ou d'intervenir au cas où ils se produiraient sont détaillés aux paragraphes 10, 11 .

8.2.2.1 Origine naturelle

Les risques liés à l'environnement naturel comprennent les séismes, les événements météorologiques exceptionnels et la foudre.

Séisme

Compte tenu de la description de l'environnement d'un point de vue sismologique, le risque de séisme existe mais est faible. Le séisme le plus fort enregistré atteignait 4 sur l'échelle de Richter.

La plateforme de forage sera construite en fonction des caractéristiques des fonds sous-marins et des exigences des concepteurs de ces installations.

Conditions météorologiques

Des événements météorologiques exceptionnels sont probables, tels que vents ou orages violents. Les risques associés à ce type d'événement sont des mauvaises manœuvres, des dégâts suite à l'envol de pièces mobiles sur la plateforme ou à la collision avec des bateaux ou hélicoptères en déperdition.

Foudre

Le risque lié à la foudre existe mais reste limité. Si la plateforme était touchée par la foudre, il existerait un risque de dégradation des installations, mais également un risque d'incendie.

La protection des bâtiments et structures contre la foudre sera exécutée conformément aux exigences des concepteurs de ces installations.

8.2.2.2 Origine humaine

Pour toute installation, les risques d'origine humaine sont la malveillance, la proximité d'installations dangereuses et les risques liés à la circulation (terrestre, maritime ou aérienne).

Dans le cadre du projet de FOXTROT, les risques associés aux installations dangereuses voisines et à la circulation terrestre peuvent être écartés du fait de la localisation du site en pleine mer sans voisinage immédiat.

Les risques associés à la malveillance et la circulation maritime et aérienne sont étudiés ci-dessous.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 86

Malveillance

Une intrusion dans le cadre d'un vol ou un acte de vandalisme peuvent être à l'origine des accidents suivants :

- Atteinte des équipements aériens ou sous-marins, fuite de produit dangereux ;
- Incendie ;
- Explosion de gaz.

Circulation maritime

Un accident maritime peut avoir pour conséquences :

- Blessures, décès ;
- Dommages matériels voire incendie, en cas de collision avec les équipements aériens de la plateforme / atelier de forage ;
- Fuite de carburant ou de la cargaison de produits dangereux contenus dans le bateau, ce qui peut entraîner une pollution des eaux ainsi qu'un risque d'incendie.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Conditions météorologiques extrêmes ;
- Vétusté / corrosion des équipements ;
- Présence d'une source d'ignition à proximité.

Circulation aérienne

Un accident d'hélicoptère peut avoir pour conséquences :

- Blessures, décès ;
- Dommages matériels voire incendie, en cas de collision avec les équipements aériens de la plateforme / atelier de forage ;
- Fuite de carburant contenu dans l'hélicoptère, ce qui peut entraîner une pollution des eaux.

La plateforme sera équipée d'un hélidock conçu selon les règles de l'art.

Un tel accident peut se produire dans les situations suivantes :

- Conditions météorologiques extrêmes ;
- Défaillance humaine ;
- Défaillance technique, dysfonctionnement ou vétusté / corrosion des équipements.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 87

8.2.3 Identification des dangers liés aux produits utilisés

Les produits utilisés, stockés ou produits au sein de la plateforme de forage sont le gaz naturel, les huiles pompées au niveau du forage, les huiles utilisées dans la maintenance des équipements (huile moteur et huile hydraulique), les boues, les condensats, le gasoil servant à l'alimentation des groupes électrogènes.

8.2.3.1 Gaz naturel

Le gaz est extrait via deux puits reliés à la plateforme. Il subit un premier traitement permettant d'en séparer le condensat de l'eau. L'eau est rejetée à la mer après écrémage et le condensat est pompé dans un pipeline qui le transporte vers le continent à la raffinerie de Vridi. Le gaz naturel, après traitement, est constitué principalement de méthane, mais peut contenir de l'hydrogène sulfuré.

Les principaux dangers liés au gaz naturel sont les suivants :

- Risques d'incendie ou d'explosion dus à son caractère combustible et à la pression de transport du gaz. Ces dangers sont localisés au niveau des puits de pompage, du traitement du gaz et des pipelines transportant le gaz vers la côte ;
- Risque de pollution de l'atmosphère en cas de fuite de gaz naturel en mer, le gaz naturel (méthane) est un gaz à effet de serre et participe donc au réchauffement climatique ; les conséquences d'une telle fuite seront limités compte tenu de la quantité susceptible de fuir et de la dilution qui aura lieu ;
- Risque d'intoxication des personnes (voire décès) en cas de fuite de gaz naturel contenant de l'hydrogène sulfuré.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaillance ou dysfonctionnement technique de la plate-forme ou des canalisations :
 - suite à un dommage externe – malveillance ; séisme ; collision avec tierce partie - comme détaillé précédemment ;
 - vétusté / corrosion des canalisations et des joints ;
- Mauvaise manipulation des équipements.

8.2.3.2 Huiles pompées

Les huiles pompées seront stockées. La partie d'huiles très volatiles sera dirigées vers une torchère.

Les dangers liés à ces produits sont les suivants :

- Risque d'incendie en cas d'inflammation ;
- Risque d'explosion en cas de fuite ;
- Risque de pollution en cas de fuite ;
- Risque pour les personnes en cas d'ingestion ou de contact cutané (produits dangereux ou toxiques).

Ces dangers se matérialisent lors du pompage, du transport des huiles jusqu'à la plateforme et du stockage de ces huiles.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 88

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaillance ou dysfonctionnement technique de la plate-forme ou des canalisations :
 - suite à un dommage externe – malveillance ; collision avec tierce partie - comme détaillé précédemment ;
 - vétusté / corrosion des canalisations, des joints et du brûleur ;
- Incendie à proximité ;
- Dysfonctionnement électrique pouvant générer une source d'ignition ;
- Mauvaise manipulation des équipements.

8.2.3.3 Huiles de maintenance

Les huiles de maintenance (hydraulique, moteur) seront a priori des huiles minérales peu réactives.

Les dangers liés à ces produits sont les suivants :

- Risque d'incendie en cas d'inflammation ;
- Risque de pollution en cas de fuite ;
- Risque pour les personnes en cas d'ingestion ou de contact cutané (produits dangereux ou toxiques).

Ces dangers se matérialisent lors du stockage des huiles neuves et usagées et lors de leur utilisation dans les équipements.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaillance ou dysfonctionnement technique au niveau des équipements :
 - suite à un dommage externe – malveillance ; collision avec tierce partie - comme détaillé précédemment ;
 - vétusté / corrosion des stockages ;
- Incendie à proximité ;
- Dysfonctionnement électrique pouvant générer une source d'ignition ;
- Mauvaise manipulation des équipements.

8.2.3.4 Boues

Les boues de forage contiennent 70% d'huile désaromatisée (qui empêche les argiles traversées de se gonfler de l'eau des boues), 30% d'eau et des produits chimiques. Environ 10 000 barils de boue sont utilisés par puits. La boue est stockée dans des bassins sur le rig.

Les dangers liés à ces produits sont les suivants :

- Risque de pollution en cas de fuite ;
- Risque pour les personnes en cas d'ingestion ou de contact cutané (produits dangereux ou toxiques).

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 89

Ces dangers se matérialisent lors du forage, en cas de fuite au niveau des différents joints du puits et au niveau du stockage des boues usagées sur la plateforme.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaillance ou dysfonctionnement technique au niveau des équipements de stockage et de l'injection / récupération :
 - suite à un dommage externe – malveillance ; collision avec tierce partie - comme détaillé précédemment ;
 - vétusté / corrosion des équipements ;
- Mauvaise manipulation des équipements.

8.2.3.5 Condensats

Le gaz est extrait via deux puits reliés à la plate-forme Foxtrot, qui est située à une vingtaine de kilomètres environ des côtes. Il subit un premier traitement permettant de séparer le gaz du condensat et de l'eau. L'eau est rejetée à la mer après écrémage et le condensat est pompé dans un pipeline qui le transporte vers la raffinerie de Vridi Est.

Le condensat de gaz naturel est un mélange à basse densité des liquides d'hydrocarbure qui est présent dans le gaz naturel brut produit à partir des gisements. Il passe à l'état liquide une fois remonté à la surface.

Ce condensat présente des propriétés physiques proches de l'essence.

Chaque gisement de gaz humide présente une composition unique en condensat de gaz. Cependant, le condensat présente généralement une densité de 0,5 à 0,8 et peut contenir :

- Sulfure d'hydrogène (H₂S)
- Thiols, traditionnellement appelés mercaptans
- Dioxyde de carbone (CO₂)
- Alcanes à chaîne droite ayant de 2 à 12 atomes de carbone (C₂ à C₁₂)
- Cyclohexane et peut-être d'autres naphthènes
- Composés aromatiques (benzène, toluène, xylènes et éthylbenzène)

Les dangers liés à ce produit sont les suivants :

- Risque de pollution des eaux et de l'air en cas de fuite au niveau du pipeline ;
- Risque de pollution en cas de fuite au niveau des joints / canalisations situées sur la plateforme ;
- Risque d'incendie en cas d'inflammation ;
- Risque d'explosion en cas de fuite ;
- Risque d'intoxication des personnes (voire décès) en cas d'inhalation, ingestion ou contact cutané en cas de fuite ;

Ces dangers se matérialisent lors de la séparation des condensats au niveau de la plateforme, et alors du transport des condensats au niveau du pipeline.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 90

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaillance ou dysfonctionnement technique de la plate-forme ou des canalisations :
 - suite à un dommage externe – malveillance ; séisme ; collision avec tierce partie - comme détaillé précédemment ;
 - vétusté / corrosion des canalisations et des joints ;
- Incendie sur la plate-forme ;
- Dysfonctionnement électrique au niveau de la plate-forme pouvant générer une source d'ignition ;
- Mauvaise manipulation des équipements.

