

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

المدرسة الوطنية العليا لعلوم البحر وتهيئة الساحل

Ecole Nationale Supérieure des Sciences de la Mer et de l'Aménagement du
Littoral



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME

D'INGENIEUR EN SCIENCES DE LA MER

OPTION : Environnement

Thème :

**Analyse des impacts environnementaux potentiels du
forage pétrolier offshore dans le cadre de l'Analyse
du Cycle de Vie (ACV)**

Présenté par :

Riad zakariya

Benzekoura lahcene

Soutenu le 20/11/2019 devant le jury suivant :

M. BOULAHDID M.
Mme. GHAZI M.
Mme. MAHDID S.
Mme. GHALMI R.
M.OUGUENOUNE M

Professeur
MCB
MA
MA
CDE (Sonatrach)

ENSSMAL
ENSSMAL
ENSSMAL
ENSSMAL
Sonatrach

Président
Promotrice
Examinatrice
Examinatrice
Invité

Promotion 2019

Remercîment

Le présent travail n'aurait pu voir le jour sans la contribution précieuse de nombreuses personnes. Qu'elles trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude.

Il nous est particulièrement agréable d'exprimer notre gratitude et notre reconnaissance à notre promotrice Dr GHAZI Malika, Enseignante-Chercheur à l'école nationale supérieure des sciences de la mer et de l'aménagement du littoral (ENSSMAL) qui nous a fait confiance et nous a ouvert les portes de la recherche en nous proposant un sujet aussi intéressant que passionnant. Elle a toujours su se rendre disponible pour suivre de près nos travaux et nous faire profiter de son expérience. Nous ne saurons la remercier suffisamment pour son encadrement, sa patience et la bonté de son âme tout au long de ce travail.

Nous tenons également à remercier très chaleureusement les membres de Jury qui nous ont fait l'honneur de juger ce travail :

Monsieur Boulahdid.M qui nous a fait l'honneur d'accepter la présidence de ce jury.

Madame Mahdid.S et Madame Ghalmi.R d'avoir accepté d'examiner et juger ce modeste travail.

Nous tenons également à présenter nos plus vifs remerciements à Monsieur Ouguenoue Mohamed (Sonatrach). Nous profitons de l'occasion pour vous adresser notre profonde gratitude et reconnaissance pour vos conseils et votre disponibilité.

C'est avec un immense plaisir que nous remercions chaleureusement tous nos amis pour leur aide, leur encouragement et leur soutien.

Nous ne saurons terminer sans exprimer à nos chers parents, nos chers frères et sœurs notre affectueuse reconnaissance pour l'aide et le soutien qu'ils nous ont toujours témoignés.

Nous tenons à remercier vivement toutes les personnes, qui nous ont apporté leur soutien pour la réalisation de ce travail, elles sont nombreuses, sans les citer, elles se reconnaîtront.

Dédicace

Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tout simplement que : Je dédie cette mémoire du fin d'étude à :

A Ma tendre Mère Fatima :

Tu représente pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.

A Mon très cher Père Ismail :

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail et le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.

A MA CHERE NESRINE OUISSALA

Merci énormément pour votre soutien plus que précieux, Merci pour ton grand cœur toutes vos qualités qui seraient trop longues à énumérer. Ma vie ne serait pas aussi magique sans ton présence et ton amour.

Je t'aime de tout mon cœur.

A mon cher frère : Mohamed. A mes sœurs : Faiza, Rania, Amira, Ritadje. A mes chers beaux-parents.
A mes chère belle sœurs, mes chers beaux-frères.

A mes très chère amis : Amine, yousri, walid, mohyo, Yacine, abdelmoueine, hassen.Jojo, Samira,

Manel, Chiheb, Anouar,

A madame Ghazi malika : Cette humble dédicace ne saurait exprimer nom grand respect et ma profond estime, que dieu vous procure bonne santé et long vie. A tous les membres de ma promotion 2018/2019. A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études. A tous ceux qui me sens chers et que j'ai omis de citer.

Zakariya

Dédicace

Je dédie ce travail à mes très chers parents **Abdelmalek** et **Faiza** qui sont source d'amour et d'affection, et sans lesquels ce travail n'aurait pas pu voir le jour.

A mes chers frères **Kada, Hamouda, Aymen.**

A mes chères sœurs **Samia, Hanane**, qui comptent énormément pour moi.

À tous mes autres proches exclusivement ma grande famille.

À mes chers amis : **laouni, habibo, Amine, Khaled, Touhami, Hamada, Hichem, Karim, Hamza, Youcef, Zakaria.**

À mes chers amis de l'ENSSMAL : **Sara, Zaki, jojo, Yacine, Yousri, Walid, Abdelmoueine, Hassen, Mahyo, Anouar, Chihabe, Iheb, Samira, Manel.**

À toutes les personnes qui m'ont soutenu et encouragé tout au long de cette année ;

Ainsi qu'à tous ceux qui me connaissent à l'ENSSMAL et avec qui j'ai passé cinq ans inoubliables ;

À vous tous qui m'aimez, je dédie ce travail.

20 / 11/ 2019

Lahcene

Sommaire

Sommaire	5
Liste des figures	7
Liste des tableaux	8
Liste des abréviations	8
Introduction.....	1
Chapitre I : Le forage pétrolier et gazier en mer - état de l'art	5
1. Le forage pétrolier et gazier en mer - état de l'art.....	6
1.1. Formation des gisements d'hydrocarbures.....	6
1.1.1. Destin terrestre et aquatique de la matière organique	6
1.1.2. Formation de la roche mère	7
1.1.3. Enfouissement de la roche mère et formation du kérogène	7
1.1.4. Maturation du kérogène en pétrole et gaz	7
1.1.5. Formation des gisements de pétrole et de gaz	8
1.2. Développement mondiale du forage offshore.....	9
1.2.1. Les exploitations offshore dans le monde	10
1.2.2. Les exploitations offshore en Méditerranée	11
1.3. Caractéristiques du forage offshore.....	13
1.3.1. Etapes de l'exploitation du gisement marin d'hydrocarbures	13
1.3.1.1. Prospection géophysique et sismique.....	13
1.3.1.2. Phase d'exploration.....	15
1.3.1.3. Phase d'exploitation.....	15
1.3.2. Structure et types d'installation de la plateforme pétrolière	16
1.3.3. Opérations et types de forage du puits.....	18
1.3.4. Fluides de forage et pertes de circulation en profondeur	19
1.3.1. Gestion des rejets de forage du puits.....	20
1.4. Risques accidentels et impacts environnementaux du forage offshore	21
1.4.1. Les risques accidentels	21
1.4.2. La pollution marine liée au forage offshore	21
1.4.2.1. Les émissions dans l'eau et les sédiments marins	21
1.4.2.2. Comportement des polluants et cibles exposées	23
1.4.2.3. Réglementations et conventions du forage pétrolier offshore	25
Chapitre II : Zone d'étude.....	28

1.	Analyse des impacts environnementaux du forage offshore.....	29
1.1.	Presentation de la zone d'étude	29
1.1.1.	Localisation de la zone de forage	29
1.1.2.	Les écosystèmes côtiers de Guerbes_Sanhadja	31
1.2.	Caractéristiques physico-chimiques et biologiques du milieu marin.....	32
1.2.1.	Les paramètres physiques et biogéochimiques des eaux marines	32
1.2.1.1.	Température et salinité marine:	32
1.2.1.2.	Les paramètres hydrobiologiques	34
1.2.2.	Sédiments marins et herbier de posidonie	36
1.2.3.	La bathymétrie	37
1.2.3.1.	Circulation, vents et houle dans le bassin algérien	40
Chapitre III : Matériels et méthodes		42
1.	Le cadre conceptuel de l'Analyse du Cycle de Vie (Cours de Ghazi M., ENSSMAL 2015, 2018)	43
1.1.	La définition du champ et des objectifs de l'étude	43
1.2.	L'Analyse de l'inventaire.....	44
1.3.	L'Analyse des impacts.....	44
1.4.	L'interprétation	45
2.	L'outil d'analyse SIMAPRO	45
3.	Application de l'ACV à un puits de forage offshore	45
3.1.	La définition du champ et des objectifs de l'étude	45
3.2.	L'analyse de l'inventaire	46
Chapitre VI : Résultats et discussions.....		50
1.	Analyse globale des impacts et des dommages environnementaux potentiels du forage en mer.....	51
2.	Analyse des scénarios de traitement des boues de forage.....	53
3.	Analyse de l'impact des émissions toxiques en milieu marin et terrestre.....	54
3.1.	L'écotoxicité des eaux et sédiments marins.....	54
3.2.	L'écotoxicité terrestre et la toxicité humaine	55
3.3.	Evaluation du dommage sur la qualité de l'écosystème marin et terrestre	56
Conclusion générale		59
Références bibliographiques		61
Annexes		65
1.	Annexe 1 : Diamètres de tubage décroissants et types de fluides dans les différentes sections du puits.....	66
2.	Annexe 2: PROPRIÉTÉS DE LA BOUE DE FORAGE.....	67

3. Annexe 3 : Matrice des émissions du cycle de vie du système de fluides de forage offshore.	68
Annexe 4 : Liste des accidents offshore	91

Liste des figures

Figure 1 : Biodégradation et transfert de la matière organique est transférée de la zone photique de l’océan de surface jusqu’aux sédiments de la biosphère profonde (Middelburg et al.2007).	6
Figure 2 : Etapes de maturation et de transformation du kérogène selon la profondeur d’enfouissement (Boulvain (2014).	8
Figure 3 : Formation d’un gisement par migrations primaire et secondaire des hydrocarbures (Site IFP)	9
Figure 4 : La production pétrolière mondiale (Site EIA US)	10
Figure 5 : Distribution des plateformes offshore dans le monde en 2018 (Site Statista)	11
Figure 6 : Gisements gaziers et exploitations offshore en Méditerranée orientale (IFM, 2012).	12
Figure 7a : La prospection géophysique offshore (IFM, 2012).	14
Figure 7 a 1 : Résultats de modélisation 3D pour localiser le gisement et estimer son volume (IFP, Septembre 2019).	14
Figure 7 a 2 : un modèle de réservoir en indiquant le volume d’huile en place avec l’emplacement des futurs forages d’appréciation (IFP, Septembre 2019).	15
Figure 8 : Structure générale d’une plateforme pétrolière offshore (Mekhennene, 2016).	17
Figure 9 : Types de plateformes offshore selon la profondeur de la colonne d’eau (Thomas, 2018).	17
Figure 10 : Tubage et cimentation du puits (Thomas, 2018).	19
Figure 11 : Effet des rejets de déblais de forage sur le milieu marin (Gaurina-Medimurec, 2006)	23
Figure 12 : Devenir chimique des hydrocarbures en mer (ITOPF, 2001).	24
Figure 13 : Bioaccumulation des polluants dans un écosystème aquatique (ITOPF, 2001).	24
Figure 14 a : Activités anthropiques de la zone d’études.	29
Figure 14 b 1 : Localisation du périmètre marin du forage offshore.	29
Figure 14 b 2 : Golfe de skikda (extrait de la carte marine du service hydrographique des forces navales n1212).	30
Figure 15 : Le complexe de zones humides Guerbès-Sanhadja (Oumessaad, 2014)	31
Figure 16 : Ecosystèmes côtiers de la zone de Guerbès-Sanhadja (a à d : Garaet Hadj Tahar, Garaet Sidi Makhlouf, Garaet Chichaya, Garaet Bouina) (Oumessaad, 2014).	32
Figure 17 : Profils de température et salinité moyens dans la zone d’étude (MEDATLAS, 2002)	33
Figure 18 : Cycle annuel des températures et salinités jusqu’à 150 m en zone d’étude (MEDATLAS, 2002).	34
Figure 19 : Distribution temporelle moyenne de l’oxygène dissous en zone d’étude de 0 à 2000 m de profondeur (MEDATLAS, 2002).	35
Figure 20 : A gauche, le cycle annuel de la chlorophylle entre 0 et 150 m et à droite, le cycle annuel de nitrates entre 0 et 150m (MEDATLAS, 2002).	35
Figure 21 : Faciès sédimentaire des golfes de Skikda et Annaba (Refes, 2011).	37
Figure 22 : Bathymétrie de la Méditerranée occidentale et orientale (Kessouri F. 2015).	38
Figure 23 : Schéma simplifié de la structuration verticale des masses d’eau en Méditerranée (Kessouri 2015, adapté de Zavattarelli et Mellor 1995).	39
Figure 24 : Circulation générale des eaux Méditerranéennes (in Damien 2015 d’après Millot 1999, Durrieu de Madron et al. 2011)	40
Figure 25 : Température de surface et tourbillons anticycloniques dans le bassin Algérien (Isern-Fontanet J. 2003)	41
Figure 26 : Cadre conceptuel de l’ACV selon l’ISO14040-44 (ISO 2006a).	43
Figure 27 : Limites du système analysé.	46

Figure 28: Pourcentages des scores d'impact des phases du puits.	51
Figure 29: Pourcentages des scores de dommage des phases du puits.	52
Figure 30: Analyse des scénarios de traitement des boues de forage.	53
Figure 31: Ecotoxicité des eaux marines.	54
Figure 32: Ecotoxicité des sédiments marins.	55
Figure 33: Scores d'impact des deux puits d'écotoxicité terrestre (kg TEG de sol).	56
Figure 34: Scores d'impact (kg C 2 H 3 Cl) des deux puits relatifs aux substances cancérigènes (hydrocarbures) et des effets non cancérigènes (métaux).	56
Figure 35: Scores de dommages normalisés des deux puits.	57
Figure 36: Score de dommage global des deux puits de forage.	58

Liste des tableaux

Tableau 1: Familles chimiques et fonctions des composants des fluides de forage.	20
Tableau 2: Conventions et normes pour les opérations du forage Offshore (Gaurina et al. 2005).	26
Tableau 3 : Principaux flux de référence de l'inventaire du cycle de vie du puits de forage	48
Tableau 4: Scores d'impact des phases du puits en unité correspondante.	52
Tableau 5: Liste des accidents offshore ayant causé 10 morts ou plus, classés par ordre décroissant de mortalité, sur la période 1970-2007 (OGP, mars 2010).	91

Liste des abréviations

ACV : Analyse du cycle de vie.

GES : Gaz à effet de serre.

NOX : Oxyde d'azote.

BAT : Best available technique.

BOP : bloc d'obturation de puits.

WBM: Water-Based Mud.

OBM: Oil-Based Mud.

COVs : Composés Organiques Volatils.

OSPAR : La Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est.

PLONOR: Pose Little or NO Risk (to the Environment).

OGP: Oil & Gas Producers.

UKOOA: the UK Offshore Operators Association.

US-EPA: United States-Environmental Protection Agency.

WBF: Water-based Mud.

SBF: Synthetised-based Mud.

MAW: Modified Atlantic Water.

LIW: Levantine Intermediate Water.

EMDW: East Mediterranean Deep Water.

WMDW: West Mediterranean Deep Water.

LCI: Life Cycle Inventory.

DB: dichlorobenzene.

Eq: équivalent.

PAH : Hydrocarbures aromatiques polycycliques.

Introduction

Malgré le développement des énergies renouvelables ces dernières années, la demande reste croissante quant à l'énergie fossile et les produits raffinés à partir du pétrole brut et du gaz naturel. Ainsi, les forages offshore et non conventionnels se sont multipliés dans les océans et les mers, à l'instar de la Méditerranée où il y'a la concurrence de plusieurs compagnies nationales et multinationales ; surtout avec le vieillissement des gisements traditionnels et leur baisse de rendement. En Algérie, le forage en mer est également programmé selon les communications officielles, dans deux périmètres marins où opèrent les compagnies Sonatrach, Total et Eni. L'un se trouve à l'Est entre Skikda et Annaba, quant à l'autre, il se situe à l'Ouest entre Oran et Mostaganem.

Cependant, l'avantage économique et géostratégique de ce type d'industrie pétrolière et gazière doit être pesé et évalué par rapport aux risques et impacts environnementaux notamment la qualité des écosystèmes marins, en particulier la biodiversité et la préservation des ressources alimentaires pour les populations.

En effet, dans les activités du forage pétrolier, les boues assurent des fonctions essentielles et multiples dont, le forage du puits, le refroidissement du trépan, le transport en surface des déblais, et le maintien de la stabilité des parois. Ce sont des fluides complexes avec plusieurs additifs chimiques et minéraux. Leur type est déterminé par la phase continue qui peut être l'eau douce ou saumâtre (WBM, Water Based-Mud), ou l'huile (OBM, Oil Based-Mud). Selon les contraintes mécaniques du forage ainsi que les conditions physico-chimiques des formations traversées, la composition des boues est ajustée avec précision par ajouts d'additifs organiques et minéraux tels que les agents alourdissants, tensioactifs, et viscosifiants. Après leur utilisation dans les différentes phases du puits, les boues composées des fluides résiduels et déblais contaminés appelés cuttings, constituent la plus grande part des rejets de forage (515- 2900m³/puits).

Tout au long de leur cycle de vie, ces boues présentent donc un grand potentiel polluant pour l'environnement. La législation concernant les boues de forage est de plus en plus restrictive au fur et à mesure que la connaissance de leurs mécanismes de pollution progresse. Des recommandations et guides de gestion optimale des boues ont été élaborés dans plusieurs sites on shore et offshore (OGD, 2001 ; OGP, 2003 ; UKOOA, 2002 ; U.S. EPA, 2000, 2003).

De nombreux travaux ont été entrepris pour évaluer les impacts environnementaux des sites pétroliers au niveau de plusieurs pays dans le monde. L'analyse des impacts a été menée sous plusieurs angles selon la problématique de la pollution locale et la réglementation environnementale en rigueur. Ainsi, une méthodologie d'analyse de risques dus aux hydrocarbures a été élaborée en répertoriant tous les sites pétroliers et gaziers aux U.S.A (API 2001 ; Nakles 2005)

D'une façon générale, les sites offshore ont été le plus étudiés en raison de l'exposition directe et importante des écosystèmes du milieu marin aux substances toxiques contenues dans les différents types de boue. L'évaluation a concerné surtout les impacts locaux durant deux étapes clés du cycle de vie des boues, à savoir le forage du puits et le dépôt des rejets de forage (Cranford et al. 1999 ; Neff et al. 2000 ; Sadiq 2001 ; Sadiq et al. 2003 ; Perry 2005).

La perspective du cycle de vie est en train de devenir la norme dans les réglementations environnementales proposées par la Commission européenne, par exemple pour les évaluations de la meilleure technique disponible (BAT) servant de base aux autorisations de rejet en mer. La gestion de l'eau produite, les infrastructures et la planification des déchets, les techniques de gestion de la mise à l'échelle et l'identification des points chauds en amont de la chaîne d'approvisionnement sont des situations évidentes dans lesquelles le secteur pétrolier et gazier gagnerait à appliquer la perspective du cycle de vie. La réflexion axée sur le cycle de vie peut également communiquer de nouvelles informations environnementales, influençant ainsi les décisions en matière de réglementation et de planification. Dans le travail de Pettersen 2003 et 2007, la méthode d'analyse des impacts du cycle de vie a été adaptée pour prendre en compte le caractère discontinu des émissions toxiques pendant le forage du puits ainsi que la dynamique de l'exposition des organismes marins.

Dans ce travail, la méthodologie de l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) a été utilisée comme outil normalisé (ISO 2006) pour évaluer les impacts environnementaux des différentes étapes du cycle de vie d'un forage d'exploration. Le système analysé, selon des estimations en exploitant des bases de données internationales ainsi que d'autres travaux spécialisés (Pettersen 2007, Perry 2005, Sadiq 2003, Neff et al. 2000, Ghazi M. et al. 2011), se situe dans le périmètre prévu entre Skikda et Annaba a été simulé selon deux scénarios en prenant en compte le circuit des fluides de forage tout au long des sections du puits, la séparation fluides/cuttings en surface jusqu'aux traitements et gestion des rejets liquides et solides. Les scénarios de traitement des rejets (déblais contaminés ou cuttings et fluides résiduels), prennent en compte le transport des rejets et leur traitement, soit par stabilisation-solidification soit par désorption thermiques. Ces deux procédés de dépollution sont déjà appliqués sur les borbiers de forage onshore à Hassi Messaoud.

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer les impacts environnementaux potentiels d'un forage pétrolier offshore et de comparer les avantages environnementaux des scénarios de traitement en identifiant les axes d'amélioration possibles.

Ce mémoire comprend les chapitres suivants :

- le premier chapitre est consacré à l'Etat de l'Art du forage pétrolier et gazier en mer avec une revue bibliographique sur les aspects géostratégiques, techniques et environnementaux de ce type d'activité industrielle dans le milieu marin.
- le deuxième chapitre comprend une description succincte de la zone d'étude en exposant les caractéristiques physico-chimiques et biologiques des eaux marines ainsi que celles de l'ecocomplexe côtier de Guerbes-Sanhaja qui est classé zone Ramsar.
- le troisième chapitre présente la méthodologie de l'ACV ainsi que son application au système du puits de forage pétrolier offshore dans la zone d'étude.
- le quatrième chapitre présente les résultats essentiels de l'analyse des impacts environnementaux et les dommages potentiels liés au forage du puits ainsi qu'aux deux scénarios de traitement des rejets.

Enfin, la conclusion présente une vue globale et critique sur l'application de l'ACV en soulignant la pertinence de cette méthode avec la possibilité d'exploiter ses résultats comme outil d'aide à la décision tout en considérant ses limites et ses difficultés.

Chapitre I : Le forage pétrolier et gazier en mer - état de l'art

1. Le forage pétrolier et gazier en mer - état de l'art

1.1. Formation des gisements d'hydrocarbures

1.1.1. Destin terrestre et aquatique de la matière organique

La genèse des hydrocarbures dans les profondeurs de la terre s'échelonne sur des millions d'années, sous des conditions spécifiques de pression et de température. Ce long processus est basé sur la transformation de la matière organique végétale et animale d'origine terrestre et aquatique en pétrole ou gaz, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène (Fig.1). Cette transformation spécifique ne concerne qu'une infime partie (0,1 % environ) de la masse organique issue des organismes vivants morts (cadavres, débris végétaux, exsudats, sécrétions...).

En effet, la plus grande partie de la matière organique résiduelle est généralement recyclée selon deux processus biogéochimiques dominants :

- L'utilisation comme nourriture et source d'énergie par d'autres animaux et les bactéries ;
- L'oxydation et la minéralisation à l'air libre ou en eaux chargées d'oxygène (conditions aérobies). La minéralisation de la matière organique conduit à la combinaison de ses atomes d'hydrogène, de carbone, d'azote, de soufre et de phosphore avec les atomes d'oxygène du milieu ambiant pour former des molécules simples : H_2O , CO_2 , nitrates, sulfates, phosphates... Ces molécules sont réintégrées continuellement dans les cycles biogéochimiques qui concernent l'atmosphère, l'hydrosphère et la biosphère. Ceci assure l'équilibre des échanges au niveau des interfaces air-mer-sols-plantes dont dépend la continuité des organismes vivants.

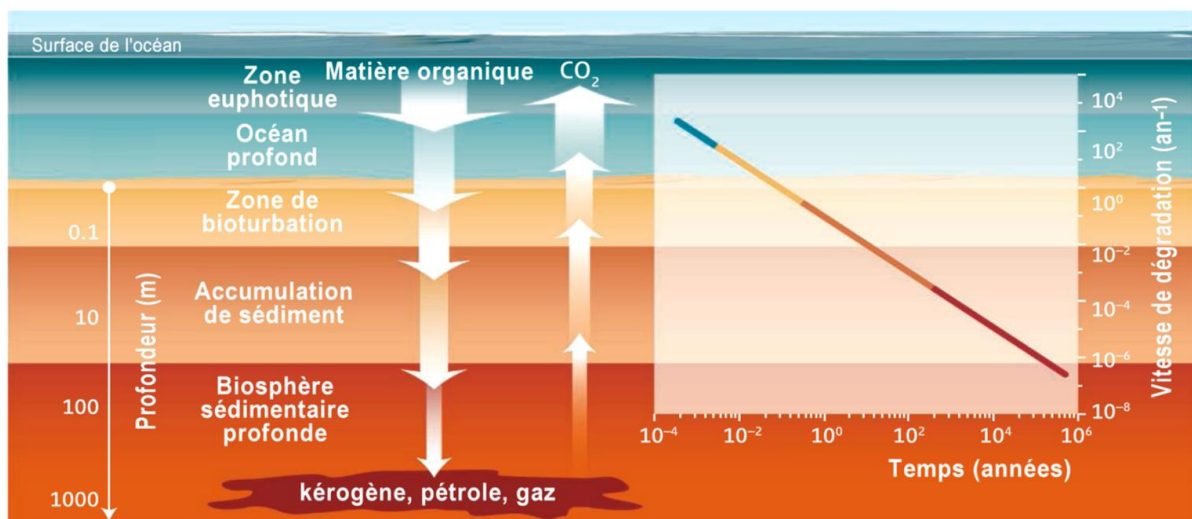


Figure 1 : Biodégradation et transfert de la matière organique est transférée de la zone photique de l'océan de surface jusqu'aux sédiments de la biosphère profonde (Middelburg et al.2007).

1.1.2. Formation de la roche mère

L'autre partie minoritaire de la masse organique exclues des cycles biogéochimiques de la surface du globe est transportée par les cours d'eau, pour être redéposée parfois au fond des mers ou ceux des grands lacs continentaux. Durant ce transfert, elle s'associe à des particules minérales fines constituées d'argile et de sables très fins, ainsi qu'au plancton marin mort. Ce mélange se transforme en boues sombres et malodorantes sous l'action de bactéries anaérobies dans ces milieux peu oxygénés et peu agités par les courants. Ceci permet une préservation partielle ou totale de la matière organique contenue dans ces boues qui s'accumulent et durcissent au fil du temps.

Ainsi, avec au moins 1 à 2 % de matière organique, ces boues durcies peuvent jouer le rôle d'une roche mère qui, à terme, conduira à des gisements de pétrole et gisements de gaz, sous des conditions spécifiques : (i) un climat favorable avec une température suffisante pour favoriser le développement d'importantes quantités de plancton ; (ii) une proximité de l'embouchure d'un grand fleuve charriant beaucoup de débris végétaux ; (iii) des volumes de sédiments minéraux limités grâce à la non existence de montagne à proximité.

1.1.3. Enfouissement de la roche mère et formation du kérogène

Sous le poids des sédiments, la roche mère s'enfonce très lentement dans la croûte terrestre. C'est la subsidence qui est caractérisée par un affaissement progressif de quelques mètres ou quelques centaines de mètres par million d'années et qui débouche sur la formation d'un bassin sédimentaire.

Dans les conditions physiques caractérisant ces profondeurs, la roche mère est soumise à des températures et des pressions de plus en plus fortes. La matière organique s'y retrouve écrasée par le poids des sédiments avec une pression augmentant en moyenne de 25 bars par 100 mètres. Par conséquent, après la volatilisation des atomes d'azote, de soufre et de phosphore, la matière organique se transforme en un matériau intermédiaire appelé kérogène qui est composé d'eau, de CO₂, de carbone et d'hydrogène.

1.1.4. Maturation du kérogène en pétrole et gaz

Les transformations chimiques du Kérogène en pétrole ou en gaz se poursuivront sous l'effet des températures et des pressions croissantes selon la profondeur d'enfouissement de la roche mère :

- à une profondeur de 1 500 à 2 000 mètres du sous-sol et une température supérieure à 60 °C, le kérogène commence à générer des hydrocarbures par craquage thermique, appelé également « pyrolyse ».
- à une profondeur de 2 000 à 3 800 mètres appelée « fenêtre à huile ou pétrole brut », la transformation chimique du kérogène par une température entre 60° et 120°C élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures liquides.

- à une profondeur de 3 800 et 5 000 mètres, un pic de production d'hydrocarbures est atteint. Sous l'effet de la température croissante, les liquides produits deviennent de plus en plus légers et passent à l'état gazeux, en particulier du méthane. Cet intervalle de profondeur se nomme « fenêtre à gaz ».

Cette longue maturation du kérogène le long de la profondeur d'enfouissement aboutit donc à différents types d'hydrocarbures selon trois étapes successives qui sont la diagenèse, la catagenèse et la métagénèse (Fig.2). Dans le cas des schistes bitumineux, la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie et le kérogène qu'elle contient ne subit pas de pyrolyse. Le schiste bitumineux est donc un combustible fossile arrêté au stade d'« avant-pétrole » dans ce processus de maturation.

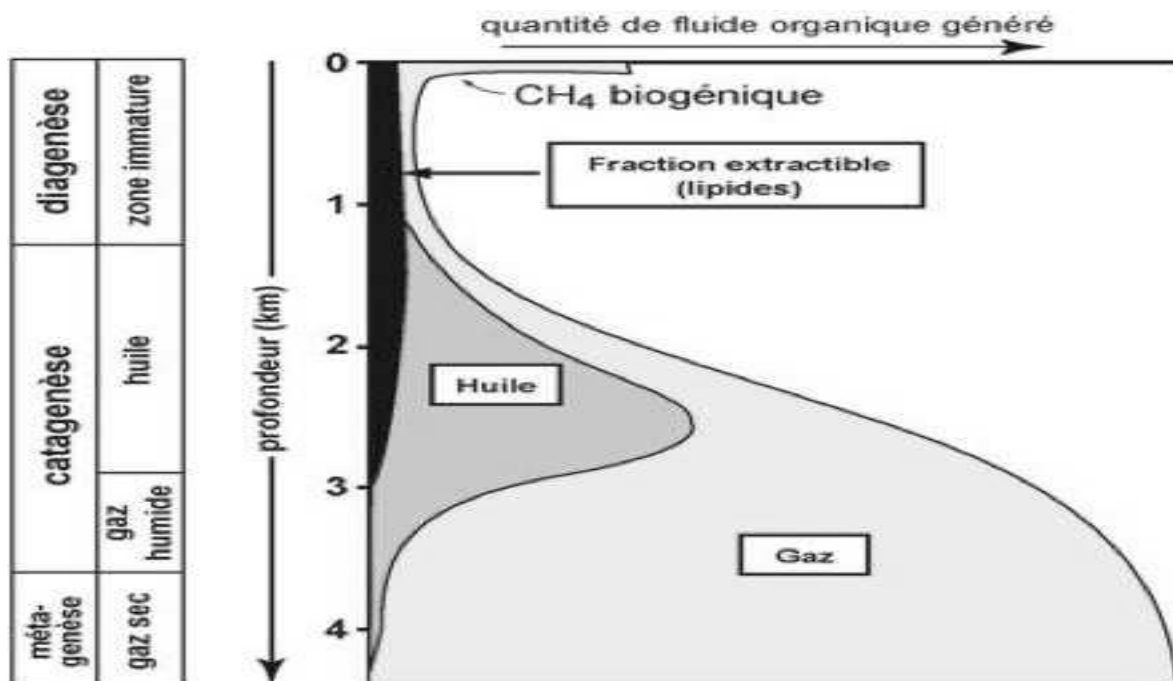


Figure 2: Etapes de maturation et de transformation du kérogène selon la profondeur d'enfouissement (Boulvain (2014)).

1.1.5. Formation des gisements de pétrole et de gaz

Après leur formation dans une roche-mère compacte, une lente remontée ou migration primaire de ces hydrocarbures peut se produire. Ces derniers vont s'accumuler dans une future roche-réservoir et devenir un gisement, s'ils sont piégés par une roche imperméable.

Lors d'une migration secondaire, le pétrole expulsé (mélangé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère. Les bactéries dégradent le pétrole arrivant aux premiers mètres du sol d'où sa transformation en produits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux.

Dans le cas où une formation géologique imperméable empêche la migration du pétrole brut vers la surface comme une couche de sel, il y a accumulation des hydrocarbures dans la roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, trois phases se superposent en raison de la différence de leurs densités : le gaz au dessus du pétrole brut lequel se retrouve au-dessus de l'eau (Fig.3).

La partie du pétrole brut facile à extraire est celui qui se concentre dans les roches-réservoirs. Par contre, les hydrocarbures restant piégés dans la roche-mère (10 à 40%), de manière disséminée est appelé « huile de schiste » ou « pétrole de schiste ». Celui-ci est plus difficile à extraire et nécessite des moyens d'exploitation adaptés avec des méthodes particulières comme la fracturation hydraulique.

