

RAPPORT D'ÉTUDE

07/05/2015

DRS-15-149641-02735A

**LES ENSEIGNEMENTS DE L'ACCIDENTOLOGIE
LIEE A L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES
HYDROCARBURES**

INERIS

*maîtriser le risque |
pour un développement durable |*

Les enseignements de l'accidentologie liée à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures

Direction des Risques du Sol et du Sous-Sol

PRÉAMBULE

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

Personnes ayant participé à l'élaboration du document :

- Auxane CHERKAOUI : Ingénieure à la Direction des Risques du Sol et du Sous-sol ;
- Aurore SARRIQUET : Ingénieure à la Direction des Risques accidentels ;
- Christian BOUFFIER : Ingénieur à la Direction des Risques du Sol et du Sous-sol.

	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Franz LAHAIE	Franck PRATS	Mehdi GHOREYCHI
Qualité	Ingénieurs à la Direction des Risques du Sol et du sous-sol	Référent technique « Analyse de Risques » à la Direction des Risques Accidentels	Directeur des Risques du Sol et du Sous-Sol
Visa			

RESUME

La France n'est pas connue pour ses ressources en hydrocarbures. Cependant, elle connaît une activité d'exploration et d'exploitation modérée mais continue depuis le 19^{ème} siècle, avec encore 600 puits aujourd'hui en exploitation et une quinzaine de nouveaux forages par an. D'autre part, les zones offshore situées sur le plateau continental français, au large de la Guyane ou dans le canal du Mozambique autour des îles Eparses, suscitent un grand intérêt des compagnies pétrolières. Ainsi, cinq forages ont été réalisés au large de la Guyane entre 2011 et 2013 et de nouvelles demandes de permis d'exploration dans cette région sont en cours d'instruction.

Dans ce contexte, il est important, que les pouvoirs publics disposent d'une capacité d'expertise, leur permettant d'évaluer de manière objective les risques et impacts que ces activités peuvent générer et à mettre en place les dispositions réglementaires permettant d'encadrer au mieux ces activités.

Le travail réalisé s'inscrit dans le cadre de la mission de l'INERIS de contribuer à l'évaluation et à la maîtrise des risques et impacts liés aux activités industrielles. Le rapport concerne l'extraction d'hydrocarbures, notamment dans le contexte de l'offshore. Pour cela, une revue internationale de l'accidentologie dans ce domaine a été effectuée, en s'attachant à exploiter au mieux les nombreuses bases de données existantes et les rapports d'analyse publiés par les organismes et bureaux d'expertise étrangers.

Par ailleurs, une base de données spécifique a été constituée, comprenant 262 événements, dans le but d'obtenir un échantillon représentatif des types d'accidents qui peuvent survenir et de dégager les principaux scénarios.

Il ressort de ce travail un ensemble d'enseignements précieux et de données chiffrées sur les fréquences d'accidents, qui peuvent être synthétisés au travers des points suivants :

- le secteur de l'exploration-production des hydrocarbures bénéficie d'un niveau de sécurité, pour les salariés, globalement équivalent à celui des autres secteurs de l'industrie. Les opérations en mer et les opérations de forage, sont celles qui concentrent le plus de risques en termes d'accident du travail ;
- en ce qui concerne les accidents majeurs, c'est-à-dire les accidents les plus préjudiciables en termes de vies humaines et/ou d'impact environnemental, l'essentiel des bases de données consultées sont relatives à l'offshore. Dans ce domaine, la sécurité des plates-formes pétrolières et gazières a beaucoup progressé depuis les années 1970-80. Une amélioration marquée s'est surtout opérée après l'accident de Piper Alpha (Mer du Nord), en 1988 ;
- en offshore, seuls 20% des accidents sont liés à des incidents sur puits. La plupart des accidents sont liés à des fuites sur des installations de surface ou à des problèmes de stabilité de plates-formes ou de collisions en mer. En revanche, l'éruption de puits est le scénario le plus extrême en termes de dommages matériels et surtout d'impact environnemental. Les deux rejets accidentels en mer les plus importants de l'histoire sont ceux de Ixtoc I en

1979 et de Macondo (Golfe du Mexique) en 2010, tous deux liés à des éruptions de puits ;

- c'est dans la phase de forage que le risque d'éruption est le plus fort (5,2 pour 1000 puits d'exploration en offshore). Toutefois, ce risque est extrêmement variable selon le contexte de forage :
 - il augmente fortement avec la profondeur du puits : la fréquence d'éruption est 6 fois plus élevée pour les forages dépassant les 4500 m de profondeur verticale que pour les autres forages,
 - il diminue avec la connaissance du milieu géologique : la fréquence d'éruption est deux fois plus faible pour les forages de développement que pour les forages d'exploration,
 - il est sensible à la nature des fluides : les puits à huile connaissent en moyenne deux fois moins d'éruptions que les puits à gaz ;
- en ce qui concerne les phases d'interventions sur puits, c'est lors des opérations de reconditionnement (workover) que le risque d'éruption est le plus important (1,3 pour 1000 opérations). Celui-ci est 60 fois plus important lors d'un workover que lors d'une intervention au câble (*wireline*) ;
- en phase d'exploitation, le risque d'éruption de puits est moindre que lors des phases de forage ou d'intervention (0,054 pour 1000 puits et par an). La problématique majeure qui se pose en phase d'exploitation est celle de l'intégrité des puits à long-terme. Il est recommandé dans ce domaine de respecter les meilleures pratiques en termes de surveillance et de maintenance des puits, notamment celles définies dans la norme ISO-TS-16530 « Intégrité du puits pour la phase opérationnelle », récemment parue en 2014.