8.2.3.6 Diesel (gasoil)

Le tender est alimenté par groupe électrogène. Environ 7 m³ de gasoil par jour seront consommés. Les tanks de gasoil (550 m³) sont dans les cales du tender, de même que les tanks de boue.

Le stockage et l'utilisation de diesel lors de l'exploitation entraînent les risques suivants :

- Risque d'incendie en cas d'inflammation du liquide ;
- Risque d'explosion en cas d'ignition de vapeurs suite à une fuite ;
- Risque de pollution des eaux en cas de fuite, ce risque sera limité par la mise en place de rétentions sous les stockages ;
- Risque pour les personnes en cas d'ingestion (produit toxiques) ou de contact cutané ; la probabilité d'un tel événement est cependant très faible.

Ces dangers se matérialisent à proximité du stockage de diesel. Les conséquences d'un incendie peuvent être la création de flux thermiques dans l'environnement du foyer. Ces flux pourraient entraîner les effets suivants :

- Risque de blessures : il existe un risque de blessure irréversible pour l'homme en cas d'exposition à des flux thermiques de l'ordre de 3 kW/m² pendant 1 minute (ce seuil varie de 1 kW/m² à 5 kW/m² suivant les études et suivant les réglementations) ;
- Risque de décès : il existe un risque de décès pour l'homme en cas d'exposition à des flux thermiques de l'ordre de 5 kW/m² pendant 1 minute (ce seuil varie de 5 kW/m² à 7 kW/m² suivant les études et suivant les réglementations) ;
- Risque d'atteinte des équipements et de propagation de l'incendie : il existe un risque de propagation de l'incendie aux autres matières combustibles présentes (gaz naturel, huiles etc.), puis à l'ensemble du caisson de la turbine à gaz voire aux installations voisines.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaillance ou dysfonctionnement technique au niveau des équipements :
 - suite à un dommage externe – malveillance ; collision avec tierce partie - comme détaillé précédemment ;
 - vétusté / corrosion des stockages ;

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 91

- rupture de flexible lors du ravitaillement ;
- Incendie à proximité ;
- Dysfonctionnement électrique pouvant générer une source d'ignition ;
- Mauvaise manipulation des équipements.

8.2.4 Identification des dangers liés aux installations particulières

8.2.4.1 Forage de gaz

Les accidents pouvant se produire pendant le forage concernent une éruption subite. Il y a deux types d'éruption subite d'un puits extra côtier d'hydrocarbures. Le premier type est une éruption sous-marine subite dans laquelle les rejets d'hydrocarbures émanent d'un point au fond de l'océan et montent dans la colonne d'eau jusqu'à la surface de l'eau. L'autre type est une éruption subite au-dessus de la surface dans laquelle le pétrole et le gaz sont rejetés dans l'atmosphère à partir d'un point quelconque de la plate-forme au-dessus de la surface de l'eau, et qui retombent ensuite à la surface de l'eau dans la direction du vent à une certaine distance de la plate-forme.

Ces éruptions entraînent les risques suivants :

- Risque d'incendie et d'explosion en cas d'inflammation des hydrocarbures ;
- Risque de pollution des eaux ;
- Risque pour les personnes en cas d'inhalation, d'ingestion ou de contact cutané.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaillance ou dysfonctionnement technique de la plate-forme ou du forage :
 - suite à un dommage externe – malveillance ; séisme ; collision avec tierce partie - comme détaillé précédemment ;
 - vétusté / corrosion des canalisations et des joints ;
 - conditions géologiques différentes de celles anticipées ;
- Incendie à proximité ;
- Dysfonctionnement électrique pouvant générer une source d'ignition ;
- Mauvaise manipulation des équipements.

8.2.4.2 Transport du gaz et des condensats par pipeline en fond de mer

Les dangers liés au transport du gaz et des condensats par pipeline en fond de mer sont détaillés précédemment au niveau des dangers liés aux produits.

8.2.4.3 Brûlage d'huile

Si de l'huile est extraite, elle sera brûlée sur la plate-forme avec un brûleur, après mélange avec de l'air.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 92

Les dangers liés à cette activité sont les suivants :

- Risque d'incendie en cas d'inflammation non contrôlée ;
- Risque d'explosion en cas de fuite ;
- Risque de pollution en cas de fuite ;
- Risque pour les personnes en cas d'inhalation ou de contact cutané.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaut de flamme au niveau du brûleur en cas de non ignition des huiles ;
- Défaut de flamme au niveau du brûleur en cas d'extinction intempestive de la flamme durant l'exploitation ;
- Fuite d'huiles à partir d'un équipement de la plate-forme (canalisations, flexibles etc.).

8.2.4.4 Gros œuvre

Un risque structurel existe en cas de défaut de construction ou d'atteinte des structures suite à un accident détaillé au paragraphe précédent. Les conséquences sont la perte d'exploitation et la matérialisation des dangers associés aux scénarios d'accident détaillés précédemment.

De tels accidents peuvent se produire dans les situations suivantes :

- Défaut de construction des éléments structurels ;
- Défaillance humaine lors de la construction ;
- Suite aux accidents détaillés précédemment (incendie, explosion).

9 Conséquences possibles des accidents majeurs

Le présent paragraphe décrit les conséquences qu'aurait la libération des potentiels de danger répertoriés au paragraphe précédent. Il s'agit de trois types de conséquences : celles dues à un incendie, celles dues à une explosion (gaz, huiles, condensats), et celles dues à une perte de confinement de produit polluant (condensats, gaz, diesel).

Ces conséquences sont évaluées sans tenir compte des moyens d'alerte, de protection et d'intervention existants. Ces moyens sont présentés dans les paragraphes 10, 11 qui détaillent les mesures retenues pour limiter le risque d'accident et leurs conséquences.

Une quantification plus précise a été réalisée pour les scénarios d'**accident majeur** : ces scénarios sont ceux dont la probabilité d'occurrence et la gravité sont élevées (sans tenir compte des mesures mises en œuvre pour réduire la probabilité et les effets d'un accident). Le critère retenu pour qualifier un scénario d'accident comme « majeur » est le produit Probabilité x Gravité. Si ce produit est supérieur ou égal à 15, l'accident est « majeur ». L'étude réalisée a déterminé les scénarios d'accident majeur suivants :

- Dommages aux installations aériennes ou sous-marines par le trafic maritime suite à une mauvaise visibilité liée à des précipitations abondantes ;
- Dommages aux installations aériennes ou sous-marines par le trafic maritime suite à une mauvaise manipulation par vents violents ;

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 93

- Perte de confinement de substances dangereuses (huiles, diesel, condensats, boues).

Les dommages aux installations aériennes ou sous-marines ne peuvent être quantifiés. Ainsi, ils ne sont pas présentés ci-après.

La conséquence de la perte de confinement des condensats et de diesel est quantifiée ci-dessous.

En complément, les conséquences d'une éruption subite sont quantifiées en raison du risque majeur que ce type d'accident peut représenter, bien que très rare.

Les résultats de la modélisation réalisée par la société EnCana dans le cadre de leur projet Deep Panuke (Canada) – fond marin situé à 40 m de profondeur - permettent d'apprécier les risques présentés par les installations d'exploitation de gaz, puisqu'il s'agit d'une exploitation assez similaire à celle de FOXTROT.

L'estimation des conséquences possibles des accidents majeurs sur l'environnement présentée ci-après est basée sur ces résultats.

9.1 Eruption subite

9.1.1 Eruption subite sous-marine

Des ordres de grandeur des conséquences d'une éruption subite sont donnés sur la base des résultats de la modélisation réalisée dans le cadre du puits de production de Deep Panuke.

Ces résultats indiquent que de légères nappes ou traces de condensats se formeront au début sur une largeur d'environ 2 km. Les nappes auront une épaisseur d'environ 6 mm et elles se disperseront en quelques minutes sous des conditions de vents moyens. Au début, on estime que les concentrations initiales de condensats dans l'eau provenant de ces rejets seront de 0,5 ppm. Les concentrations de condensats s'abaisseront à 0,1 ppm en moins de 22 heures si les taux d'évaporation (17 % à 24 %) de la modélisation sont utilisés. Si l'on considère que 50 % des condensats s'évaporeront, alors les concentrations de condensats dans l'eau s'abaisseront à 0,1 ppm en moins de 13 heures approximativement. La largeur de la plume de condensats atteindra 3 à 4 km lorsque le niveau de concentration s'abaissera à 0,1 ppm.

Dans l'éventualité peu probable où une éruption subite d'un puits sous-marin d'injection de gaz acides se produisait, du gaz H₂S pourrait s'échapper du réservoir. On prévoit que ce gaz s'échappera à un taux de 1,616 g/s (50 moles/s) à une température approximative de 85 °C. Sous l'effet de l'eau, un panache entièrement sphérique se développera et le gaz montera à la surface à une vitesse estimée à environ 1 m/s. Le temps de montée à la surface dépendra de la profondeur de l'eau et de l'emplacement du rejet sous-marin.

Vu la profondeur du site d'Abidjan (approximativement 100 mètres) et la vitesse des bulles qui montent à la surface (1 m/s), il est très probable qu'un rejet important de gaz produira un panache d'eau ascendant et très léger puisqu'il sera constitué de bulles de gaz, ce qui accélérera la vitesse de montée du H₂S à la surface (approximativement 100 secondes pour atteindre la surface).

Une éruption subite sous-marine rejetant de grandes quantités de gaz acide provenant du puits d'injection aurait des effets néfastes importants sur la qualité de l'air sous plusieurs aspects, ce qui pourrait avoir des conséquences graves pour la santé et pour la sécurité des travailleurs oeuvrant sur les plates-formes et sur les navires se trouvant dans un rayon de 4 km. Cependant, on estime que la probabilité d'un tel événement serait extrêmement faible et de courte durée; la probabilité qu'un tel événement se produise serait réduite encore davantage en adoptant des méthodes efficaces de

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 94

conception et d'entretien. Les éruptions subites sous-marines pourraient persister pendant plusieurs mois advenant une panne des dispositifs de sécurité, ce qui est jugée extrêmement peu probable (voir mesures préventives).