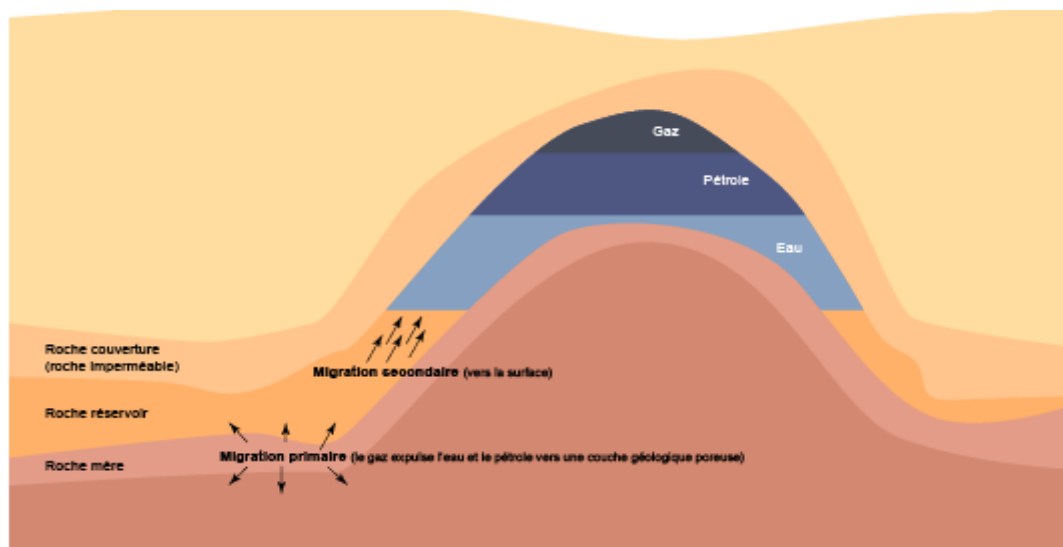


Figure 3: Formation d'un gisement par migrations primaire et secondaire des hydrocarbures (Site IFP).

1.2. Développement mondiale du forage offshore

Le développement de cette industrie extractive onshore et offshore est gouverné par plusieurs enjeux économiques et géopolitiques surtout lors des grandes crises financières mondiales. Les coûts d'exploration et de production élevés ainsi que les fluctuations du prix de pétrole et de gaz sur le marché mondial ont une influence directe sur le développement des zones explorées, le nombre de plateformes pétrolières et les volumes des hydrocarbures produits. En 2008 on estimait que 20 % des réserves de pétrole et plus de 40 % des réserves de gaz se trouvaient dans les fonds marins. En effet, le pétrole extrait des fonds marins est passé de 10 % de la production mondiale en 1960 à 30 % en 2008 (IFM, 2012). La figure 4 montre l'évolution des forages onshore et offshore dans le monde depuis 2005 jusqu'à 2015 (EIA, septembre 2019).

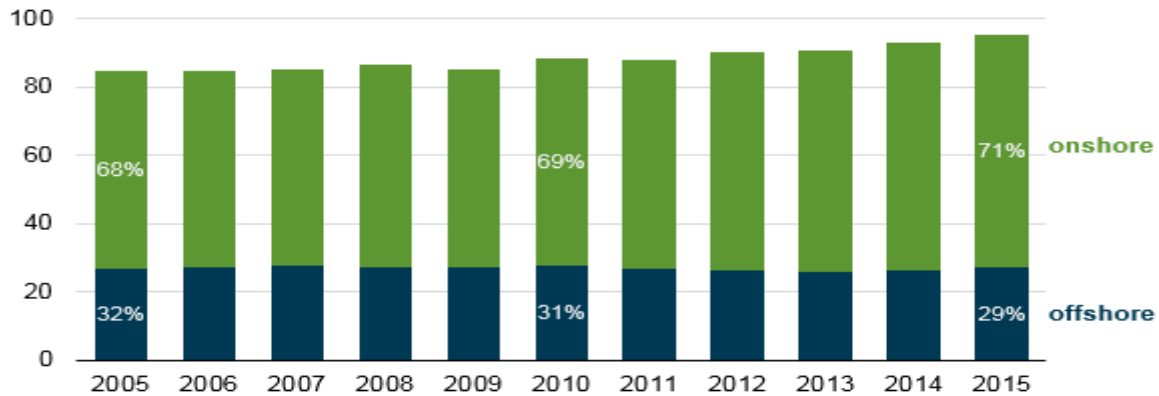


Figure 4: La production pétrolière mondiale (Site EIA US).

1.2.1. Les exploitations offshore dans le monde

Les premières plateformes en bois ont été construites depuis 1887 à partir d'une jetée sur la côte californienne au niveau du site de Summerland (non loin de la ville de Santa Barbara). Selon certains historiens (IFM, 2012), la première plateforme indépendante «Ferry Lake No.1» a été réalisée en 1911 par la J. M. Guffey Petroleum Company (actuellement Chevron). Celle-ci était construite sur le lac Caddo en Louisiane et produisait 450 barils extraits d'une profondeur de 666 m.

À partir des années 1950, l'augmentation de la demande énergétique a induit le développement de l'exploitation des hydrocarbures en offshore. Les premières plateformes sont à faible profondeur au niveau du golfe du Mexique. À la suite du choc pétrolier de 1973, cette tendance s'est encore accentuée pour réduire la dépendance énergétique vis-à-vis des États du Moyen-Orient. Ainsi, en Europe, l'exploitation des champs pétroliers et gaziers de la mer du Nord est devenue indispensable. Cette situation a mené au développement de techniques de forage et de production offshore en haute mer par Le Royaume-Uni et la Norvège. Des programmes de recherche menés par Les compagnies pétrolières européennes, avec l'aide des ingénieries du monde entier ont permis la construction des premières plateformes pétrolières et au développement des techniques de forage depuis un engin flottant. Les conditions climatiques difficiles de la Mer du Nord en particulier les tempêtes et la hauteur des vagues importante ont imposé un niveau optimal de maîtrise technique du forage ainsi que la sécurité des travailleurs sur la plateforme. Actuellement, il y a des exploitations pétrolières dans les régions suivantes :

- mer du Nord avec des exploitations au Royaume-Uni, Norvège, Pays-Bas et Danemark ;
- golfe Persique ;
- golfe de Guinée notamment au Gabon et au Nigéria ;
- mer de Chine dans les eaux territoriales du Vietnam, de la Malaisie et de la Chine ;
- mer Méditerranée, principalement au large des côtes d'Afrique du Nord ;

- mer Caspienne ;
- large des côtes du Brésil dont l'immense gisement de Tupi découvert en 2007 ;
- golfe du Mexique, le long des côtes américaines et en baie de Campêche (Mexique) ;
- large des côtes Nord-Ouest et sud-est de l'Australie ;
- large côtes de la Malaisie, de Brunei et dans certaines parties de l'Archipel indonésien ;
- long du littoral atlantique canadien, au large de Terre-Neuve (Hibernia, White Rose).

La figure 5 montre le nombre de plateformes en mer dans le monde par région en 2018 (Statista 2019).

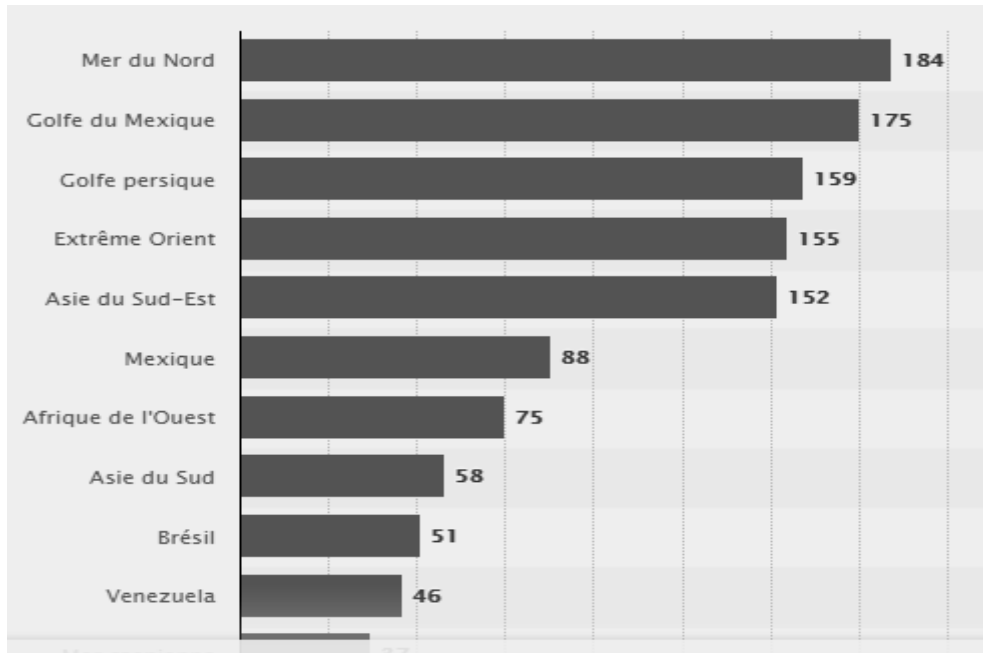


Figure 5: Distribution des plateformes offshore dans le monde en 2018 (Site Statista).

1.2.2. Les exploitations offshore en Méditerranée

Dans le plateau continental de la Méditerranée orientale, des gisements gaziers très importants ont été découverts en 2001 au sud de Chypre ainsi qu'au niveau des eaux territoriales palestiniennes et libanaises (Fig.6). Les réserves sont estimées à 3.450 milliards de m³ de gaz, soit l'équivalent de la production mondiale annuelle de gaz naturel. Malgré la légitimité contestée de ces réserves en raison de la situation géopolitique, les forages d'exploration ont été entamés en septembre par la compagnie texane Noble Energy en association avec les compagnies israéliennes Delek Energy et Isramco Negev. Il s'agit des gisements prometteurs de Tahar, Léviathan où les réserves sont estimées à 450 milliards de m³ et Tamar avec 250 milliards de m³ de réserves (IFM, 2012).

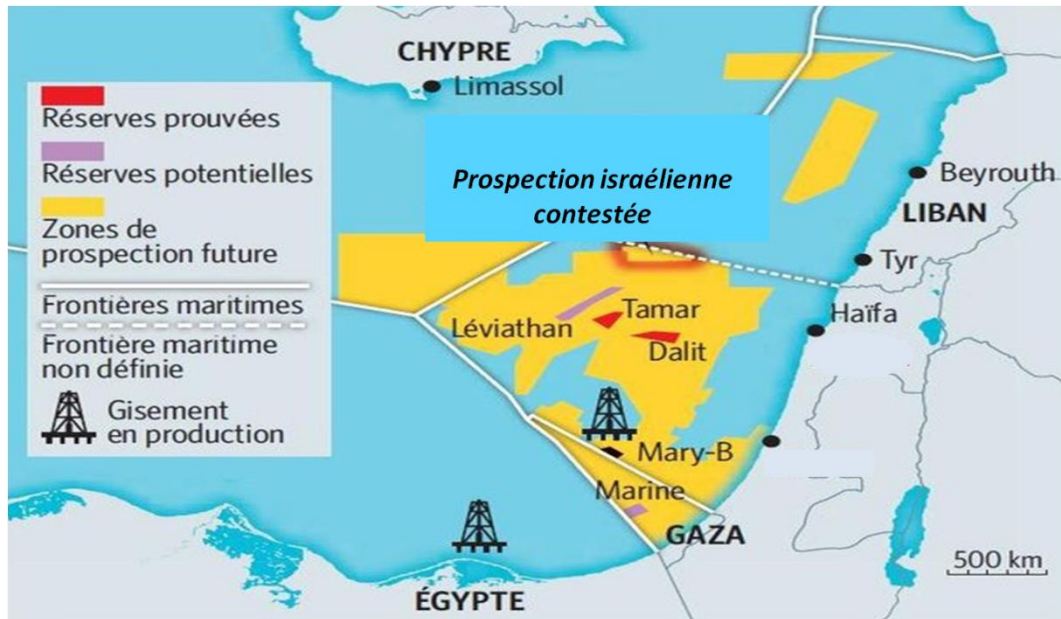


Figure 6: Gisements gaziers et exploitations offshore en Méditerranée orientale (IFM, 2012).

Dans la partie occidentale de la Méditerranée, la prospection des hydrocarbures liquides ou gazeux est effectuée en grande profondeur dans le golfe de Lyon (1500 à 2000 m) sur une zone de 25.000 km² dite « Rhône maritime » au sud de Marseille et Toulon. Le permis de prospection a été accordé par la France en 2002 à la société britannique TGS-NOPEC et transféré ensuite à la société écossaise Melrose en 2006 avec un prolongement jusqu'en 2010.

En Afrique du nord, à l'exception du Maroc où l'exploration pétrolière et gazière s'est concentrée en Atlantique dans la région d'Essaouira et le bassin du Gharb depuis 2003, cette activité s'est accentuée dans les autres pays au niveau de leurs territoires maritimes en Méditerranée.

Ainsi, en Egypte, la production de gaz a fortement augmenté dans le delta du Nil où les volumes extraits ont été quadruplés en 10 ans entre 1995 et 2005. Le pays est donc devenu exportateur par pipeline notamment vers la Jordanie.

En Tunisie, des petits gisements offshore ont été localisés dans le golfe de Gabès. Malgré un potentiel de production pétrolière et gazeuse qui reste modeste à ce stade, l'exploration demeure assez active dans les eaux marines de ce pays.

En Libye, les gisements offshore sont estimés importants et prometteurs surtout au niveau du bassin de Syrte qui reste sous-exploré. Ce qui explique la grande concurrence des compagnies pétrolières malgré la situation instable du pays.

En Algérie, la prospection sismique offshore a débuté au printemps 2011, dans une zone qui s'étend au large entre Mostaganem et Annaba. Selon des informations récentes, qui ont été communiquées par Sonatrach à plusieurs médias de la presse nationale (Sonatrach, 2017), deux programmes de forage d'exploration sont prévus au niveau de la côte Est et Ouest. Celui de la côte Est, au large entre Skikda et Annaba, sera entamé après l'acquisition des données

sismiques 2D et 3D au premier semestre de l'année en cours (2019). Le volume de gaz estimé selon l'analyse des données sismiques est évalué à près de 30 trillions de mètres cubes suggère donc une similitude entre les réserves de ce littoral avec le méga gisement offshore de "Zohr" découvert en Egypte.

L'autre programme de prospection au large de la côte Ouest est prévientre Mostaganem et Oran. Les volumes associés à ce premier puits sont estimés à plusieurs trillions de mètres cubes de gaz biogénique. Selon ces premières investigations, celui-ci peut contenir également du pétrole, avec une extraction estimée à plusieurs millions de barils.

La prospection des littoraux Est et Ouest est mené par Sonatrach en partenariat avec le Français Total et l'Italien ENI (Forum algéro-américain sur l'énergie).

1.3. Caractéristiques du forage offshore

L'exploitation du pétrole et/ou du gaz en mer est réalisée grâce aux plateformes de plusieurs types selon la distance par rapport à la côte et la profondeur de la colonne d'eau. Elles peuvent être donc fixes ou ancrées, permettant parfois également la transformation des hydrocarbures.

Trois étapes sont essentielles dans le processus d'exploitation des gisements d'hydrocarbures :

- la recherche sismique de gisements à partir d'études géologiques préalables ;
- l'exploration du gisement par forage pour vérifier les volumes d'hydrocarbures estimés et valider la décision de mise en exploitation ;
- la mise en exploitation du gisement qui concrétise la production optimale du pétrole ou/et du gaz.

1.3.1. Etapes de l'exploitation du gisement marin d'hydrocarbures

1.3.1.1. Prospection géophysique et sismique

La prospection des gisements d'hydrocarbures s'appuie primordialement sur la récolte des données géophysiques. Latechnique « sismique réflexion » est appliquée à partir d'un navire émetteur d'énergie par canons à air. Celui-ci progresse en traînant une ligne de capteurs appelée « flûte ». La technique est effectuée initialement selon deux dimensions (2D) dans le plan vertical avec un taux de réussite de 30 à 40 %. La performance de la technique est ensuite augmentée jusqu'à un taux de réussite de 70 % ; par un quadrillage avec plusieurs ensembles émetteur-récepteurs qui permettent d'obtenir des données sismiques selon trois dimensions ou 3D (Fig.7a). L'air comprimé à haute pression est déchargé dans le milieu marin pour provoquer une onde sismique se propageant jusque dans le sous-sol marin. La réflexion et la vitesse de remontée de ces ondes vers la surface dépend du type de roches rencontrées. Un traitement informatique permet de restituer une image de synthèse de ces échos captés par des micros ultrasensibles embarqués sur le navire. Ceci permet de récolter

des données sur les différentes formations géologiques notamment la nature des roches, leur porosité, ainsi que les fluides qu'elles contiennent (AECOM, 2010.)

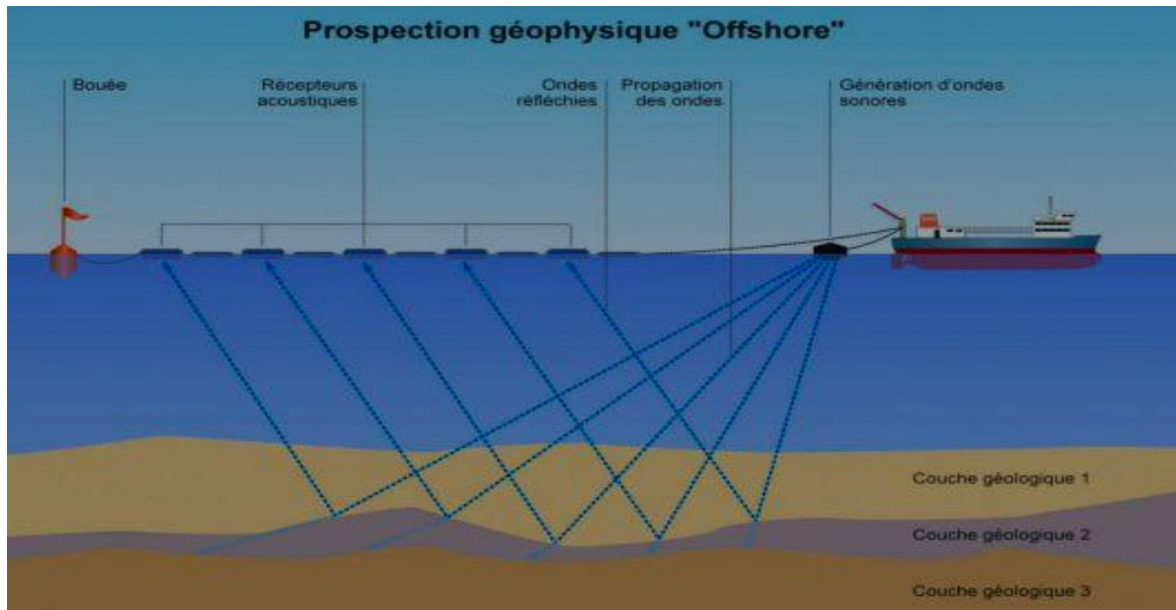


Figure 7a: La prospection géophysique offshore (IFM, 2012).

Les images ci-dessous sont des exemples de résultats de la modélisation géophysique. La figure 7 a 1 est une vue 3D des couches géologiques montrant un gisement confirmé par forage et la figure 7 a 2 présente un modèle de réservoir en indiquant le volume d'huile en place avec l'emplacement des futurs forages d'appréciation.

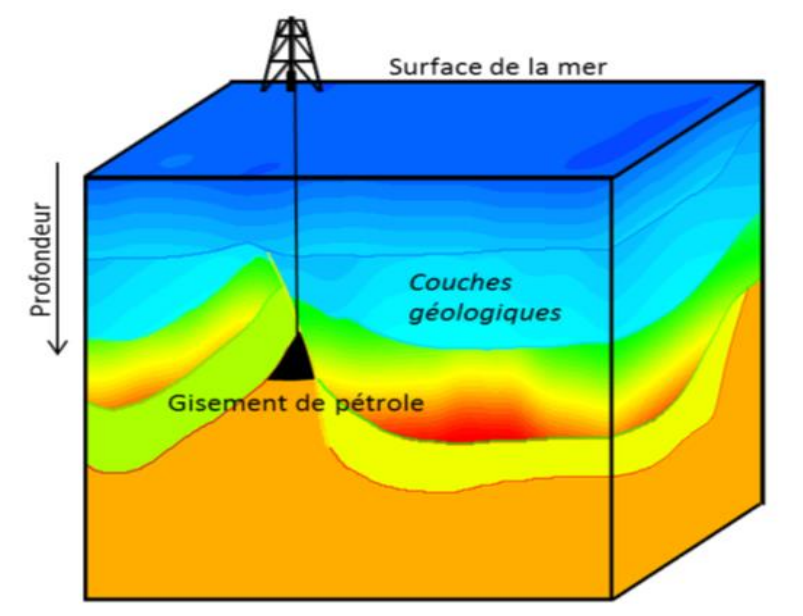


Figure 7 a 1 : Résultats de modélisation 3D pour localiser le gisement et estimer son volume (IFP, Septembre 2019).

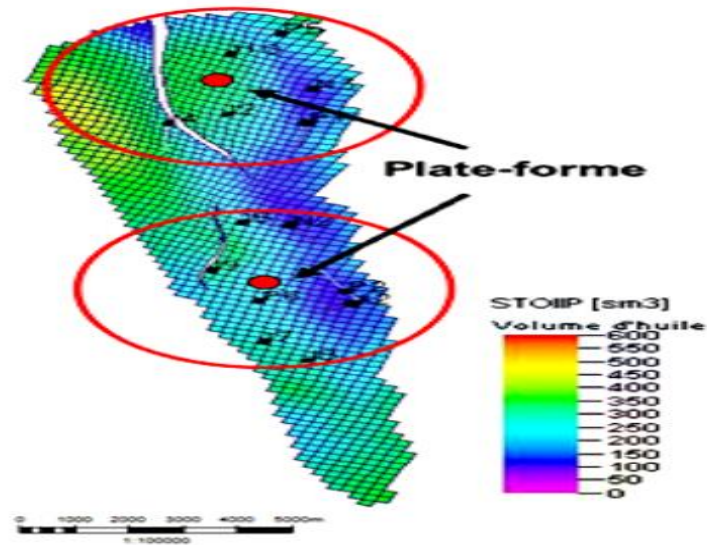


Figure 7 a 2 : un modèle de réservoir en indiquant le volume d'huile en place avec l'emplacement des futurs forages d'appréciation (IFP, Septembre 2019).

1.3.1.2. Phase d'exploration

Quand un gisement est détecté grâce aux données sismiques récoltées dans l'étape précédente, une plateforme adaptée est installée dans le but de déterminer s'il y a suffisamment d'hydrocarbures dans le réservoir et donc valider la rentabilité du gisement. Cette plateforme assure de nombreux services et fonctions durant le forage du puits tels que la cimentation, le tubage, l'injection. D'autres services spécifiques de météo et des plongeurs sont également assurés par la plateforme en plus des générateurs de puissance, de la base-vie du Personnel, y compris les systèmes de sécurité d'incendie et de détection de gaz pour prévenir les risques d'explosion (GENIVAR, 2013).

L'opération du forage du puits est effectuée par des outils puissants dont le derrick et le trépan qui permet de forer le plancher marin et casser les roches des formations géologiques traversées. Ce dispositif permet d'injecter des fluides durant le forage des différentes sections du puits pour contrôler la pression, refroidir le trépan et remonter les déblais (cuttings) en surface. Si la, une plateforme d'exploitation ou de production est tractée depuis la terre vers le site au moyen de puissants remorqueurs de haute mer, et plus récemment par des navires de ravitaillement offshore ou navire semi-submersible (Bonton, 2014).

1.3.1.3. Phase d'exploitation

C'est l'entrée en production du gisement qui a été confirmée et validée par l'investigation géophysique et la modélisation numérique de l'étape précédente. Un plan de développement est établi au préalable qui précise : (i) le nombre de puits à forer pour optimiser l'exploitation du champ découvert ; (ii) le type de plateforme de production et le coût des équipements spécifiques selon les conditions du milieu marin ; (iii) le mode de gestion optimale des rejets solides et liquides du forage afin de préserver l'environnement et réduire les coûts de dépollution.

La mise en place d'équipements spécifiques est nécessaire pendant toute la durée de vie du forage offshore. Ainsi, s'agit en premier lieu d'installer des tubes ou flexibles qui permettent la remontée des hydrocarbures dont les débits sont contrôlés par une série de vannes et leur pression mesurée par des manomètres. La diminution de la pression informe sur l'âge avancé du puits après plusieurs années d'exploitation. L'injection sous pression de liquide dans un autre puits périphérique, en général de l'eau, permet d'optimiser l'extraction d'hydrocarbures restants dans le vieux puits. Il existe un autre exemple d'équipements installés lors de cette phase tel que le bloc d'obturation de puits ou BOP qui est un système de vannes assurant la sécurité en cas de pressions extrêmes à partir du réservoir marin d'hydrocarbures. Ce dispositif permet de réduire les risques accidentels sur la plateforme et éviter les fuites d'hydrocarbures dans le milieu marin. Il faut souligner que la durée de vie d'une exploitation pétrolière ou gazière dépend des caractéristiques du gisement marin. Elle est de 15 à 30 ans en moyenne mais peut atteindre plus de 50 ans dans les champs géants. La fin d'exploitation d'un champ offshore est marquée par une étape finale qui est le démantèlement de la plateforme et l'acheminement de ses structures vers la terre pour une future exploitation, un recyclage ou une fin de vie comme déchets concernant les parties inutilisables (Bonton, 2014).

1.3.2. Structure et types d'installation de la plateforme pétrolière

Une plateforme offshore est un support imposant et multifonctions dont la complexité est fonction de la localisation et l'importance du gisement marin. Il peut être flottant ou posé sur le fond et permet parfois de transformer le pétrole, le gaz ou les condensats de gaz naturel extraits pour faciliter leur transport.

Deux parties principales composent une plateforme : (i) une partie au-dessus de la surface qui est constituée de modules préfabriqués utilitaires appelés « topsides » ; (ii) une partie en-dessous de la surface qui est une structure porteuse assurant le maintien de la partie au-dessus et elle est composée de plusieurs modules mécaniques nécessaires à l'opération complexe du forage. La figure 8 présente un exemple de plateforme avec ses différentes structures (Mekhennene, 2016).

En fonction de la profondeur de la colonne d'eau et celle du réservoir, des conditions physiques et bathymétriques du milieu marin (houle, vagues, vents...etc.), il existe plusieurs types de plateformes fixes ou flottantes comme montré sur la figure 9 ci-dessous.

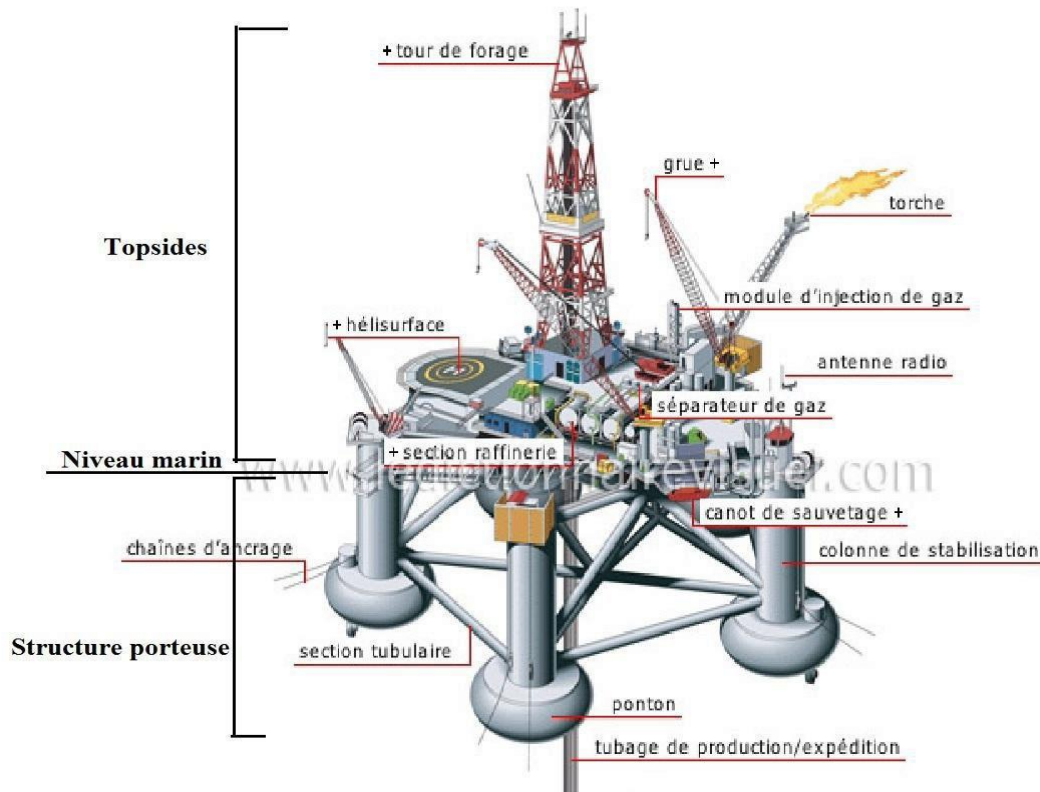


Figure 8: Structure générale d'une plateforme pétrolière offshore (Mekhennene, 2016).

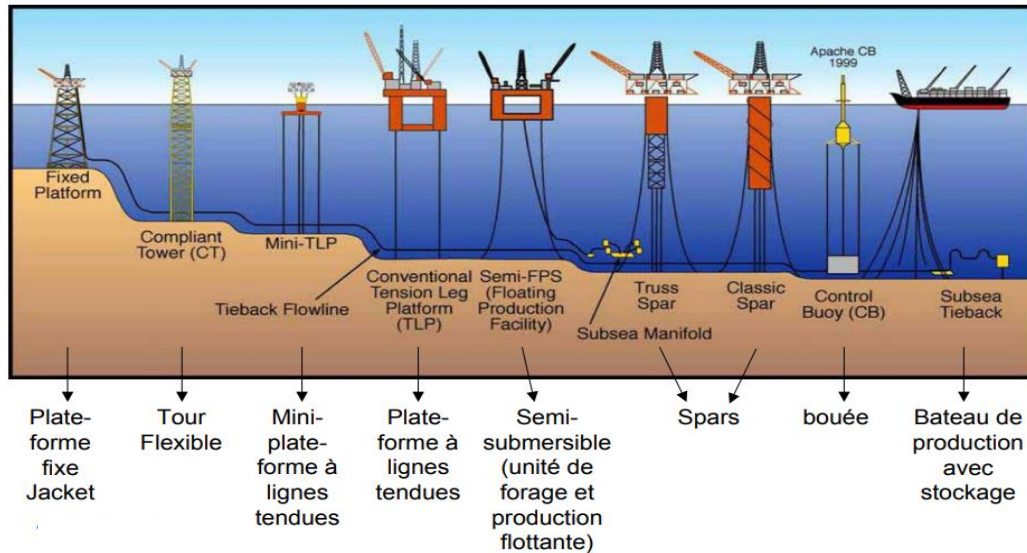


Figure 9: Types de plateformes offshore selon la profondeur de la colonne d'eau (Thomas, 2018).

1.3.3. Opérations et types de forage du puits

Le forage est exécuté selon un programme technique défini et soumis à une application réglementaire rigoureuse. Le puits est foré à l'aide du Trépan et Derrick ainsi que l'injection à grande pression de fluides de forage dont la composition chimique varie en fonction de la profondeur et la nature des formations géologiques traversées. Les sections du puits diminuent en diamètre au fur et à mesure de l'avancement du forage selon la profondeur. Contrairement au forage on shore, dans la première section du puits (26''), un tubage métallique traverse la colonne d'eau jusqu'à 500 m en moyenne et son diamètre rétrécit de 36" (~0.914 m) à 20''. Le tubage continue avec la profondeur jusqu'à la roche mère où les tubes en acier, dont le diamètre est de plus en plus petit, sont cimentés au fur et à mesure pour stabiliser les parois du puits et éviter les risques de fuites de fluides appelés pertes de formation.

La figure 10 ci-dessous et celle de l'annexe 1, montrent la variabilité des diamètres du tubage et le type de fluides injectés dans les différentes sections du puits selon la profondeur du puits, qui sont généralement les phases 26'', 16'', 12'', 8'', 6''. La composition des fluides de forage sera abordée plus en détail dans le paragraphe. Il faut souligner qu'il existe plusieurs types de forage en fonction des conditions géologiques du gisement, comme le forage horizontal et directionnel. L'avancée technologique dans ce domaine augmente de plus en plus la performance et l'optimisation des forages offshore difficiles, en permettant d'exploiter par exemple des gisements non conventionnels principalement situés en haute mer à grande profondeur de la colonne d'eau (Thomas, 2018).