ABSTRACT

France is not known for its hydrocarbon resources. However, this country has experienced a modest but constant exploration and production activity since the 19th century. Today, 600 onshore wells are still in operation and 15 new wells are drilled every year. Moreover, offshore resources of the French continental shelf have gained great interest from oil companies, in the offshore French Guyana or in the Mozambique Channel around the Eparses Islands. For example, five exploration wells have been drilled in the offshore French Guyana between 2011 and 2013 and new applications for permits in this area are now being examined by the French authorities.

In this context, it is important for the French administration to rely on local expert institutes to allow them to properly assess the risks and environmental impacts that oil and gas operations can induce and to implement appropriate measures to regulate these activities.

This work is based on INERIS mission to contribute to the assessment and management of risks and impacts related to industrial activities. This report concerns hydrocarbon extraction activities, especially in the offshore context. More specifically, an international review of accidents in this area was carried out, by exploiting the numerous databases and statistical reports published by the state agencies, professional associations and research organizations providing information on accidents in the oil industry.

A specific database was also created, with 262 accidental events, in order to get a representative overview of the types of scenarios that lead to accidents in this sector.

The main lessons learned from this study are the following:

- the safety level for employees in oil exploration and production is equivalent to the one of other industry sectors. The operations that imply more occupational risks are offshore and drilling operations;
- regarding major accidents, most databases are relevant to offshore accidents. In this area, the oil and gas industry has made great progress since the 1970s-80s in terms of reducing the frequency of such accidents. A marked improvement in security has occurred, especially after the Piper Alpha (North Sea) accident in 1988;
- only 20% of accidents are related to well incidents offshore. Most accidents are linked to leaks on surface facilities, or platforms structural damages or collisions. However, well blowouts appear to be the most extreme scenarios in terms of material damage and environmental impact. The two most important offshore accidental releases are those of Ixtoc I in 1979 and Macondo (Gulf of Mexico) in 2010, both related to well blowouts;
- well blowout risk is the highest in the drilling phase (5.2 per 1,000 exploration wells offshore). However, this risk is extremely variable depending on the drilling context :

- it increases strongly with depth: blowout frequency is 6 times higher for HPHT wells (i.e. for wells whose vertical depth exceeds 4500 m) than for other wells
- it decreases with the knowledge of the geological environment: the blowout frequency is twice lower for development drilling than for exploration drilling,
- it is influenced by the nature of fluids: on average the frequency of blowouts for oil wells is half the one for gas wells;
- the well operations where blowout frequency is the highest are workovers (1.3 per 1000 operations). The risk of blowout during a workover is about 60 times the risk during a wireline operation offshore.
- during the production phase, the risk of blowout is lower than during drilling or well operations (0.054 per 1,000 wells per year). The major problem that arises during production is the long-term well integrity. It is highly recommended, in this respect, to comply with the best practices in monitoring and maintenance of wells, including those defined in norm ISO-TS-16530 "Well integrity for the operational phase", recently published in 2014.

TABLE DES MATIÈRES

1. LES PRINCIPALES SOURCES D'INFORMATION DISPONIBLES	11
1.1 Généralités	11
1.2 La base « WOAD » du DNV	13
1.3 La base « Blowout » du SINTEF	14
1.4 La base « WCID » de l'IOGP	14
1.5 Le site du PSA	15
1.6 Le site du BSEE	15
1.7 Synthèse	16
2. CONSTITUTION D'UNE BASE DE DONNEES D'ACCIDENTS	21
2.1 Objectif et contenu de la base de données	21
2.2 Forme de la base de données	22
2.3 Structure du tableau d'accidents	23
3. PANORAMA GLOBAL DE L'ACCIDENTOLOGIE LIEE A L'EXPLORATION- PRODUCTION DES HYDROCARBURES	25
3.1 Les accidents du travail	25
3.1.1 Taux de mortalité	25
3.1.2 Taux d'accidents	27
3.1.3 Répartition onshore-offshore	27
3.1.4 Typologie des accidents	29
3.1.5 Accidentologie en fonction des types d'opérations	30
3.1.6 Comparatif entre régions et pays	31
3.1.7 Disparités entre compagnies pétrolières	34
3.2 Les accidents majeurs	35
3.2.1 Répartition dans le temps des accidents majeurs	35
3.2.2 Typologie des accidents majeurs	39
3.2.3 Accidentologie en fonction des types d'opérations	42
3.2.4 Fréquence des rejets accidentels en mer	42
3.2.5 Gravité des conséquences	43
4. LES ERUPTIONS DE PUIIS	51
4.1 L'origine des éruptions	51
4.1.1 Définition et rappels sur les barrières de sécurité d'un puits	51
4.1.2 Les mécanismes initiateurs d'une venue	53
4.1.3 Les raisons possibles d'un contrôle de venue inopérant	56
4.1.4 Synthèse	57
4.2 Eléments d'évaluation du risque d'éruption	59
4.2.1 Préambule et définitions	59

4.2.2	Evaluation du risque d'éruption de gaz à faible profondeur	60
4.2.3	Evaluation du risque d'éruption lors du forage des formations profondes	61
4.2.4	Evaluation du risque d'éruption lors des interventions sur puits	63
4.2.5	Evaluation du risque d'éruption sur un puits en exploitation	65
4.2.6	Synthèse.....	67
4.3	Retour d'expérience de quelques cas récents d'éruptions de puits	69
5.	CONCLUSION	71
6.	BIBLIOGRAPHIE	75
7.	LISTE DES ANNEXES	77

INTRODUCTION

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la mission d'appui de l'INERIS aux pouvoirs publics, plus particulièrement dans le cadre du programme EAT-DRS-07 mené auprès du Bureau du Sol et du Sous-sol (B3S) de la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR), au sein du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE).