9.1.2 Eruption subite de surface

Les éruptions subites de surface associées à un puits de production généreront des nappes relativement étroites (largeur d'environ 200 mètres) et relativement minces (< 15 mm).

De 70 % à 75 % environ des condensats s'évaporeront dans l'air avant d'atteindre la surface de l'eau, et les condensats qui resteront se disperseront dans l'eau en quelques minutes sous des conditions de vents moyens. Les plumes de condensats dispersés ainsi formés se diffuseront à une concentration de 0,1 ppm en 6 à 7 heures, et ils auront une largeur d'environ 600 à 700 mètres à cet endroit. Les nappes de surface persisteront seulement pendant quelques minutes avant de se disperser.

La distance parcourue par la nappe de surface de condensats dépendra des taux d'évaporation et de dispersion, et de la vitesse de déplacement de la nappe en surface. Les rejets de condensats générés lors de l'incident au puits Uniacke G-72 au Canada³ constitue un exemple d'un événement accidentel où il n'y avait pas de condensats (nappes de surface, aérosols ou condensat immergé) à des distances supérieures à 10 km de la source (Martec Limited 1984).

L'éruption subite au puits Uniacke s'est produite le 22 février 1984 et elle a persisté durant 10 jours. On estime que le panache de vapeurs de gaz et de condensats s'est élevé à environ 10 mètres au-dessus du point d'éruption de la table de rotation du plancher de forage. La nappe générée par les retombées de condensats avait une largeur d'environ 300 mètres près de la source et elle s'est étendue sur une largeur d'environ 500 mètres. On estime que de 50 % à 70 % environ du volume de condensats s'est évaporé dans l'air avant d'atteindre l'eau. On estime que l'épaisseur de la nappe atteignait 1,8 mm sur 75 % de la zone touchée. On a détecté des condensats dans la section supérieure de 20 mètres dans la colonne d'eau, jusqu'à une distance de 10 km du puits, avec une concentration généralement inférieure à 100 ppb. La concentration maximale de condensats mesurée dans l'eau s'élevait à 1,5 ppm. Après avoir bouché le puits, on a pu observer que la nappe s'est dissipée physiquement. De plus, aucune nappe résiduelle n'a pu être observée lors des survols effectués le lendemain après avoir bouché le puits (11 jours après l'éruption subite) (Martec Limited 1984).

9.2 Perte de confinement

9.2.1 Perte de confinement des condensats au niveau du pipeline

Les déversements ponctuels de condensats de 10 barils et de 100 barils s'évaporeront et se disperseront très rapidement. Il est probable que les déversements ponctuels persisteront à la surface pendant une période de moins de 30 minutes et ils dériveront sur une distance de seulement 400 à 700 mètres du point de rejet avant de se dissiper sous des conditions de vents moyens. On estime que les concentrations maximales de condensats provenant de ces déversements seront de 30 à 45 ppm. La concentration du pétrole dispersé pour le déversement de 10 barils s'abaissera à 0,1 ppm en moins de 15 heures approximativement. Le nuage de condensats dispersés dérivera sur une distance

³ Une éruption incontrôlée est survenue au puits Uniacke G-72 de Shell, à 16,9 km au nord-est de l'île de Sable (Canada). L'incident a pris naissance le 22 février 1984 et a duré treize jours. On a évalué les premiers flux qui s'échappaient du puits à près de deux millions de mètres cubes de gaz par jour, et le jet de condensats, à plus de 48 mètres cubes par jour. Une diminution du débit a été enregistrée tout au long de l'éruption.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 95

d'environ 5 km, et il aura une largeur maximale d'environ 1 200 mètres. La concentration du pétrole dispersé pour le déversement de 100 barils s'abaissera à 0,1 ppm en moins de 42 heures approximativement. Le nuage de condensats pour le rejet plus important dérivera sur une distance d'environ 15 km, et il aura une largeur maximale d'environ 3 700 mètres.

9.2.2 Perte de confinement lors du ravitaillement en diesel

Il est difficile de comparer les déversements associés aux pipelines de gaz extracôtiers aux déversements associés aux pipelines de pétrole extracôtiers puisqu'on manque d'information sur les canalisations de gaz. Cependant, il existe suffisamment d'information sur les déversements de pipelines terrestres.

De petits déversements ponctuels de carburant diesel causés par les ruptures de tuyaux pendant les opérations de transfert d'un navire d'approvisionnement ou des installations de stockage des plateformes sont considérés comme des événements instantanés.

Le déversement ponctuel de 100 barils de diesel (environ 20 000 l) enregistrera également une perte d'environ 30 % par évaporation; celui-ci persistera comme nappe pendant une période d'environ 19 heures, et il dérivera sur une distance d'environ 27 km avant la disparition complète du pétrole de surface. La concentration maximale du pétrole dispersé pour ce déversement sera d'environ 4 ppm et celle-ci s'abaissera à 0,1 ppm en moins de 42 heures. Le nuage de pétrole dispersé dérivera sur une distance d'environ 35 km, et il aura une largeur maximale d'environ 3 800 mètres.

Les résultats de cette modélisation ont été obtenus en utilisant un vent d'une vitesse hypothétique de 20 nœuds (37 km/h). En accroissant la vitesse du vent à 40 nœuds (74 km/h) et en utilisant 3 % de dérive due au vent, les résultats de la modélisation indiquent qu'un déversement de 100 barils se disperserait en 6,5 heures et dériverait sur une distance de 14,4 km.

10 Mesures de prévention générales

N.B : Les mesures contre le contrôle des pollutions marines accidentelles ne sont pas détaillées ici, ces mesures étant inchangées par rapport au mode de fonctionnement actuel des équipements en mer. Néanmoins, une mise à jour du plan d'urgence en vigueur sera réalisée.

10.1 Systèmes de contrôle et de commande

La conduite et la surveillance de l'installation seront réalisées en continu par du personnel qualifié depuis la salle de contrôle et par des rondes sur l'ensemble de la plateforme.

L'appareil de production et le contrôle des installations seront automatisés, les données seront accessibles en différents points de la plateforme et seront centralisées dans la salle de contrôle.

Ce système de contrôle permettra notamment les opérations suivantes sur les équipements de la plate-forme :

- acquisition des données ;
- opérations automatiques et manuelles ;
- signal d'alarme ;
- rapport de gestion.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 96

10.2 Source d'alimentation électrique ininterrompue

Afin d'éviter que les installations soient bloquées sans être en position de sécurité, le niveau de diesel dans les cuves de stockage associées au groupe électrogène sera vérifié régulièrement. Le ravitaillement sera réalisé à intervalles réguliers.

Ces moyens permettront la mise en sécurité des équipements ou la poursuite de l'exploitation dans des conditions optimales, ce qui limitera à la source le risque d'accident.

10.3 Procédures et consignes liées à la sécurité

Des procédures et consignes seront mis en place afin d'assurer une sécurité optimale sur le site, et notamment :

- Un Plan de Gestion Environnemental (PGE) sera défini et mis en œuvre dès la phase d'avant chantier ;
- Un Plan de Gestion de la Circulation décrira notamment la stratégie de transport des personnes et des matériaux et des mesures visant à limiter le nombre d'accidents de la circulation maritime et aérienne ; le transport des matières dangereuses et/ou toxiques sera effectué conformément à la législation et les vessels seront identifiés ;
- Un Plan d'Urgence définira les actions à mettre en œuvre en cas de fuite accidentelle d'hydrocarbures liquides ou gazeux (huiles, condensats, diesel, gaz) lors du transport, des opérations ;
- Les modes opératoires comporteront les consignes de sécurité en marche normale ;
- Des consignes de sécurité seront réalisées, affichées en permanence dans la plate-forme et mises à disposition du personnel.

10.4 Formation et protection du personnel

La conduite de la plate-forme (phase exploration ou développement) sera entièrement confiée à un/des contractant(s) spécialisée(s). L'effectif du site sera d'environ 100 personnes.

Avant le début de l'activité, chaque contractant prendra toutes les mesures nécessaires pour s'assurer que son personnel et ses sous-traitants respectent les mesures définies pour la surveillance environnementale et la communication d'information à FOXTROT. Le contractant devra également identifier un responsable environnemental du site qui sera chargé de la mise en œuvre des mesures définies dans le Plan de Gestion Environnemental.

Un programme de formation à l'environnement et à la sécurité sera organisé pour le personnel de la plate-forme concernant notamment les risques liés à l'exploitation de la plate-forme et les moyens d'intervention existant.

Par ailleurs, les ouvriers disposeront d'équipements de protection individuels contre les risques auxquels ils seront soumis, et notamment des gants, et des vêtements adaptés aux risques par contact.

10.5 Maintenance des installations

La maintenance des équipements sera réalisée régulièrement : de manière préventive conformément aux recommandations des constructeurs et en cas de dysfonctionnement. De même, les conduites, réservoirs, lignes électriques et bâtiments seront correctement entretenus.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 97

10.6 Protections contre les accidents d'origine externe

La plate-forme sera protégée contre la foudre conformément aux normes internationales pertinentes.

Enfin, le contrôle permanent du bon fonctionnement de l'installation depuis la salle de contrôle et la réalisation de rondes régulières permettront de prévenir et de traiter rapidement les actes de malveillance éventuels.

Les déplacements maritimes ou aériens depuis ou à destination de la plateforme seront limités autant que possible en cas d'événement météorologique adverse. En outre, le plan de vol sera signalé au point de départ et au point d'arrivée de sorte que les secours puissent être prévenus rapidement en cas de sinistre.