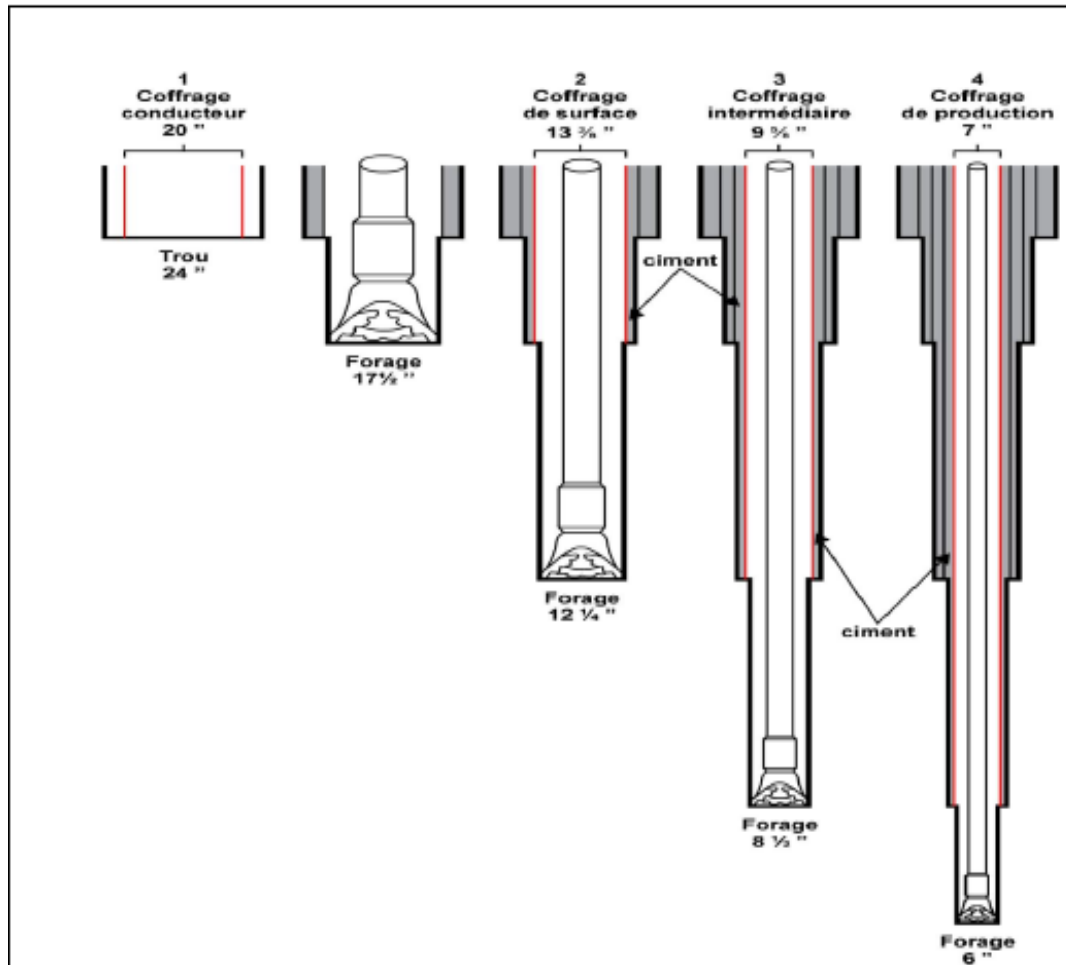


Figure 10: Tubage et cimentation du puits (Thomas, 2018).

1.3.4. Fluides de forage et pertes de circulation en profondeur

Les fluides de forage, appelés également boues ont plusieurs rôles dont les plus communes sont le forage du puits (effet de l'injection à grande pression), le transport des déblais de roches forées vers la surface et le refroidissement de l'outil de forage (le trépan). Leur composition est variable en fonction de la profondeur et la nature des formations traversées (Annexe 1, 2). Elle comprend une phase continue ou émulsionnée qui est l'eau ou le gasoil, en plus d'un très grand nombre d'additifs chimiques et auxiliaires qui ont un rôle spécifique et des actions multiples. En général, la première section du puits est forée avec les boues à base d'eau ou Water-Based Mud (WBM) qui est composée de plus que 95% d'eau en plus de la bentonite ou autre argile et des additifs chimiques de faible pourcentage. Les boues de forage utilisés plus en profondeur dans les autres sections du puits, sont à base d'huile d'où leur nom OBM ou Oil-Based Mud. Elles sont composées de gasoil jusqu'à 94% (phase 6'') en plus de beaucoup d'additifs et réactifs chimiques. Dans le Tableau 1, les composantes des boues de forage sont classées par famille.

Analyse des impacts environnementaux potentiels du forage pétrolier offshore dans le cadre de l'Analyse du Cycle de Vie (ACV)

Des pertes de circulation de ces boues injectées sont la conséquence des déséquilibres de pression, existante ou créés, entre le milieu traversé et le fluide utilisé. Elles se produisent lors de forage des formations de forte perméabilité, cavernueuses ou fissurées.

Les pertes de circulation se produisent lorsque la pression de la boue dépasse celle de la couche géologique traversée par le forage. Elle peut être d'origine naturelle dues aux vides (pores, fissures, fractures), des roches perméables et/ou à structure fragile comme les grès, sables, sables argileux ou argiles sableuses.

D'un autre côté, la pression hydrostatique de la colonne de boue doit être supérieure à celle de la formation perméable afin d'éviter la pénétration de ses fluides dans le puits durant le forage. La formulation des boues de forage doit donc être ajustée pour permettre la formation d'un cake relativement imperméable qui assure la stabilité des parois (Loulachi 2013).

Tableau 1: Familles chimiques et fonctions des composants des fluides de forage.

Fonctions principales	Colloïdes argileux	Colloïdes organiques ou Réducteurs de filtrat	Fluidifiants ou réducteurs de viscosité	Additifs minéraux	Produits organiques spéciaux	Alourdissements	Colmatants
Exemples	- Bentonites - Attapulgites	- Amidons - CMC (Carboxyle Méthyl Cellulose)	- Les poly phosphates - Les tanins - Les lignosulfonates - Les lignines chromes	- Soude caustique (NaOH) - Carbonate de soude (Na ₂ CO ₃) - Le gypse (CaSO ₄) - Chaux éteinte (Ca (OH) ₂) - Bicarbonate de sodium (NaHCO ₃)	- Les anti-ferments - Les anti-mousses - Les anti-coincements - Les anti-corrosions - Les anti-bourrants	- Barytine ou sulfate de baryum (BaSO ₄) - Le carbonate de calcium (CaCO ₃) - La galène (PbS) - Hématite (Fe ₂ O ₃)	- Colmatants organiques - Colmatants fibreux - Colmatants lamellaires - Colmatants gonflants - Colmatants a prise (liants hydrauliques).

1.3.1. Gestion des rejets de forage du puits

Les opérations liées à la durée de vie du gisement offshore pendant toutes les étapes d'exploration, d'exploitation et de démantèlement génèrent des déchets solides et rejets liquides qui varient en volume et en nature selon les conditions de l'installation. En principe,

ces déchets doivent être gérés conformément à la législation locale et internationale pour minimiser les risques et les impacts environnementaux sur le milieu marin et l'Homme. En général, les compagnies pétrolières adoptent des modes de gestion qui permettent une optimisation des coûts de transport et de traitement de ces déchets en plus de la conformité réglementaire pour éviter le surcôt de la sanction selon le principe « pollueur payeur » dans certains pays où la réglementation et son application sont rigoureuses.

Pendant le forage du puits, il y a des volumes importants de déblais contaminés (cuttings) par les hydrocarbures et des fluides non réutilisables qui contiennent des substances toxiques. Des efforts de minimisation de ces rejets sont entrepris à l'aide de système de contrôle des solides installé en surface qui permet le déshuilage des cuttings après leur passage continu dans des tamis vibrants et des centrifugeuses, durant le forage de toutes sections du puits. A la fin du forage, les déchets générés peuvent être traités sur place ou acheminés vers des unités de stockage ou/et de traitements sur terre. Les procédés de traitements sont souvent la stabilisation-solidification (inertage) ou la désorption thermique qui sont aussi appliqués aux rejets de forage pétrolier on shore (Ghazi et al.2008 ; Ghazi M. et al 2011).

1.4. Risques accidentels et impacts environnementaux du forage offshore

1.4.1. Les risques accidentels

En raison des conditions parfois extrêmes du milieu marin et des conditions climatiques difficiles, le risque d'accidents liés aux forages offshore est important et sa gestion doit être rigoureuse pour la sécurité des travailleurs sur place ainsi que pour éviter les pertes économiques colossales. Par exemple, les puits sont soumis à des pressions très fortes de 300 à 1150 bars et parfois des températures supérieures à 180°C d'où l'obligation d'un bon fonctionnement des équipements de sécurité spécifiques sur la plateforme (cf.I.3.1.2.). Le tableau 5 (**voir l'annexe 4**) donne une synthèse des risques accidentels dans plusieurs sites dans le monde et qui diffèrent selon leur occurrence et leur gravité. On peut constater que les risques accidentels les plus fréquents sont ceux liés au transport en particulier l'hélicoptère ainsi que l'explosion et l'incendie qui sont dû à la pression du puits et les produits chimiques.

1.4.2. La pollution marine liée au forage offshore

1.4.2.1. Les émissions dans l'eau et les sédiments marins

Le risque de pollution liée aux activités multiples du forage offshore et par conséquent les différents impacts environnementaux potentiels est considérable mais en même temps dépendant du mode de gestion global de cette pollution sur la plateforme. La gestion doit prendre en compte les exigences réglementaires mais doit être adaptée au type de pollution et à la spécificité des comportements des polluants. Ainsi, dans le cas de la pollution accidentelle, il y a un caractère d'urgence et les solutions apportées doivent être plus rapides. C'est le cas par exemple des déversements accidentels liés à la perte de contrôle de certaines opérations dans le surcircuit des boues en surface sur la plateforme ou en profondeur. Ce risque existe aussi en cas de décharge incontrôlée des rejets de forage en mer ainsi que pendant leur transport vers la terre.

En situation ordinaire, le risque de pollution existe également même si beaucoup d'efforts sont entrepris par les industriels pour la minimisation du volume des rejets de forage et l'amélioration de la formulation chimique des fluides. L'impact environnemental de cette pollution est d'autant plus important en raison de la nature des polluants émis. Ceci est dû à la composition chimique des boues de forage utilisés, surtout dans les sections profondes du puits (16'', 12'', 8'', 6'') où les fluides à base d'huile (WBM), donc, jusqu'à de 90% de gasoil sont injectés.

Les polluants les plus généralement identifiés par les auteurs et les différents rapports des agences environnementales et organismes internationaux sont les hydrocarbures, en particulier les fractions aromatiques, les sels et les métaux lourds (Gazi et al.2008). Ces derniers peuvent être d'origine naturelle puisqu'ils se trouvaient initialement dans les déblais de roches forées des différentes couches géologiques traversées. Les teneurs totales les plus élevées dans les déblais (cuttings) sont donc liées au fond géochimique local. Il y a aussi une autre source des ces polluants métalliques qui est liée à la composition des additifs chimiques utilisés dans la formulation des boues pour remplir des fonctions spécifiques dans le forage des différentes sections du puits. En général, les métaux les plus incriminés sont l'arsenic, le zinc, le baryum, le cadmium, le chrome, le plomb et le mercure (Ghazi M 2010). Parfois, le même polluant métallique peut provenir à la fois des roches forées et des additifs. A titre d'exemple, le baryum peut provenir localement des formations géologiques mais aussi des agents alourdissants de la baryte, qui est un minéral utilisé pour le contrôle de la densité.

Les émissions potentielles de polluants dans le milieu marin peuvent se produire tout au long du cycle de vie de cette activité industrielle mais elles sont plus importantes pendant ces étapes :

- Les émissions à l'eau et aux sédiments marins qui sont liées aux pertes de circulation pendant le forage du puits. Il s'agit d'une mixture de polluants dont les hydrocarbures, les métaux, les sels et d'autres substances toxiques en raison de la composition des fluides de forage. Les teneurs totales de ces polluants dépendent à la fois des volumes de perte, de la composition variable des fluides pour chaque section ou phase du puits et enfin de la profondeur du puits. Les conditions physico-chimiques et bathymétriques locales jouent un rôle primordial dans le comportement de ces polluants en favorisant leur transfert ou/et certains processus biogéochimiques telles que la bioturbation, la biodégradation (aérobie ou anaérobie), la spéciation chimique, la biodisponibilité et la bioaccumulation (Fig.11).
- Les émissions à l'air et leur dépôt atmosphérique, soit dans la zone de la plateforme offshore sur la surface de l'eau, soit plus loin au large ou sur la terre selon les vents et la taille des particules émises. Ces émissions sont principalement liées au circuit continu des boues remontées du puits dans le dispositif mécanique des opérations de déshuilage et centrifugation par les tamis vibrants et les centrifugeuses. Ces émissions sont essentiellement des composés organiques volatils (COVs) qui sont les fractions d'hydrocarbures légères comme les oxydes de carbone, le méthane et le benzène ainsi que certains métaux comme le mercure (Ghazi M. et al 2011).

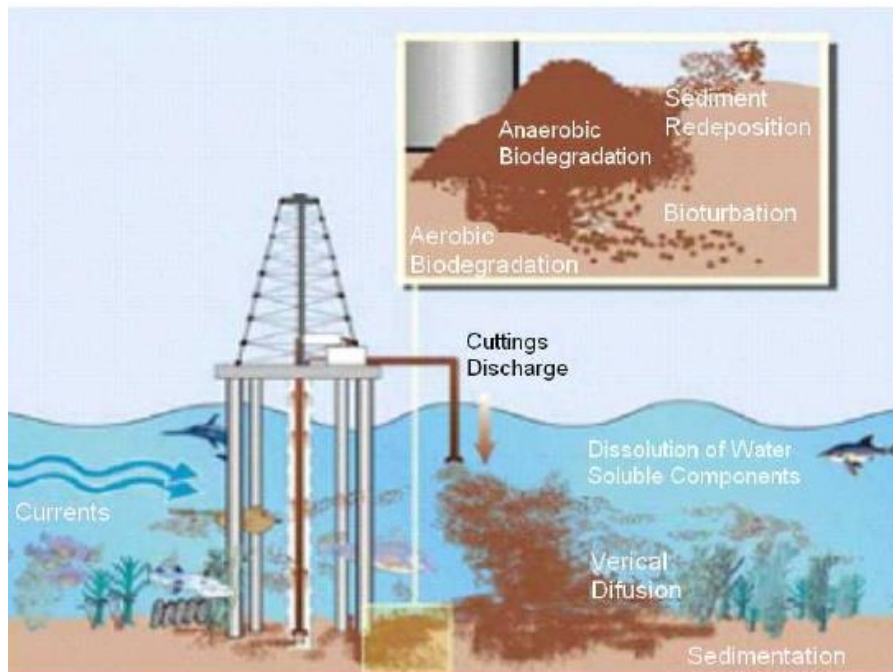


Figure 11: Effet des rejets de déblais de forage sur le milieu marin (Gaurina-Medimurec, 2006).

1.4.2.2. Comportement des polluants et cibles exposées

L'exposition à la pollution marineliée auxactivités de forage offshore concerne des cibles variées selon les teneurs des polluants et leur comportement : les espèces aquatiques vivant dans les niveaux différents de la colonne d'eau ; les espèces aquatiques vivant à proximité des sédiments marins ou dans leurs eaux interstitielles ; les hommes via la consommation des produits de la mer contaminés.

Les fluides de forage en particulier ceux à base d'huile (WBM) à forte teneur d'hydrocarbures ont un devenir chimique complexe et dépendant des conditions physico-chimiques et bathymétrique du milieu marin. Plusieurs processus caractérisent ce devenir tel l'évaporation en surface des fractions légères d'hydrocarbures, la dispersion dans la colonne d'eau, la persistance des émulsions formées avec l'eau de mer ainsi que la possibilité d'être transformées en polymères difficilement dégradables (Fig.12).

Les métaux peuvent également se trouver en concentrations préoccupantes dans les rejets de forage à cause de la composition chimiques du gasoil ainsi que celle de certains additifs et réactifs. Par exemple, les concentrations préoccupantes du Plomb, baryum et d'autres métaux dans les effluents de forage ainsi que les déblais de roche sont dus aux teneurs initiales élevées dans la composition chimique du gasoil et la baryte produits en Algérie (Ghazi M.2010).

Le devenir chimique des émissions de métaux par les différentes activités du forage offshore, dépend également des conditions physico-chimiques et bathymétriques du milieu marin. En

effet, selon plusieurs caractéristiques de ce milieu telles que les conditions d'oxydoréduction, les courants marins, le type des sédiments ; le comportement de chaque élément métallique à l'état trace ou majeur est variable. Il y a compétition entre plusieurs processus biogéochimiques qui gouvernent la mobilité et le transfert, la spéciation chimique, la toxicité ainsi que la biodisponibilité de ces éléments dans le milieu marin. Les impacts environnementaux de ces émissions seront également fonction de la réponse spécifique des espèces de l'écosystème. Ainsi, les différents métaux traces ou majeurs, selon leurs concentrations et leurs seuils de toxicité, peuvent engendrer des effets toxiques aigus à certaines espèces moins résistantes de l'écosystème. Ils peuvent également avoir des effets toxiques à long terme à cause de leur bioaccumulation et bioamplification dans la chaîne alimentaire jusqu'à l'homme via la consommation des produits de la mer. Ce mécanisme aboutit aux catégories d'impact Ecotoxicité marine et terrestre ainsi que celle de la Toxicité humaine qui seront analysées dans la deuxième partie de ce travail.

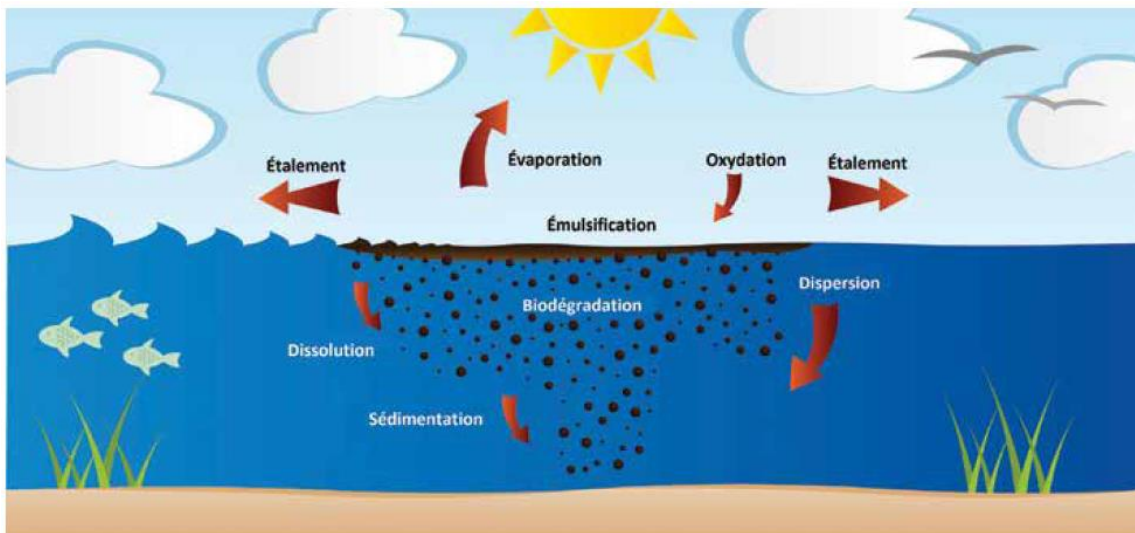


Figure 12: Devenir chimique des hydrocarbures en mer (ITOPF, 2001).

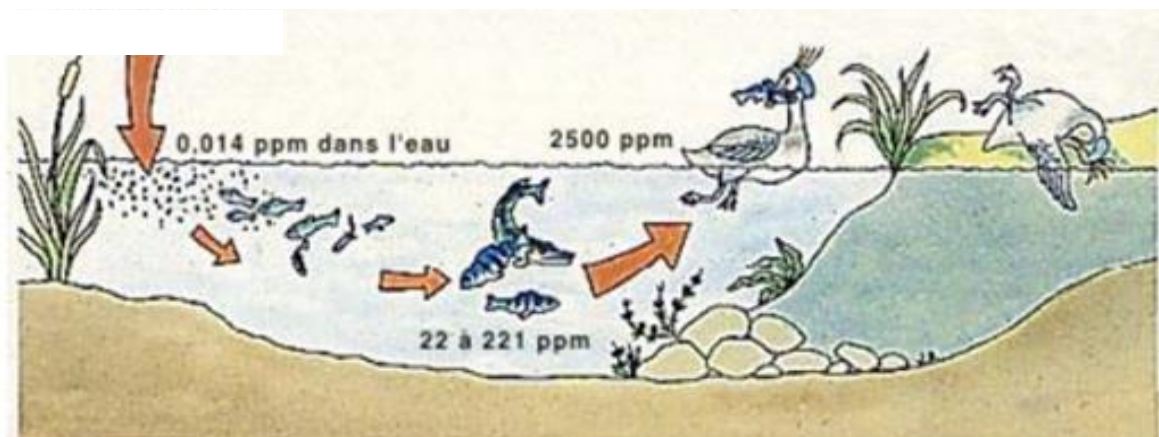


Figure 13: Bioaccumulation des polluants dans un écosystème aquatique (ITOPF, 2001).

1.4.2.3. Réglementations et conventions du forage pétrolier offshore

Les activités du forage pétrolier et gazier présentent un grand potentiel polluant pour l'environnement. Les fluides de forage sont soumis à autorisation dans de nombreuses juridictions. Ces dernières sont de plus en plus restrictives au fur et à mesure que la connaissance de leurs mécanismes de pollution progresse. Bien qu'une minimisation de l'élimination en mer soit demandée, la plupart des pays, autorisent les rejets marins de déblais contenant des résidus de fluide à base d'eau avec l'obligation pour les additifs, de respecter les limites de toxicité et de persistance dans l'environnement, (OGP. 2003).

En effet, dans la Convention OSPAR (OSPAR, 1992), la liste PLONOR représente le système de classification des additifs le plus utilisé. Les substances PLONOR sont considérées comme présentant peu ou pas de risque pour l'environnement. Ceci est en fonction des caractéristiques de la substance ou du produit en termes de persistance dans le milieu marin, de potentiel de bioaccumulation, de toxicité aiguë et de possibilité d'effets endocriniens.

D'une façon générale, des recommandations de bonnes pratiques et des guides de gestion optimale ont été élaborés pour les sites on shore et offshore (OGP, 2003 ; UKOOA, 2002 ; U.S. EPA, 2000, 2003).

Le tableau 2 ci-dessous présente des conventions et normes pour les opérations offshore et leurs rejets.

Analyse des impacts environnementaux potentiels du forage pétrolier offshore dans le cadre de l'Analyse du Cycle de Vie (ACV)

Tableau 2: Conventions et normes pour les opérations du forage Offshore (Gaurina et al. 2005).

base légale	décharge en mer			
	WBF & boutures	Boutures SBF	boutures d'huile	eau produite (limite d'huile dans l'eau)
Convention OSPAR (pays de la mer du Nord)	décharge autorisée sous PARCOM	1 mg /kg	1 mg /kg	40 mg/l maintenant 30 mg / l d'ici 2006
convention de la mer baltique et normes HELCOM	décharge autorisée sur recommandation HELCOM No.95/1	non déterminé	Recommandation HELCOM No.95/1	15mg/l max 40mg/l si la BAT ne peut pas atteindre
Convention et protocoles du KOWEÏT (région de la mer Rouge)	rejet autorisé sur la base du protocole de Koweït relatif à la protection contre la pollution	non déterminé	décharge autorisée par le protocole Koweït au cas par cas	40 mg/l 100 mg/l max
Convention et protocoles de BARCELONE (pays méditerranéens)	décharge autorisée en vertu du protocole de Barcelone	non déterminé	100 g/kg	40 mg/l 100 mg/l max

En Algérie, la réglementation des activités du forage pétrolier offshore est prise en charge par :

- le cadre juridique et institutionnel quise base sur le code de l'Environnement algérien qui comprend toutes les lois et conventions signées par les autorités algériennes en matière de respect, de protection et d'amélioration de l'environnement dans les dernières décennies.

- le cadre législatif qui définit l'application de plusieurs lois et décrets relatifs à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable comme la Loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003. Concernant les décrets exécutifs, on peut citer celui qui détermine le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des Etudes et des notices d'impact sur l'environnement (Décret exécutif n° 07-145 du 2 Joumada El Oula 1428 correspondant au 19 mai 2007) et un autre qui fixe les conditions d'approbation des études d'impact sur l'environnement pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures (Décret exécutif n° 08-312 du 5 Chaoual 1429 correspondant au 5 octobre 2008).

Chapitre II : Zone d'étude

1. Analyse des impacts environnementaux du forage offshore

1.1. Présentation de la zone d'étude

1.1.1. Localisation de la zone de forage

Le périmètre du forage pétrolier offshore se trouve dans la partie sud du bassin algéro-provençal, dans la zone marine qui s'étend de la Wilaya de Skikda à la Wilaya d'Annaba. C'est une zone caractérisée par une activité industrielle, urbaine et portuaire importante (Fig.14a). Les figures ci-dessous présentent le bloc d'exploration selon le programme du forage pétrolier ainsi que la délimitation de la zone du monitoring avec celles des données sismiques (Fig.14b1). Ce bloc est situé dans les eaux côtières à environ 42 Km de la terre ferme où la profondeur de la colonne d'eau est en moyenne de 130 à 500 m (Fig.14 b2).



Figure 14 a : Activités anthropiques de la zone d'études.

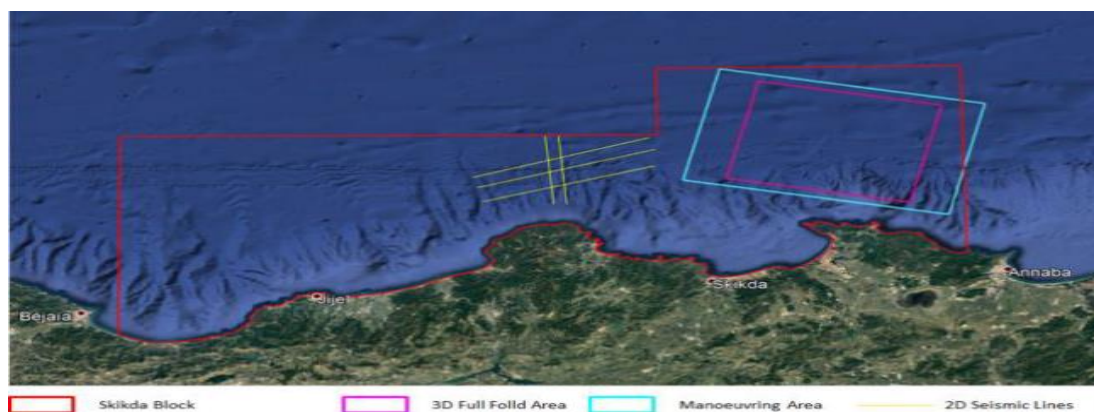


Figure 14 b 1 : Localisation du périmètre marin du forage offshore.

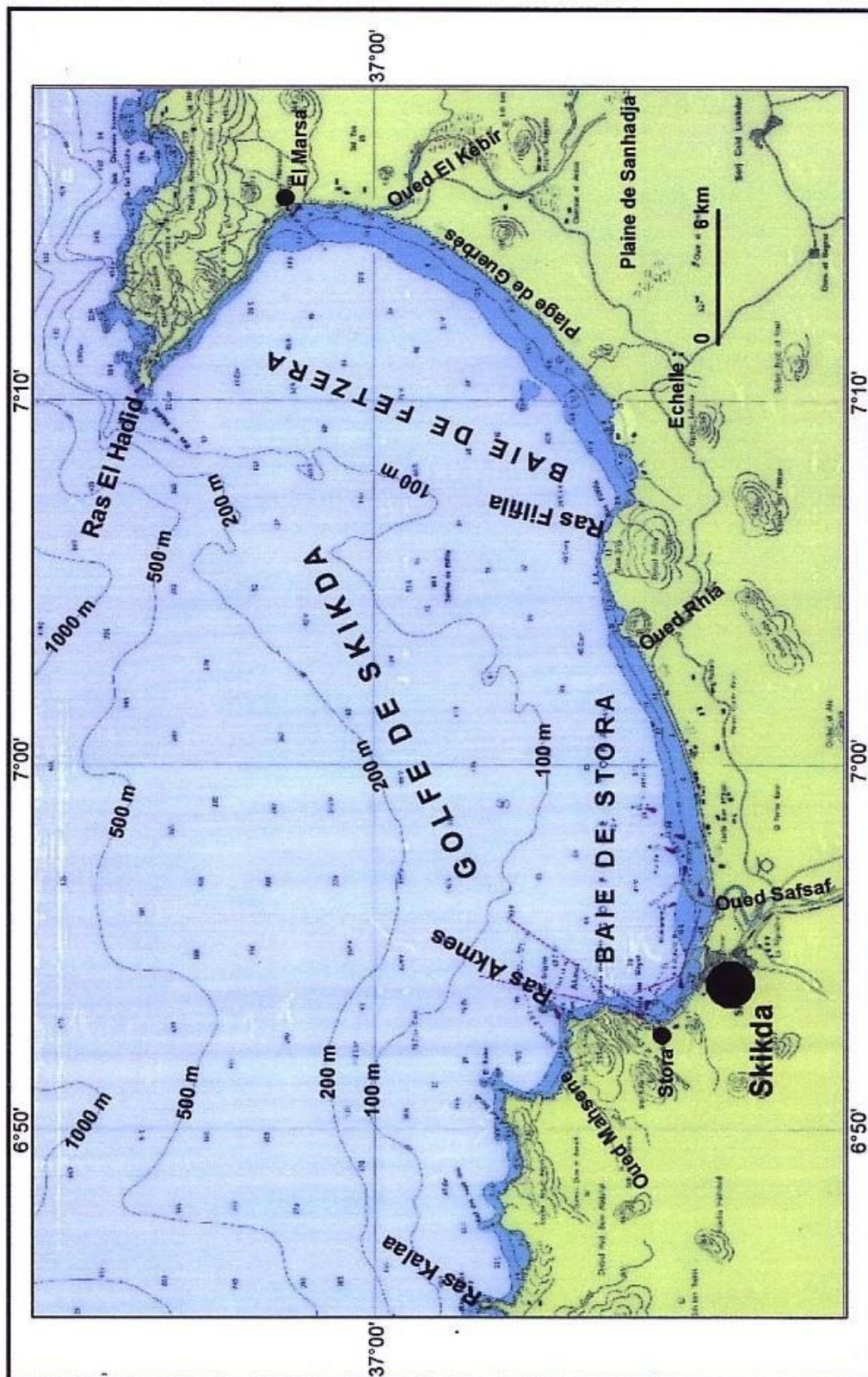


Figure 1.6. : Golfe de Skikda (extrait de la carte marine du service hydrographique des forces navales n°1212).

Figure 14 b 2 : golfe de skikda (extrait de la carte marine du service hydrographique des forces navales n°1212).

1.1.2. Les écosystèmes côtiers de Guerbes_Sanhadja

La partie côtière est située dans le complexe de zones humides de Guerbès-Sanhadja qui est comprise entre Skikda et Chetaibi (Wilaya d'El Taraf). Celle-ci a été classée zone Ramsar en 2001 et forme une large plaine côtière de plus de 42 000 ha possédant des potentialités humaines et agricoles importantes. Cette zone humide constitue un bassin subsident néogène alluvionnaire, appartenant à la chaîne alpine de l'Algérie nord-orientale. Elle est formée d'écosystèmes marins, estuariens avec, lacustres et riverains avec zones boisées, surfaces agricoles et urbanisées (Fig. 15, 16). Le réseau hydrographique est constitué d'oueds et de garaets. Le cours d'eau principal est l'oued El-Kébir, qui prend sa source dans le Tell, au sud de Guelma et reçoit sur sa rive droite des affluents du djebel Edough.

La richesse biologique et agricole de cette zone lui confère une importance majeure. Ceci est grâce à la présence de dunes et des falaises, de plusieurs prairies inondables, de sols hydromorphes et de plusieurs eaux de surface comme les oueds, les lacs et les marais. Cet écosystème constitue un réservoir de biodiversité abritant de nombreuses espèces végétales et animales dont certaines qui sont rares et endémiques. C'est également un site de nidification et de quartier d'hivernage pour une grande variété d'oiseaux d'eau (Samraoui, 2008).

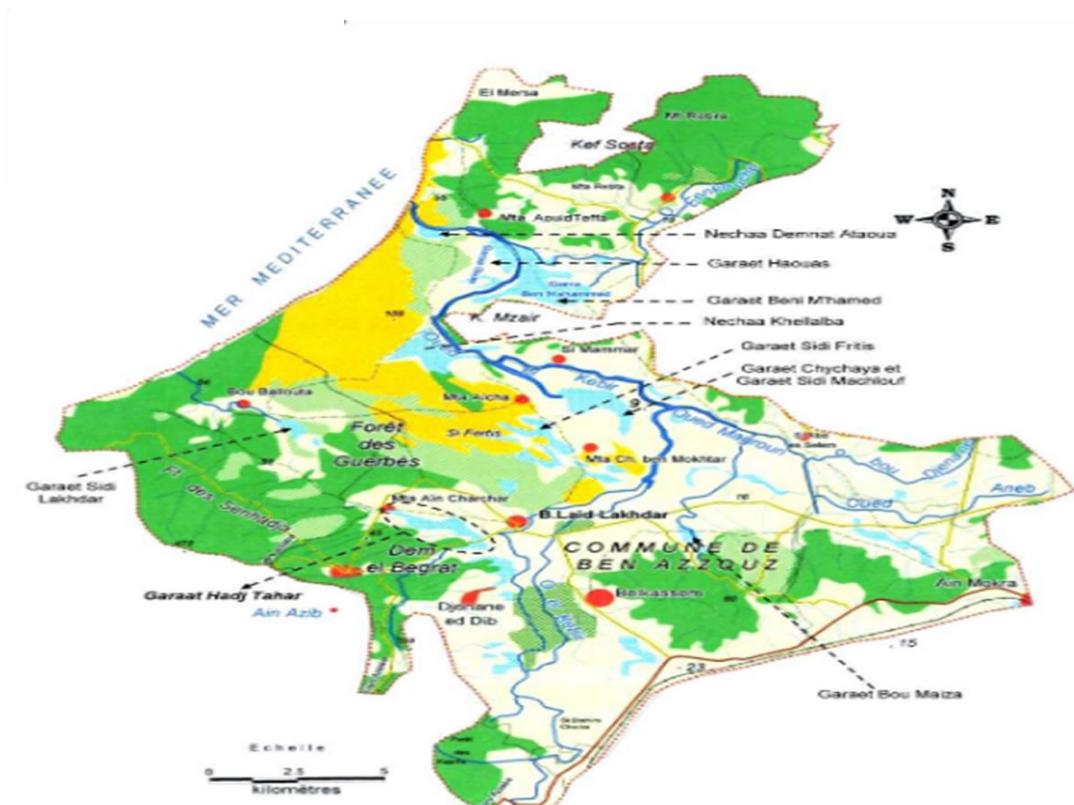


Figure 15: Le complexe de zones humides Guerbès-Sanhadja (Oumessaad, 2014).