Ce programme vise à fournir un appui technique au Ministère dans sa mission de régulation des activités d'exploration et d'exploitation par forages de ressources minières (hydrocarbures liquides ou gazeux, sel, géothermie) et de stockages souterrains (hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux, produits chimiques à destination industrielle, énergie, CO₂).

Le présent document porte plus spécifiquement sur la sécurité des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures¹, notamment dans le contexte de l'offshore profond.

En avril 2010, l'accident de la plate-forme Deepwater Horizon, qui a causé 11 morts et entraîné une marée noire sans précédent, a suscité beaucoup d'émotion et provoqué une remise en cause profonde de la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer.

De nombreux rapports ont été publiés sur cet accident (voir références [1] à [5]) et son retour d'expérience a été largement analysé et intégré dans les pratiques de l'industrie pétrolière et dans les réglementations des pays².

Le présent rapport vise à apporter une vue plus globale de l'accidentologie liée à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures et à fournir aux parties prenantes (notamment les services de l'Etat, les professionnels et le public) des éléments objectifs et chiffrés pouvant aider à l'analyse et à l'évaluation des risques et impacts liés à ces activités. Un focus particulier a été mis sur les accidents liés aux puits, que ce soit en phase de forage, d'exploitation, d'interventions ou de fermeture.

Un des constats qui a motivé la préparation de ce rapport est qu'il existe, à l'étranger, un grand nombre de bases de données et de rapports statistiques sur les accidents et incidents liés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Or, ces bases de données et les enseignements qui en ont été tirés sont peu connus en France.

¹ Dans ce document, on entend par « hydrocarbures » les hydrocarbures liquides ou gazeux, à savoir le pétrole et le gaz naturel.

² En Europe, une directive sur la sécurisation des opérations pétrolières et gazières en mer (2013/30/UE) a été publiée le 12 juin 2013. Cette directive est en cours de transposition en France et dans les autres pays de l'Union européenne. Elle rentrera en vigueur le 19 juillet 2015.

De ce fait, l'objectif de ce rapport a été de les synthétiser, les exploiter et les partager, dans un document en français, afin qu'ils puissent être mis à profit, notamment, dans le cadre de l'élaboration des études de dangers.

Malgré les efforts déployés pour rendre ce rapport le plus accessible possible, le domaine de l'exploration-production pétrolière, en particulier celui du forage et de l'exploitation des puits est extrêmement technique. Une bonne compréhension de l'accidentologie de ce secteur ne peut donc s'affranchir d'une connaissance préalable des principes fondamentaux et du vocabulaire spécifique à ce domaine.

En cas de besoin, le lecteur pourra se référer, pour rappel des notions élémentaires, au rapport « Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures » de l'INERIS [6], qui constitue un complément de ce rapport.

Le présent rapport est composé de 4 grandes parties :

Dans un premier chapitre, il sera fait un tour d'horizon, en France et à l'étranger, des sources d'information disponibles sur les accidents et incidents dans le secteur de l'exploration-production des hydrocarbures.

Ensuite, nous présenterons la base de données qui a été constituée, dans le but d'obtenir un échantillon représentatif des types d'accidents qui peuvent survenir et de dégager une première identification des risques.

Dans un troisième temps sera dressé un panorama global de l'accidentologie liée à l'exploration-production des hydrocarbures et des éléments chiffrés sur les fréquences d'accidents dans ce secteur, au niveau des accidents de personnes comme au niveau des accidents majeurs³, seront fournis.

Enfin, dans une dernière partie, nous analyserons plus spécifiquement le scénario d'éruption de puits⁴, qui est l'un des scénarios les plus extrêmes en termes de conséquences potentielles sur les personnes et sur l'environnement. Nous passerons en revue, dans un premier temps, les mécanismes qui peuvent mener à une éruption. Ensuite, quelques éléments chiffrés seront donnés sur les fréquences d'éruptions, dans le domaine de l'offshore, pour chacune des phases de la vie d'un puits. Enfin, ces propos seront illustrés par quelques cas d'accidents récents ayant mis en jeu des éruptions de puits.

³ On entend ici par « accidents majeurs », au sens de la Directive 2013/30/UE, des accidents ayant des conséquences graves sur les personnes (typiquement 5 personnes ou plus décédées) et/ou sur l'environnement (pollutions majeures)

⁴ On appelle « éruption » (*blowout*) une sortie incontrôlée d'effluents à partir d'un puits.

1. LES PRINCIPALES SOURCES D'INFORMATION DISPONIBLES

1.1 GENERALITES

Les sources d'informations sur les accidents liés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures (HC) sont foisonnantes et extrêmement hétérogènes.

Un tour d'horizon à l'échelle mondiale a permis d'identifier plus d'une vingtaine d'entités (services d'Etat, organisations professionnelles, instituts de recherche, bureaux d'expertise) ayant parmi leurs fonctions le recensement des accidents dans ce secteur d'activité (voir Tableau 1).