10.7 EIPS

Les équipements importants pour la sécurité (EIPS) seront inventoriés et intégrés au Plan d'Urgence. Il s'agira principalement des équipements de mise en sécurité de la plate-forme (vannes de coupure ; détecteurs ; alarmes etc.).

La maintenance de ces équipements et la vérification de leur bon fonctionnement seront réalisées de manière fréquente et régulière.

11 Moyens de protection contre l'incendie

Ce paragraphe présente les mesures prévues dans le cadre du projet afin de réduire le risque d'incendie, d'en diminuer les effets à la source et afin d'intervenir efficacement en cas d'incendie. Ces mesures concerneront tous les secteurs de la plate forme, du tender et du Jack Up et tous les types d'incendie. L'ensemble de ces mesures est repris dans le tableau de hiérarchisation des risques, à la fin de la présente étude.

11.1 Système général de protection contre l'incendie sur la plate-forme

11.1.1 Mesures de prévention d'un incendie

Ces mesures sont comprises dans les mesures de prévention générales des accidents présentées dans le paragraphe précédent, les mesures spécifiques à la prévention d'un incendie seront notamment les suivantes :

- Il sera interdit de fumer sur le site, en dehors de zones fumeurs spécifiques ;
- Parmi les consignes de sécurité qui seront définies, des procédures de permis de feu et de permis de travail devront être mises en place : elles garantiront que tous travaux et toute utilisation de flamme ou de point chaud a été autorisée et a nécessité une étude préalable des risques encourus ;
- La protection contre la foudre permettra de limiter à la source le risque de départs de feu associé à un impact de foudre sur un stockage ou à un impact de foudre perturbant le système électrique ;
- Des clôtures seront installées autour des installations à risque d'incendie ou d'explosion : ceci permettra de limiter l'accès aux seules personnes habilitées, de

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 98

limiter le risque de malveillance et permettra également de protéger les personnes en les éloignant de ces installations à risque ;

➤ etc.

11.1.2 Moyens de détection et d'alerte

Les systèmes de protection contre les incendies seront en conformité avec les codes internationaux.

Un système de détection d'incendie et d'alarme sera mis en place sur la plate-forme. Il sera constitué de systèmes redondants et complémentaires, automatiques et manuels, répartis de la manière suivante :

- La salle de contrôle, les bâtiments principaux occupés par le personnel seront pourvus de détecteurs automatiques ;
- Des alarmes manuelles seront installées aux endroits stratégiques de la plate-forme ;
- Des détecteurs de gaz / fumées seront, de plus, installés dans toutes les pièces habituellement occupées et au niveau des zones de stockages de substances inflammables.

Le système de détection complet sera centralisé vers un panneau d'alarme qui sera installé dans la cabine du Superviseur. Ce panneau supervisera le système, contrôlera les alarmes visuelles et sonores.

Ces dispositifs seront complétés par des rondes régulières dans l'ensemble du site.

11.1.3 Moyens passifs de lutte contre un incendie

Des moyens passifs de lutte contre l'incendie seront mis en place sur le site, il s'agit des moyens organisationnels et constructifs permettant de réduire les impacts d'un incendie ou de lutter contre un incendie, sans que l'intervention humaine soit nécessaire. Ces moyens comprendront notamment :

- La limitation du volume des stockages de produits inflammables afin de réduire les impacts d'un éventuel incendie : par exemple, la quantité de diesel stocké sur le site correspondra aux besoins du site pour une journée de fonctionnement ;
- Le compartimentage des installations :
 - Les matières combustibles seront, dans la mesure du possible, séparées les unes des autres ;
 - Les locaux où se trouveront le personnel seront éloignés des zones à risque d'incendie ou d'explosion.

11.1.4 Moyens d'intervention contre un incendie

Des extincteurs portables seront répartis judicieusement, et notamment dans les endroits stratégiques tels que la salle de contrôle, les stockages de produits inflammables, le brûleur, les ateliers et les magasins au niveau de la plate-forme de sorte à intervenir rapidement sur tout départ de feu.

Enfin, des extincteurs à mousse seront placés à côté des réservoirs de produits donc le flash point (point éclair) est inférieur à 65°C et à côté des réservoirs de combustible liquide ; il s'agira d'extincteurs fixes avec un système de dosage de la mousse concentrée. L'eau requise pour la fabrication de cette mousse sera de l'eau de mer. La mousse sera de type AFF et aura une concentration de 3%. Un tuyau à mousse supplémentaire sera nécessaire dans le cas d'une fuite de combustible.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 99

Un système de jets d'eau à moyenne pression protégera également les réservoirs de combustible liquide, l'eau nécessaire proviendra de la mer. Ce système sera généralement conçu en conformité avec les normes internationales. Il sera doté d'un équipement complet d'ajutages, détecteurs de fumée, systèmes d'alarme, détecteurs de chaleur etc. .

11.2 Protection des équipements électriques

11.2.1 Dispositions préventives

L'ensemble des équipements électriques (câbles, appareillages, composants etc.) seront réalisés dans les règles de l'art et conformément aux normes et réglementations en vigueur. L'exploitation de ces installations électriques sera réalisée par du personnel correctement formé, et habilité si nécessaire.

11.2.2 Détection incendie

Un système automatique de détection de l'incendie (détection de fumée) sera installé comme défini précédemment.

Ces dispositifs seront complétés par des rondes régulières dans l'ensemble du site.

11.2.3 Système de protection incendie

L'ensemble des installations électrique bénéficieront des moyens généraux de protection du site contre l'incendie (extincteurs mobiles).

Une protection complémentaire sera également mise en place sur les installations électriques, afin de lutter contre l'incendie :

- Des arrêts d'urgence seront situés dans des points accessibles et seront clairement identifiés afin de pouvoir couper l'alimentation générale en électricité en cas de force majeure par un circuit de déclenchement prioritaire et indépendant de tout système de commande. L'effet d'un arrêt d'urgence s'exercera sur l'ensemble de la machine concernée ainsi que sur ses auxiliaires (pompes etc.).

11.3 Protection incendie des canalisations de gaz

11.3.1 Dispositions préventives

Des dispositions préventives seront mises en place afin de limiter le risque de fuite de gaz naturel à partir des canalisations, ces dispositions comprendront :

- La construction de l'ensemble de ces équipements dans le respect des codes et règlements applicables aux appareils à pression et aux équipements contenant du gaz naturel :
 - Choix adapté du matériau ;
 - Contrôle de la qualité des matériaux ;
 - Contrôle de la qualité des soudures afin d'éviter toute défaillance ultérieure (ce contrôle pourra être effectué par contrôle radiographique par exemple) ;

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 100

- Un support suffisamment résistant des tuyauteries et des vannes ou soupapes associées, les supports devant être réalisés en acier avec armature rigide pour les parties transversales et renforcement des parties longitudinales ;
- Une inspection du réseau pour recherche de fuite réalisée à intervalles réguliers ;
- Un entretien, des visites et une ré-épreuve régulière de tous les équipements contenant des fluides sous pression ;
- La protection des canalisations contre les risques de corrosion et les risques liés à l'électricité : cette protection sera assurée par la mise en place d'un revêtement continu sur les tuyauteries ;
- La protection des canalisations contre les chocs : canalisations enterrées ou mise en place de protections mécaniques dans les passages exposés ;
- La délivrance d'un permis de travail sur les canalisations, le poste de détente ou dans des zones voisines des canalisations devra comprendre une présentation des risques et la localisation des réseaux de gaz naturel (notamment les réseaux enterrés) ;
- La mise en œuvre d'organes de contrôle et de sécurité conformément aux normes internationales :
 - des dispositifs de protection contre les risques de surpression (soupapes de sécurité),
 - des vannes de sectionnement redondantes automatiques et manuelles pouvant être couplées à une mise à l'évent automatique ;
 - la minimisation des joints etc. ;

La protection incendie passe également par la limitation du risque d'ignition, et donc de la présence de points chauds ou d'étincelles. Cette prévention s'applique à l'ensemble du site par l'intermédiaire de l'entretien (entretien préventif des installations électriques) et des procédures mises en place (interdiction de fumer, permis de feu etc.).

11.3.2 Moyens installés pour la lutte contre un incendie

En cas d'incendie intervenant sur une canalisation d'amenée de gaz (feu de type chalumeau), les moyens d'intervention seront les suivants :

- Des vannes de coupures automatiques et manuelles, redondantes, permettront de couper l'alimentation en gaz naturel : la coupure de l'alimentation en gaz naturel permettra d'éteindre l'incendie de type chalumeau existant ;
- La rapidité de la coupure de l'alimentation permettra de limiter le risque de transmission d'un incendie ;
- Les moyens généraux de lutte contre l'incendie (extincteurs mobiles) seront disponibles et permettront de lutter contre les éventuels départs de feu sur les autres installations voisines ; les stockages de produits combustibles seront effectués à distance des canalisations de gaz.