Figure 16: Ecosystèmes côtiers de la zone de Guerbès-Sanhdja (a b c d : Garaet Hadj Tahar, Garaet Sidi Makhoulf, Garaet Chichaya, Garaet Bouina) (Oumessaad, 2014).

1.2. Caractéristiques physico-chimiques et biologiques du milieu marin

1.2.1. Les paramètres physiques et biogéochimiques des eaux marines

1.2.1.1. Température et salinité marine :

Sur le littoral algérien, les températures moyennes sont typiques des conditions climatiques dans le sud de la Méditerranée. Les valeurs moyennes avoisinent $16,6^{\circ}\text{C}$ avec des valeurs maximales de $18,8^{\circ}\text{C}$, d'où une tendance à la hausse dès le milieu des années quatre-vingt (Nouaceur, 2013).

Le profil de température dans les eaux marines de cette zone (Fig.17) montre une variabilité saisonnière de la thermocline d'une centaine de mètre en hiver à une dizaine de mètres en été. Les températures extrêmes de surface avoisinent 13 à 14°C en hiver et 25 à 26°C en été.

Le profil de salinité (Fig.17) présente une différenciation entre les eaux de surface atlantiques modifiées et les eaux levantines intermédiaires (vers 450 m). Les premières sont caractérisées par des salinités de l'ordre de 37,5 quant aux deuxièmes les salinités maximales sont de 38,5. Les eaux du fond sont représentées par les eaux profondes ouest-méditerranéennes provenant du Golfe du Lion avec des températures à $12,9^{\circ}\text{C}$ et des salinités à 38,4. Généralement, les profils de température et de salinité montrent peu de variations au-delà de 500 m de profondeur qui est la thermocline principale en Méditerranée. Il arrive rarement que les eaux de subsurface soient entraînées par les structures de méso-échelles anticycloniques vers les plus grandes profondeurs (MEDATLAS, 2002).

Les variations saisonnières de températures entre 0 et 150m montrent un contraste marqué de température entre l'hiver et l'été, avec une augmentation d'environ 11 à 12°C sur les 50 premiers mètres de profondeur (Fig).18. Pour les variations saisonnières de salinité, on note un minimum en surface en mars avec des salinités inférieures à 36,5, ce qui doit être dû au régime des pluies de la fin de l'hiver et du début du printemps (Fig.18).

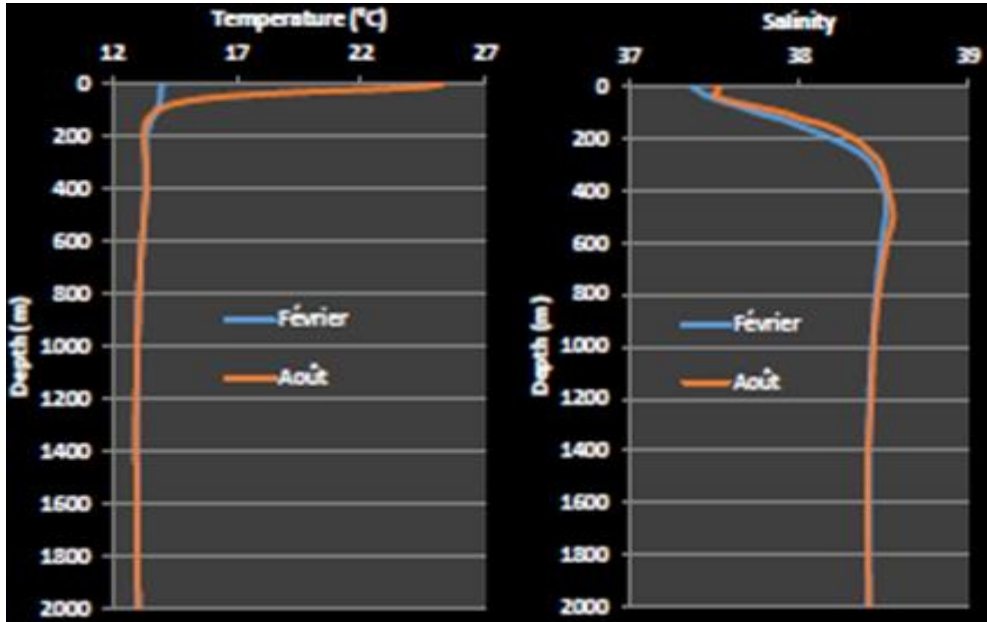
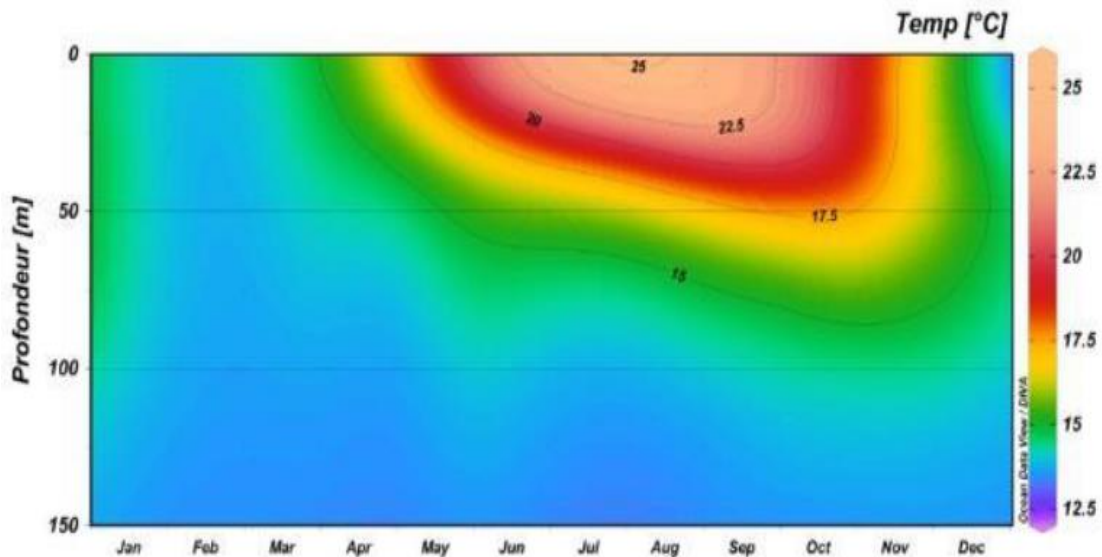


Figure 17: Profils de température et salinité moyens dans la zone d'étude (MEDATLAS, 2002).



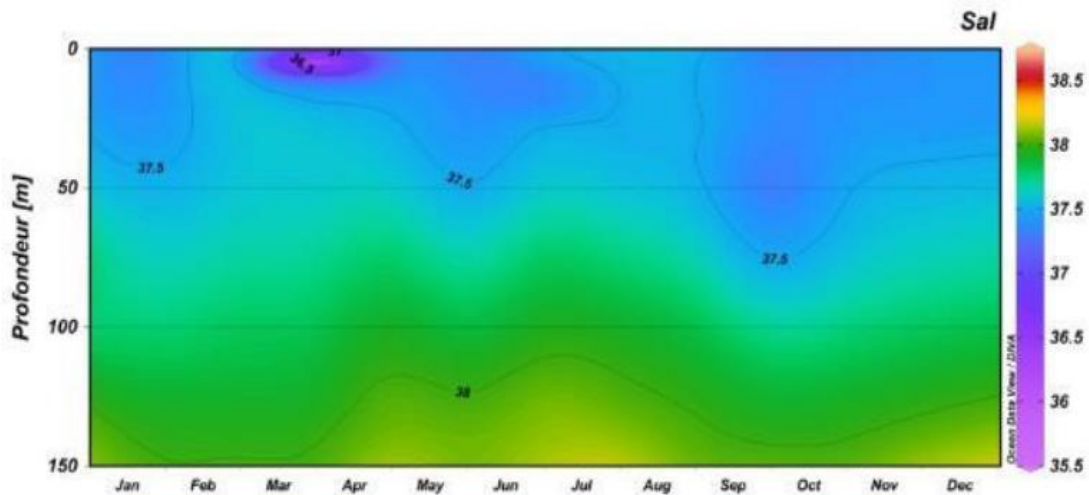


Figure 18: Cycle annuel des températures et salinités jusqu'à 150 m en zone d'étude (MEDATLAS, 2002).

1.2.1.2. Les paramètres hydrobiologiques

L'appartenance de la zone d'étude à la province biogéochimique du Sud-est du bassin occidental de la Méditerranée influence étroitement la variabilité des paramètres hydrobiologiques en raison de l'intensité des activités anthropiques intenses et des apports continentaux saisonniers dans cette région. Les différentes concentrations des paramètres hydrobiologiques sont donc gouvernées par les processus d'échange air-mer et les interactions biogéochimiques de ces paramètres. En effet, les concentrations en oxygène dissous sont étroitement reliées à et à la production primaire.

La figure 28 montre de fortes concentrations d'oxygène dissous dans les eaux de surface (0-100 m) qui sont supérieures à 5 ml/l avec une tendance à diminuer au mois d'Août (Données Office National de la Météorologie). Cette diminution pourrait être liée aux rejets urbains qui sont plus importants dans cette saison touristique estivale et qui influencent les conditions d'oxydoréduction.

Les variations de la production primaire sont évaluées par les mesures de concentrations en chlorophylle (paramètre Chl-a) et nitrate. La figure 19, montre les cycles annuels de ces deux paramètres concernant la colonne d'eau entre 0 et 150m dans la zone d'étude. Le maximum de production se trouve pendant les mois d'hiver, correspondant aux concentrations maximales de nitrates. Pendant la plus grande partie de l'année, les eaux de surface entre 0 et 75m sont pauvres en nitrates. Cette zone d'études est donc considérée oligotrophe (MEDATLAS, 2002).

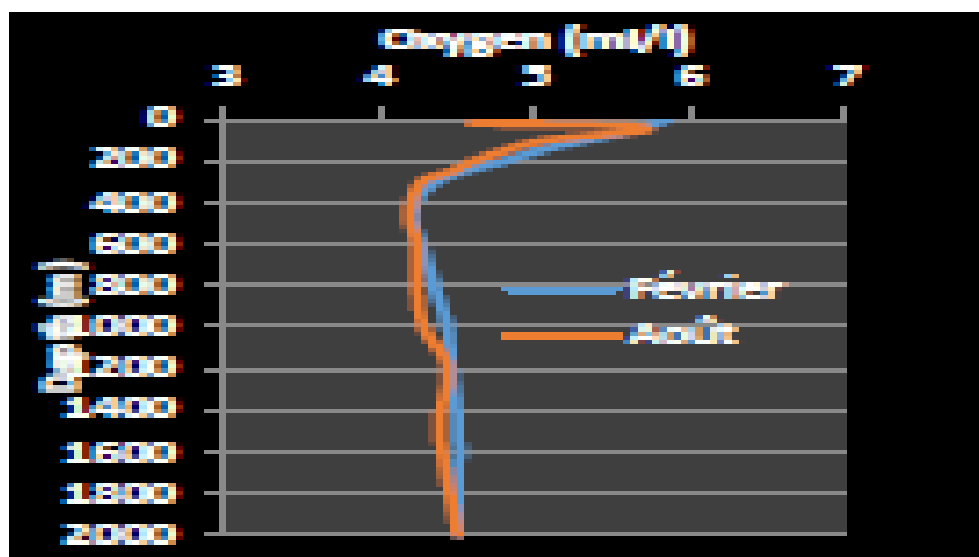


Figure 19: Distribution temporelle moyenne de l'oxygène dissous en zone d'étude de 0 à 2000 m de profondeur (MEDATLAS, 2002).

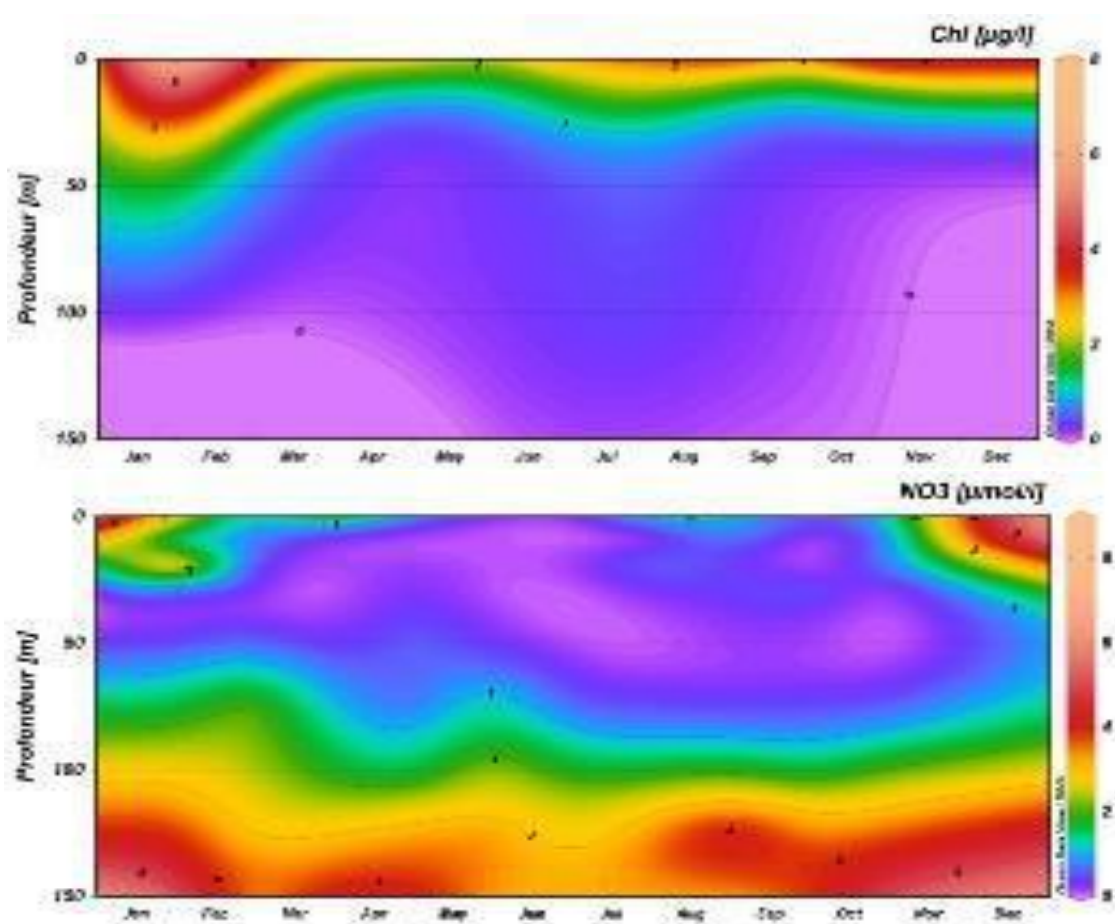


Figure 20: A gauche, le cycle annuel de la chlorophylle entre 0 et 150 m et à droite, le cycle annuel de nitrates entre 0 et 150m (MEDATLAS, 2002).

1.2.2. Sédiments marins et herbier de posidonie

Du point de vue géologique, Guerbès-Senhadja appartient à un segment de la chaîne alpine de l'Algérie orientale qui est née de la collision de la plaque africaine et de la plaque européenne. Elle correspond à un bassin subsident néogène qui est un graben limité par deux accidents majeurs NO-SE. Ces derniers ont provoqué des coulissages kilométriques lors de la dernière phase alpine au Miocène supérieur. Cet événement a mis à la même latitude la plaque africaine représentée à l'ouest par la plaque européenne représentée par le socle de Skikda et à l'est par le massif métamorphique de l'Edough qui a été transformé en île suite à l'invasion de cette région par la mer au Pliocène (). Par la suite, il y a eu des apports sédimentaires provenant de l'arrière-pays et qui ont provoqué le comblement progressif des secteurs au sud et à l'est de l'Edough. Celui-ci s'est ainsi retrouvé rattaché au continent dès le Quaternaire inférieur (Toubal et al. 1998, Hilly 1962).

Le bassin de Guerbès est donc constitué de sédiments plio-quaternaires dont les faciès indiquent un dépôt dans un environnement marin lagunaire à continental fluviatile, en fonction des variations climatiques et eustatiques. Dans ce complexe, la plaine alluviale est drainée par les oueds Magroune, El-Aneb et Kébir donnant naissance à des dépressions dunaires hydromorphes, marais, lacs et garaets qui sont des étendues d'eau stagnante et fermées. L'ensemble dunaire du littoral s'étend jusqu'à 14 km.

Concernant les sédiments marins dans le golfe d'Annaba, le fond débute généralement par du sable grossier, qui se mélange à du sable fin et à de la vase dans la cuvette et au large de la baie-Est. Tout le long de la ligne de rivage, l'herbier de posidonie est généralement clairsemé s'édifiant sur un substrat dur jusqu'à de faibles profondeurs avec des feuilles assez courtes. Dans certaines plages (Belvédère et la Caroube), l'herbier s'élève en véritables mattes pouvant atteindre 1m.

Au niveau du cône de déjection de l'oued Seybouse, les fonds sont occupés par des sables fins terrigènes. De -15 à -20 m de profondeur, le sédiment devient vaseux. Entre les oueds Seybouse et Mafrag, la limite du plateau continental est occupée par des vases terrigènes gluantes, tandis que vers la côte on y trouve un substrat rocheux à coralligène. A proximité de l'oued Mafrag, les fonds sont constitués de sables sur lesquels s'étend un herbier clairsemé. La figure 21 présente le faciès sédimentaire et la répartition géographique de l'herbier de posidonie dans cette zone (Refes 2011).

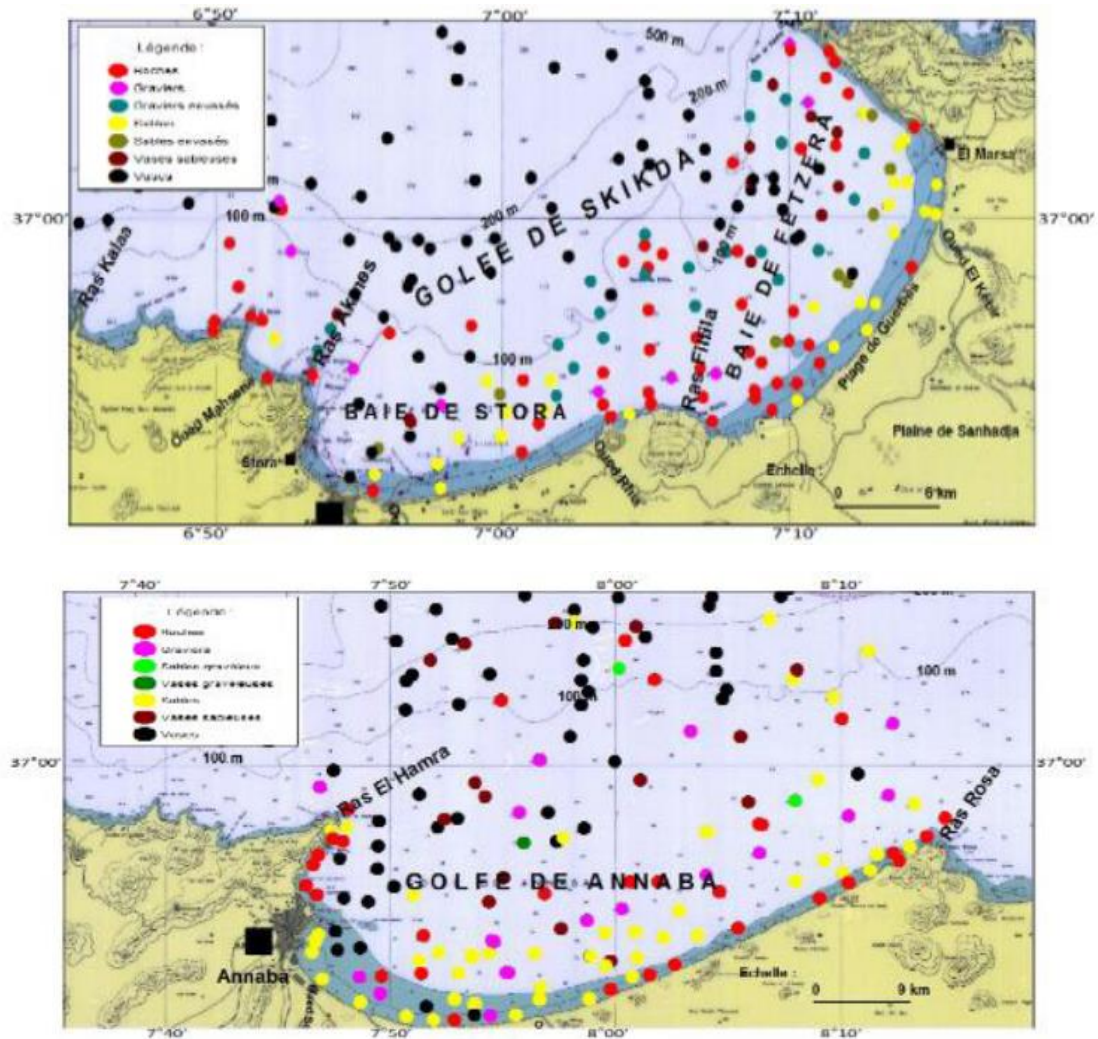


Figure 21: Faciès sédimentaire des golfes de Skikda et Annaba (Refes, 2011).

1.2.3. La bathymétrie

Le bassin méditerranéen occidental est compartimenté en six secteurs appelés également bassins : la mer d'Alboran, le bassin Algérien, la mer des Baléares, le bassin nord-occidental, la mer Ligure et la mer Tyrrhénienne (Fig.22). La profondeur maximale de la Méditerranée Occidentale est seulement 2600m avec des échanges de masses d'eau limités à cause des largeurs et profondeurs faibles des détroits. A l'ouest, elle est reliée à l'Océan Atlantique par le détroit de Gibraltar avec une largeur de 14km et une profondeur de 300m environ. A l'Est, elle est reliée à la Méditerranée Orientale par le détroit de Sicile avec environ 150km de largeur et 400m de profondeur (Kessouri F. 2015).

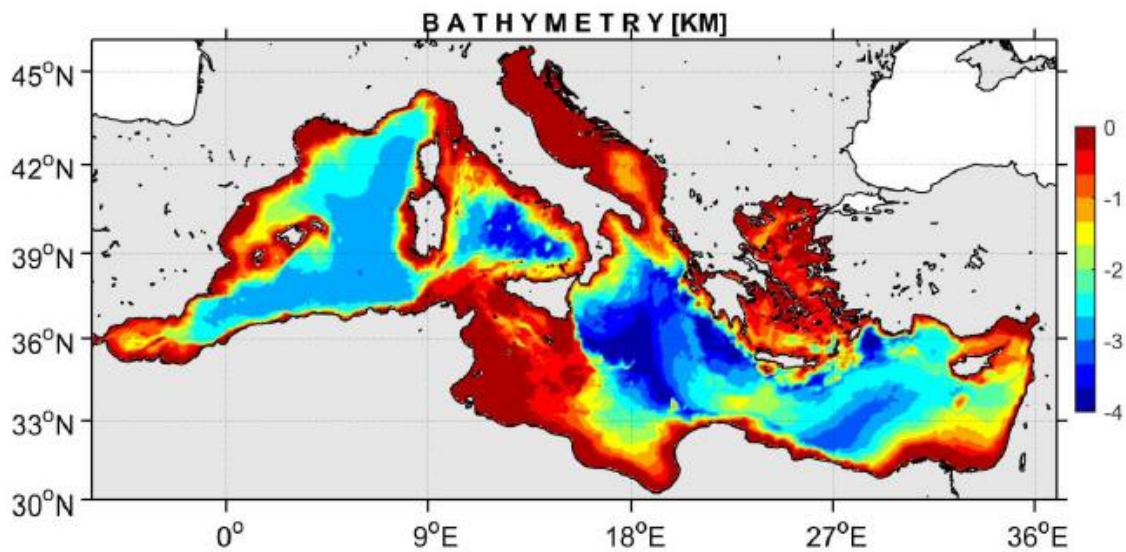


Figure 22: Bathymétrie de la Méditerranée occidentale et orientale (Kessouri F. 2015).

La structure verticale montre la répartition des masses d'eaux principales qui composent la Méditerranée et leurs propriétés hydrologiques moyennes. Dans l'ensemble de sa partie pélagique, cette mer est constituée de trois couches distinctes :

- La couche supérieure où circule l'eau d'origine Atlantique. Elle est nommée Modified Atlantic Water (MAW) et constamment exposée aux forçages atmosphériques. Cette couche contient une sous-couche dans laquelle la densité est homogène, c'est la couche de mélange. Au-dessous de la couche de mélange on trouve les pycnoclines saisonnière et principale. La pycnocline saisonnière est présente durant la saison estivale mais disparaît sous l'action des forçages atmosphériques dans la période hivernale.
- La couche intermédiaire qui correspond à la Levantine Intermediate Water (LIW). Elle est originaire de l'activité convective intermédiaire dans le bassin Levantin avec une masse d'eau chaude et salée à cause d'une forte évaporation est en effet caractérisé par la salinité la plus élevée de toute la Méditerranée. La couche intermédiaire du bassin occidental est constituée de toutes les eaux formées dans le bassin Levantin, Crétois et Egéen qui se mélangent au détroit de Sicile lors du passage vers le bassin occidental (Milot 2013).
- La couche profonde des masses d'eau correspond à la circulation thermohaline. Elle est désignée par EMDW (East Mediterranean Deep Water) dans sa partie orientale et WMDW (West Mediterranean Deep Water) dans sa partie occidentale. La circulation de ces masses d'eau transporte les éléments biogéochimiques entre les sous-bassins méditerranéens. Cette circulation, associée aux transports verticaux qui l'alimentent, contrôle le développement du plancton menant à une répartition

spécifique des niveaux trophiques. La figure 23 présente un schéma simplifié de la structuration verticale des masses d'eau en Méditerranée, le long d'une radiale du détroit de Gibraltar, à la mer Levantine. La figure 24 montre la circulation générale des trois couches d'eau en Méditerranée (Kessouri 2015).

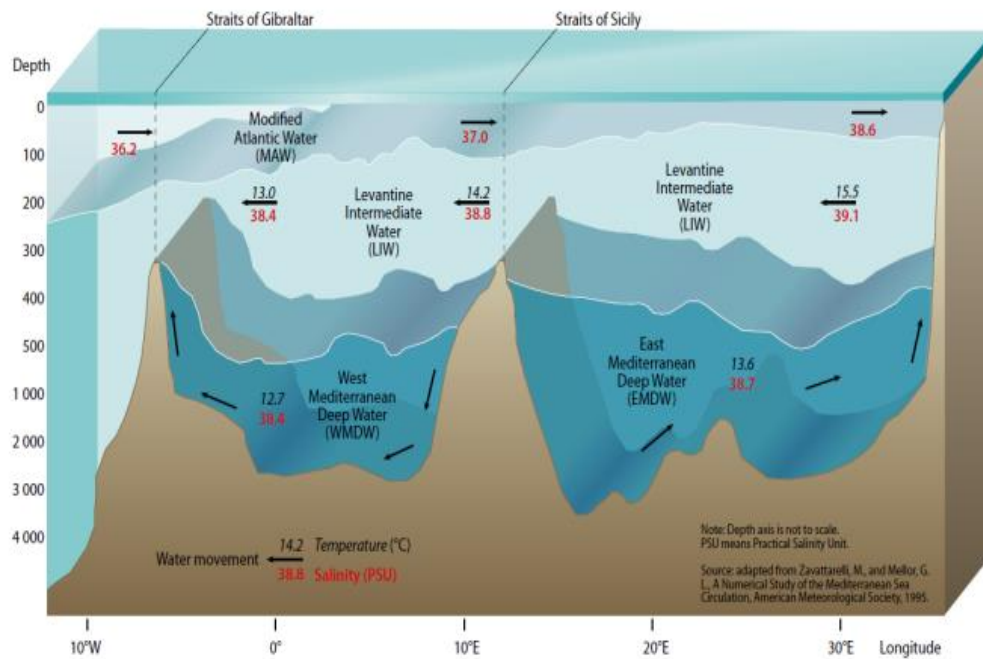


Figure 23: Schéma simplifié de la structuration verticale des masses d'eau en Méditerranée (Kessouri 2015, adapté de Zavattarelli et Mellor 1995).

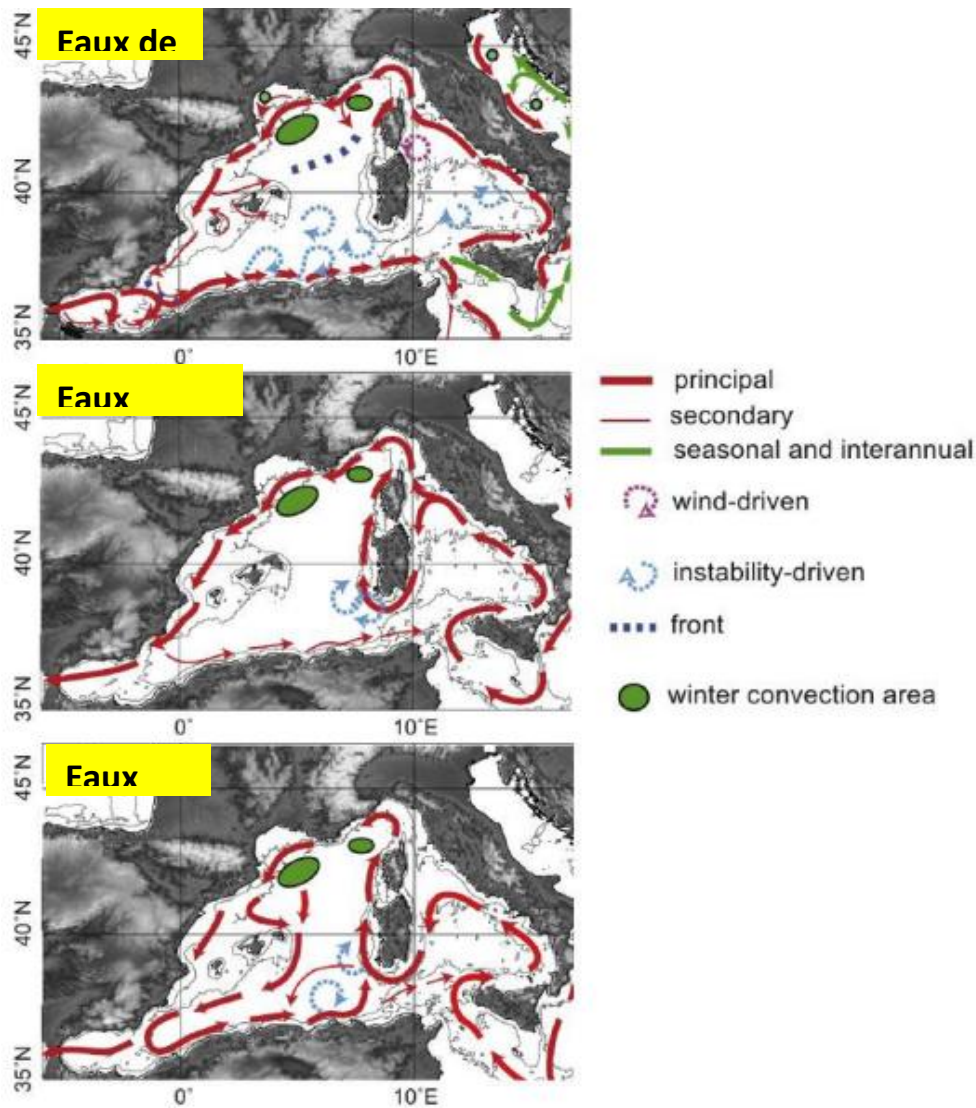


Figure 24: Circulation générale des eaux Méditerranéennes (in Damien 2015 d'après Millot 1999, Durrieu de Madron et al. 2011).