Selon les missions propres à chacune de ces entités, la nature des événements accidentels recensés et les types d'informations recueillis dans leur base de données sont extrêmement variés. Les différences concernent notamment :

- la nature des enjeux impactés : certaines entités ne recensent que les atteintes aux personnes, d'autres recueillent également (ou uniquement) les atteintes environnementales ;
- l'étendue du domaine géographique : mondial, international ou national ;
- l'étendue des contextes d'opération : en mer, à terre ou les deux ;
- l'étendue du domaine industriel couvert : certaines entités recensent les accidents dans un large domaine d'activités, d'autres ne couvrent que l'industrie pétrolière et gazière, voire uniquement certains aspects de cette industrie (par ex. les éruptions de puits) ;
- les conditions de « reporting » des accidents : celui-ci peut être obligatoire (exigé par la réglementation) ou résulter d'une démarche volontaire. Pour certaines bases de données, le « reporting » se fait de manière anonyme et confidentielle ;
- le niveau de gravité : certaines entités ne recensent que les accidents avérés, d'autres recueillent également les informations relatives aux situations dégradées (presques-accidents, incidents, dérives) qui n'ont pas mené à un accident mais qui fournissent des indicateurs sur la sécurité ;
- les types de documents mis à disposition : résumés d'accidents, rapports d'enquête, synthèses statistiques, etc.
- les conditions d'accès aux informations : certaines bases de données sont libres, d'autres sont réservées aux contributeurs de la base. Dans le cas où l'accès est libre, celui-ci peut être gratuit ou payant ;

Les premiers destinataires des informations sur les accidents sont les autorités de régulation, c'est-à-dire les services d'Etat qui assurent la surveillance réglementaire des activités d'extraction d'hydrocarbures menées sur leur territoire ou dans les mers qui relèvent de leur juridiction.

En effet, même si des nuances existent entre les réglementations (voir Tableau 2), tout accident survenant lors d'une opération d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures doit être reporté à l'autorité compétente du pays concerné sous la forme :

- d'une notification orale immédiatement après l'accident,
- d'un rapport écrit, dans un délai variable d'un pays à l'autre, décrivant les circonstances et les causes de l'accident. Certaines autorités mettent à disposition un formulaire-type pour établir ce rapport.

Les accidents les plus sérieux font généralement l'objet d'une enquête, menée par l'autorité compétente ou à sa demande. A l'issue des investigations, un rapport d'enquête est établi.

Ces rapports d'enquête sont les documents les plus précieux en termes de retour d'expérience (REX) sur les accidents. Malheureusement, ils sont rarement publics. Sur les 11 autorités compétentes que nous avons consultées :

- 2 autorités (le BSEE⁵ aux Etats-Unis et le PSA en Norvège) mettent en accès libre l'ensemble des informations sur les accidents, y compris les rapports d'enquête ;
- 3 autorités (NOPSEMA en Australie, AER au Canada et CNSOPB en Nouvelle-Ecosse) donnent accès à des résumés d'accidents ;
- 6 autorités (HSE au Royaume-Uni, DREAL en France, DEA au Danemark, NSSM aux Pays-Bas, ANP au Brésil, CNLOPB à Terre-Neuve et au Labrador) ne mettent pas en accès public les informations sur les accidents.

Notons qu'en ce qui concerne la France, un projet de recueil partagé des informations sur les accidents liés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, aux stockages souterrains et à la géothermie est en cours⁶. Celui-ci sera mis en application au 1^{er} janvier 2016.

En dehors des autorités de régulation, les informations sur les accidents liés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures proviennent principalement :

- des associations ou syndicats professionnels (IOGP, IADC) ;
- des instituts de recherche et bureaux d'expertise spécialisés dans le domaine (SINTEF, DNV) ;
- de médias spécialisés (OIL RIG DISASTERS, RIGZONE, etc.) ;

⁵ La signification des acronymes est donnée dans le Tableau 1.

⁶ Projet piloté par le Bureau du Sol et du sous-sol (B3S) du MEDDE, en lien avec le Bureau d'Analyse des risques et Pollutions Industriels (BARPI) et l'INERIS.

Ci-dessous sont présentées plus en détails les sources qu'il nous paraît incontournable de consulter, dans le cadre d'une veille sur l'accidentologie ou d'un travail d'analyse de risques, par exemple lors de l'élaboration d'une étude de dangers.

Les cinq sources d'informations fondamentales sur les accidents liés à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures sont :

- la base « *WOAD* » du DNV,
- la base « *Blowout* » du SINTEF,
- la base « *WCID* » de l'IOPG,
- le site du PSA et
- le site du BSEE.

Les autres sources pertinentes identifiées sont présentées en ANNEXE A.

1.2 LA BASE « *WOAD* » DU DNV

Det Norske Veritas (DNV), dont la division *Oil and gas* est basée à Oslo en Norvège, est un des acteurs majeurs dans le domaine de l'expertise liée à la sécurité des activités pétrolières et gazières.

DNV détient, à ce jour, la base de données d'accidents la plus conséquente dans ce domaine, avec près de 6500 accidents, dont les plus anciens remontent à 1975 (www.dnv.com/services/software/products/phast_safeti/safeti/woad.asp).

Ces données proviennent essentiellement de sources publiques : rapports publics, articles de journaux, etc. La base *WOAD* vise principalement à apporter des enseignements utiles à la prévention des risques d'accidents majeurs.

La couverture géographique de la base *WOAD* est mondiale. Toutefois, du fait des sources utilisées, les accidents recensés proviennent essentiellement de la Mer du Nord (57%) et du Golfe du Mexique (26%).

L'accès à la base *WOAD* nécessite une souscription payante mais certains rapports d'analyse, en accès public, en rapportent les principaux enseignements statistiques. Il s'agit notamment :

- du rapport de l'OGP intitulé « *Major accidents* » [11], qui a exploité la base *WOAD* sur la période 1970-2007 ;
- du rapport du Joint Research Center⁷ de la Commission européenne intitulé « *Safety of offshore oil and gas operations : lessons from past accident analysis* » [12] qui porte sur la période 1970-2009.