12 Moyens de protection contre l'explosion

Les moyens de protection contre l'explosion seront identiques à ceux détaillés ci-avant concernant le risque incendie.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 101

Tableau 20 : Hiérarchisation des risques (partie 1)

Famille de risque	Scénarios d'accident	Poste de travail / lieu	Analyse de l'accidentologie	Probabilité	Conséquences et gravité sans moyens de maîtrise du risque et/ou d'intervention					Mesures de réduction du risque et de maîtrise des effets					Creditive			Niveau de risque	
					Humains (lèvres)	Biens et structures des tiers	Cotation de Produit P x la Gravité G	Mesures de maîtrise des causes (prévention)	Mesures de maîtrise des effets	Vérifications périodiques et maintenance	Procédures ou instructions écrites	Formation	Maîtrise (évaluation actuelle)	Critique d'apparition	Critique d'atténuation	Evaluation finale			
Risques d'accidents liés à l'environnement naturel																			
Foudre	Impact de la foudre sur une partie métallique des installations entraînant un incendie	Pertes aériennes	Rate	2	Incidie localisé, Dysfonctionnement électrique, Décrets, Inflammation de produits dangereux : incendie	Modéré	Modéré	5	10	L'occurrence est non maîtrisable.	Les installations seront équipées des dispositifs de protection contre la foudre parcellaires et respectant les normes en vigueur.	A préciser	Néant	Protection incendie Secourisme	4	Rapide	Rapide	40	tolérable
Séisme	Tremblement de terre entraînant un incident (fuite de canalisation de gaz, pertes d'intégrité de la plateforme)	Ensemble du site	Rate dans la zone	2	Dégâts matériels Arrêt d'exploitation Incendie Exposition Décrets	Sérieux	Sérieux	5	10	L'occurrence est non maîtrisable.	A préciser	Néant	Protection incendie Secourisme	4	Lente	Lente	40	tolérable	
Précipitations abondantes	Visibilité réduite pouvant être à l'origine de mauvaises manœuvres (maintenance, trafic aérien)	Pertes aériennes	Probable	3	Dégâts matériels Arrêt d'exploitation Incendie Exposition Décrets	Modéré	Modéré	4	12	L'occurrence est non maîtrisable.	A préciser (par exemple la limitation des déplacements maritimes en cas d'événement météorologique exceptionnel si tel est le cas)	Néant	Néant	4	Rapide	Rapide	48	important	
Vents violents	Impact suite à l'envol de pièces mobiles, ou de parties de la structure	Pertes aériennes	Probable	3	Dégâts matériels Arrêt d'exploitation Incendie Exposition Décrets	Non significatif	Non significatif	3	9	L'occurrence est non maîtrisable.	A préciser (par exemple la limitation des déplacements maritimes en cas d'événement météorologique exceptionnel)	Néant	Néant	4	Rapide	Rapide	36	tolérable	
Vents violents	Perte de contrôle (hélicoptère, bateau) avec ébroue des secouristes (dilatisme, pélerine) et des personnes	Ensemble du site	Probable	3	Dégâts matériels Arrêt d'exploitation Incendie Exposition Décrets	Sérieux	Sérieux	5	15	L'occurrence est non maîtrisable.	A préciser (par exemple la sécurisation des équipements et pièces les plus exposés au vent)	Néant	Néant	4	Rapide	Rapide	60	important	

Selon l'analyse de l'accidentologie et de son adéquation au site :

1. improbable (jamais observé sur le site, ou par les bases de données)
2. rare (déjà observé ponctuellement sur le site, ou par les bases de données)
3. probable (observé plusieurs fois depuis le début de l'activité du site et/ou plusieurs fois par an par les bases de données)
4. fréquent (observé plusieurs fois par an sur le site)

Selon les retours de l'accident envisagé :

1. aucun précédent connu
2. 1 à 2 incidents survenant sans arrêt de travail ou arrêt de production d'1 semaine
3. 1 incident plus important ou multiple intervenant sans arrêt de travail ou arrêt de production supérieure à 1 jour
4. blessures graves, maladie intervenable ou effets peu importants en dehors du site
5. effets non négligeables en dehors du site, décès sur ou en dehors du site

Selon l'état des 4 colonnes précédentes :

1. excellent, risque de tolérance (vrybaso)
2. bon, risque de tolérance (vrybaso)
3. acceptable, risque de tolérance (vrybaso)
4. mauvais, risque de tolérance (vrybaso)

1 = P G H
2 = P G H
3 = P G H
4 = P G H
R = Risque

Tableau 21 : Hiérarchisation des risques (partie 2)

Risques d'accidents liés à la maintenance																			
Mauveillance	Dégâts, incendie ou explosion suite à l'intrusion d'une personne étrangère ou à l'arrimage sur les parties aériennes et à un acte de vandalisme	Parties aériennes	Rare	3	Dégâts matériels Incendie Explosion Débris	Médiocre	Médiocre	5	15	A préciser (onides, accès sécurisés, etc.)	A préciser (détérioration + varmes de sécurité)	A préciser	Procédure de surveillance	Protection incendie Secoursisme	3	Lente	Lente	45	Important
	Dégâts, incendie ou explosion suite à l'encrage à proximité des lignes	Pipelines	Rare	2	Dégâts matériels Arrêt d'exploitation Incendie Explosion Débris	Sérieux	Sérieux	5	10	A préciser (onides, accès sécurisés, etc.)	A préciser (détérioration + varmes de sécurité)	A préciser	Procédure de surveillance	Protection incendie Secoursisme	3	Lente	Lente	30	tolérable
Risques d'accidents liés à la circulation aérienne																			
Défaillance technique	Collision violente avec les parties aériennes de l'installation (atollite matériels importants)	Parties aériennes	Rare	2	Blessures et dommages matériels, débris voire arrêt d'exploitation	Médiocre	Sérieux	5	10		A préciser (par exemple la limitation des déplacements sévères en cas d'événement météorologique exceptionnel tel est le cas)				3	Rapide	Rapide	30	tolérable
			Improbable	1	Blessures voire débris Explosion et dommages structurels majeurs	Sérieux	Sérieux	5	5	Zone d'atterrissage délimitée sur la plateforme (hélicoptère) Plan de vol connu par le personnel de la plateforme et les administrations civiles (à vérifier)	Les substances dangereuses et équipements à protéger se situent sur périphérie de la structure (à vérifier) Plan de vol connu (à vérifier) Protocole d'intervention défini (à vérifier) Présence d'un canal de sauvetage (à vérifier) Protocole d'intervention défini (à vérifier) Barques flottants à disposition permettant de circonscrire la zone (à vérifier)	Entretien régulier des hélicoptères	Bras de pilote	3	Rapide	Rapide	15	négligeable	
Défaillance humaine	Chute d'hélicoptère dans la mer	mer	Probable	3	Blessures Débris	Sérieux	Non	4	12	Entretien et maintenance régulières des hélicoptères Pilotes confirmés					3	Rapide	Lente	36	tolérable
			Rare	2	Pollution	Médiocre	Médiocre	5	10							3	Rapide	Lente	30

Tableau 22 : Hiérarchisation des risques (partie 3)

Risques d'accidents liés à la circulation maritime																																
Défaillance technique	Collision entre bateaux transportant des matières dangereuses	mer	Rare (principalement en cas de mauvaise visibilité et mer agitée)	2	Blessures Déchets Pollution	Sérieux	Modéré	5	10	Zone de circulation connue par la marine locale Menaces des bateaux de ravitaillement définies autour de la plateforme Zones d'amarrage sur la plateforme délimitées Entretien et maintenance régulières des bateaux (à vérifier - réglementairement (SA, EXOTROIZ)) Capitaines confirmés (à vérifier)	Procédure d'alerte et d'intervention (à vérifier) A préciser (barrages flottants en cas de substances "légers", pompage, avertissement des autorités et populations etc.) Procédure d'alerte et d'intervention (à vérifier) A préciser (barrages flottants en cas de substances "légers", pompage, avertissement des autorités et populations etc.) Les substances dangereuses et équipements à protéger se situent sur des quais inférieurs, non en exposition à la mer (à vérifier). Procédure d'alerte et d'intervention (à préciser) La plateforme est équipée de bouées et canots de sauvetage	Exercices réguliers des bateaux	3	Rapide	Lente	30	tolérable															
																		Défaillance humaine	Parties aériennes	Intrinsèque (principalement en cas de mauvaise visibilité et mer agitée)	1	Blessures et dommages matériels (déjà veine explosion)	Sérieux	Sérieux	5	5	Zones d'amarrage et plans de circulation (à vérifier)	Brevet de capitaine Projection Incendie Secourisme	3	Rapide	15	négligeable
Défaillance technique	Parties aériennes	Probable	3	Blessures et dommages matériels	Sérieux	Sérieux	3	9	A préciser (ordonnée accès sécurisés, etc.)	Entretien et maintenance régulières des bateaux (à vérifier - réglementairement (SA, EXOTROIZ))	3	Rapide	Lente	27	tolérable																	
																mer	Rare	2	Pollution	Sérieux	Modéré	5	10	Procédure d'alerte et d'intervention (à vérifier) A préciser (barrages flottants en cas de substances "légers", pompage, avertissement des autorités et populations etc.)	Zones d'amarrage et plans de circulation (à vérifier)	Brevet de capitaine Projection Incendie Secourisme	3	Rapide	Lente	30	tolérable	
Défaillance humaine	mer	Improbable	1	Pollution	Sérieux	Sérieux	5	5	Procédure d'alerte et d'intervention (à vérifier) A préciser (barrages flottants en cas de substances "légers", pompage, avertissement des autorités et populations etc.)	Entretien régulier des bateaux	3	Rapide	Lente	30	tolérable																	

Risques structurés																													
Défaillance technique	Perte d'intégrité des structures (plateforme et pontonnements) avant pour origine un accident de mer (ROSCOX, succédané de collision, incendie, météorologiques extrêmes, séisme)	Ensemble du site	Improbable	1	Blessures veine débris Explosion et dommages structurels majeurs	Modéré	Modéré	5	5	Construction des clés de fort + inspection et maintenance régulières de la structure (définies par le plan de maintenance)	Inspection et maintenance régulières de la structure (définies par le plan de maintenance)	4	Lente	20	négligeable														
																Ensemble du site	Rare	2	Blessures veine débris Explosion et dommages structurels majeurs	Modéré	Modéré	5	10	Mesures de maîtrise précises précédemment	L'ensemble des vérifications précises précédemment	3	Rapide	30	tolérable

Tableau 23 : Hiérarchisation des risques (partie 4)