1.2.3.1. Circulation, vents et houle dans le bassin algérien

Au sud, le courant Algérien subit des mécanismes d'instabilités qui donnent naissance à des tourbillons qui ont la particularité d'être anticycloniques avec un diamètre d'environ 100 Km (Millot, 2005). Ces tourbillons sont des structures quasi-permanentes dans le bassin algérien (Fig. 25) et sont mis en évidence par les observations satellitaires de température et de salinité de surface de la mer (Isern-Fontanet J. 2003).

Selon les roses de vents (série analysée de 1992-2016), les vents dominants sont ceux des deux directions Ouest et Nord-ouest durant les trois trimestres (printemps, hiver et automne) ; avec des fréquences respectives de 30% et 9% et des vitesses supérieures à 8 m/s pour la plupart de ces vents. Pendant l'été, les trois directions de vent existent toujours, mais avec une

nette prédominance des vents issus des directions Est et Nord-est avec des fréquences respectives de 20% et 15% et des vitesses inférieures à 5 m/s (BMT Argoss).

Cette zone est également exposée aux houles des secteurs Nord-est, Nord et Nord-ouest. Cela est confirmé par la configuration du trait de côte qui reçoit l'énergie de ces trois directions dominantes.

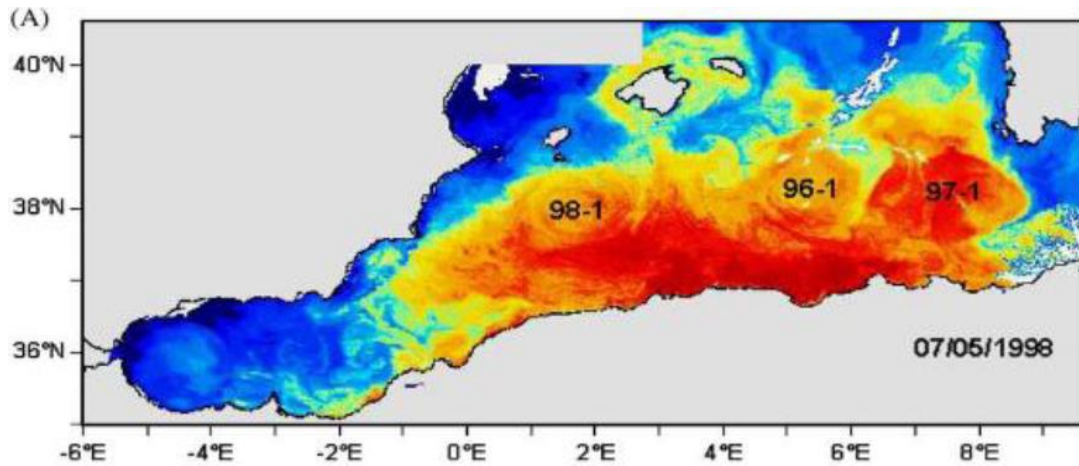


Figure 25: Température de surface et tourbillons anticycloniques dans le bassin Algérien (Isern-Fontanet J. 2003).

Chapitre III : Matériels et méthodes

1. Le cadre conceptuel de l'Analyse du Cycle de Vie (Cours de Ghazi M., ENSSMAL 2015, 2018)

Dans ce travail, la méthodologie de l'Analyse de Cycle de vie (ACV) a été adoptée pour évaluer les impacts environnementaux potentiels du forage pétrolier d'exploration dans la zone marine algérienne entre skikda et Annaba à environ 42 Km des côtes. En effet, plusieurs impacts environnementaux peuvent se produire tout au long de la chaîne industrielle de cette activité complexe, dont le degré de gravité est différent selon plusieurs critères techniques ainsi que les modes de gestion appliqués aux rejets liquides et solides.

La méthodologie de l'ACV est détaillée par une série de normes ISO 14040 à 14044 qui ont été révisées et remises à jour en 2006 (ISO, 2006b). L'ISO 14040 définit l'Analyse de Cycle de vie comme suit : « *Compilation et évaluation des consommations d'énergie, des utilisations de matières premières et des rejets dans l'environnement, ainsi que l'évaluation de l'impact potentiel sur l'environnement associé à un produit ou un service, sur la totalité de son cycle de vie* ».

L'ACV s'articule en quatre étapes interdépendantes (Fig. 26) : la définition du champ et de l'objectif de l'étude ; l'analyse de l'inventaire ; l'analyse des impacts ; l'interprétation des résultats.

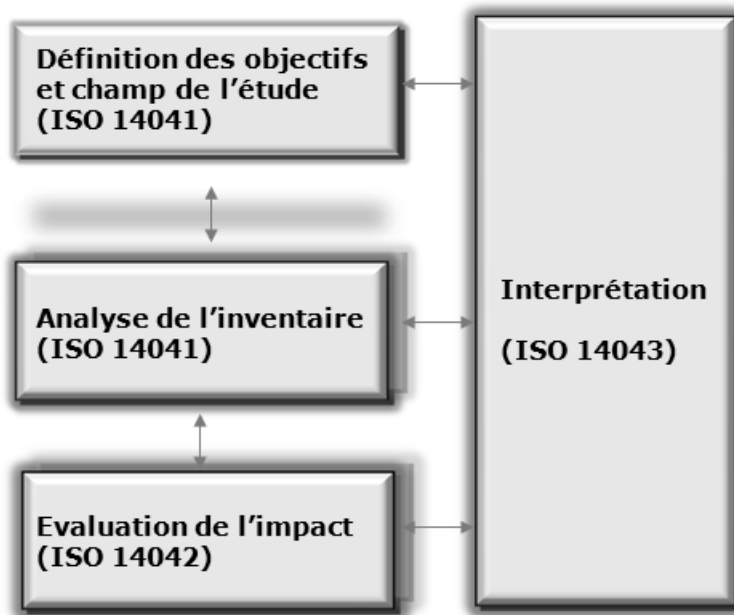


Figure 26: Cadre conceptuel de l'ACV selon l'ISO14040-44 (ISO 2006a).

1.1. La définition du champ et des objectifs de l'étude

Cette première étape est descriptive et comprend principalement les éléments suivants:(i)la définition des objectifs de l'étude ;(ii) la définition de la fonction du système qui renseigne sur la nature du système, son rôle et sa fonctionnalité à laquelle les flux de matière et d'énergie

se rapportent ; (iii) le choix de l'unité fonctionnelle qui est une grandeur permettant de quantifier la fonction du système en fonction des objectifs et en rapportant les flux de matière et d'énergie de tous ses processus à cette unité ; (iv) la définition des limites spatio-temporelles du système et l'ensemble de ses processus unitaires qui sont liés entre eux par un flux de matière et d'énergie.

1.2. L'Analyse de l'inventaire

C'est un ensemble de collectes des données et de procédures de calculs qui permettent la quantification des flux entrants et sortants du système le long de son cycle de vie. L'analyse de l'inventaire commence par une préparation de la collecte des données, où le système en question est subdivisé en sous-systèmes et schématisé sous forme d'un diagramme de processus élémentaires liés par des flux. Les données relatives à chaque processus sont alors identifiées et inventoriées.

Ensuite, la collecte concrète consiste à rassembler les données à partir de plusieurs sources : bases de données spécifiques, mesures directes sur le site et estimations bibliographiques, revues scientifiques et avis de spécialistes du domaine concerné. Les données collectées sont rapportées à l'unité fonctionnelle et sont agrégées pour chaque étape du cycle de vie, pour aboutir aux résultats de l'inventaire (LCI) qui serviront à l'analyse et l'évaluation des impacts.

1.3. L'Analyse des impacts

Les résultats de l'analyse de l'inventaire issus de l'étape précédente sont traduits en impacts potentiels correspondants. Selon l'ISO 14044 (ISO, 2006b), l'évaluation de l'impact du cycle de vie permet la détermination de l'importance et la signification des impacts potentiels du système étudié. Cette étape comprend trois éléments obligatoires : (i) la sélection qui consiste à choisir, des catégories d'impact, des indicateurs de catégories, et des modèles de caractérisation d'une façon cohérente avec les objectifs de l'étude ; (ii) la classification qui permet d'attribuer les résultats de l'analyse de l'inventaire (LCI) aux catégories d'impact correspondantes ; (iii) la caractérisation qui permet de quantifier, les contributions des différentes émissions et extractions du cycle de vie du système aux différentes catégories ou classes d'impact correspondantes (Réchauffement climatique, Eutrophisation, écotoxicité terrestre et aquatique, Effets respiratoires, Effets cancérigènes...).

Cette conversion des émissions ou extractions comme résultats de l'inventaire en impacts potentiels est possible par le biais d'un facteur de caractérisation défini préalablement par des modèles mathématiques de caractérisation qui sont différents selon les méthodes d'ACV ainsi que selon la catégorie d'impact et la substance émise ou extraite dans le cycle de vie du système.

1.4. L'interprétation

Cette dernière étape permet d'identifier les enjeux significatifs afin de structurer l'ensemble des informations issues des trois phases précédentes de l'ACV. Cette structuration est élaborée sous forme de tableaux ou de diagrammes pour faciliter la présentation et la communication des résultats. Des conclusions et des recommandations peuvent être formulées en tenant compte des limites de l'étude comme par exemple, la disponibilité des données d'inventaire.

A ce stade et selon l'application envisagée et le public concerné, les résultats de l'ACV peuvent constituer un outil d'aide à la décision qui permet d'améliorer certains axes ou étapes du cycle de vie du système par un ensemble d'actions proposées.

2. L'outil d'analyse SIMAPRO

L'analyse de l'inventaire et des impacts du cycle de vie du forage offshore a été effectuée grâce au logiciel d'ACV SIMAPRO7 qui contient des bases de données internationales sur plusieurs produits et procédés ainsi que les facteurs de caractérisation des différentes classes d'impact environnementales. Les données des flux entrants et sortants du système ont été calculées et estimées à partir de la base de données Ecoinvent concernant le forage pétrolier d'un mètre (SimaPro, 2007).

3. Application de l'ACV à un puits de forage offshore

3.1. La définition du champ et des objectifs de l'étude

Cette étude concerne l'analyse du cycle de vie d'un forage d'exploration pétrolière offshore au niveau des eaux côtières entre Skikda et Annaba, dans le périmètre délimité par la compagnie nationale Sonatrach dans la figure 14 à 1.

L'objectif principal de cette analyse est l'évaluation des impacts environnementaux potentiels qui sont liés au forage offshore dans cette zone. Il s'agit également de comparer des scénarios simulés pour déterminer leurs scores d'impact environnemental et par conséquent identifier les axes d'amélioration du système ainsi que le choix du meilleur scénario.

L'analyse concerne un système générique qui est un puits de forage d'exploration, d'une profondeur moyenne d'environ 3000m, y compris la colonne d'eau selon la bathymétrie de cette zone. L'unité fonctionnelle définie est donc « forer un puits en mer d'une profondeur moyenne de 3000 m avec 500m³ de boues à base d'eau (WBM) et 2000m³ de boues à base d'huile (OBM) ».

Les limites du système comprennent les sections successives du puits 36'', 26'', 16'', 12'' et 8'' en plus des traitements des rejets liquides et solides du forage (fluides et cuttings). Ces limites sont définies dans la figure ci-dessous (Fig.27). Des scénarios ont été définis par rapport à la composition des fluides de forage et le mode de gestion des rejets de forage.

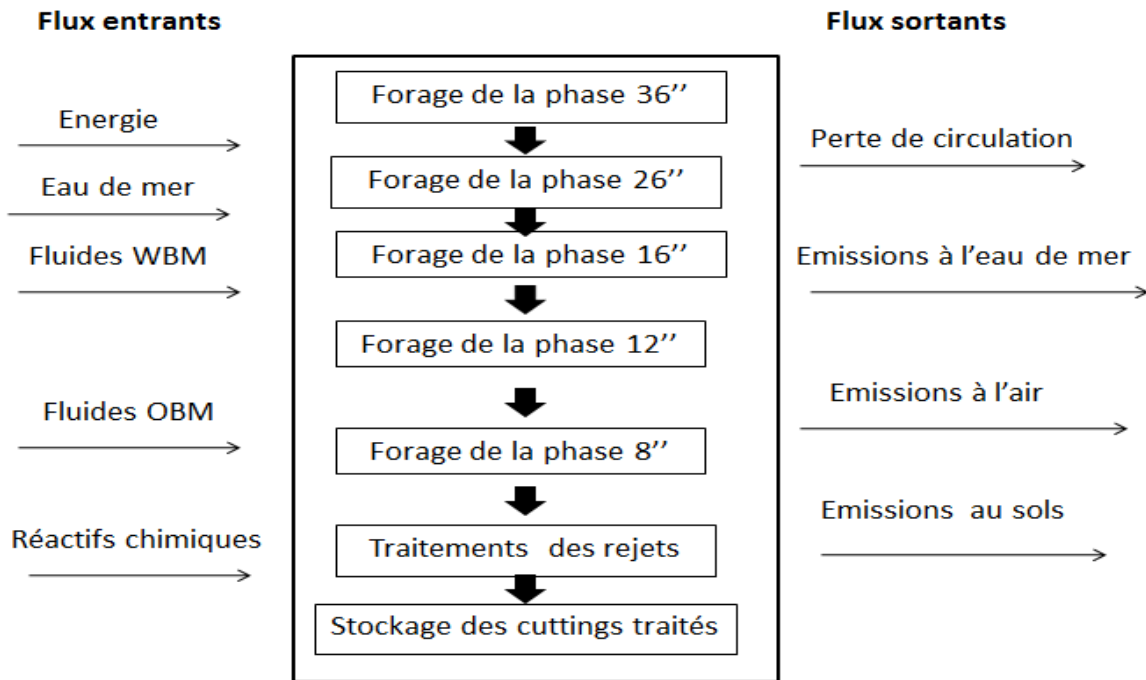


Figure 27: Limites du système analysé.

3.2. L'analyse de l'inventaire

L'inventaire des flux entrants et sortants a concerné les étapes du forage du puits et celles de la gestion des rejets comme définies dans les limites du système (Fig.27). Les données d'inventaire concernant les flux entrants comprennent : (i) les volumes injectés dans le puits durant les différentes sections et leurs compositions variables selon la profondeur du forage ; (ii) les quantités d'énergie et de réactifs chimiques utilisés pendant le forage et le traitement des rejets. Les flux sortants concernent les pertes potentielles de fluides, appelés pertes de circulation pendant le forage du puits ainsi que toutes les émissions vers l'air, la colonne d'eau, les sédiments et les sols qui sont liées aux opérations de forage sur la plateforme (séparation physique cuttings/fluides par les tamis vibrants), la décharge en mer des cuttings contaminés par les fluides ainsi que les procédés de traitement des cuttings sur terre (solidification-stabilisation ou désorption thermique).

Les données ont été collectées à partir des bases de données génériques ainsi que la bibliographie spécialisée issue des travaux de plusieurs auteurs (Ghazi et al.2011 ; Edwards et al. 2014, Abubaker et al. 2015). Le logiciel Simapro a été utilisé pour l'analyse de l'inventaire

Analyse des impacts environnementaux potentiels du forage pétrolier offshore dans le cadre de l'Analyse du Cycle de Vie (ACV)

et l'analyse des impacts environnementaux Le tableau 3 suivant présente les flux de référence entrants et sortants selon les scénarios simulés.

Tableau 3 : Principaux flux de référence de l'inventaire du cycle de vie du puits de forage

Sections du puits/Profondeur	Forage du puits					Gestion des rejets		
	Phase 36''	Phase 26'' (350m)	Phase 17 1/2" (500m)	Phase 12 1/4" (900m)	Phase 8 1/2" (500m)	Rejets en mer	Traitement par solidification-stabilisation onshore	Traitement par désorption thermique onshore
(50m)								
	WBM (Bentonite)	WBM (Bentonite)	OBM	OBM		Cuttings+ fluides		
	Energie							
Flux entrants	Réactifs						Ciment, Chaux	
Flux sortants	Pertes de circulation	Pertes de circulation	Pertes de circulation	Pertes de circulation				
	Emission de polluants organiques et métaux vers la colonne d'eau	Emissions de COVs à l'air				Emission de polluants organiques et métaux vers la colonne d'eau et les sédiments marins	Emission de polluants organiques et métaux au sol	Emission de polluants organiques et métaux au sol
		Emission de polluants organiques et métaux vers la colonne d'eau et les sédiments marins						

II.2.3L'analyse des catégories d'impact

La méthode Impact 2002+ a été choisie pour analyser les impacts environnementaux du cycle de vie du système de forage offshore. Cette méthode se base sur des modèles mathématiques d'analyse plus adaptés à la caractérisation des émissions toxiques de ce système et permet l'analyse des impacts environnementaux, en particulier l'écotoxicité aquatique et terrestre la toxicité humaine ainsi que les dommages sur les cibles finales (End-point).

Les catégories d'impact analysées sont les suivantes :

- **Déplétion abiotique**
- **Acidification** : de l'océan est la diminution progressive du pH des océans.
- **Eutrophisation** : c'est le processus par lequel des nutriments s'accumulent dans un milieu ou un habitat. Les causes sont multiples et peuvent donner lieu à des situations d'interaction complexes entre les différents facteurs. Les nutriments concernés sont principalement l'azote, et du phosphore.
- **Réchauffement climatique** : c'est un phénomène d'augmentation de la température moyenne des océans et de l'atmosphère qui se produit dans le monde entier et sur plusieurs années.
- **Toxicité humaine** : C'est la capacité inhérente à une substance chimique de produire des effets nocifs chez un organisme vivant qui en fait une substance toxique
- **Ecotoxicité aquatique** : est étudiée au travers des effets des produits chimiques manufacturés et d'autres matériaux anthropiques, mais aussi avec les effets sur les organismes aquatiques à différents niveaux de l'organisation de l'écosystème, à partir de différents organismes de communautés sensibles aux polluants.
- **Ecotoxicité marine**
- **Ecotoxicité terrestre** : détermine la pollution d'un sol, en particulier grâce à l'étude de la matière organique. En effet, une pollution par des nutriments peut produire une eutrophisation et à terme une destruction du biotope. Les déchets générés par l'activité humaine sont directement en cause dans la pollution terrestre car ils contiennent des substances toxiques.
- **Ecotoxicité des sédiments marins**

Ces catégories d'impact ont été agrégées pour analyser les dommages sur les cibles finales : Santé humaine, Qualité de l'écosystème ; Changement climatique et Epuisement des ressources.

Chapitre VI : Résultats et discussions

Dans les méthodes ACV, les impacts sont calculés à l'aide des scores d'impact qui sont exprimés en pourcentage de l'impact total. Une spécificité catégorie d'impacts tels que la toxicité pour l'homme ou l'écotoxicité terrestre est exprimée en kg équivalent de substance de référence (kg eq C 2 H 3 Cl méthode Impact 2002+). Les scores d'impact exprimés en kg eqde la substance de référence ne sont pas les valeurs réelles du cancérigène écotoxicité terrestre, mais il ne s'agit que d'une estimation approximative d'un impact potentiel. Cela permet de comparer les potentiels impacts environnementaux liés aux étapes du cycle de vie du système ainsi que les scénarios choisis.

1. Analyse globale des impacts et des dommages environnementaux potentiels du forage en mer.

L'analyse globale des impacts environnementaux des différentes phases du puits montre une contribution plus importante de la dernière phase forée du puits (8'' 1/2). Son score est maximal dans la majorité des catégories d'impact sauf pour le réchauffement climatique et l'écotoxicité terrestre où elle est dépassée par la troisième phase 16''. Ceci est dû à la formulation des fluides à base d'huile durant le forage de cette section du puits, en particulier la quantité plus importante des additifs chimiques (fig. 28). Par contre, les pourcentages d'impact les plus faibles sont ceux de la phase 36'' qui est à base d'eau. Dans le tableau 4 ci-dessous, les scores sont exprimés en unité correspondante à chaque catégorie d'impact.

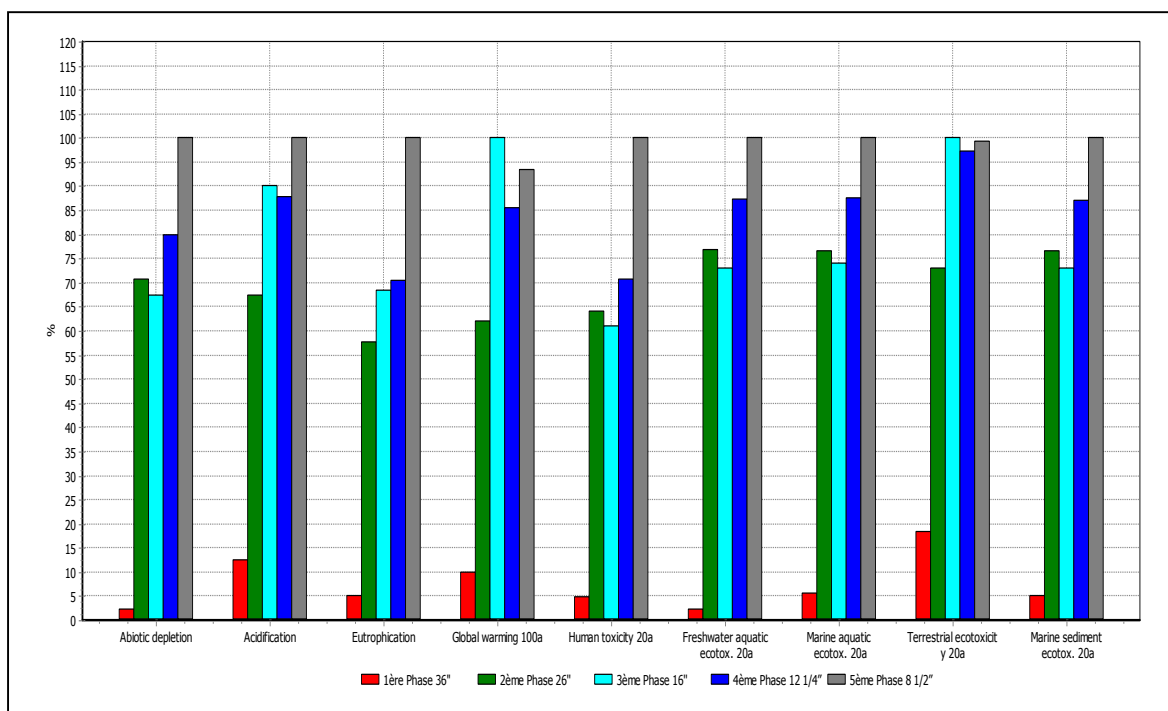


Figure 28: Pourcentages des scores d'impact des phases du puits.

Analyse des impacts environnementaux potentiels du forage pétrolier offshore dans le cadre de l'Analyse du Cycle de Vie (ACV)

Tableau 4: Scores d'impact des phases du puits en unité correspondante.

Catégorie d'impact	Unité	Phase 36"	Phase 26"	Phase 16"	Phase 12 1/4"	Phase 8 1/2"
Déplétion abiotique	kg Sb eq	4,00E-01	1,21E+01	1,15E+01	1,37E+01	1,71E+01
Acidification	kg SO2 eq	3,96E-01	2,12E+00	2,83E+00	2,75E+00	3,14E+00
Eutrophisation	kg PO4 ⁻³ eq	1,58E-02	1,76E-01	2,09E-01	2,15E-01	3,05E-01
Réchauffement climatique	kg CO2 eq	4,87E+01	3,06E+02	4,94E+02	4,23E+02	4,62E+02
Toxicité humaine	kg 1,4-DB eq	1,17E+01	1,56E+02	1,49E+02	1,72E+02	2,43E+02
Ecotoxicité aquatique	kg 1,4-DB eq	2,63E+00	9,09E+01	8,63E+01	1,03E+02	1,18E+02
Ecotoxicité marine	kg 1,4-DB eq	5,02E+00	6,72E+01	6,51E+01	7,70E+01	8,78E+01
Ecotoxicité terrestre	kg 1,4-DB eq	6,34E-03	2,54E-02	3,47E-02	3,37E-02	3,44E-02
Ecotoxicité des sédiments marins	kg 1,4-DB eq	7,92E+00	1,18E+02	1,12E+02	1,34E+02	1,54E+02

Le graphique de la figure 29 montre les scores agrégés dans les classes de dommages pour les différentes phases du puits. Ainsi, on peut constater que la phase 8''1/2 présente la charge environnementale la plus élevée concernant la santé humaine, la qualité de l'écosystème et l'épuisement des ressources. Pour le changement climatique, c'est la phase 16'' qui a le plus grand score d'impact en raison de la quantité plus importante de la baryte utilisée dans les fluides de forage.

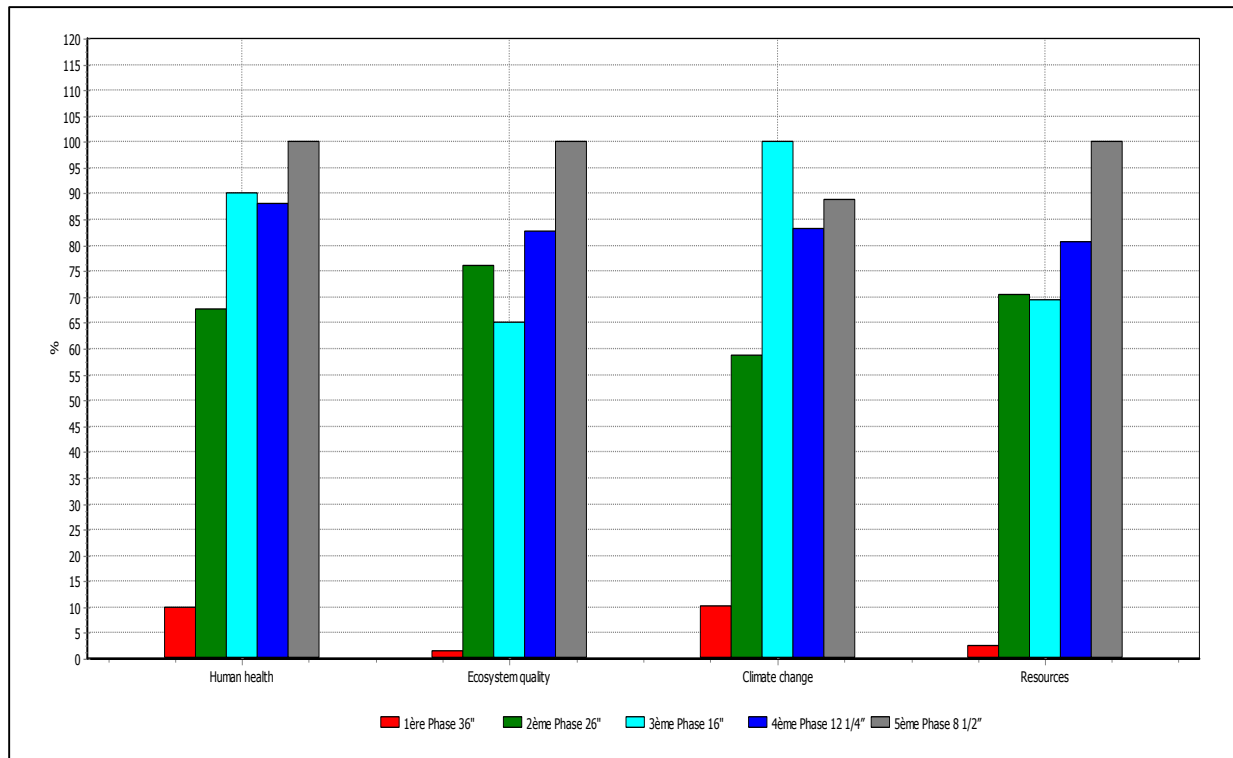


Figure 29: Pourcentages des scores de dommage des phases du puits.

2. Analyse des scénarios de traitement des boues de forage

Les rejets de forages sont composés de morceaux de roches traversées et brisées par l'outil mécanique (trépan) ainsi que les fluides résiduels surtout des trois dernières phases du puits qui sont à base d'huile (OBM). Deux scénarios de gestion ont été simulés pour le transport et le traitement de ces rejets qui sont fortement pollués par des hydrocarbures et des additifs chimiques. Il s'agit de la stabilisation-solidification et la désorption thermique qui sont déjà appliqués sur les bourbiers de forage onshore à Hassi Messaoud. Dans le premier cas, les cuttings contaminés sont stabilisés par des réactifs chimiques et solidifiés dans une matrice solide par mélange de ciment. Dans le deuxième cas, une chaleur indirecte est appliquée sur les cuttings permettant de récupérer les huiles par traitement des gaz.

La comparaison de ces deux scénarios (Fig.30) montre un avantage environnemental de la désorption thermique en raison de la réduction de la teneur des hydrocarbures dans les cuttings jusqu'à moins de 1% et la récupération de l'huile pour une réutilisation ou un recyclage. Ce scénario paraît donc le moins nocif en vue de ses scores plus faibles dans les catégories de dommage Santé humaine, Changement climatique et Epuisement des ressources. Par contre, son score plus élevé dans la catégorie Qualité de l'écosystème est dû aux teneurs en métaux dans les cuttings même après traitement par ce procédé.

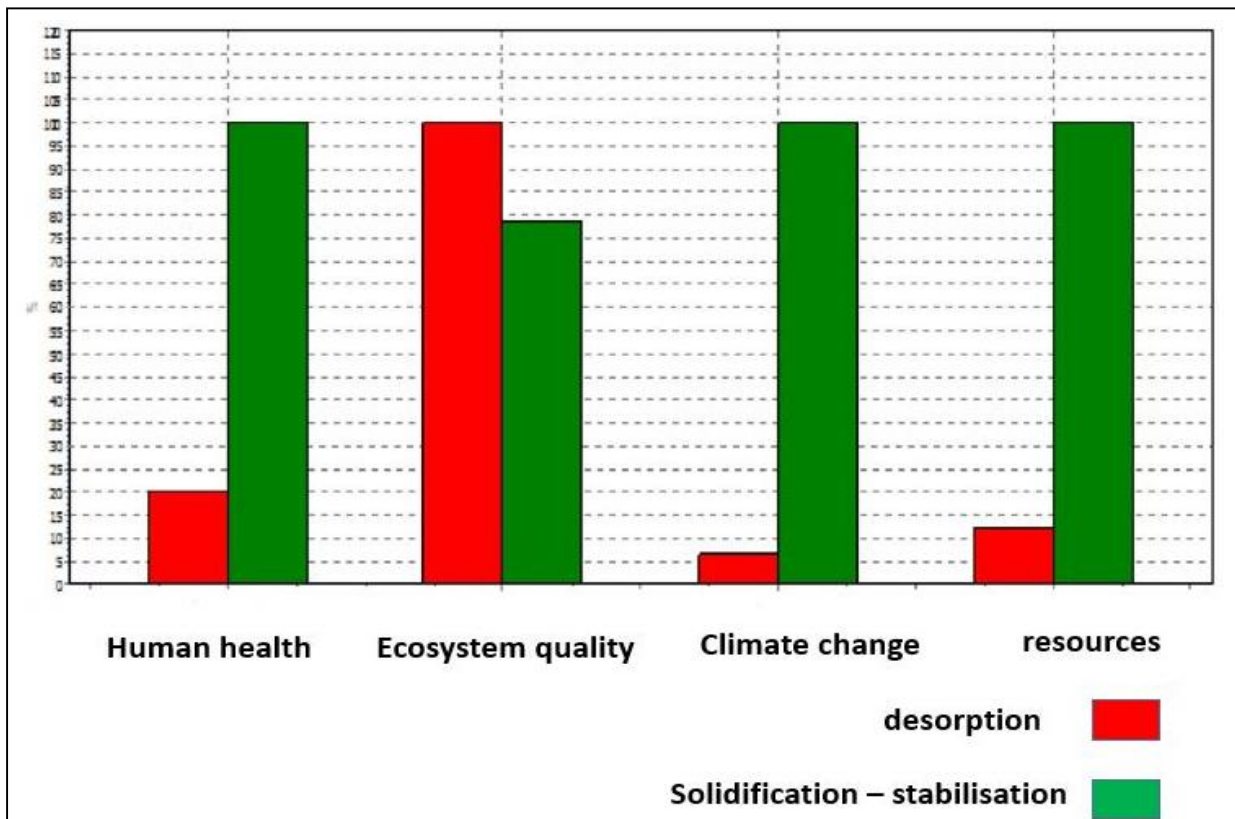


Figure 30: Analyse des scénarios de traitement des boues de forage.