⁷ *Joint Reserch Center*

Les principaux enseignements de ces deux rapports sont restitués dans la section 3.2.

1.3 LA BASE « BLOWOUT » DU SINTEF

Le SINTEF, basé à Trondheim en Norvège, est un institut de recherche multidisciplinaire qui conduit des recherches, notamment, dans le domaine des risques liés aux opérations pétrolières et gazières.

Le SINTEF a constitué, en partenariat avec plusieurs compagnies pétrolières, une base de données d'accidents spécifique aux éruptions de puits. Cette base, appelée *Blowout*, recense à ce jour 573 cas d'accidents, remontant jusqu'à 1955 et qui concernent principalement la mer du Nord et le golfe du Mexique.

La base *Blowout* n'est accessible qu'aux contributeurs du projet mais plusieurs documents, en accès public, fournissent des éléments statistiques très détaillés issus de cette base, notamment :

- le rapport « *Blowout frequencies* », publié par l'OGP [16] ;
- le rapport « *Major Accidents* », déjà cité précédemment [11] ;
- la description générale de la base *Blowout* figurant sur le site du SINTEF [15].

1.4 LA BASE « WCID » DE L'IOGP

L'OGP (*International Association of Oil and Gas Producers*), dont l'acronyme est devenu IOGP en 2014, est la principale association internationale regroupant les producteurs du pétrole et du gaz.

Depuis 1991, l'IOGP mène un programme de recensement de l'ensemble des accidents mortels survenus sur les installations, onshore et offshore, opérées par ses sociétés adhérentes. En 2000, l'IOGP a étendu ce programme aux accidents non mortels et aux presque-accidents.

Pour encourager le partage d'informations, l'IOGP a retenu le principe de préserver l'anonymat des sociétés pétrolières qui versent des informations dans la base.

L'IOGP dispose ainsi de la base de données la plus complète sur les accidents du travail affectant les personnels de l'exploration-production pétrolière.

L'accès à cette base était précédemment réservé aux membres de l'IOGP mais en juillet 2012, celle-ci a été mise en ligne et en accès gratuit, sous le nom de *Well Control Incident Database, WCID* (info.ogp.org.uk/Safety/).

Dans l'état actuel de la base, celle-ci dispose d'environ 3100 fiches d'accidents, dont 1600 correspondent à des accidents mortels et 1500 à des accidents non mortels ou presque-accidents. Un moteur de recherche permet de faire une extraction par année, par pays et/ou par contexte d'opération (offshore/on shore). La base *WCID* est mise à jour tous les ans.

Chaque année, l'IOGP diffuse des rapports statistiques, qui rendent compte de l'évolution de la sécurité au travail dans le secteur de l'exploration-production pétrolière. Le dernier en date, qui porte sur les statistiques de l'année 2013 [7], est restitué en détails dans le chapitre 3.1 du présent rapport.

Notons enfin que l'IOGP diffuse régulièrement des bulletins d'alerte (*Safety alerts*), qui permettent de partager rapidement le REX de certains incidents ou accidents, sans attendre la mise à jour de la base.

1.5 LE SITE DU PSA

Le PSA (*Petroleum Safety Authority*) est, en Norvège, l'autorité de contrôle indépendante en charge de la surveillance réglementaire des activités pétrolières et gazières menées sur le plateau continental norvégien.

Chaque année, 700 à 800 incidents ou accidents sont reportés au PSA, via un formulaire prédéfini. Les plus sérieux d'entre eux (mortels et/ou à risque d'accident majeur), c'est-à-dire quelques uns par an, font l'objet d'une enquête.

Dans un souci de transparence, le PSA met en ligne ces rapports d'enquête sur son site (<http://www.ptil.no/investigations/category893.html>). Il met également en ligne les arrêtés de prescriptions (*Notification of order ou Order*) pris à l'encontre de l'exploitant, suite aux enquêtes menées.

Ainsi, on peut dénombrer, sur la période 2004-2013, environ 45 accidents liés à l'exploration-production dont les rapports d'enquête sont fournis sur le site du PSA.

Le PSA produit également des rapports statistiques très documentés, tels que le rapport annuel "Trends in risk level" [13]. Ce rapport dresse, chaque année, l'état de la sécurité sur les installations pétrolières et gazières au large de la Norvège.

1.6 LE SITE DU BSEE

Le BSEE (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement*) est le bureau de l'Etat Fédéral américain en charge de la réglementation et de la surveillance des activités pétrolières menées sur le plateau continental des Etats-Unis, c'est-à-dire principalement dans le golfe du Mexique.

Le BSEE reçoit entre 50 et 100 rapports d'accident chaque année et procède pour chacun d'eux à une enquête, dont l'ampleur est proportionnelle à la gravité de l'incident/accident. 90% des incidents ou accidents font l'objet d'une enquête succincte, menée au niveau local (*District investigations*). Les accidents les plus sérieux, c'est-à-dire 1 à 6 par an, font l'objet d'une enquête menée par une Commission fédérale (*Panel investigations*).

Dans le même souci de transparence que le PSA, le BSEE met en accès libre, sur son site, l'ensemble des rapports d'enquête, qu'ils soient locaux ou fédéraux. On dénombre ainsi, sur le site du BSEE, 634 rapports d'accidents ordinaires, c'est-à-dire relevant d'une *District investigation* et 89 accidents sérieux, c'est-à-dire relevant d'une *Panel investigation*. Ces rapports sont accessibles à l'adresse www.bsee.gov/Inspection-and-Enforcement/Accidents-and-Incidents/Incident-Investigations/.