Risques d'accidents liés à la maintenance																			
Défaillance humaine	Collision entre les objets déplacés et un membre du personnel	Parties aériennes	Probable	3	Blessure avec éraosement Dûcés	Moderé	Moderé	5	15	Formation du personnel Prévisions des usages des équipements (détection, bords d'arrêt d'urgence etc.) Zones de travail clairement identifiées (en outre, les équipes travaillant à proximité de la présence de fûts) Vérification périodique des équipements de levage / maintenance Aucun produit inflammable n'est transporté par ces moyens. Ces engins évoluant sur des aires protégées vis-à-vis d'éventuels écoulements de produits polluants.	Procédure d'arrêt et d'intervention	Vérification et entretien périodique des équipements de levage	Néant	Néant	3	Rapide	Rapide	45	Important
Défaillance humaine	Collisions entre les objets déplacés et une installation dangereuse (stockage gaz, condensats, huiles, sucs etc.)	Parties aériennes	Rare	2	Dégâts matériels Incendie localisé Blessures voire décès Fuite de produits polluants	Moderé	Moderé	5	10	Formation du personnel Interdiction d'appart de source d'ignition Le travail par point chaud fait l'objet	Procédure d'arrêt et d'intervention	Néant	Interdiction de fumer	Néant	4	Rapide	Rapide	40	tolérable
Risques d'accidents liés à la maintenance sur équipements aériens (non achetés de maintenance détaillées ci-dessus)																			
Défaillance humaine	Production d'étincelles ou échauffement avec inflammation d'un stockage (gaz, substances inflammables, vapeurs hydrocarbonées etc.) au cours d'une manœuvre manipulation	Parties sous-marines	Rare	2	Dégâts matériels Incendie localisé Blessures voire décès Fuite de produits polluants	Sérieux	Moderé	5	10	Formation du personnel (brevet de plongée) Vérification régulière du matériel de plongée Formation du personnel (brevet de plongée + connaissance des équipements techniques sous-marins)	Interventions réalisées par 2 personnes (à vérifier) Procédure d'arrêt et d'intervention	Néant	Néant	Brevet de plongée	3	Rapide	Rapide	24	tolérable
Défaillance technique	Atteinte aux parties sous-marines pouvant entraîner un risque de rupture ou une perte de paragraphes sur ce risque (spécifique)	Parties sous-marines	Rare	2	Dégâts matériels Dûcés Fuite de gaz	Moderé	Moderé	4	8	Formation du personnel (brevet de plongée) Vérification régulière du matériel de plongée Formation du personnel (brevet de plongée + connaissance des équipements techniques sous-marins)	Interventions réalisées par 2 personnes (à vérifier) Procédure d'arrêt et d'intervention	Néant	Néant	Brevet de plongée	3	Rapide	Lente	24	tolérable
Risques d'accidents liés à l'installation électrique générale																			
Défaillance technique	Cour-circuit ou surchauffe sur une installation électrique adossée. (peuvent entraîner un incendie)	Parties aériennes	Rare (pour des installations conformes)	2	Incendie localisé Atteinte aux personnes (brûlures, dûcés)	Moderé	Moderé	3	6	Les installations électriques du site sont conformes aux normes en vigueur Entretien régulier des installations par du personnel qualifié	Arrêts coupe de pang ; coupe générale de l'électricité	Néant	Néant	Habilitations électriques Protection incendie Secourisme	3	Rapide	Lente	18	redigeable
Défaillance technique	Cour-circuit ou surchauffe sur une installation électrique inadossée. (pour la sécurité)	EIPS (installations électriques conformes pour la sécurité)	Rare (pour des installations conformes)	2	Incendie ou explosion (non détecté suite à la défaillance des EIPS) Atteinte aux personnes (blessures, brûlures, dûcés)	Moderé	Moderé	5	10	Les installations électriques du site sont conformes aux normes en vigueur Entretien régulier des installations par du personnel qualifié Compte régulier du fonctionnement des EIPS	Procédure d'arrêt et d'intervention Mise en sécurité des équipements à proximité de la zone à intervenir	Vérification annuelle des équipements électriques	Néant	Habilitations électriques Protection incendie Secourisme	3	Rapide	Lente	30	tolérable

Tableau 24 : Hiérarchisation des risques (partie 5)

Risques d'accidents liés au gaz naturel																		
Défaillance technique	Libération d'hydrogène sulfuré	Fond de mer	Improbable (selon les données locales)	1	Atteinte aux installations, voire décès	Sérieux	Non significatif	5	5	A préciser (définition notamment)	Arrêt du forage	Néant	Néant	4	Rapide	Rapide	20	négligeable
Défaillance humaine lors de l'extraction du gaz	Fuite sur le puits de forage suite à un dommage accidentel, usure, défaut	Puits de forage	Rare	2	Atteinte aux personnes (intoxication, blessures, décès)	Sérieux	Modéré	4	8	Les pipelines ont été installés conformément aux règles de l'art	Arrêt du forage	Néant	Néant	4	Lente	Lente	32	tolérable
Défaillance technique	Fuite sur une canalisation transportant des condensats suite à un dommage accidentel (arrachage à proximité, séisme)	Pipelines	Rare	2	Pollution	Sérieux	Modéré	5	10	Les pipelines ont été installés conformément aux règles de l'art	Arrêt du forage	Néant	Néant	4	Rapide	Lente	40	tolérable
Défaillance humaine lors du transport de gaz	Culte sur une canalisation transportant du gaz suite à un dommage accidentel (arrachage à proximité, séisme)	Pipelines	Rare	2	Explosion	Sérieux	Modéré	5	10	Les pipelines ont été installés conformément aux règles de l'art	Arrêt du forage	Néant	Néant	4	Rapide	Lente	40	tolérable
Défaillance technique	Perte d'éanchet sur une conduite de condensats pour cause d'usure ou défaut	Pipelines	Rare (pour des installations conformes)	2	Pollution	Sérieux	Non significatif	5	10	Les pipelines ont été installés conformément aux règles de l'art	Arrêt du forage	Néant	Néant	4	Lente	Rapide	40	tolérable
Défaillance humaine lors du transport de gaz	Perte d'éanchet sur une conduite de gaz pour cause d'usure ou défaut	Pipelines	Rare (pour des installations conformes)	2	Pollution	Sérieux	Modéré	5	10	Les pipelines ont été installés conformément aux règles de l'art	Arrêt du forage	Néant	Néant	4	Lente	Lente	40	tolérable
Risques d'accidents liés au stockage de substances inflammables (poules, diesel, condensats, boues)																		
Défaillance technique	Onde de confinement de substances dangereuses	Zones de stockage des substances dangereuses	Rare	2	Pollution	Sérieux	Sérieux	5	10	Mesures prises précédemment	Mesures prises précédemment	Ensemble des points précisés précédemment	3	Rapide	Rapide	30	tolérable	
																		Atteinte aux personnes (intoxication, blessures, décès)
Défaillance technique	Perte de confinement de substances dangereuses due à un acte de maintenance, due à une mauvaise manipulation technique, perte de confinement par évaporation ou à une des autres causes	Zones de stockage des substances dangereuses	Rare	2	Incidie	Sérieux	Sérieux	5	10	Mesures prises précédemment	Mesures prises précédemment	Ensemble des points précisés précédemment	3	Rapide	Rapide	30	tolérable	
																		Blessures voire décès

13 Plan de gestion environnementale

Le Plan de Gestion Environnementale (PGE) vise à planifier les mesures de protection proposées et à identifier les différents partenaires et leurs responsabilités pour la mise en œuvre de ces mesures.

Aussi , le PGE a-t-il pour objectif de s'assurer de l'efficacité des mesures préconisées dans l'EIE en fonction des attentes des différents partenaires impliqués, en décrivant les mécanismes mis en place pour assurer le respect des exigences environnementales et le bon fonctionnement des travaux, des équipements et des installations ainsi que le suivi de l'évolution de certaines composantes du milieu naturel et humain affectées par le projet.

Il définit les indicateurs environnementaux pertinents et judicieusement choisis qui seront utilisés pendant l'exécution du projet comme facteurs à prendre en compte dans le design du projet. Par ailleurs, les institutions qui seront impliquées dans cette phase seront dûment identifiées, de même que les coûts prévus pour les mesures environnementales.

Un PGE est en cours de développement par FOXTROT International. Ce plan sera mis à jour régulièrement par l'équipe de projet. Les chapitres suivants seront abordés dans le plan :

- Zone concernée par le projet

Le PGE décrira en détails la zone concernée par le projet et couverte par le plan.

- Responsabilités et organisation

L'organisation en charge de la gestion environnementale sera décrite de façon à identifier clairement les intervenants et la matrice de responsabilités en cas d'incident ayant des conséquences sur l'environnement. Un organigramme sera fourni avec les noms des positions.

- Identification des activités

L'ensemble des activités du projet seront décrites de manière à couvrir à la fois les travaux, la base vie et les activités support.

- Identification des impacts

Pour chaque activité les impacts seront décrits de manière précise afin de déterminer les mesures à apporter pour les réduire au minimum. Cette partie se base sur la présente EIE, qui fournira les éléments de base à la détermination des impacts potentiels et certains. Les composantes du milieu affectées par ces impacts seront identifiées dans le plan, ainsi que les dégâts occasionnés à l'environnement.

- Analyse des risques

L'analyse de risques fournie dans cette EIE servira de base pour définir de manière précise l'ensemble des risques auxquels est exposé le projet, en fonction des activités.

- Mesures d'atténuation des impacts et de prévention des risques

L'ensemble des mesures de contrôle des impacts et de prévention des risques, notamment de pollution, seront décrites avec les moyens nécessaires à leur mise en œuvre.

- Gestion des déchets

Les types de déchets produits lors des opérations de forage seront identifiés, incluant les déchets liés à la base-vie et ceux liés aux travaux et aux activités support. Les quantités prévisionnelles seront fournies également. Les déchets seront classés en 2 catégories, dangereux et non-dangereux.

Les moyens de stockage, de collecte et de transport des déchets seront exposés, indiquant les fréquences de collecte, les lieux de destination, les types de conteneurs, le tri effectué.