3. Analyse de l'impact des émissions toxiques en milieu marin et terrestre

3.1. L'écotoxicité des eaux et sédiments marins

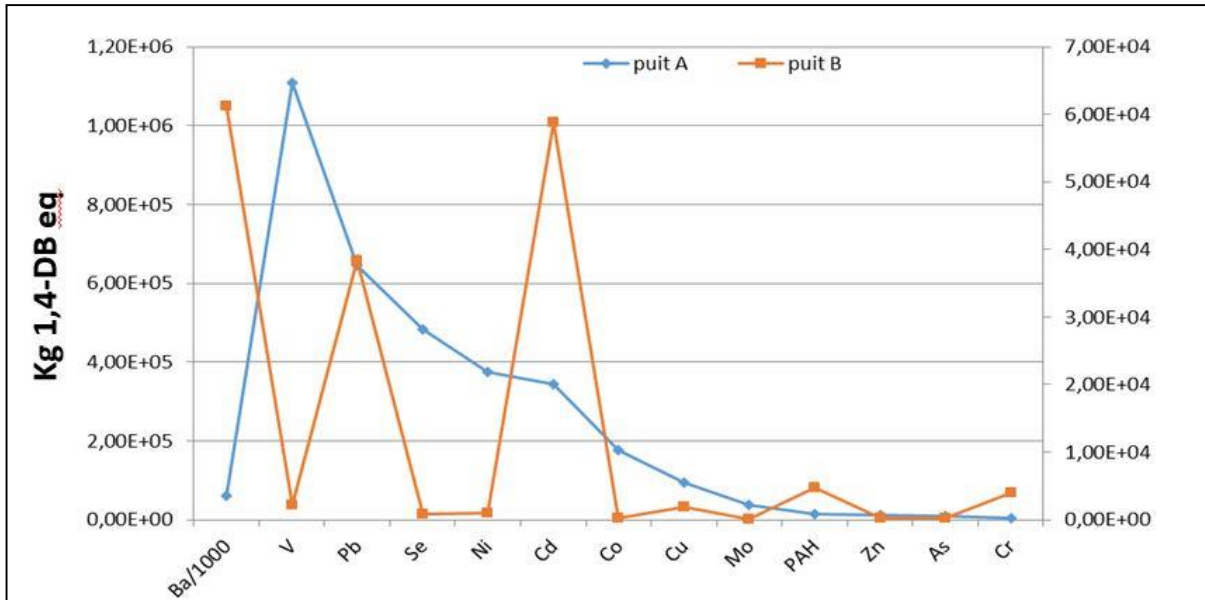


Figure 31: Ecotoxicité des eaux marines.

Dans la méthode d'analyse, l'écotoxicité des eaux marine comme l'écotoxicité sédimentaire et terrestre est exprimée en kg équivalent de la substance de référence qui est le 1,4-dichlorobenzène. Dans cette classe d'impact de puits A, le V, le plomb et le se émis en mer à l'issue du traitement des effluents y contribuent majoritairement (Fig.31), avec des scores de $1,10E+06$; $6,00E+05$ et $5,00E+05$ [kg 1,4-DB eq] respectivement. Ces scores sont dus à la fois aux concentrations, à la toxicité inhérente et la mobilité des éléments traces métalliques dans les milieux récepteurs comme l'eau et les sédiments marins.

Pour le puits B, les substances majoritaires contribuant à l'écotoxicité des eaux marine sont le Ba, le Cadmium et le plomb avec des scores respectifs de $1,07E+06$; $1,00E+06$ et $6,25E+05$ [kg 1,4-DB eq].

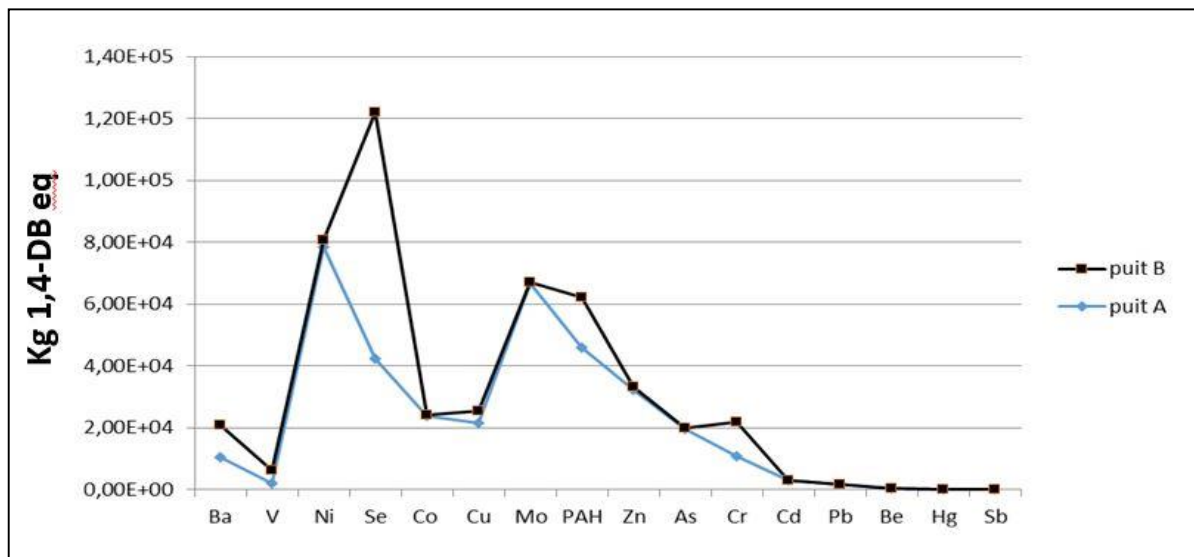


Figure 32: Ecotoxicité des sédiments marins.

Dans cette classe d'impact, les sédiments marins sont considérés comme un compartiment récepteur des polluants transférés et diffusés à partir de la colonne d'eau. Le risque potentiel d'écotoxicité concerne donc les espèces marines qui peuvent être exposés aux concentrations même faibles des polluants dans les sédiments ou à proximité de ces derniers. Dans le puits B on retrouve des scores plus importants (Fig 32), le Se enregistre un score potentiel de $1,20E+05$ [kg 1,4-DB eq], suivi du Nickel avec $8,00E+04$ [kg 1,4-DB eq] et les Hydrocarbures aromatiques polycycliques, (PAH) avec $6,25E+04$ [kg 1,4-DB eq].

Pour le puits A on retrouve des scores suivants, le Nickel avec $8,00E+04$ [kg 1,4-DB eq] et le molybdène enregistre un score potentiel de $6,25E+04$ [kg 1,4-DB eq].

3.2. L'écotoxicité terrestre et la toxicité humaine

Dans cette classe d'impact, l'exposition humaine aux éléments métalliques et hydrocarbures émises durant le cycle de vie du procédé de forage a été modélisée dans la méthode d'analyse en prenant en compte toutes les émissions locales en mer à partir des effluents et à l'air durant les différents processus d'arrière-plan de production des matériaux et réactifs chimiques utilisés. L'impact sur la santé humaine est considéré par une exposition via la chaîne alimentaire, et plus particulièrement la consommation des produits de la mer. Pour les émissions à l'air, ce sont les retombées atmosphériques sur la surface marine et leur transfert vers les organismes marins qui ont été comptabilisé. Ainsi, on retrouve l'impact de plomb, le Nickel et le PAH avec des scores de contribution plus élevés dans le puits B.

Les métaux tributaires de cette catégorie dans les deux puits, sont principalement Co, Ni, Ba, Hg, Zn et Cd ect. Ces résultats montrent que l'impact de certains métaux est plus réduit dans le puits A.

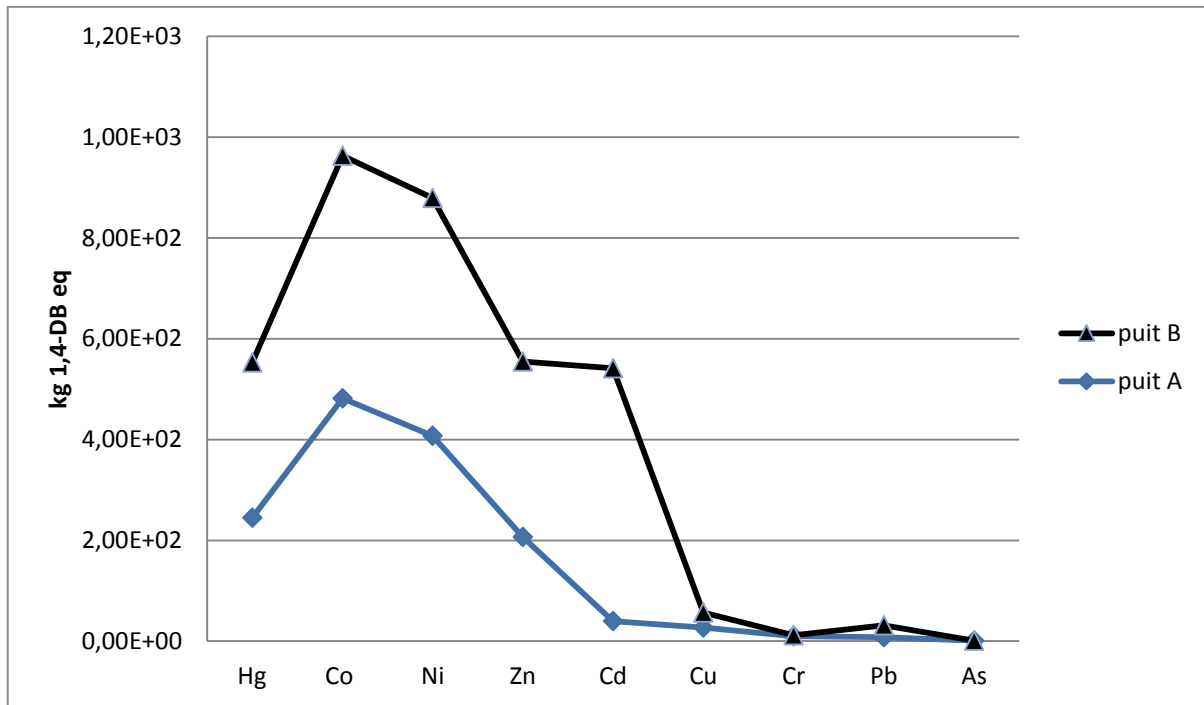


Figure 33: Scores d'impact des deux puits d'écotoxicité terrestre (kg TEG de sol).

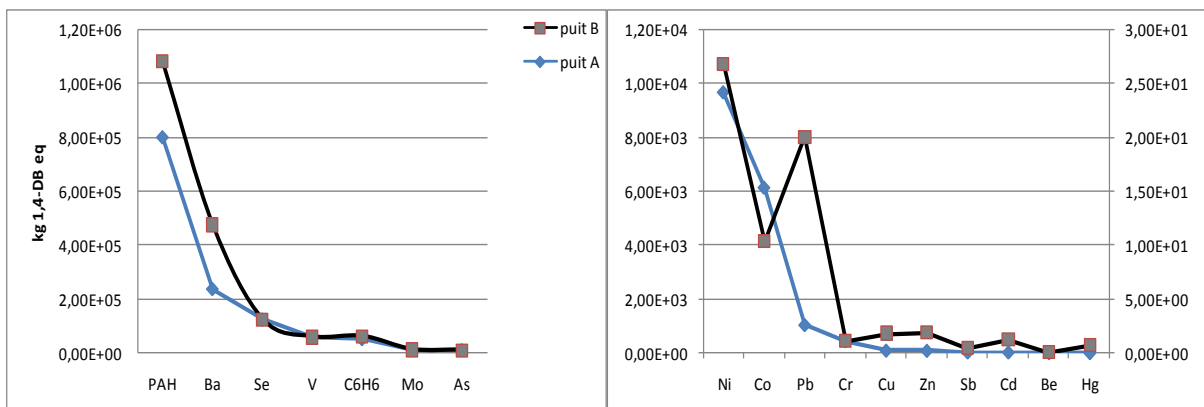


Figure 34: Scores d'impact (kg C₂H₃Cl) des deux puits relatifs aux substances cancérigènes (hydrocarbures) et des effets non cancérigènes (métaux).

3.3. Evaluation du dommage sur la qualité de l'écosystème marin et terrestre

L'analyse des dommages concernant tout le cycle de vie de boue de forage prend en compte à la fois les phases de forage pour chaque puits et le scénario de traitement correspondant. Ainsi, deux puits (A et B) ont été comparés au niveau des catégories de dommages (Tableau 5). Leurs résultats ont été normalisés par référence à la norme européenne. Impacts normalisés selon la méthode Impact 2002+ (Fig.35). La comparaison entre les puits repose sur leur différenciation selon les scénarios de traitement car les phases de forage sont les mêmes. L'analyse montre deux catégories de dommages dominantes du cycle de vie des boues de forage concernant les deux puits : l'épuisement abiotique ; et la qualité de l'écosystème aquatique. Cette est principalement due à l'impact local des émissions provenant des cuttings traités. L'agrégation de ces scores normalisés pour les deux catégories de dommages permet de classer les puits de la pire au plus avantageux (Fig. 36) : puits A > puits B.

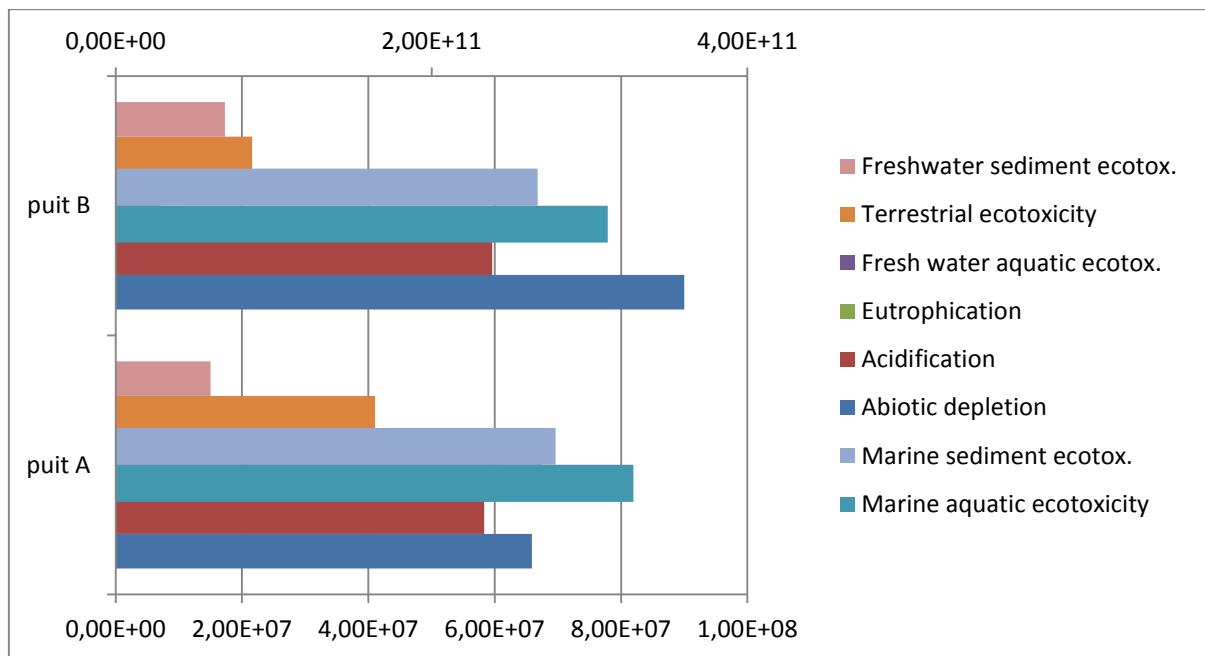


Figure 35: Scores de dommages normalisés des deux puits.

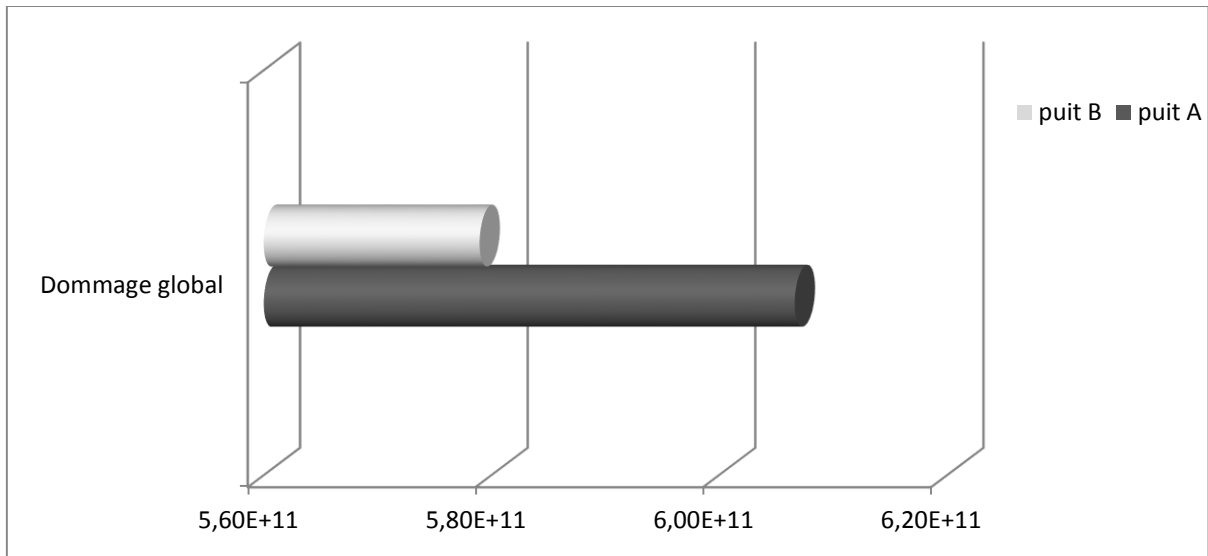


Figure 36: Score de dommage global des deux puits de forage.

Conclusion générale

L'objectif principal de cette étude était d'évaluer les impacts environnementaux des différentes étapes du cycle de vie du forage pétrolier d'exploration offshore en tenant compte des flux entrants d'énergie et de matière (gasoil et produits chimiques), des pertes de fluide de circulation en profondeur au cours des phases du puits, des rejets directs en mer de forage ainsi que les flux entrants et les émissions des procédés de traitement des cuttings onshore.

L'application de la méthodologie de l'ACV sur le puits de forage pétrolier d'exploration offshore a été pertinente. Ceci a permis une analyse globale et multicritères des impacts environnementaux potentiels de ce type de forage. Des classes d'impact prépondérantes ont été mises en évidence à savoir l'écotoxicité marine et terrestre ainsi que la toxicité humaine via la chaîne alimentaire. La contribution des substances identifiées à la toxicité humaine et à la toxicité aquatique a été caractérisée selon le modèle semi-empirique de la méthode d'impact. L'analyse a montré l'impact majoritaire des émissions locales d'hydrocarbures et de métaux dans les eaux suite aux pertes de circulation ainsi que les rejets directes en mer des fluides à base d'eau (WBM). Il y a également la contribution importante des émissions locales sur les sols due aux procédés de traitement des cuttings onshore. Certaines substances toxiques telles que Co, Ni, Ba, Hg, Zn et Cd ainsi que les hydrocarbures polycycliques persistants (PAHs), ont été identifiées comme majoritaires.

Toutefois, les conclusions ne peuvent pas être définitives à ce stade d'analyse. Il y a encore des incertitudes d'abord en raison d'un manque de données dans l'inventaire du cycle de vie concernant en particulier la composition de certains additifs de boue et les émissions atmosphériques; et en second lieu au fait que d'autres moyens importants de transfert de polluants et d'exposition de la population n'ont pas été analysés.

Il serait donc pertinent d'affiner l'étude avec des données moins génériques pour améliorer l'analyse du devenir et des effets des substances toxiques dans le milieu marin. Le but est de calculer des facteurs spécifiques pour mieux caractériser la toxicité humaine et l'écotoxicité terrestre à l'échelle locale. Ceci permettra d'ouvrir des perspectives de recherche scientifiques pour mieux exploiter les résultats des calculs et les proposer comme outil d'aide à la décision pour les décideurs.

Références bibliographiques

Abubaker H. (2015) an Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. In: International Journal of Environmental Science and Development, 6(9), pp.

AECOM. (2010.). Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent, Aecom Tecslut inc., Rapport 05-19255. 800, Québec.

Bonton, A. P. (2014). Revue de littérature sur les technologies et les meilleures pratiques environnementales dans le secteur de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier. Contexte du golfe du Saint-Laurent. Document de travail du MDDELCC. 301.

Damien P. (2015) Etude de la circulation océanique en Méditerranée Occidentale à l'aide d'un modèle numérique à haute résolution : influence de la submésoséchelle. Thèse de Doctorat, Université de Toulouse.

Durrieu de Madron, et al. (2011). Marine ecosystems' responses to climatic and anthropogenic forcings in the Mediterranean. Progress in Oceanography, 91(2) :97–166.

Edwards R., Larivé J.-F., Rickeard D. and Weindorf W. (2014) "Well-to-Tank Report" Version 4.a, JEC Well-To-Wheels Analysis. WTW report Version 2c. Concaawe, EUCAR, JRC/IES.

Gaurina-Medimurec, B. N. (2005). Drilling fluids differential sticking tendency determination Katarina University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Pierottijeva 6, 10000 Zagreb, Faculty of Mining.

Gaurina-Medimurec, N. S. (2006). Offshore drilling and Environmental protection. Energy and Environment (Energija i okoliš).

GENIVAR. (2013). Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs, Québec. Rapport de GENIVAR au ministère des Ressources naturelles, 660 p. 660. Rapport de GENIVAR au ministère des Ressources naturelles, Québec.

Ghazi M., Duplay, J., Khodja, M. (2008) Life-Cycle Assessment (LCA) of drilling mud in arid area. Evaluation of specific fate factors of toxic emissions to groundwater. First results. The ninth SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production field, Nice, France, mars 2008, SPE-111646.

Ghazi M. (2010) Analyse du cycle de vie des boues de forage pétrolier. Caractérisation des émissions toxiques en milieu aride. Thèse de doctorat, EOST, Université de Strasbourg.

Ghazi M., Duplay J., Hadjamor R., Khodja M, Ait Amar H., Kessaissia Z. (2011) Life-Cycle Impact Assessment of oil drilling mud system in Algerian arid area. Resources, Conservation and Recycling journal, 18 p.

- Hilly J. (1962) - Étude géologique du massif de l'Edough et du Cap de Fer (Est-Constantinois). Publications du Service de la Carte Géologique de l'Algérie, Bulletin n° 19, 408 p.
- IFM. (2012). l'exploitation offshore en Méditerranée. (n° 3.12/GG) . institut français de la mer, France.
- IFP. (Septembre 2019). *Fiche pédagogique « Quelles sont les grandes étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier ? »*. Institut français du pétrole.
- Isern-Fontanet, J., Garcí'a-Ladona, E., Font, J., 2003. Identification of marine eddies from altimetry. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* 20, 772–778.
- ISO. (2006b). *14044 International Standard. IN: Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework*. Geneva, Switzerland, International Organisation For Standardization.
- ISO. (2006a). ISO 14040 international Standard. In: *Environmental Management-Life cycle Assessment - Principles and framework*. Geneva, Switzerland, International Organisation for Standardization.
- ITOPF. (2001). The International Tanker Owners Pollution Federation Limited. Devenir des déversements d'hydrocarbures en mer. Guide d'informations techniques.
- Jean, P. (1993). *technique d'exploitation pétrolière : le forage*. (1. paris: edition technip, Éd.) paris, institut française du pétrole .
- Kohler A. (2006). Environmental Assessment of industrial wastewater treatment processes and waterborne organic contaminant emissions. Thèse de doctorat, Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, 181p.
- Loulachi A. (2009) Etude de performances dans un système mixte tensioactif-polymère dans les fluides de forage, aspect stabilité des argiles et endommagement du réservoir. Mémoire de magister, Université m'Hamed Bougara, Boumerdes.
- MEDATLAS database (2002) Mediterranean and Black Sea database of temperature salinity and bio-chemical parameters. MEDAR Group, Climatological Atlas. IFREMER Edition 2002.
- Mekhennene, A. (2016).) *Optimalisation du projet de forage offshore dans le champ de Mahdia au niveau du bassin Méditerrané occidentale par la proposition d'un puits type représentatif*.
- Millot C. (1999). Circulation in the Western Mediterranean Sea. *Journal of Marine Systems*, 20(1-4) :423–442.
- Neff et al. 2011 Neff J. M., Lee K. and DeBlois E. M. (2011) Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects. *In: Springer*, pp., DOI: 10.1007/978-1-4614-0046-2_1.

Nouaceur Z., Laignel B., Turki I. (2013) Changements climatiques au Maghreb : vers des conditions plus humides et plus chaudes sur le littoral algérien ? », *Physio-Géo*, Volume 7| -1, 307-323.

OGP, International Association of Oil & Gas Producers (2010). Major accidents, report n°434-17.

OGP, International Association of Oil & Gas Producers (2003) Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations. Report No. 342, 104p.

OSPAR. (1992). Convention, Convention for the Protection of the Marine Environment in the North East Atlantic.

OSPAR (2001) Décision OSPAR 2000/3 sur l'utilisation des fluides de forage à phase organique (OPF) et sur le rejet des déblais de forage contaminés par des OPF www.ospar.org.

Oumessaad, T. A. (2014). Biodiversité méditerranéenne et changements globaux : cas du complexe de zones humides de Guerbès-Senhadja (Algérie). 273-295. skikda, Algerie.

Refes W. (2011) Contribution à la connaissance de la biodiversité des fonds chalutables de la côte algérienne : les peuplements ichtyologiques des fonds chalutables du secteur oriental de la côte algérienne. Thèse de Doctorat, Université de Annaba Baji Mokhtar, Faculté des Sciences Département des Sciences de la Mer.

Samraoui, B. B. (2008). The Guerbès-Sanhadja wetlands. Part I Overview. *Écologie*, vol. 28, n° 3. 232-250. skikda.

Sonatrach. (2017). Récupéré sur <http://repporterre.net/Malagre-les-risques-ecologiques-1>

Thomas, F. (2018). Les relations de travail offshore : Contribution à l'étude du pluralisme juridique. français.

Toubal A. et Toubal O. (1998) - Roche-mère, sol et végétation du massif de l'Edough : segment de la chaîne alpine de l'Algérie orientale. *Écologie*, vol. 29, n° 1-2, p. 207-214.

UKOOA (2002) Drill Cuttings Initiative. Final Report of the Scientific Review Group. United Kingdom Offshore Operators' Association, Oil and Gas for Britain, 22 p.

US EPA (2000) Development Document for Final Effluent Limitations Guidelines and Standards for Synthetic-Based Drilling Fluids and other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category, EPA-821-B-00-013.

US EPA (2003) Oil and Gas Environmental Assessment Effort 1996 – 2002, U.S. Environmental Protection Agency, report region 8, 71 p.

Annexes

1. **Annexe 1** : Diamètres de tubage décroissants et types de fluides dans les différentes sections du puits.

Drilling HAZARD	CASING SEAT (m/RKB)	CASING / MUD SYSTEM	DRILL BIT SELECTION
		30" - 1,25" - X52 CP - 150m Sea Water + HI Vls	26" Drill Bit IADC 133 & 30" Hole Opener
Bit Bailing; <u>SHALLOW GAS !!!</u>		20" - 133# K55 BTC RIII - 520m WBM - KCl Polymer MW: 8.8 to 9.2 ppg	26" Drill Bit IADC 133 Make / Type : Smith / DSJC (Same Drill Bit used in the above section)
Losses; Stuck Pipe; Problem to deal with a huge amount of cutting at surface			<u>Primary:</u> 15" Drill Bit IADC 135 Make / Type : Smith / MGGH+OPS <u>Backup:</u> 15" Drill Bit IADC 435 Make / Type : Smith / GS03BVOPS
Reactive shale			
Reactive Shale		13 3/8" - 72# N80 BTC RIII SD 12.15" - 1,525m <u>Low Toxic I.E. TS OBM</u> MW: 9.2 to 9.6 ppg	
Reactive Shale			<u>Primary:</u> 12 1/4" PDC Bit Make / Type : Smith / M160LHBPX <u>Backup:</u> 12 1/4" Drill Bit IADC 135 Make / Type : Smith / GSH+C
		9 5/8" - 53.5# L80 VAM TOP RIII SD 8.5" - 2,760m <u>Low Toxic I.E. TS OBM</u> MW: 9.4 to 9.8 ppg	
Losses; Stuck Differential pressure; <u>H2S</u>		WBM - HEC MW: 8.3 to 8.8 ppg	<u>Primary & Backup:</u> 8 1/2" Drill Bit IADC 517 Make / Type : Smith / GP10PS

2. Annexe 2: PROPRIÉTÉS DE LA BOUE DE FORAGE.

La boue de forage est un mélange d'argile à la bentonite, un matériau de poids de forage généralement de la baryte ($BaSO_4$), ouilménite, polymères organiques, émulsifiants, sels et autres produits chimiques en suspension dans un liquide. Les agents alourdissants contiennent jusqu'à 90% de la boue et sont utilisés pour réguler la pression hydrostatique dans le puits. Il contient des métaux lourds sous forme d'impuretés et constitue avec l'argile la principale source de métaux lourds dans les rejets de forage. Des sels tels que les chlorures de sodium ou de calcium établissent des conditions de pression osmotique isotonique entre l'eau de l'émulsion et l'eau de formation environnante. L'argile et les polymères assurent la viscosité du fluide nécessaire. Dans En plus de cela, des désoxygénants sont pompés dans le puits pour éviter les dommages dus à la corrosion. l'équipement. De la chaux est également ajoutée pour réduire la corrosion et stabiliser les émulsions dans la boue augmenter le pH (Patin, 1999). Une sélection rigoureuse de différents additifs est ajoutée à la base de fluide de forage selon les propriétés souhaitées. Densité, propriétés d'écoulement, propriétés de filtration, alcalinité et pouvoir lubrifiant sont quelques-uns des facteurs de performance altérés par l'utilisation de additifs. Chaque puits est différent et donc le fluide de forage est personnalisé pour chaque bien (Darley et al. 1988) .

Les boues de forage sont utilisées comme aide au forage pour :

- Retirer les déblais du puits et les déplacer vers la surface, avec aussi peu de désintégration possible.
- Refroidir et lubrifier le foret pour éviter d'endommager l'équipement.
- Augmente la pression dans le puits pour empêcher le puits de s'affaisser.
- Sceller les formations perméables pendant le forage.
- Transmission de l'énergie hydraulique au trépan.
- Maintenir la stabilité dans le puits de forage.

3. **Annexe 3** : Matrice des émissions du cycle de vie du système de fluides de forage offshore.