Ces rapports d'enquête, que ce soit ceux du BSEE ou du PSA, sont illustrés par de nombreuses photos et constituent un matériel très riche pour l'analyse du REX des accidents dans le domaine de l'exploration-production offshore.

1.7 SYNTHÈSE

Un tour d'horizon des bases de données existantes sur les accidents liés à l'exploration-production pétrolière nous a permis de mettre au jour une quantité d'informations très importante : plus de 3000 fiches d'accidents sur le site de l'IOPG, 45 rapports d'enquête détaillés sur le site du PSA, plus de 700 rapports d'enquête sur le site du BSEE et des centaines de résumés d'accidents provenant de différents organismes (IADC, BARPI, OIL RIG DISASTERS, etc.).

Ces bases de données constituent un outil incontournable, pour une veille sur l'accidentologie ou un travail d'analyse de risques mené, par exemple, lors de l'élaboration d'une étude de dangers liée à des travaux de forage ou d'exploitation par puits.

Il n'a pas été question, dans le cadre de ce rapport, de faire une exploration exhaustive de l'ensemble de ces bases de données. Nos efforts de recherche se sont concentrés sur deux objectifs :

1. recueillir des informations statistiques globales sur l'accidentologie dans le secteur de l'exploration-production des hydrocarbures et si possible, dans le domaine plus spécifique du forage et de l'exploitation des puits. Ces informations nourriront les chapitres 3 et 4.2 de ce rapport ;
2. constituer une base de données d'accidents « minimale » permettant de disposer d'un échantillon représentatif de la diversité des accidents qui peuvent survenir dans ce domaine et ainsi pouvoir dégager, à travers leur analyse, une première identification des scénarios à prendre en compte dans une analyse préliminaire des risques. Cette base de données nourrira la section 4.1 de ce rapport.

Dans le prochain chapitre, nous présentons cette base de données et la manière dont elle a été construite.

Entité	Pays	Fonction	Nom de la base	Secteurs industriels couverts	Types d'accidents recensés	Etendue géographique du recensement		Période couverte	Conditions de reporting	Nbre total d'accidents dans la base	Nbre d'accidents dans l'Expl-Prod	Documents en accès public	Evénements dans la base INERIS
BARPI ⁽¹⁾	France	Appui à l'autorité de régulation	ARIA ⁽²⁾	IC-transport mine-carrière-stockage-barrage-digue	Majeurs	Monde	Terre Mer	1992-auj	Volontaire	43000	80	Résumés Rapp. Statistiques	80
PSA ⁽³⁾	Norvège	Autorité de régulation	-	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Norvège	Mer	2004-2013	Obligatoire	55	45	Rapp. d'enquête Arrêts de presc. Rapp. statistiques	22
HSE ⁽⁴⁾	UK	Autorité de régulation	ORION	Tous secteurs	Majeurs Individuels	UK	Terre Mer	1991-auj	Obligatoire	-	-	Bulletins d'alerte Rapp. statistiques	3
			HCR ⁽⁵⁾	Tous secteurs	Pollutions accidentelles	UK	Terre Mer	1992-auj	Volontaire	-	-	Rapp. statistiques	-
			Collision	Tous secteurs	Collisions en mer	UK	Mer	1985-auj	Obligatoire	-	-	Rapp. statistiques	-
BSEE ⁽⁶⁾	Etats-Unis	Autorité de régulation	-	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Etats-Unis	Mer	1984-2013	Obligatoire	723	723	Rapp. d'enquête	74
DEA ⁽⁷⁾	Danemark	Autorité de régulation	EASY	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Danemark	Mer	2005-auj	Obligatoire	-	-	Rapp. statistiques	-
NOPSEMA ⁽⁸⁾	Australie	Autorité de régulation	-	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Australie	Mer	-	Obligatoire	-	-	Résumés Rapp statistiques	-
AER ⁽⁹⁾	Canada	Autorité de régulation	-	Pétrole-gaz	Pollutions accidentelles	Alberta	Terre	Année en cours	Obligatoire	~ 80 /an	~ 80 /an	Résumés	5
CNSOPB ⁽¹⁰⁾	Canada- Nlle Ecosse	Autorité de régulation	-	Pétrole-gaz	Pollutions accidentelles	Nouvelle-Ecosse	Mer	2000-auj	Obligatoire	150	150	Résumés Rapp. statistiques	5
CNLOPB ⁽¹¹⁾	Canada- T.Neuve & Labrador	Autorité de régulation	-	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Terre-Neuve & Labrador	Mer	1997-auj	Obligatoire	-	-	Rapp. statistiques	-
NSSM ⁽¹²⁾	Pays-Bas	Autorité de régulation	-	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Pays-Bas	Terre Mer	-	Obligatoire	-	-	Bulletins d'alerte	1
IRF ⁽¹³⁾	International	Groupe de régulateurs	PMR ⁽¹⁴⁾	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Monde	Mer	-	Obligatoire	-	-	Rapp. statistiques	-

⁽¹⁾ Bureau d'Analyse des risques et Pollutions Industriels

⁽²⁾ Analyse, Recherche et Information sur les Accidents

⁽³⁾ Petroleum Safety Authority

⁽⁴⁾ Health and Safety Executive

⁽⁵⁾ Hydrocarbon Release Database

⁽⁶⁾ Bureau of Safety and Environmental Enforcement

⁽⁷⁾ Danish Energy Agency

⁽⁸⁾ National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Author.