Les moyens et méthodes de traitement de chaque type de déchet seront ensuite développés, incluant les infrastructures de traitement externes, le recyclage, la valorisation, la mise en décharge, l'incinération, etc.

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 107

- Gestion des produits dangereux

Une liste des produits dangereux utilisés sur le site sera établie, avec la classe de danger, les précautions à prendre pour la manipulation, le stockage, le transport et la mise au rebus. Les risques seront listés également ainsi que les actions à prendre en cas de déversement, pollution, etc.

- Monitoring environnemental

Les paramètres environnementaux à suivre durant les activités du projet et éventuellement après la fin des travaux seront définis, ainsi que la fréquence de suivi et la méthode à adopter.

- Plan de lutte anti-pollution

Ce plan a pour but de montrer que les risques liés à tout type de pollution sont maîtrisés par l'opérateur. Il établira notamment l'ensemble de ces risques, ainsi que le type d'actions à prendre en cas d'occurrence, comprenant le déploiement du matériel et des équipes nécessaires à une intervention en cas de pollution.

La liste du matériel disponible et le lieu de stockage seront renseignés.

La méthode d'intervention sera décrite de manière à montrer toutes les actions et les personnes en charge lors d'un accident. Différents scénarios d'intervention seront présentés.

Parmi le système de gestion HSE de FOXTROT figure une procédure sur les opérations simultanées de forage et de production avec le SEAREX X. Ce plan spécifie notamment les règles de responsabilités lors de ces activités, les procédures à appliquer pendant leur durée, les actions à prendre en cas d'opérations particulières et d'urgence.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 108

Bibliographie

Documents relatifs au projet :

- AIG Final Report Ivory Coast -December 2003 : risk survey report. Rapport d'assurance.
- Projet de procédure d'intervention et d'assistance des forces de sécurité et de défense en période de crise: Plan d'urgence Foxtrot révisé en octobre 2002.
- EIE pour le développement de Foxtrot en Côte d'Ivoire, mars 1998. Réalisée par Soil and water.
- EIE rapport final janvier 2006 : projet de construction d'un pipeline pour l'évacuation du condensat de la station thermique d'Azito à Vridi Ouest. Réalisée par le Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement.

Autres éléments bibliographiques :

- PROFIL DE LA PÊCHE PAR PAYS, Côte d'Ivoire, Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture, <http://www.fao.org/fi/fcp/fr/CIV/profile.htm>
- MONOGRAPHIE PAYS de la République de Côte d'Ivoire, ELABOREE DANS LE CADRE DE LA POLITIQUE REGIONALE POUR "L'ACCROISSEMENT DE L'ACCES AUX SERVICES ENERGETIQUES DES POPULATIONS RURALES ET PERIURBAINES POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS DU MILLENAIRE POUR LE DEVELOPPEMENT " Préparée par ENDA, pour la CEDEAO et le PNUD – PREP, Octobre 2005
- "Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment", Report No. 364, February 2005, OGP: International Association of Oil and Gas Producers
- "Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for The Oil and Gas Industry", API 2004
- 2004 IUCN Red List of Threatened Species – A Global Assessment, Jonathan E.M. Baillie, Craig Hilton-Taylor and Simon N. Stuart
- "Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore ouil and gas operations", Report No. 342, May 2003, OGP: International Association of Oil and Gas Producers
- Spécifications environnementales générales de Total :
 - GS EP ENV 122, environmental impact assessment offshore activities
 - GS EP ENV 121, environmental impact assessment onshore activities
 - GS EP ENV 113, environmental baseline study coastal survey
 - GS EP ENV 112, offshore environmental baseline study
 - GS EP ENV 011, environmental specification for onshore pipeline construction
 - GS EP ENV 500, noise abatement in production units
 - GS EP ENV 421, landfill design and operation for E&P sites
- Articles de presse :
<http://www.boursorama.com/forum/message.phtml?file=341825663&pageForum=16>
http://www.lematindabidjan.com/visual_article.php?num_actualite=526

RIe00009c/A18979	
/CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 109

ANNEXE 1 : Termes de références

FOXTROT International/TDR EIE forage pétrolier en mer

I - CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ETUDE

Dans le cadre de ses activités, la Société FOXTROT International projette réaliser un forage pétrolier au large des côtes ivoiriennes. Conformément aux dispositions du Code de l'Environnement en vigueur en République de Côte d'Ivoire, le Ministère des Mines et de l'Energie à travers la Direction des Hydrocarbures a demandé à la Société FOXTROT International de réaliser une Etude d'Impact Environnemental (EIE) dans le strict respect de la réglementation en matière de protection environnementale.

En effet, la Côte d'Ivoire dispose d'un cadre réglementaire défini par la loi n° 96 - 766 du 03 octobre 1996 portant Code de l'Environnement qui, en son article 39 rend obligatoire la réalisation d'une étude d'impact pour tout projet susceptible d'avoir des effets néfastes sur l'environnement. Le décret d'application n° 96 - 894 du 08 novembre 1996, détermine les règles et procédures applicables aux études d'impact environnemental. Conformément à cette réglementation (annexe 1 du décret d'application n° 96 - 894 du 08 novembre 1995), les opérations d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel font l'objet d'étude d'impact environnemental (EIE).

Cette étude doit permettre d'apprécier, d'évaluer et de mesurer les effets directs ou indirects, à court, moyen et long termes des activités sur l'environnement. Elle permet également d'assurer que les mesures nécessaires sont prises en vue de maintenir les répercussions à des niveaux acceptables.

Les objectifs de cette EJE sont les suivants :

- identifier les éléments sensibles existant dans l'environnement du projet ;
- déterminer les parties du projet susceptibles d'avoir des effets sur l'environnement ;
- évaluer l'importance de ces impacts ;
- proposer des mesures et des actions d'atténuation.

De façon spécifique, l'étude d'impact environnemental consistera à :

- décrire de façon synthétique l'ensemble du projet ;
- présenter l'état initial du site du projet {environnement bio - physique et humain} ;
- identifier et analyser les impacts potentiels (positifs et négatifs) du projet sur toutes les composantes de l'environnement du site (milieux naturel et humain);
- élaboration d'une méthodologie d'évaluation de l'importance des impacts de manière qualitative et/ou quantitative en utilisant, le cas échéant, l'outil d'évaluation économique des dommages environnementaux;
- proposer des mesures de protection de l'environnement en vue de prévenir, de réparer, de compenser ou d'atténuer les impacts négatifs du projet sur l'environnement tout en précisant le coût de ces mesures ;

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 110

élaborer un plan de contrôle et de surveillance de l'environnement en vue de vérifier, pour l'essentiel, la pertinence et l'efficacité des mesures de protection de l'environnement qui ont été proposées dans un plan de gestion de l'environnement (qui fait la synthèse de toutes les mesures préconisées par l'EJE).

II -TACHES DU CONSULTANT CHARGE DE L'EXECUTION DE L'EIE

Au regard du contexte et des objectifs de l'étude, les taches du Consultant chargé de l'EIE porteront sur les points suivants :

II .1. CADRE INSTITUTIONNEL, LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

Cette partie de l'étude a pour objectif de présenter le cadre institutionnel et réglementaire qui sous-tend cette étude.

Les organismes (publiques et/ou privés) impliqués directement ou indirectement dans le projet seront identifiés et leurs activités spécifiques décrites de manière succincte en insistant sur leur intérêt dans la mise en œuvre du présent projet.

Au plan législatif et réglementaire, le Consultant décrira les exigences en la matière en Côte d'Ivoire et au niveau international. Il s'agit d'inventorier les textes législatifs et réglementaires locales, nationales et internationales qui s'appliquent à l'activité

Le Consultant doit par conséquent se procurer des textes législatifs et réglementaires dans le domaine d'activité du projet et faire des commentaires sur les aspects liés au projet),

A titre indicatif les textes réglementaires suivants doivent Être considérés :

Loi n° 96-766 du 3 octobre 1996 portant Code de l'Environnement ;

Loi n°98-755 du 23 décembre 1998 portant code de l'eau ;

Loi n°96-669 du 29 août 1996 portant Code pétrolier ;

Décret n° 96-894 du 8 novembre 1996 sur les études d'impact environnemental.

II .2. DESCRIPTION DU PROJET

La description du projet consiste à montrer que la variante du projet retenue constitue globalement la meilleure option aux plans technique, économique et environnemental. Elle tient compte également de toutes les phases de réalisation du projet. Cette description prend en compte les points suivants :

II 2.1 Contexte du projet

Cette section de l'étude vise à connaître les éléments à l'origine du projet. Le Consultant mettra en évidence les raisons qui ont motivé la réalisation dudit projet, dégager les enjeux environnementaux, sociaux, économiques et techniques du projet à l'échelle locale et régionale ainsi qu'internationale s'il y a lieu.

11.2.2 Localisation géographique du projet

Le Consultant procédera à la présentation de la situation géographique et de l'emplacement (coordonnées) détaillé du puits de forage à réaliser, en précisant la situation et les coordonnées sur

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 111

une carte ou un plan de situation. L'emplacement du puits doit apparaître clairement sur la carte, avec mise en évidence des éléments sensibles et/ou vulnérables situés aux alentours.

17.2.3 Justification du choix du site du projet

Le Consultant devra aussi présenter les justifications liées au choix du lieu du forage par rapport à l'ensemble de la structure (ou des structures superposées). La sélection de la localisation du site doit être justifiée en tenant compte des caractéristiques de l'écosystème, avec pour but de minimiser les impacts: sur les habitations vulnérables, Ses espèces sensibles, la nature de l'occupation locale du sol ou de la zone marine (zone de reproduction, à valeur économique élevée), la qualité du milieu, etc.