Substance	Compartiment	Sous-compartiment	Unité	puit A	puit B
Water	Brut		m3	87310120	1557790,8
Energy, gross calorific value, in biomass	Brut	Biotic	TJ	x	467,46043
Energy, gross calorific value, in biomass, primary forest	Brut	Biotic	MJ	x	1,4870021
Peat, in ground	Brut	Biotic	g	x	114,2954
Wood, dry matter	Brut	Biotic	kg	205560,3	364,42462
Wood, hard, standing	Brut	Biotic	m3	x	36717,084
Wood, primary forest, standing	Brut	Biotic	cm3	x	137,93603
Wood, soft, standing	Brut	Biotic	m3	x	5,0745384
Wood, unspecified, standing/kg	Brut	Biotic	tn.lg	6,0572149	6,3968042
Wood, unspecified, standing/m3	Brut	Biotic	cm3	x	2,914942
Carbon dioxide, in air	Brut	in air	kton	x	43,311208
Energy, kinetic (in wind), converted	Brut	in air	MWh	x	11,919511
Energy, solar, converted	Brut	in air	MJ	x	632,76777
Aluminium, 24% in bauxite, 11% in crude ore, in ground	Brut	in ground	kg	x	3,0757227
Anhydrite, in ground	Brut	in ground	mg	x	635,83658
Barite, 15% in crude ore, in ground	Brut	in ground	g	x	146,82913
Baryte, in ground	Brut	in ground	kton	1,1144583	1,0970758
Basalt, in ground	Brut	in ground	g	x	2,2622737
Bauxite, in ground	Brut	in ground	oz	631,65713	11,28417
Borax, in ground	Brut	in ground	g	x	1,4747293
Cadmium, 0.30% in sulfide, Cd 0.18%, Pb, Zn, Ag, In, in ground	Brut	in ground	g	x	14,565595
Calcite, in ground	Brut	in ground	tn.lg	x	2,6554155
Carbon, in organic matter, in soil	Brut	in ground	g	x	21,448809
Cerium, 24% in bastnasite, 2.4% in crude ore, in ground	Brut	in ground	pg	x	-0,00664885
Chromium, 25.5% in chromite, 11.6% in crude ore, in ground	Brut	in ground	kg	x	11,309917
Chromium, in ground	Brut	in ground	oz	126,1714	2,2498531
Chrysotile, in ground	Brut	in ground	g	x	1,3740131
Cinnabar, in ground	Brut	in ground	mg	x	130,04118
Gold, Au 2.1E-4%, Ag 2.1E-4%, in ore, in ground	Brut	in ground	µg	x	132,4285

Gold, Au 4.3E-4%, in ore, in ground	Brut	in ground	µg	x	32,820817
Gold, Au 4.9E-5%, in ore, in ground	Brut	in ground	µg	x	78,610433
Gold, Au 6.7E-4%, in ore, in ground	Brut	in ground	µg	x	121,70279
Gold, Au 7.1E-4%, in ore, in ground	Brut	in ground	µg	x	137,2317
Gold, Au 9.7E-4%, Ag 9.7E-4%, Zn 0.63%, Cu 0.38%, Pb 0.014%, in ore, in ground	Brut	in ground	µg	x	8,2231387
Granite, in ground	Brut	in ground	µg	x	11,868412
Gravel, in ground	Brut	in ground	tn.lg	121,38283	1912,2424
Gypsum, in ground	Brut	in ground	g	x	10,316788
Helium, 0.08% in natural gas, in ground	Brut	in ground	ng	x	287,25578
Indium, 0.005% in sulfide, In 0.003%, Pb, Zn, Ag, Cd, in ground	Brut	in ground	mg	x	242,75787
Iron, 46% in ore, 25% in crude ore, in ground	Brut	in ground	kg	x	123,98609
Iron, in ground	Brut	in ground	kg	40905,947	73,341775
Kaolinite, 24% in crude ore, in ground	Brut	in ground	g	x	236,97646
Kieserite, 25% in crude ore, in ground	Brut	in ground	mg	x	915,12532
Lanthanum, 7.2% in bastnasite, 0.72% in crude ore, in ground	Brut	in ground	pg	x	0,0189547
Lead, 5.0% in sulfide, Pb 3.0%, Zn, Ag, Cd, In, in ground	Brut	in ground	mg	x	235,07759
Lead, in ground	Brut	in ground	g	5,6261098	0,30890414
Magnesite, 60% in crude ore, in ground	Brut	in ground	kg	x	1,8441847
Manganese, 35.7% in sedimentary deposit, 14.2% in crude ore, in ground	Brut	in ground	kg	x	1,6027674
Manganese, in ground	Brut	in ground	g	79,668814	1,7442717
Marl, in ground	Brut	in ground	kg	2,30E+08	894,34734
Metamorphous rock, graphite containing, in ground	Brut	in ground	g	x	2,7722837
Molybdenum, 0.010% in sulfide, Mo 8.2E-3% and Cu 1.83% in crude ore, in ground	Brut	in ground	mg	x	164,6764
Molybdenum, 0.014% in sulfide, Mo 8.2E-3% and Cu 0.81% in crude ore, in ground	Brut	in ground	mg	x	23,334224
Energy, potential (in hydropower reservoir), converted	Brut	in water	MWh	4861,1793	190,26459

Magnesium, 0.13% in water	Brut	in water	µg	x	242,9074
Volume occupied, reservoir	Brut	in water	m3y	362158,13	12528,008
Water, cooling, unspecified natural origin/m3	Brut	in water	m3	x	359310,6
Water, lake	Brut	in water	m3	x	8,4925095
Water, river	Brut	in water	m3	x	2077,2059
Water, salt, ocean	Brut	in water	m3	x	333,4269
Water, salt, sole	Brut	in water	m3	x	85,201384
Water, turbine use, unspecified natural origin	Brut	in water	m3	x	2444043
Water, unspecified natural origin/kg	Brut	in water	kton	754,27162	103,62134
Water, unspecified natural origin/m3	Brut	in water	m3	x	2747,3097
Water, well, in ground	Brut	in water	m3	x	443,94828
Land use II-III	Brut	land	ha a	119,96935	5,8404313
Land use II-III, sea floor	Brut	land	km2a	39,333177	39,056881
Land use II-IV	Brut	land	m2a	70390,239	5277,2978
Land use II-IV, sea floor	Brut	land	km2a	4,0543429	4,0258631
Land use III-IV	Brut	land	m2a	7540,1667	36,846206
Occupation, arable, non-irrigated	Brut	land	m2a	x	5867,2508
Occupation, construction site	Brut	land	m2a	x	5,1648031
Occupation, dump site	Brut	land	m2a	x	332,89475
Occupation, dump site, benthos	Brut	land	cm2a	x	26,60901
Occupation, forest, intensive	Brut	land	m2a	x	4,0282949
Occupation, forest, intensive, normal	Brut	land	km2a	x	30,000333
Occupation, forest, intensive, short-cycle	Brut	land	m2a	x	0,37301445
Occupation, industrial area	Brut	land	m2a	x	103,3259
Occupation, industrial area, benthos	Brut	land	mm2a	x	24,381313
Occupation, industrial area, built up	Brut	land	m2a	x	59,096594
Occupation, industrial area, vegetation	Brut	land	cm2a	x	117,59038
Occupation, mineral extraction site	Brut	land	m2a	x	230,14739
Occupation, permanent crop, fruit, intensive	Brut	land	m2a	x	0,44676254
Occupation, shrub land, sclerophyllous	Brut	land	m2a	x	1,2693886
Occupation, traffic area, rail embankment	Brut	land	cm2a	x	81,303383
Occupation, traffic area, rail network	Brut	land	cm2a	x	89,900979

Occupation, traffic area, road embankment	Brut	land	ha a	x	29,292795
Occupation, traffic area, road network	Brut	land	cm2a	x	319,72163
Occupation, urban, discontinuously built	Brut	land	mm2a	x	1,2196647
Occupation, water bodies, artificial	Brut	land	m2a	x	1693,521
Occupation, water courses, artificial	Brut	land	m2a	x	232,31842
Transformation, from arable	Brut	land	cm2	x	11,765419
Transformation, from arable, non-irrigated	Brut	land	ha	x	1,0843902
Transformation, from arable, non-irrigated, fallow	Brut	land	mm2	x	372,83128
Transformation, from dump site, inert material landfill	Brut	land	cm2	x	20,093478
Acenaphthene	Air		ng	x	2,1698218
Acetaldehyde	Air		oz	209,82881	27,453526
Acetic acid	Air		kg	26,671453	1,053877
Acetone	Air		oz	208,8639	8,746296
Acrolein	Air		g	1,7307848	1,0689049
Aldehydes, unspecified	Air		g	203,01723	3,6351376
Aluminum	Air		kg	215,9264	7,4455929
Americium-241	Air		Bq	1958,1851	35,06074
Ammonia	Air		kg	121,76063	6,0416377
Antimony	Air		g	183,44696	3,1925977
Antimony-124	Air		Bq	28,851213	0,51706478
Antimony-125	Air		Bq	3,7338078	0,06560422
Argon-41	Air		kBq	228249,23	4093,5381
Arsenic	Air		oz	133,65678	1,362049
Barium	Air		oz	119,34413	1,9345003
Barium-140	Air		Bq	413,01057	7,3482045
Benzal chloride	Air		pg	x	159,35013
Benzaldehyde	Air		mg	593,41193	366,48123
Benzene	Air		kg	118,09592	133,82504
Benzene, ethyl-	Air		kg	23,86259	1,7516139
Benzene, hexachloro-	Air		mg	0,05210563	1,2619211
Benzene, pentachloro-	Air		µg	139,28235	2,0198371
Benzo(a)pyrene	Air		g	11,683474	4,7828314
Beryllium	Air		g	38,057331	0,58550419
Boron	Air		kg	145,56616	2,5623573
Bromine	Air		oz	534,24054	9,2374889
Butadiene	Air		µg	x	33,595398
Butane	Air		kg	372,51903	62,230142
Butene	Air		kg	8,1748995	1,4668777
Cadmium	Air		oz	50,699932	3,1554069

Calcium	Air		kg	224,6472	4,1063694
Carbon-14	Air		kBq	157717,82	2821,4678
Carbon dioxide	Air		kton	207,11505	15,205416
Carbon dioxide, biogenic	Air		kg	x	129,18478
Carbon dioxide, fossil	Air		tn.lg	x	258,26613
Carbon disulfide	Air		pg	x	29,554892
Carbon monoxide	Air		tn.lg	254,35696	39,299056
Carbon monoxide, biogenic	Air		g	x	153,90094
Carbon monoxide, fossil	Air		kg	x	927,34265
Cerium-141	Air		Bq	9,7565172	0,17489112
Cerium-144	Air		Bq	20825,357	372,87203
Cesium-134	Air		kBq	74,417571	1,3325083
Cesium-137	Air		kBq	143,6244	2,5715962
Chlorine	Air		µg	x	110,16042
Chloroform	Air		pg	x	13,447476
Chromium	Air		oz	756,70862	1,9282558
Chromium-51	Air		Bq	369,53324	6,6194207
Chromium VI	Air		µg	x	776,31539
Cobalt	Air		oz	65,169721	3,0268668
Cobalt-57	Air		mBq	180,26134	3,232998
Cobalt-58	Air		Bq	2982,1435	53,480927
Cobalt-60	Air		Bq	4442,2619	79,587717
Copper	Air		oz	572,39021	14,218887
Cumene	Air		pg	x	1,2068248
Curium-242	Air		mBq	10,321467	0,18511593
Curium-244	Air		mBq	93,704378	1,6805918
Curium alpha	Air		Bq	3108,2303	55,651968
Cyanide	Air		g	16,516093	0,1111007
Dinitrogen monoxide	Air		kg	1153,6135	525,83082
Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Air		mg	32,927316	0,36233704
Ethane	Air		kg	304,72144	16,631899
Ethane, 1,1,1-trichloro-, HCFC-140	Air		pg	x	24,875369
Ethane, 1,2-dichloro-1,1,2,2-tetrafluoro-, CFC-114	Air		oz	75,082937	1,3444325
Ethane, hexafluoro-, HFC-116	Air		mg	194,64322	50,469841
Ethanol	Air		oz	419,50046	17,315142
Ethene	Air		kg	34,317957	3,0024049
Ethene, chloro-	Air		pg	x	9,1127588
Ethene, tetrachloro-	Air		ng	x	19,703263
Ethylene oxide	Air		µg	x	324,7612
Ethyne	Air		oz	54,10649	0,13227882
Fluorine	Air		ng	x	2,3015831
Formaldehyde	Air		kg	46,818389	2,1065905

Furan	Air		pg	x	1,9358456
Heat, waste	Air		TJ	924,7343	40,073998
Helium	Air		kg	302,33528	56,205602
Heptane	Air		kg	79,67805	14,665862
Hexane	Air		kg	167,24129	30,797615
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	Air		kg	130,74491	17,115063
Hydrocarbons, aliphatic, alkenes, unspecified	Air		oz	664,42867	11,944716
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	Air		ng	x	93,120391
Hydrocarbons, aromatic	Air		kg	42,526154	34,228409
Hydrocarbons, chlorinated	Air		mg	363,53453	42,060024
Hydrogen	Air		g	x	1,5089248
Hydrogen-3, Tritium	Air		kBq	1623745,6	29103,693
Hydrogen chloride	Air		kg	3418,4956	52,405188
Hydrogen fluoride	Air		kg	302,17878	6,4044049
Hydrogen sulfide	Air		oz	807,30933	7,1882116
Iodine	Air		oz	238,56348	4,1911085
Iodine-129	Air		kBq	559,48146	10,017354
Iodine-131	Air		kBq	62,90025	1,110486
Iodine-133	Air		Bq	34760,134	623,22155
Iodine-135	Air		Bq	52037,993	933,24005
Iron	Air		kg	144,13643	2,6479629
Iron-59	Air		Bq	4,0841281	0,07324902
Isoprene	Air		pg	x	25,860531
Krypton-85	Air		kBq	9,64E+09	1,73E+08
Krypton-85m	Air		kBq	11651,296	203,40597
Krypton-87	Air		kBq	5169,2628	91,051213
Krypton-88	Air		kBq	454339,12	8146,3198
Krypton-89	Air		kBq	3654,1206	63,77067
Lanthanum	Air		g	96,520633	1,5842914
Lanthanum-140	Air		Bq	260,14501	4,655666
Lead	Air		oz	768,01849	11,290327
Lead-210	Air		kBq	1845,3376	30,802401
Magnesium	Air		kg	76,178588	1,1941805
Manganese	Air		oz	106,99966	1,8249064
Manganese-54	Air		Bq	106,71544	1,9129875
Mercury	Air		oz	248,33003	5,5642928
Metals, unspecified	Air		kg	35,784545	19,454167
Methane	Air		tn.lg	275,77366	34,252018
Methane, biogenic	Air		kg	x	2,821041
Methane, bromo-, Halon 1001	Air		pg	x	36,451037
1-Propanol	Air	high. pop.	ng	x	258,47806
1,4-Butanediol	Air	high. pop.	ng	x	229,79064

2-Propanol	Air	high. pop.	mg	x	4,2918793
Acenaphthene	Air	high. pop.	µg	x	704,25859
Acetaldehyde	Air	high. pop.	g	x	452,54663
Acetic acid	Air	high. pop.	g	x	372,42346
Acetone	Air	high. pop.	g	x	63,864232
Acrolein	Air	high. pop.	mg	x	124,47014
Acrylic acid	Air	high. pop.	µg	x	11,104338
Aldehydes, unspecified	Air	high. pop.	mg	x	274,98927
Aluminum	Air	high. pop.	g	x	55,712526
Ammonia	Air	high. pop.	kg	x	11,261864
Ammonium carbonate	Air	high. pop.	mg	x	7,2366318
Antimony	Air	high. pop.	mg	x	8,2302278
Arsenic	Air	high. pop.	g	x	10,416079
Arsine	Air	high. pop.	pg	x	129,43291
Barium	Air	high. pop.	mg	x	654,65502
Benzaldehyde	Air	high. pop.	mg	x	64,940943
Benzene	Air	high. pop.	kg	x	6,4837467
Benzene, ethyl-	Air	high. pop.	g	x	397,13945
Benzene, hexachloro-	Air	high. pop.	mg	x	1,6018974
Benzene, pentachloro-	Air	high. pop.	mg	x	3,9062456
Benzo(a)pyrene	Air	high. pop.	g	x	3,1875287
Beryllium	Air	high. pop.	mg	x	20,306885
Boron	Air	high. pop.	g	x	2,4996626
Boron trifluoride	Air	high. pop.	pg	x	0,96599377
Bromine	Air	high. pop.	g	x	381,95991
Butane	Air	high. pop.	kg	x	7,045735
Butanol	Air	high. pop.	pg	x	712,35574
Butene	Air	high. pop.	g	x	144,95822
Butyrolactone	Air	high. pop.	ng	x	66,496325
Cadmium	Air	high. pop.	g	x	9,8043143
Calcium	Air	high. pop.	kg	x	37,265743
Carbon dioxide, biogenic	Air	high. pop.	tn.lg	x	669,78267
Carbon dioxide, fossil	Air	high. pop.	tn.lg	x	104,12634
Carbon disulfide	Air	high. pop.	µg	x	30,227711
Carbon monoxide, biogenic	Air	high. pop.	kg	x	744,21461
Carbon monoxide, fossil	Air	high. pop.	kg	x	19,881174
Chlorine	Air	high. pop.	kg	x	1,1606313
Chloroform	Air	high. pop.	mg	x	91,658101
Chlorosilane, trimethyl-	Air	high. pop.	ng	x	199,48778
Chromium	Air	high. pop.	g	x	31,31163
Chromium VI	Air	high. pop.	mg	x	367,18515
Cobalt	Air	high. pop.	g	x	15,967831
Copper	Air	high. pop.	g	x	163,39448
Cumene	Air	high. pop.	g	x	8,1060571
Cyanide	Air	high. pop.	mg	x	114,70819

Dinitrogen monoxide	Air	high. pop.	kg	x	21,556602
Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Air	high. pop.	µg	x	217,31966
Ethane	Air	high. pop.	kg	x	2,7229698
Acenaphthene	Air	low. pop.	µg	x	19,040798
Acetaldehyde	Air	low. pop.	mg	x	52,689857
Acetic acid	Air	low. pop.	mg	x	346,1323
Acetone	Air	low. pop.	g	x	25,747796
Acetonitrile	Air	low. pop.	mg	x	14,483683
Acrolein	Air	low. pop.	mg	x	42,539025
Actinides, radioactive, unspecified	Air	low. pop.	Bq	x	77,370663
Aerosols, radioactive, unspecified	Air	low. pop.	kBq	x	1,9273321
Aldehydes, unspecified	Air	low. pop.	g	x	3,6983307
Aluminum	Air	low. pop.	mg	x	813,2212
Ammonia	Air	low. pop.	kg	x	5,1148254
Antimony	Air	low. pop.	g	x	1,5969537
Antimony-124	Air	low. pop.	mBq	x	22,499668
Antimony-125	Air	low. pop.	mBq	x	234,80294
Argon-41	Air	low. pop.	kBq	x	986,78378
Arsenic	Air	low. pop.	g	x	8,6910468
Barium	Air	low. pop.	g	x	37,11883
Barium-140	Air	low. pop.	Bq	x	15,273582
Benzene	Air	low. pop.	kg	x	1,0946691
Benzene, ethyl-	Air	low. pop.	mg	x	3,5123801
Benzo(a)pyrene	Air	low. pop.	g	x	4,7509163
Beryllium	Air	low. pop.	mg	x	4,5129153
Boron	Air	low. pop.	kg	x	2,6445066
Bromine	Air	low. pop.	g	x	287,96802
Butadiene	Air	low. pop.	µg	x	2,3691537
Butane	Air	low. pop.	g	x	406,33047
Cadmium	Air	low. pop.	mg	x	897,81667
Calcium	Air	low. pop.	mg	x	140,82797
Carbon-14	Air	low. pop.	kBq	x	8293,8813
Carbon dioxide, biogenic	Air	low. pop.	kton	x	18,866219
Carbon dioxide, fossil	Air	low. pop.	tn.lg	x	204,81889
Carbon dioxide, land transformation	Air	low. pop.	kg	x	20,681775
Carbon disulfide	Air	low. pop.	g	x	37,403264
Carbon monoxide, biogenic	Air	low. pop.	kton	x	1,3300007
Carbon monoxide, fossil	Air	low. pop.	tn.lg	x	3,7908005
Cerium-141	Air	low. pop.	Bq	x	3,7026618
Cesium-134	Air	low. pop.	mBq	x	177,33369
Cesium-137	Air	low. pop.	Bq	x	3,1435498
Chlorine	Air	low. pop.	µg	x	2,3832448

Chloroform	Air	low. pop.	mg	x	3,6602698
Chromium	Air	low. pop.	g	x	41,925085
Chromium-51	Air	low. pop.	mBq	x	237,26591
Chromium VI	Air	low. pop.	g	x	1,4532207
Cobalt	Air	low. pop.	g	x	2,7595031
Cobalt-58	Air	low. pop.	mBq	x	330,40259
Cobalt-60	Air	low. pop.	Bq	x	2,9187995
Copper	Air	low. pop.	g	x	12,158904
Cumene	Air	low. pop.	µg	x	203,34832
Cyanide	Air	low. pop.	g	x	2,5231364
Dinitrogen monoxide	Air	low. pop.	kg	x	9,7895144
Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Air	low. pop.	µg	x	14,227194
Ethane	Air	low. pop.	tn.lg	x	48,231436
Ethane, 1,1,1-trichloro-, HCFC-140	Air	low. pop.	µg	x	746,84293
Ethane, 1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a	Air	low. pop.	mg	x	192,74755
Ethane, 1,2-dichloro-	Air	low. pop.	mg	x	1,4918372
Ethane, 1,2-dichloro-1,1,2,2-tetrafluoro-, CFC-114	Air	low. pop.	g	x	3,3912032
Ethanol	Air	low. pop.	mg	x	991,04255
Ethene	Air	low. pop.	tn.lg	x	16,075145
Ethene, tetrachloro-	Air	low. pop.	mg	x	1,6046031
Ethylene oxide	Air	low. pop.	µg	x	22,90167
Ethyne	Air	low. pop.	mg	x	99,946287
Fluorine	Air	low. pop.	mg	x	307,27578
Formaldehyde	Air	low. pop.	g	x	105,00949
Formic acid	Air	low. pop.	mg	x	96,872283
Furan	Air	low. pop.	mg	x	27,507461
Heat, waste	Air	low. pop.	TJ	x	84,101919
Helium	Air	low. pop.	g	x	278,98633
Hexane	Air	low. pop.	g	x	79,086498
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, cyclic	Air	low. pop.	mg	x	21,628867
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	Air	low. pop.	g	x	659,46319
Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	Air	low. pop.	g	x	390,78038
Hydrocarbons, aromatic	Air	low. pop.	g	x	137,37236
Hydrocarbons, chlorinated	Air	low. pop.	mg	x	7,5793466
Hydrogen-3, Tritium	Air	low. pop.	kBq	x	46140,218
Hydrogen chloride	Air	low. pop.	kg	x	17,135091
Hydrogen fluoride	Air	low. pop.	kg	x	3,735193
Hydrogen sulfide	Air	low. pop.	g	x	545,08358
Iodine	Air	low. pop.	g	x	155,06246

Iodine-129	Air	low. pop.	kBq	x	8,1319152
Iodine-131	Air	low. pop.	kBq	x	388,82919
Iodine-133	Air	low. pop.	Bq	x	27,898366
Iodine-135	Air	low. pop.	Bq	x	20,899541
Iron	Air	low. pop.	mg	x	570,26384
Isoprene	Air	low. pop.	mg	x	1,2764478
Krypton-85	Air	low. pop.	kBq	x	3095,3606
Krypton-85m	Air	low. pop.	kBq	x	269,06784
Krypton-87	Air	low. pop.	kBq	x	86,200562
Krypton-88	Air	low. pop.	kBq	x	93,812864
Krypton-89	Air	low. pop.	kBq	x	29,941163
Lanthanum-140	Air	low. pop.	Bq	x	1,305373
Lead	Air	low. pop.	g	x	437,24843
Lead-210	Air	low. pop.	kBq	x	40,477738
Magnesium	Air	low. pop.	mg	x	721,65366
Manganese	Air	low. pop.	g	x	13,283149
Manganese-54	Air	low. pop.	mBq	x	121,50642
Mercury	Air	low. pop.	g	x	20,64165
Methane, biogenic	Air	low. pop.	tn.lg	x	277,87568
Methane, bromochlorodifluoro-, Halon 1211	Air	low. pop.	g	x	1,3213642
Methane, bromotrifluoro-, Halon 1301	Air	low. pop.	g	x	3,8094368
Methane, chlorodifluoro-, HCFC-22	Air	low. pop.	g	x	6,4836273
Methane, dichloro-, HCC-30	Air	low. pop.	mg	x	10,83292
Methane, dichlorodifluoro-, CFC-12	Air	low. pop.	mg	x	4,697342
Methane, fossil	Air	low. pop.	kg	x	657,93805
Methane, monochloro-, R-40	Air	low. pop.	mg	x	19,780246
Methanol	Air	low. pop.	g	x	66,07541
Molybdenum	Air	low. pop.	g	x	2,2880222
Nickel	Air	low. pop.	g	x	44,791389
Niobium-95	Air	low. pop.	mBq	x	14,42387
Nitrogen oxides	Air	low. pop.	kg	x	414,5269
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	Air	low. pop.	tn.lg	x	1,6712854
Noble gases, radioactive, unspecified	Air	low. pop.	kBq	x	78143590
Ozone	Air	low. pop.	mg	x	3,1524646
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Air	low. pop.	g	x	6,1131646
Particulates, < 2.5 um	Air	low. pop.	tn.lg	x	3,158674
Particulates, > 10 um	Air	low. pop.	kg	x	552,88957
Particulates, > 2.5 um, and <	Air	low. pop.	kg	x	359,59147

10um					
Pentane	Air	low. pop.	g	x	265,90176
Phenol	Air	low. pop.	mg	x	1,491522
Phenol, pentachloro-	Air	low. pop.	g	x	2,0894425
Phosphorus	Air	low. pop.	mg	x	32,395043
Platinum	Air	low. pop.	µg	x	101,82777
Plutonium-238	Air	low. pop.	mBq	x	1,1093248
Plutonium-alpha	Air	low. pop.	mBq	x	2,5429862
Polonium-210	Air	low. pop.	kBq	x	71,156958
Potassium	Air	low. pop.	mg	x	102,61654
Potassium-40	Air	low. pop.	kBq	x	8,8966998
Propane	Air	low. pop.	kg	x	1,6175454
Propene	Air	low. pop.	g	x	29,186585
Protactinium-234	Air	low. pop.	kBq	x	1,128502
Radioactive species, other beta emitters	Air	low. pop.	Bq	x	45,720854
Radium-226	Air	low. pop.	kBq	x	46,612178
Radium-228	Air	low. pop.	kBq	x	3,3743925
Radon-220	Air	low. pop.	kBq	x	408,4983
Radon-222	Air	low. pop.	kBq	x	3478383,5
Ruthenium-103	Air	low. pop.	mBq	x	3,1690188
Scandium	Air	low. pop.	µg	x	176,01313
Selenium	Air	low. pop.	g	x	20,783259
Silicon	Air	low. pop.	g	x	1,3109753
Silicon tetrafluoride	Air	low. pop.	mg	x	2,4260956
Silver	Air	low. pop.	µg	x	83,656626
Silver-110	Air	low. pop.	mBq	x	31,407402
Sodium	Air	low. pop.	mg	x	52,410763
Strontium	Air	low. pop.	g	x	36,458938
Styrene	Air	low. pop.	mg	x	27,529705
Sulfate	Air	low. pop.	mg	x	1,785768
Sulfur dioxide	Air	low. pop.	tn.lg	x	1,0297053
Sulfur hexafluoride	Air	low. pop.	µg	x	93,629954
Sulfuric acid	Air	low. pop.	ng	x	7,3331604
Terpenes	Air	low. pop.	mg	x	12,069735
Thallium	Air	low. pop.	µg	x	967,79146
Thorium	Air	low. pop.	µg	x	176,01386
Thorium-228	Air	low. pop.	kBq	x	1,816929
Thorium-230	Air	low. pop.	kBq	x	4,2363175
Thorium-232	Air	low. pop.	kBq	x	2,8527479
Thorium-234	Air	low. pop.	kBq	x	1,128717
Tin	Air	low. pop.	mg	x	265,85178
Titanium	Air	low. pop.	mg	x	27,122224
Toluene	Air	low. pop.	g	x	218,1933
Uranium	Air	low. pop.	µg	x	89,491501

Uranium-234	Air	low. pop.	kBq	x	13,188834
Uranium-235	Air	low. pop.	Bq	x	636,83418
Uranium-238	Air	low. pop.	kBq	x	20,177281
Uranium alpha	Air	low. pop.	kBq	x	61,351917
Vanadium	Air	low. pop.	g	x	10,718788
Water	Air	low. pop.	mg	x	155,43336
Xenon-131m	Air	low. pop.	kBq	x	413,74526
Xenon-133	Air	low. pop.	kBq	x	13854,335
Xenon-133m	Air	low. pop.	kBq	x	41,990732
Xenon-135	Air	low. pop.	kBq	x	5627,5343
Xenon-135m	Air	low. pop.	kBq	x	3404,4756
Xenon-137	Air	low. pop.	kBq	x	82,0201
Xenon-138	Air	low. pop.	kBq	x	666,7024
Xylene	Air	low. pop.	kg	x	1,6866433
Zinc	Air	low. pop.	g	x	50,525199
Zinc-65	Air	low. pop.	mBq	x	606,7111
Zirconium	Air	low. pop.	mg	x	2,1685909
Zirconium-95	Air	low. pop.	mBq	x	593,03707
Radon-222	Air	low. pop., long-term	kBq	1,38E+10	3,94E+08
Benzene	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	15,197769
Butadiene	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	14,398028
Cadmium	Air	stratosphere + troposphere	ng	x	7,6180029
Carbon dioxide, fossil	Air	stratosphere + troposphere	g	x	2,3996713
Carbon monoxide, fossil	Air	stratosphere + troposphere	mg	x	2,8186602
Chromium	Air	stratosphere + troposphere	ng	x	38,090462
Copper	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	1,2950237
Dinitrogen monoxide	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	22,854098
Ethylene oxide	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	139,17824
Formaldehyde	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	119,98805
Heat, waste	Air	stratosphere + troposphere	kJ	x	34,738014
Hydrogen chloride	Air	stratosphere + troposphere	ng	x	655,1502
Lead	Air	stratosphere + troposphere	ng	x	15,236364
Mercury	Air	stratosphere + troposphere	pg	x	53,325928

Methane, fossil	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	38,090462
Nickel	Air	stratosphere + troposphere	ng	x	53,325928
Nitrogen oxides	Air	stratosphere + troposphere	mg	x	10,665006
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	511,13402
Particulates, < 2.5 um	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	28,948642
Selenium	Air	stratosphere + troposphere	ng	x	7,6180029
Sulfur dioxide	Air	stratosphere + troposphere	µg	x	761,80029
Water	Air	stratosphere + troposphere	mg	x	944,60973
Zinc	Air	stratosphere + troposphere	ng	x	761,80029
4-Methyl-2-pentanone	Eau		ng	x	945,70383
Acetone	Eau		µg	x	2,2540461
Acidity, unspecified	Eau		µg	x	47,4274
Acids, unspecified	Eau		oz	39,70479	0,63904875
Aluminum	Eau		tn.sh	55,536498	1,0504458
Americium-241	Eau		kBq	257,98312	4,6191134
Ammonia, as N	Eau		kg	339,72556	67,407258
Ammonium, ion	Eau		kg	12,019097	87,572641
Antimony	Eau		g	77,794799	1,3116934
Antimony-122	Eau		Bq	1336,6753	22,974604
Antimony-124	Eau		kBq	185,28205	3,3086515
Antimony-125	Eau		Bq	10899,6	187,34093
AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	Eau		g	839,16699	312,43077
Arsenic, ion	Eau		kg	100,72907	1,9633024
Barite	Eau		kg	4151,8997	708,82548
Barium	Eau		kg	4578,8881	272,52755
Barium-140	Eau		Bq	1336,6753	22,974604
Benzene	Eau		kg	28,932713	5,3689678
Benzene, chloro-	Eau		µg	60,505502	0,32668364
Benzene, ethyl-	Eau		oz	185,5271	34,597382
Beryllium	Eau		g	9,1004862	0,15854245
BOD5, Biological Oxygen Demand	Eau		kg	27,545915	8,7386729
Boron	Eau		kg	14,837572	1,515412
Bromine	Eau		mg	x	48,351777
Cadmium-109	Eau		Bq	7,7276543	0,13282193
Cadmium, ion	Eau		oz	98,751022	4,7859464

Calcium, ion	Eau		tn.lg	41,380211	1,6386389
Carbon-14	Eau		kBq	13054,567	233,73827
Cerium-141	Eau		Bq	199,80512	3,4342247
Cerium-144	Eau		kBq	5905,6945	105,73972
Cesium	Eau		g	219,81787	40,85285
Cesium-134	Eau		kBq	13203,408	236,39937
Cesium-136	Eau		Bq	7,1707063	0,12324918
Cesium-137	Eau		kBq	121559,22	2176,4053
Chloride	Eau		tn.lg	372,33023	47,697743
Chlorinated solvents, unspecified	Eau		g	4,5378449	0,0081893
Chromium	Eau		kg	9,0422941	9,1542978
Chromium-51	Eau		Bq	29385,342	505,07148
Chromium VI	Eau		g	10,730678	0,18824405
Chromium, ion	Eau		kg	495,91158	1,2047339
Cobalt	Eau		lb	217,50544	0,36820078
Cobalt-57	Eau		Bq	1371,4846	23,572901
Cobalt-58	Eau		kBq	1135,5933	20,002148
Cobalt-60	Eau		kBq	57133,997	1022,4254
COD, Chemical Oxygen Demand	Eau		kg	551,68946	261,4023
Copper, ion	Eau		kg	251,65191	4,8894024
Curium alpha	Eau		kBq	341,90533	6,1217165
Cyanide	Eau		oz	60,081585	34,334688
DOC, Dissolved Organic Carbon	Eau		kg	86,230393	34,249353
Fatty acids as C	Eau		kg	1112,2532	206,73481
Fluoride	Eau		kg	95,433018	4,6887187
Formaldehyde	Eau		g	x	6,64115
Glutaraldehyde	Eau		g	512,58021	87,509319
Heat, waste	Eau		MWh	1393,3422	126,9924
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	Eau		kg	28,6622	5,3105478
Hydrocarbons, aliphatic, alkenes, unspecified	Eau		oz	93,316266	17,291384
Hydrocarbons, aromatic	Eau		kg	143,57458	59,958133
Hydrocarbons, chlorinated	Eau		g	71,74895	64,85963
Hydrocarbons, unspecified	Eau		oz	82,249774	6,5536109
Hydrogen-3, Tritium	Eau		kBq	3,87E+08	6924250
Hydrogen sulfide	Eau		g	184,29174	2,4853526
Hypochlorite	Eau		lb	90,934142	1,6309054
Hypochlorous acid	Eau		lb	90,93347	1,6308916
Iodide	Eau		kg	21,899302	4,0839458
Iodine-129	Eau		kBq	37298,764	667,82362
Iodine-131	Eau		Bq	24884,263	442,12198
Radioactive species, from	Eau		kBq	771,79072	13,841965

fission and activation					
Radioactive species, Nuclides, unspecified	Eau		Bq	559,19594	9,9920243
Radium-224	Eau		kBq	10949,63	2041,9726
Radium-226	Eau		kBq	4770655,1	89112,883
Radium-228	Eau		kBq	21899,26	4083,9455
Ruthenium	Eau		oz	77,497725	14,409759
Ruthenium-103	Eau		Bq	448,09636	7,7018227
Ruthenium-106	Eau		kBq	62164,606	1113,0394
Salts, unspecified	Eau		kg	13652,781	238,31436
Selenium	Eau		lb	545,92072	1,0251961
Silicon	Eau		oz	135,32713	13,645199
Silver	Eau		g	135,27193	24,529831
Silver-110	Eau		kBq	716,42971	12,846128
Silver, ion	Eau		µg	x	472,85193
Sodium-24	Eau		Bq	41167,322	707,57865
Sodium, ion	Eau		tn.lg	110,34407	13,224497
Solved solids	Eau		g	x	10,025882
Solved substances	Eau		kg	21244,164	35,53344
Solved substances, inorganic	Eau		tn.lg	6,381556	17,850116
Strontium	Eau		kg	1916,876	248,47818
Strontium-89	Eau		Bq	3023,0255	51,959374
Strontium-90	Eau		kBq	12434,036	222,62704
Sulfate	Eau		tn.lg	244,48941	6,7207024
Sulfide	Eau		kg	7,6889385	3,1213671
Sulfur	Eau		µg	x	597,99766
Sulfur trioxide	Eau		oz	57,915518	1,0087675
Suspended solids, unspecified	Eau		g	x	27,015872
Suspended substances, unspecified	Eau		tn.lg	4,6287498	4,1564555
t-Butyl methyl ether	Eau		mg	308,4758	25,666754
Technetium-99	Eau		kBq	6527,2837	116,86913
Technetium-99m	Eau		Bq	629,92096	10,827001
Tellurium-123m	Eau		Bq	56,390991	0,96924111
Tellurium-132	Eau		Bq	23,113345	0,3972692
Thallium	Eau		ng	x	536,13585
Thorium-228	Eau		kBq	43798,521	8167,8902
Thorium-230	Eau		kBq	180155	3225,7683
Thorium-232	Eau		kBq	174,21343	3,1245029
Thorium-234	Eau		kBq	1162,028	20,806761
Tin, ion	Eau		g	49,103165	0,88063643
Titanium, ion	Eau		kg	2960,6802	5,0234868
TOC, Total Organic Carbon	Eau		tn.lg	7,8426812	3,1868988
Toluene	Eau		kg	25,063395	9,1842161
Tributyltin	Eau		oz	45,329611	1,2843928