⁽⁹⁾ Alberta Energy Regulator

⁽¹⁰⁾ Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

⁽¹¹⁾ Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board

⁽¹²⁾ Netherland's State Supervision of Mines

⁽¹³⁾ International Regulators' Forum

⁽¹⁴⁾ Performance Measurement Project

Tableau 1 : Sources d'informations sur les accidents dans le domaine de l'exploration-production des hydrocarbures
Les cases en vert indiquent les sources que nous avons exploitées pour constituer notre base de données (cf chapitre 2).

Service ou organisation	Pays	Fonction	Nom de la base	Secteurs industriels couverts	Types d'accidents recensés	Etendue géographique du recensement		Période couverte	Conditions de reporting	Nbre total d'accidents dans la base	Nbre d'accidents dans l'Expl-Prod	Documents en accès public	Evénements dans la base INERIS
OGP ou IOGP ⁽¹⁵⁾	International	Association de producteurs	WCID ⁽¹⁶⁾	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Monde	Terre Mer	1991-2012	Volontaire (Anonyme)	3046	3046	Résumés Bulletins d'alerte Rapp. statistiques	12
IADC ⁽¹⁷⁾	International	Association de professionnels du forage	ISP ⁽¹⁸⁾	Exploration ou exploitation par forage	Incidents sur puits	Monde	Terre Mer	1962-auj	Volontaire	-	-	Bulletins d'alerte Rapp. statistiques	3
Oil & Gas UK	UK	Association de producteurs		Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	UK	Mer	2013-auj	Volontaire	-	-	Rapp. statistiques	
STEP CHANGE IN SAFETY	UK	Syndicat professionnel	-	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	UK	Terre Mer	2011-auj	Volontaire	460	-	Résumés	6
DNV ⁽¹⁹⁾	Norvège	Bureau d'expertise	WOAD	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Monde	Mer	1975-auj	Volontaire	6500	6500	Résumés (accès payant)	
SINTEF	Norvège	Institut de recherche	BLOWOUT	Pétrole-gaz	Eruptions de puits	Monde	Terre Mer	1955-auj	Volontaire	573	573	-	
CEDRE ⁽²⁰⁾	France	Institut de recherche	-	Tous secteurs	Pollutions accidentelles	Monde	Mer Eaux intérieures	1979-auj	Volontaire	280	10	Résumés	5
NOAA ⁽²¹⁾	Etats-Unis	Institut de recherche	-	Tous secteurs	Pollutions accidentelles	Monde	Mer Eaux intérieures	1957-auj	Volontaire	2700	-	Résumés	2
Oil & Gas Int.	International	Site d'actualités	-	Pétrole-gaz	Majeurs	Monde	Terre Mer	2013-auj	Volontaire	-	-	Articles (accès payant)	
RIG ZONE	International	Site d'actualités	-	Pétrole-gaz	Majeurs Individuels	Monde	Terre Mer	2005-auj	Volontaire	-	-	Articles	2
OIL RIG DISASTERS	UK	Site spécialisé	-	Pétrole-gaz	Majeurs	Monde	Mer	1948-2007	Volontaire	202	202	Résumés	32
MEDIAS	International	-	-	Tous secteurs	Majeurs Individuels	Monde	Terre Mer	-	-	-	-	Articles	37
AUTRES	International	Divers	-	Tous secteurs	Majeurs Individuels	Monde	Terre Mer	-	-	-	-	Divers	24
⁽¹⁵⁾ International Association of Oil and Gas Producers				⁽¹⁶⁾ Well Control Incident Database			⁽¹⁷⁾ International Association of Drilling Companies			⁽¹⁸⁾ Incident Statistics Program			
⁽¹⁹⁾ Det Norske Veritas		⁽²⁰⁾ Centre de Documentation de Recherche et d'Expérimentations sur les pollutions accidentelles des eaux											
⁽²¹⁾ National Oceanic and Atmospheric Administration - Emergency Response Division													

Tableau 1 (suite)

Pays	Texte réglementaire de référence	Zone d'application	Autorité compétente	Enjeux visés	Événement à reporter	Forme du reporting	Délai exigé	Format imposé	Remarque / adresse de téléchargement
France	Code minier - Décret n°2006-649, art. 29	Terre mer	Services déconcentrés de l'Etat (DREAL, DRIEE, DEAL)	Personnes Environnement	Morts Blessures graves Atteintes à l'environnement Incidents	Notification orale	Immédiat	Non	Les obligations de reporting prévues par le Code minier recouvrent celles du RGIE.
						Rapport			
	RGIE - Titre « Règles Générales », art. 16			Personnes	Incapacité > 3 j	Liste de personnes	Tous les ans		
Norvège	"Management" regulations, section 29	Terre Mer	PSA	Personnes Environnement	Morts Blessures graves Maladies mortelles Dommages graves Pollutions sérieuses	Notification orale	Immédiat	-	-
						Rapport		Oui	http://www.psa.no/report-about-situation-of-hazard-and-accident/category935.html
				Personnes Environnement	Blessures modérées Maladies non mortelles Dommages limités Pollutions limitées	Notification orale	1er jour ouvré suivant	-	-
						Rapport		Oui	http://www.psa.no/report-about-situation-of-hazard-and-accident/category935.html
Royaume-Uni	RIDDOR 95 (Reporting of Injuries, Diseases and Dangerous Occurrences)	Terre Mer	HSE	Personnes	Morts Incapacité > 3 j Situations dangereuses	Notification orale	Immédiat	Oui (OIR/9B)	https://www.hse.gov.uk/forms/incident/
		Mer		Environnement	Pollutions accidentelles	-		-	Oui (OIR/12)
Etats-Unis	Code of Federal Regulations, titre 30, art. 250.188	Mer	BSEE	Personnes	Morts Blessures Dommages graves	Notification orale	Immédiat	-	http://www.ecfr.gov
	Rapport					sous 15 jours		Oui	
	Code of Federal Regulations, titre 30, art. 254.46			Environnement	Rejets accidentels en mer	Notification orale	Immédiat	-	http://www.ecfr.gov
Rapport	sous 15 jours	Non							
Union Européenne ⁽¹⁾	Directive 2013/30/CE du 12 juin 2013 + Règlement d'application n°1112/2014 du 13 octobre 2014	Mer	Etats membres	Personnes Environnement	Incendies-explosions-rejets Incidents de puits Défaillance d'ECSE* Pertes de stabilité du support Collisions Accidents d'hélicoptère Morts Blessés >5 Evacuations du personnel Incidents environnementaux	Notification orale	Immédiat	Oui	http://euoag.jrc.ec.europa.eu/node/15
Rapport	sous 10 jours								