11.2.4 Description du processus de mise en œuvre et de fonctionnement du projet

Cette description comprend les activités, les aménagements, les travaux et les équipements prévus, pendant les différentes phases de réalisation du projet, de même que les installations et les infrastructures temporaires, permanentes et connexes. La description du processus de mise en œuvre et de fonctionnement dudit projet consiste à :

Description des différentes phases du projet ; Le Consultant présentera les différentes phases de réalisation du projet à savoir la préparation du site, le forage et l'exploitation. La procédure (méthode) de réalisation de chacune phase doit être décrite.

Il précisera également la durée (début et fin des opérations) des différentes étapes du programme arrêté pour la réalisation du forage d'exploration ou de production.

Description et des moyens matériels et humain : Le Consultant devra à ce niveau :

- présenter les méthodes et les moyens qui seront utilisés pour la préparation du site (techniques employées, répartition de l'espace, protections prises) ;
- décrire tes engins et les équipements qui seront utilisés pour les travaux sur site (spécificités de l'appareil de forage, nature de l'appareil de forage utilisé et moyens de navigation à utiliser lors des opérations de forage) ;
- estimer les volumes de boues et de déblais, décrire les méthodes de stockage, d'évacuation, et de traitement des déblais de forage ;
- décrire la nature et la quantité des déchets produits, (méthode de collecte et de gestion des rejets solides et hydriques produits) ;
- faire un schéma des méthodes de stockage, de manutention et d'évacuation des produits dangereux ou susceptibles de nuire a l'environnement ;
- préciser les moyens humains nécessaires pour les travaux.

Un plan/schéma type du processus de fonctionnement des installations devra être fourni. Une évaluation du coût du projet doit être présentée

II.3. DESCRIPTION DE L'ETAT INITIAL DU SITE

L'état initial du site du projet ou milieu récepteur représente une situation de référence qui subira ultérieurement l'impact du projet. Il est caractérisé essentiellement par sa sensibilité qui se définit par rapport à la nature même de ses composantes, niais aussi par rapport à la nature du projet.

Dans cette partie de l'étude, le Consultant procédera à la description de l'état initial du site (environnement du projet) afin de mettre en exergue les composantes des milieux physiques, biologiques et socio-économiques susceptibles d'être affectés par le projet.

11.3.1 Milieu physique

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 112

Il concerne la géographie, l'environnement marin et terrestre, les fonds marins, la bathymétrie, la géologie, les eaux, le climat, la météorologie, etc.

11.32 Milieu biologique

Il concerne les écosystèmes, la faune et la flore. Le Consultant présentera les caractéristiques des écosystèmes et leur fonctionnement. Les zones sensibles et vulnérables seront précisées et dûment commentées.

La description de la faune et la flore aquatiques disponibles, permettra de déterminer les espèces rares ou endémiques ainsi que celle qui sont protégées.

11.33 Environnement Socio-économique (activités économique et milieu humain)

Le Consultant devra décrire les composantes de l'environnement socio-économique susceptibles d'être touchées par le projet. Cette description devra aussi exposer les relations et interrelations entre les différentes composantes du milieu (humain, physique et biologique) car la réalisation du forage peut perturber les activités humaines et économiques autour du site choisi. A titre indicatif il s'agira de présenter les points : les activités de pêche et de mariculture, les forages existants, la population riveraine et leurs principales activités économiques, l'usage de plan d'eau plan, etc.

II.4. IDENTIFICATION

ANALYSE ET EVALUATION DE L'IMPORTANCE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Ce paragraphe permet de présenter les conséquences prévisibles, directes et indirectes du projet sur l'environnement, dans les limites du périmètre de l'étude.

Identification et analyse des impacts

L'identification et l'analyse des impacts porteront donc sur la détermination et l'évaluation des impacts pendant la phase de préparation, de construction et d'exploitation du projet. Le Consultant évaluera l'importance de ces impacts en utilisant une méthodologie et des critères appropriés. Les impacts positifs et négatifs, directs et indirects sur l'environnement et, le cas échéant, les impacts cumulatifs, synergiques et irréversibles liés à la réalisation du projet doivent être considérés.

Toutes les informations présentées plus haut seront synthétisées dans une matrice, donnant une vue synoptique de la situation décrite pour chaque composante de l'environnement (milieu physique, milieu biologique, milieu humain).

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 113

Evaluation de l'importance de l'impact

Par la suite, le Consultant utilisera des outils d'évaluation qualitative et quantitative pour mesurer l'importance des impacts identifiés. Il sera fait mention, au besoin, de l'évaluation économique des impacts. En outre, les critères d'évaluation de l'importance des impacts seront identifiés, à savoir la durée, l'intensité et la portée des impacts.

Cette partie de l'étude doit reposer sur l'utilisation d'outils méthodologiques qui seront décrites, à savoir les matrices, les réseaux, etc. De plus, l'analyse des impacts doit mettre en évidence les incidences produites par les travaux de construction et celles dues aux activités d'exploitation et de fin d'exploitation. Les impacts, pour lesquels aucune mesure corrective ne peut être appliquée, seront décrits sur la forme d'impacts résiduels.

La matrice présentée ci-dessous, synthétisera l'évaluation de l'importance des impacts du projet sur l'environnement.

Tableau de l'évaluation des impacts

Phase du projet	Zone concernée	Activités/ source d'impact	Composante du milieu affectée	Nature de l'impact	Evaluation de l'importance des impacts			
					Intensité	Portée	Durée	importance de l'impact

- dangerosité de la manutention et du transport, défaillance des équipements ;
- l'élaboration des mesures de sécurité (présentation des mesures de sécurité prévues pour le site d'exploitation incluant les installations connexes localisées à l'extérieur de l'emplacement principal) :
 - les limitations d'accès au site du projet,
 - le programme d'entretien et de suivi de l'intégrité du site,
- le programme de gestion des risques (protection du personnel, consultation ou suivi médical des employés, formation adéquate),
 - la liste des règles ou codes de pratiques comme référence ;
- l'élaboration d'un plan de mesure d'urgence afin de réagir adéquatement en cas d'accident. Ce plan doit faire connaître les actions à envisager pour faire face à la situation d'incident ou accident. Ce plan doit inclure par exemple :
 - la mesure de sécurité en vigueur sur le site,
- la structure d'intervention en urgence et les mécanismes de décision à l'intérieur de l'entreprise.
 - le mode de communication interne et externe, etc.

11.6 MESURES DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

L'étude doit préciser les actions à mettre en œuvre en vue de réduire, corriger ou supprimer les impacts négatifs du projet pendant la période de construction et d'exploitation du projet et fournira une estimation de leur coût. Les mesures ou actions identifiées doivent être compatibles avec les impacts identifiés.

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 114

Toutes les mesures préconisées aux impacts seront également synthétisées dans une matrice présentée ci-dessous, donnant une vue synoptique de la situation décrite pour chaque composante de l'environnement (milieu physique, milieu biologique, milieu humain).

Tableau des mesures préconisées

Phase du projet	Zone concernée	Activités/source d'impact	Composante du milieu affectée	Nature de l'impact	Mesure d'atténuation

11.7. PLAN DE GESTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le Plan de Gestion Environnementale (PGE) consiste à planifier les mesures de protection proposées et d'identifier les différents partenaires et leurs responsabilités pour la mise en œuvre de ces mesures. Le PGE a pour objectif de s'assurer de l'efficacité des mesures préconisées dans l'EIE en fonction des attentes des différents partenaires impliqués.

Le Consultant décrira par conséquent les mécanismes mis en place pour assurer le respect des exigences environnementales et le bon fonctionnement des travaux, des équipements et des installations ainsi que le suivi de l'évolution de certaines composantes du milieu naturel et humain affectées par le projet.

Il déterminera les indicateurs environnementaux pertinents et judicieusement choisis qui seront utilisés pendant l'exécution du projet comme facteurs à prendre en compte dans le design du projet. Par ailleurs, les institutions qui seront impliquées dans cette phase seront dûment identifiées, de même que les coûts prévus pour le SUM de l'environnement.

Une matrice synthétique résumant les informations pertinentes recueillies sera présentée sous la forme ci-dessous.

Tableau du Plan de Gestion Environnemental

Phase du projet	Zone concernée	Activités/source d'impact	Composants du milieu affectés	Nature de l'impact	Mesure d'atténuation	Indicateur» de suivi	Source de vérification	Organisme de suivi

II 8 INFORMATION ET CONSULTATION DU PUBLIC

Le projet devra également obtenir l'adhésion de la population. Par conséquent, le Consultant devra mener des Investigations auprès de la population riveraine et les autorités administratives des localités environnantes pour avoir l'avis de celle-ci sur les différents aspects du projet. Cela doit se traduire par une consultation du public, des entretiens cibles dont les résultats doivent être mentionnés dans le rapport de l'étude d'impact environnemental.

III DUREE DE L'ETUDE ET APPROBATION DE L'ANDE

RIe00009c/A18979 /CIeZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 115

La durée de l'étude est fixée à deux (2) mois.

Le rapport de l'EIE sera soumis à l'Agence Nationale de l'Environnement (AN DE) par la Société FOXTROT International pour validation. Conformément au Décret n° 96-894 du 8 novembre 1995 sur les études d'impact environnemental l'ANDE dispose de deux (2) pour la validation dudit rapport.

IV - EQUIPE DE CONSULTANTS

L'équipe du Consultant se compose des experts principaux suivants :

un (1) Expert en environnement (chef de projet),

un (1) Socio-économiste,

un (1) Expert en océanologie,

un (1) Expert en mines et pétrole.

un (1) hydrobiologiste.

L'équipe d'experts sera appuyée par une équipe d'enquêteurs en charge de la collecte des données (socio-économiques notamment).

RIe00009c/A18979 /CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 116

ANNEXE 2 : Company Safety rules for SIMOPS of drilling & production

RIe00009c/A18979 /CieZ070464	
PVA/TIM	
05/11/07	Page : 117