Triethylene glycol	Eau		oz	622,14866	4,7000692
Tungsten	Eau		g	247,57941	4,0197199
Undissolved substances	Eau		tn.lg	13,715781	2,1693735
Uranium-234	Eau		kBq	1540,0538	27,575328
Uranium-235	Eau		kBq	2294,6052	41,086083
Uranium-238	Eau		kBq	3899,2591	69,828929
Uranium alpha	Eau		kBq	75307,774	1348,4244
Vanadium, ion	Eau		lb	548,67801	1,0739592
VOC, volatile organic compounds as C	Eau		kg	76,647411	14,293808
Xylene	Eau		kg	20,744387	3,8432875
Yttrium-90	Eau		Bq	154,36323	2,6531754
Zinc-65	Eau		kBq	86,913588	1,4938596
Zinc, ion	Eau		kg	510,97049	10,986372
Zirconium-95	Eau		kBq	528,58364	9,4640056
Aluminum	Eau	groundwater	g	x	360,00255
Ammonium, ion	Eau	groundwater	g	x	41,41605
Antimony	Eau	groundwater	g	x	32,043488
Arsenic, ion	Eau	groundwater	g	x	163,46743
Barium	Eau	groundwater	g	x	58,4459
Beryllium	Eau	groundwater	mg	x	52,589466
BOD5, Biological Oxygen Demand	Eau	groundwater	g	x	8,2703731
Boron	Eau	groundwater	g	x	63,767687
Bromine	Eau	groundwater	g	x	76,549489
Cadmium, ion	Eau	groundwater	mg	x	53,255515
Calcium, ion	Eau	groundwater	g	x	320,80016
Chloride	Eau	groundwater	kg	x	524,57826
Chlorine	Eau	groundwater	g	x	33,090404
Chromium VI	Eau	groundwater	g	x	94,40018
Chromium, ion	Eau	groundwater	g	x	19,716724
Cobalt	Eau	groundwater	mg	x	478,95497
COD, Chemical Oxygen Demand	Eau	groundwater	g	x	8,2703731
Copper, ion	Eau	groundwater	g	x	5,0525112
Fluoride	Eau	groundwater	g	x	154,63874
Iodide	Eau	groundwater	g	x	9,3207079
Iron, ion	Eau	groundwater	kg	x	165,95889
Lead	Eau	groundwater	mg	x	80,093536
Lead-210	Eau	groundwater	mBq	x	775,00277
Magnesium	Eau	groundwater	g	x	62,667513
Manganese	Eau	groundwater	g	x	63,272032
Mercury	Eau	groundwater	mg	x	5,7978923
Molybdenum	Eau	groundwater	g	x	216,14637
Nickel, ion	Eau	groundwater	g	x	5,1007252

Nitrate	Eau	groundwater	kg	x	180,99953
Phosphate	Eau	groundwater	g	x	142,56391
Phosphorus	Eau	groundwater	mg	x	2,3314007
Polonium-210	Eau	groundwater	Bq	x	1,179352
Potassium-40	Eau	groundwater	mBq	x	93,675621
Potassium, ion	Eau	groundwater	kg	x	17,022192
Radium-226	Eau	groundwater	mBq	x	869,36466
Rubidium	Eau	groundwater	mg	x	804,36736
Scandium	Eau	groundwater	g	x	10,178311
Selenium	Eau	groundwater	g	x	22,966975
Silicon	Eau	groundwater	kg	x	12,620306
Silver, ion	Eau	groundwater	mg	x	36,004024
Sodium, ion	Eau	groundwater	kg	x	35,546805
Solids, inorganic	Eau	groundwater	kg	x	364,67665
Solved solids	Eau	groundwater	kg	x	8,8916138
Strontium	Eau	groundwater	g	x	213,04273
Sulfate	Eau	groundwater	kg	x	642,0699
Thallium	Eau	groundwater	mg	x	1,4058245
Thorium-228	Eau	groundwater	mBq	x	9,5020708
Thorium-232	Eau	groundwater	nBq	x	-3,22E-11
Tin, ion	Eau	groundwater	mg	x	22,459441
Titanium, ion	Eau	groundwater	g	x	40,342841
Tungsten	Eau	groundwater	g	x	18,294692
Uranium-238	Eau	groundwater	mBq	x	397,61012
Vanadium, ion	Eau	groundwater	g	x	21,841619
Zinc, ion	Eau	groundwater	g	x	21,670682
Aluminum	Eau	groundwater, long-term	kg	x	346,57357
Ammonium, ion	Eau	groundwater, long-term	g	x	16,501449
Antimony	Eau	groundwater, long-term	g	x	59,872484
Arsenic, ion	Eau	groundwater, long-term	g	x	10,939931
Barium	Eau	groundwater, long-term	kg	x	5,042043
Beryllium	Eau	groundwater, long-term	g	x	41,883878
BOD5, Biological Oxygen Demand	Eau	groundwater, long-term	kg	x	38,557176
Boron	Eau	groundwater, long-term	kg	x	5,3739187
Bromine	Eau	groundwater, long-term	g	x	20,638472
Cadmium, ion	Eau	groundwater, long-term	g	x	43,498482
Cadmium, ion	Eau	lake	pg	x	436,96795

Calcium, ion	Eau	lake	g	x	2,8108384
Copper, ion	Eau	lake	ng	x	19,833469
DOC, Dissolved Organic Carbon	Eau	lake	mg	x	248,16207
Lead	Eau	lake	ng	x	1,2947387
Mercury	Eau	lake	pg	x	11,199887
Nickel, ion	Eau	lake	ng	x	1,7586727
Zinc, ion	Eau	lake	ng	x	1,2758068
Acenaphthene	Eau	ocean	mg	x	14,100915
Acenaphthylene	Eau	ocean	µg	x	881,87396
Actinides, radioactive, unspecified	Eau	ocean	kBq	x	13,208486
Aluminum	Eau	ocean	g	x	2,432047
Ammonium, ion	Eau	ocean	g	x	294,80827
AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	Eau	ocean	mg	x	862,76079
Arsenic, ion	Eau	ocean	g	x	1,282207
Barite	Eau	ocean	tn.lg	478,32433	478,32433
Barium	Eau	ocean	kg	x	1,9769741
Benzene	Eau	ocean	g	x	187,17864
Benzene, ethyl-	Eau	ocean	g	x	54,417934
BOD5, Biological Oxygen Demand	Eau	ocean	kg	x	224,21887
Boron	Eau	ocean	g	x	18,567105
Bromine	Eau	ocean	kg	x	1,5869197
Cadmium, ion	Eau	ocean	mg	x	686,98254
Calcium, ion	Eau	ocean	tn.lg	12,696263	12,772679
Carboxylic acids, unspecified	Eau	ocean	kg	x	12,512372
Cesium	Eau	ocean	g	x	2,2670282
Cesium-137	Eau	ocean	kBq	x	1513,5703
Chloride	Eau	ocean	tn.lg	3,8384051	4,9576512
Chlorinated solvents, unspecified	Eau	ocean	pg	x	8,0108358
Chromium, ion	Eau	ocean	kg	150	150,01058
Cobalt	Eau	ocean	mg	x	45,595131
COD, Chemical Oxygen Demand	Eau	ocean	kg	x	227,90097
Copper, ion	Eau	ocean	mg	x	807,04513
Cyanide	Eau	ocean	g	x	8,0330544
DOC, Dissolved Organic Carbon	Eau	ocean	kg	x	74,828128
Fatty acids as C	Eau	ocean	tn.lg	5,0194528	5,0194528
Fluoride	Eau	ocean	g	x	305,64355
Glutaraldehyde	Eau	ocean	kg	60	60
Heat, waste	Eau	ocean	MJ	x	47,456518
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	Eau	ocean	g	x	294,71366

Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated	Eau	ocean	g	x	27,204338
Hydrocarbons, aromatic	Eau	ocean	tn.lg	2,1258859	2,127079
Hydrocarbons, unspecified	Eau	ocean	g	x	7,3324611
Hydrogen-3, Tritium	Eau	ocean	kBq	x	3144653,9
Hypochlorite	Eau	ocean	g	x	88,068626
Iodide	Eau	ocean	g	x	226,70282
Iron, ion	Eau	ocean	g	x	120,67187
Lead	Eau	ocean	g	x	14,789541
Lead-210	Eau	ocean	kBq	x	19,056365
Magnesium	Eau	ocean	kg	x	12,492981
Manganese	Eau	ocean	g	x	100,2202
Mercury	Eau	ocean	mg	x	5,430369
Methanol	Eau	ocean	g	x	17,320669
Molybdenum	Eau	ocean	mg	x	464,17758
Nickel, ion	Eau	ocean	g	x	1,2124535
Nitrate	Eau	ocean	kg	x	1,3678405
Nitrite	Eau	ocean	g	x	20,494306
Nitrogen	Eau	ocean	g	x	9,1921647
Nitrogen, organic bound	Eau	ocean	g	x	351,92338
Oils, unspecified	Eau	ocean	tn.lg	40,450885	40,521262
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Eau	ocean	g	x	17,981884
Phenol	Eau	ocean	g	x	284,09189
Phosphate	Eau	ocean	g	x	321,47596
Phosphorus	Eau	ocean	g	x	18,334193
Polonium-210	Eau	ocean	kBq	x	29,081501
Potassium	Eau	ocean	kg	480	480
Potassium-40	Eau	ocean	kBq	x	2,3033683
Potassium, ion	Eau	ocean	kg	x	9,5312482
Radioactive species, Nuclides, unspecified	Eau	ocean	kBq	x	7896,8887
Radium-224	Eau	ocean	kBq	x	113,35141
Radium-226	Eau	ocean	kBq	x	202,82155
Radium-228	Eau	ocean	kBq	x	226,70282
Rubidium	Eau	ocean	g	x	22,670282
Selenium	Eau	ocean	mg	x	695,74423
Silicon	Eau	ocean	µg	x	50,290259
Silver, ion	Eau	ocean	g	x	1,3602169
Sodium, ion	Eau	ocean	tn.lg	33,069336	33,752358
Strontium	Eau	ocean	kg	x	4,1130909
Strontium-90	Eau	ocean	kBq	x	168,27894
Sulfate	Eau	ocean	tn.lg	1,7715716	1,7953954
Sulfide	Eau	ocean	g	x	6,3775123
Sulfur	Eau	ocean	g	x	31,948404

Suspended solids, unspecified	Eau	ocean	kg	x	2,5092927
t-Butyl methyl ether	Eau	ocean	g	x	14,707584
Thorium-228	Eau	ocean	kBq	x	453,63928
Titanium, ion	Eau	ocean	µg	x	8,0137751
TOC, Total Organic Carbon	Eau	ocean	tn.lg	4,428929	4,5028742
Toluene	Eau	ocean	g	x	344,00644
Tributyltin compounds	Eau	ocean	g	x	8,5147665
Triethylene glycol	Eau	ocean	g	x	14,430234
Undissolved substances	Eau	ocean	kton	1,5	1,5
Uranium-238	Eau	ocean	kBq	x	9,7770811
Vanadium, ion	Eau	ocean	g	x	1,3873169
VOC, volatile organic compounds, unspecified origin	Eau	ocean	g	x	793,45986
Xylene	Eau	ocean	g	x	267,83566
Zinc, ion	Eau	ocean	g	x	169,4196
1,4-Butanediol	Eau	river	ng	x	91,915307
Acenaphthene	Eau	river	mg	x	28,651704
Acenaphthylene	Eau	river	mg	x	1,7918831
Acetaldehyde	Eau	river	µg	x	132,0308
Acetic acid	Eau	river	g	x	1,6863661
Acidity, unspecified	Eau	river	mg	x	344,19143
Acrylate, ion	Eau	river	µg	x	26,280769
Aluminum	Eau	river	kg	x	1,6373954
Ammonium, ion	Eau	river	g	x	767,47211
Antimony	Eau	river	g	x	6,0378124
Antimony-122	Eau	river	Bq	x	9,0710197
Antimony-124	Eau	river	kBq	x	2,3253745
Antimony-125	Eau	river	kBq	x	2,1195561
AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	Eau	river	g	x	8,6085579
Arsenic, ion	Eau	river	g	x	97,187375
Barium	Eau	river	kg	x	4,018002
Barium-140	Eau	river	Bq	x	39,735883
Benzene	Eau	river	g	x	296,66335
Benzene, 1,2-dichloro-	Eau	river	µg	x	30,90172
Benzene, chloro-	Eau	river	µg	x	638,09933
Benzene, ethyl-	Eau	river	g	x	110,55886
Beryllium	Eau	river	mg	x	70,32212
BOD5, Biological Oxygen Demand	Eau	river	tn.lg	x	1,2141894
Boron	Eau	river	g	x	137,40394
Bromate	Eau	river	g	x	7,3408766
Bromine	Eau	river	kg	x	3,3022474
Butanol	Eau	river	µg	x	72,320293
Potassium, ion	Eau	river	kg	x	34,153566

Propene	Eau	river	g	x	7,9603697
Propylene oxide	Eau	river	mg	x	986,09537
Protactinium-234	Eau	river	kBq	x	20,811575
Radioactive species, alpha emitters	Eau	river	Bq	x	26,110152
Radioactive species, Nuclides, unspecified	Eau	river	kBq	x	23,950958
Radium-224	Eau	river	kBq	x	230,31917
Radium-226	Eau	river	kBq	x	13324,182
Radium-228	Eau	river	kBq	x	460,63833
Rubidium	Eau	river	g	x	46,063833
Ruthenium-103	Eau	river	Bq	x	3,0789836
Scandium	Eau	river	g	x	7,7708829
Selenium	Eau	river	g	x	13,743656
Silicon	Eau	river	g	x	732,17923
Silver-110	Eau	river	kBq	x	18,028189
Silver, ion	Eau	river	g	x	4,2020229
Sodium-24	Eau	river	Bq	x	110,40482
Sodium formate	Eau	river	mg	x	1,6573194
Sodium, ion	Eau	river	tn.lg	x	1,3967231
Solids, inorganic	Eau	river	kg	x	1,5774655
Solved solids	Eau	river	g	x	666,26568
Strontium	Eau	river	kg	x	8,313481
Strontium-89	Eau	river	Bq	x	346,97405
Strontium-90	Eau	river	kBq	x	10579,28
Sulfate	Eau	river	kg	x	166,50789
Sulfide	Eau	river	g	x	15,978962
Sulfite	Eau	river	g	x	469,86636
Sulfur	Eau	river	kg	x	1,2075396
Suspended solids, unspecified	Eau	river	kg	x	10,353502
t-Butyl methyl ether	Eau	river	g	x	2,2331632
Technetium-99m	Eau	river	Bq	x	336,46303
Tellurium-123m	Eau	river	Bq	x	234,54455
Tellurium-132	Eau	river	mBq	x	844,88923
Thallium	Eau	river	mg	x	894,0411
Thorium-228	Eau	river	kBq	x	921,27667
Thorium-230	Eau	river	kBq	x	2839,5362
Thorium-232	Eau	river	kBq	x	4,1215164
Thorium-234	Eau	river	kBq	x	20,813873
Tin, ion	Eau	river	g	x	1,1961321
Titanium, ion	Eau	river	g	x	10,481081
TOC, Total Organic Carbon	Eau	river	kg	x	366,97777
Toluene	Eau	river	g	x	525,82716
Tungsten	Eau	river	g	x	7,2147177
Uranium-234	Eau	river	kBq	x	24,97389

Uranium-235	Eau	river	kBq	x	41,206918
Uranium-238	Eau	river	kBq	x	71,468671
Uranium alpha	Eau	river	kBq	x	1199,0071
Vanadium, ion	Eau	river	g	x	35,808121
VOC, volatile organic compounds, unspecified origin	Eau	river	kg	x	1,6640585
Xylene	Eau	river	g	x	435,84394
Zinc-65	Eau	river	kBq	x	1,4968396
Zinc, ion	Eau	river	g	x	360,40955
Zirconium-95	Eau	river	Bq	x	17,333821
Aluminum	Sol		kg	275,3546	46,956674
Boron	Sol		µg	x	635,62867
Cadmium	Sol		mg	x	38,154917
Chloride	Sol		g	x	1,7057642
Chromium	Sol		mg	x	181,96969
Chromium VI	Sol		mg	x	3,5880823
Copper	Sol		g	x	2,5556904
Fluoride	Sol		mg	x	2,4292999
Heat, waste	Sol		MWh	190,02278	9,3837462
Iron	Sol		kg	x	1,6493617
Lead	Sol		g	x	1,5702443
Nickel	Sol		mg	x	493,0966
Nitrogen	Sol		g	239,13806	43,012871
Oils, biogenic	Sol		oz	114,51718	0,20322909
Oils, unspecified	Sol		kg	x	2,2097055
Sodium	Sol		mg	x	9,7582905
Zinc	Sol		g	x	107,75822
2,4-D	Sol	agricultural	mg	x	4,8585485
Aclonifen	Sol	agricultural	g	x	23,326927
Aldrin	Sol	agricultural	ng	x	285,59446
Aluminum	Sol	agricultural	kg	x	32,940714
Antimony	Sol	agricultural	µg	x	3,0801034
Arsenic	Sol	agricultural	g	x	10,610192
Atrazine	Sol	agricultural	ng	x	74,92194
Barium	Sol	agricultural	mg	x	82,91383
Benomyl	Sol	agricultural	µg	x	30,973201
Bentazone	Sol	agricultural	g	x	11,904985
Boron	Sol	agricultural	mg	x	23,189595
Cadmium	Sol	agricultural	g	x	23,657292
Calcium	Sol	agricultural	kg	x	449,75468
Carbetamide	Sol	agricultural	g	x	4,213587
Carbofuran	Sol	agricultural	mg	x	16,980688
Carbon	Sol	agricultural	kg	x	19,032182
Chloride	Sol	agricultural	kg	x	5,0675232

Chlorothalonil	Sol	agricultural	mg	x	96,720898
Chromium	Sol	agricultural	g	x	318,20653
Cobalt	Sol	agricultural	g	x	28,505071
Copper	Sol	agricultural	g	x	250,76833
Cypermethrin	Sol	agricultural	mg	x	93,945487
Fenpiclonil	Sol	agricultural	mg	x	808,17939
Glyphosate	Sol	agricultural	mg	x	33,709817
Iron	Sol	agricultural	kg	x	36,119755
Lead	Sol	agricultural	g	x	104,71723
Linuron	Sol	agricultural	g	x	179,71492
Magnesium	Sol	agricultural	kg	x	50,834405
Mancozeb	Sol	agricultural	mg	x	125,62052
Manganese	Sol	agricultural	kg	x	31,672202
Mercury	Sol	agricultural	mg	x	311,60409
Metaldehyde	Sol	agricultural	mg	x	793,418
Metolachlor	Sol	agricultural	kg	x	1,3007621
Metribuzin	Sol	agricultural	mg	x	4,4231789
Molybdenum	Sol	agricultural	g	x	5,8594738
Napropamide	Sol	agricultural	g	x	1,4037366
Nickel	Sol	agricultural	g	x	85,969706
Orbencarb	Sol	agricultural	mg	x	23,885605
Phosphorus	Sol	agricultural	kg	x	15,51929
Pirimicarb	Sol	agricultural	g	x	1,1261339
Potassium	Sol	agricultural	kg	x	86,306254
Silicon	Sol	agricultural	kg	x	130,80638
Strontium	Sol	agricultural	mg	x	304,05517
Sulfur	Sol	agricultural	kg	x	14,569619
Sulfuric acid	Sol	agricultural	ng	x	14,397511
Tebutam	Sol	agricultural	g	x	3,3262042
Teflubenzuron	Sol	agricultural	µg	x	294,87859
Thiram	Sol	agricultural	µg	x	54,950146
Tin	Sol	agricultural	µg	x	635,14607
Titanium	Sol	agricultural	kg	x	2,1853694
Vanadium	Sol	agricultural	g	x	62,552239
Zinc	Sol	agricultural	kg	x	2,6556923
Oils, biogenic	Sol	forestry	kg	x	153,60199
Oils, unspecified	Sol	forestry	kg	x	483,96289
Aluminum	Sol	industrial	mg	x	110,16641
Arsenic	Sol	industrial	g	110,14184	18,782714
Barium	Sol	industrial	mg	x	55,081174
Boron	Sol	industrial	mg	x	1,1016641
Cadmium	Sol	industrial	kg	7,764326	97,600803
Calcium	Sol	industrial	kg	1101,4184	187,82714
Carbon	Sol	industrial	kg	63841,753	145,65957
Chloride	Sol	industrial	mg	x	385,57347

Chromium	Sol	industrial	oz	48,564243	8,2817599
Cobalt	Sol	industrial	kg	19,505962	19,501112
Copper	Sol	industrial	kg	87,629843	97,605637
Fluoride	Sol	industrial	mg	x	5,5081174
Glyphosate	Sol	industrial	µg	x	547,23395
Heat, waste	Sol	industrial	MJ	x	57,280631
Iron	Sol	industrial	kg	550,70919	93,913568
Lead	Sol	industrial	kg	139,53603	439,42537
Magnesium	Sol	industrial	mg	x	88,13086
Manganese	Sol	industrial	kg	11,014184	1,8782714
Mercury	Sol	industrial	kg	1,5508289	1,9501528
Nickel	Sol	industrial	kg	126,54479	146,50835
Oils, unspecified	Sol	industrial	kg	194,38203	35,285611
Phosphorus	Sol	industrial	kg	14,087515	2,3988979
Potassium	Sol	industrial	mg	x	38,557347
Silicon	Sol	industrial	mg	x	11,016641
Sodium	Sol	industrial	mg	x	220,32684
Strontium	Sol	industrial	mg	x	1,1016641
Sulfur	Sol	industrial	kg	165,36203	516,40191
Zinc	Sol	industrial	kg	580,82888	977,16003

Annexe 4 : Liste des accidents offshore .

Tableau 5:Liste des accidents offshore ayant causé 10 morts ou plus, classés par ordre décroissant de mortalité, sur la période 1970-2007 (OGP, mars 2010).

N	Date de l'accident	Installation/gisement	Type de support	Phase d'opération	Séquence accidentelle	Nb de mort	Nb de blessés	Zone géographique
1	27/03/1980	Alexander Lkielland	Semi-submersible	Autre	Rupture ou fatigue-Inclinaison excessive-chavirement	123	NC	Mer de nord

2	03/11/1989	Seacrest	Navire de forage	Forage d'exploration	Rupture ou fatigue-chavirement	91	0	Asie du sud
3	15/02/1982	Ocean Ranger	Semi-submersible	Forage d'exploration	Rupture ou fatigue-Fuite dans la coque-chavirement	84	0	Amérique du Nord Est
4	25/11/1979	Bohai II	Jackup	Transfert	Rupture ou fatigue-Fuite dans la coque-chavirement	72	0	Asie de l'Est
5	16/08/1984	Enchova Central	Jacket	Forage de développement	Eruption-Incendie-Explosion	42	19	Amérique du Sud Est
6	06/11/1986	Brent field	Hélicoptère	Autre	Rupture ou fatigue-Accident hélicoptère-Naufrage	45	2	Mer du Nord
7	15/08/1991	Mc Dermot, Barge 29	Barge	Construction	Fuite dans la coque-Indinasion excessive-Chavirement-Naufrage	22	NC	Asie du Sud
8	15/10/1995	DLB 269	Barge	Transfert	Fuite dans la coque-Indinasion excessive-chavirement-Naufrage	26	0	Golfe du Mexique, US
9	02/10/1997	Mer caspienne	Hélicoptère	Autre	Accident hélicoptère-Naufrage	23	1	Mer caspienne /Mer noire
10	11/08/2003	Neelam field	Hélicoptère	Autre	Accident hélicoptère-Naufrage	27	0	Asie du Sud
11	23/10/2004	Usumacinta	Jackup	Forage	Collision-Rejet-Incendie	22	NC	Asie du Sud
12	15/04/1976	Océan Express	Jackup	Transfert	Rupture de ligne de remorquage-chavirement	13	0	Golfe du Mexique, US
13	02/10/1980	Ron Tappmeyer	Jackup	Forage d'exploration	Eruption	19	19	Moyen-Orient
14	09/10/1974	Gemini	Jackup	Forage	Rupture ou fatigue-Chavirement-Naufrage	18	0	Moyen-Orient
15	26/16/1978	Statfjord field	Hélicoptère	Autre	Accident hélicoptère-Naufrage	18	0	Mer du Nord
16	08/12/1977	South Marsh, 128A	Jacket	Production	Collision (hélicoptère)	17	1	Golfe du Mexique, US
17	03/06/1978	Zakum field	Hélicoptère	Autre	Accident hélicoptère-Naufrage	15	0	Moyen-Orient
18	13/08/1981	Leman field	Hélicoptère	Autre	Accident hélicoptère	13	0	Mer du Nord
19	20/03/1983	B.O.S.355	Barge	Construction	Explosion-Incendie	13	32	Afrique de l'Est
20	25/11/1990	Adriatique	Hélicoptère	Autre	Rupture ou fatigue-Accident hélicoptère	13	0	Europe, Méditerranée

								née Sud
2 1	02/10/1999	Large de Dharan	Héli pont	Autre	Accident hélicoptère-Naufrage	12	8	Moyen-Orient
2 2	15/03/2001	Petrobras P-36	Semi-submersible	Production	Explosion-Incendie-chavirement-Naufrage	11	0	Amérique du Sud Est
2 3	16/07/2002	Leman field	Héli pont	Autre	Accident hélicoptère-Naufrage	16	0	Mer du Nord
2 4	27/07/2005	Bombay Nord	Jacket	Production	Collision-Rejet-Incendie	12	0	Asie du Sud

Resumé

L'objectif de ce travail est d'évaluer l'impact environnemental du système de boues de forage en Algérie dans la mer entre Skikda et Annaba. Les boues à base d'eau (WBM) et les boues à base de pétrole (OBM) sont utilisées lors du forage de puits dans la mer projeté entre Skikda et Annaba et présentent un potentiel de pollution important. Une approche d'évaluation du cycle de vie (ACV) est appliquée pour évaluer les effets de nombreux systèmes de boues de forage à toutes les étapes de leur cycle de vie, par exemple, leur utilisation, leur traitement et leur élimination. Les impacts environnementaux sont comparés à deux scénarios de traitement correspondant à la gestion des déchets de forage déjà appliqués à Hassi Messaoud: stabilisation / solidification et absorption thermique. L'analyse d'impact à l'aide du modèle LCIA d'Impact 2002+ est réalisée dans SIMAPRO7. Cette évaluation identifie la toxicité humaine et la toxicité marine comme la principale catégorie d'impact dans ce contexte marin spécifique et identifie les contributions aux émissions. L'impact sur l'environnement marin local est le cycle de vie le plus important de boue de forage est principalement lié aux émissions provenant des stocks, des déblais traités et du stade 16 de forage pour les aquifères. Les principales substances qui contribuent sont les hydrocarbures aromatiques et les minéraux, en particulier le baryum, le zinc, l'antimoine, l'arsenic et l'aluminium. En ce qui concerne la comparaison des scénarios de traitement, la stabilisation /solidification semble être la meilleure solution, car elle a le plus faible effet dans les deux catégories dominantes en raison de la réduction des déchets: le stockage de boue évitée dans la fosse de réserve. Le deuxième meilleur scénario est l'adsorption thermique, qui produit l'effet cancérigène le plus faible en raison de la réduction des hydrocarbures (<1%) et des effets évités du pétrole récupéré. La modélisation du devenir des substances toxiques sera améliorée en tenant compte de leur impact spécifique sur le site.

Les mots clés : analyse d'impact, forage offshore , boues, potentiel, scénarios de traitement, cycle de vie

Abstract

The objective of this work is to evaluate the environmental impact of the drilling mud system in Algeria in the sea between Skikda and Annaba. Water-based sludge (WBM) and petroleum-based sludge (OBM) are used when drilling wells in the projected sea between Skikda and Annaba and have significant pollution potential. A Life Cycle Assessment (LCA) approach is applied to evaluate the effects of many drilling mud systems at all stages of their life cycle, for example, their use, treatment and disposal. The environmental impacts are compared to two treatment scenarios corresponding to the management of drilling waste already applied to Hassi Messaoud: stabilization / solidification and thermal absorption. Impact analysis using the Impact 2002+ LCIA model is carried out in SIMAPRO7. This

assessment identifies human toxicity and marine toxicity as the main impact category in this specific marine context and identifies contributions to emissions. The impact on the local marine environment is the most important life cycle of drilling mud is mainly related to emissions from stockpiles, treated cuttings and stage 16 drilling for aquifers. The main contributing substances are aromatic hydrocarbons and minerals, in particular barium, zinc, antimony, arsenic and aluminum. For the comparison of treatment scenarios, stabilization / solidification seem to be the best solution, as it has the weakest effect in the two dominant categories due to the reduction of waste: the storage of mud avoided in the pit reserve. The second best scenario is thermal adsorption, which produces the lowest carcinogenic effect due to the reduction of hydrocarbons (<1%) and the avoided effects of recovered oil. The modeling of the fate of toxic substances will be improved taking into account their specific impact on the site.

Key words: impact analysis, offshore drilling, sludge, potential, treatment scenarios, life cycle.

ملخص

الهدف من هذا العمل هو تقييم الأثر البيئي لنظام طين الحفر في الجزائر في البحر بين سكيكدة وعنابة. تستخدم الحماية ذات الاساس المائي و الحماية التي تعتمد علي البترول عند حفر الابار في البحر المتوقع بين سكيكدة و عنابة و لديها امكانية تلوث كبيرة. يتم تطبيق نهج تقييم دورة الحياة لتقييم ثار العديد من انظمة طين الحفر في جميع مراحل دورة حياتها. على سبيل المثال استخدامها ومعالجتها والتخلص منها. تتم مقارنة التأثيرات البيئية بسيناريوهات معالجة تقابل إدارة نفايات الحفر المطبقة بالفعل على حاسي مسعود التثبيت / التصلب والامتصاص الحراري. يتم إجراء تحليل التأثير باستخدام في يحدد هذا التقييم السمية البشرية والسمية البحرية كفاءة التأثير الرئيسية في هذا Impact 2002 + LCIA نموذج السياق البحري المحدد ويحدد المساهمات في الانبعاثات. إن التأثير على البيئة البحرية المحلية هو أهم دورة حياة لطين الحفر ويرتبط أساسًا بالانبعاثات الناتجة عن المخزونات ، والقصاصات المعالجة والحفر 16 للمرحلة الجوفية. المواد الرئيسية المساهمة هي الهيدروكربونات العطرية والمعادن ، ولا سيما الباريوم والزنك والأنتيمون والزرنيخ والألمنيوم. لمقارنة سيناريوهات المعالجة ، يبدو أن التثبيت / التصلب هو الحل الأمثل ، حيث أنه له التأثير الأضعف في الفئتين المهمتين بسبب تقليل النفايات: تخزين الطين الذي تم تجنبه في الحفرة احتياطي. ثاني أفضل السيناريوهات هو الامتزاز الحراري ، الذي ينتج أقل تأثير مسرطن بسبب انخفاض الهيدروكربونات (>1٪) والتأثيرات المتجنبة للزيت المستعاد. سيتم تحسين نمذجة مصير المواد السامة مع مراعاة تأثيرها المحدد على الموقع.

الكلمات المفتاحية: تحليل التأثير، الحفر البحري، الحماية، الاحتمالات، سيناريوهات المعالجة، دورة الحياة