⁽¹⁾ Directive applicable dans toute l'UE à partir du 19 juillet 2015

* ECSE = Eléments critiques pour la sécurité et l'environnement

Tableau 2 : Comparatif des réglementations en matière de « reporting » des accidents dans l'exploration-production des hydrocarbures

2. CONSTITUTION D'UNE BASE DE DONNEES D'ACCIDENTS

2.1 OBJECTIF ET CONTENU DE LA BASE DE DONNEES

Nous avons constitué, à partir de l'analyse des sources présentées au chapitre précédent, une base de données d'incidents et d'accidents liés aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

Notre démarche n'a pas été de rechercher l'exhaustivité, mais de collecter un nombre suffisant d'accidents pour avoir une bonne représentativité des types d'accidents qui peuvent survenir dans ce secteur et ainsi pouvoir bâtir une première identification des risques, qui sera présentée au chapitre 4.1.

Compte-tenu de la quantité importante d'informations disponibles, les rapports ou résumés d'accidents disponibles sur l'ensemble des sites publics (PSA, BSEE, BARPI, OIL RIG DISASTERS, etc.) ont été suffisants pour atteindre l'objectif de cette étude.

Nous avons ainsi collecté 262 événements accidentels provenant de 15 sources différentes et répartis sur une période allant de 1969 à 2015. La contribution relative de ces différentes sources à notre base de données est représentée sur la Figure 1.

Les critères de sélection des événements ont été les suivants :

- provenant uniquement de sources en accès libre (celles-ci sont figurées par des cases vertes dans le Tableau 1) ;
- inclure les principaux accidents majeurs survenus ces dernières décennies (Piper Alpha, Alexander Kielland, Macondo, etc.) ;
- inclure tous les événements déjà enregistrés dans la base ARIA du BARPI et dans la base du CEDRE, de manière à partir du REX français déjà existant et l'enrichir ;
- retenir au moins 5 événements dans chacune des bases de données indentifiées afin d'avoir un échantillon prenant en compte la variété des bases existantes.

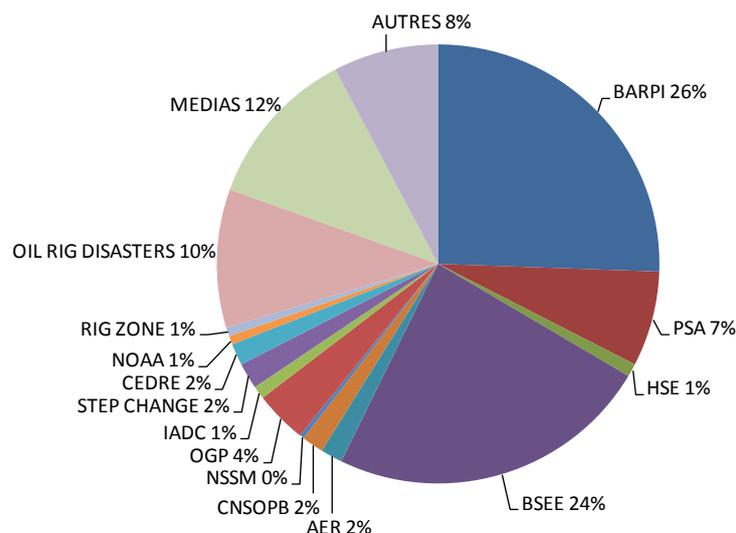


Figure 1 : Contribution relative des différentes sources à la base de données de l'INERIS

2.2 FORME DE LA BASE DE DONNEES

La base de données de l'INERIS se présente sous la forme :

- d'un tableau de synthèse (au format Excel), dans lequel les événements accidentels sont décrits de manière simplifiée, sous la forme d'un nombre défini de champs d'information (voir ANNEXE B). Ce tableau permet :
 - d'avoir une vision rapide de l'ensemble des accidents, dans une forme structurée et homogène ;
 - d'extraire, en utilisant les fonctionnalités courantes d'Excel (filtre, tri, etc.) les accidents correspondant à certains critères de recherche. Par exemple : les accidents ayant causé plus de 5 morts, les accidents liés aux puits, etc.
- de dossiers électroniques, un par accident (Figure 2), dans lesquels sont archivés (au format PDF) l'ensemble des documents sources en rapport avec l'événement concerné.
- de fiches détaillées d'accidents, élaborées pour certains cas accidents jugés particulièrement intéressants du point de vue du REX. Trois fiches détaillées d'accidents sont reportées en ANNEXE C. Elles concernent trois accidents récents, celui de Macondo en 2010 (golfe du Mexique), Campo de Frade en 2011 (large du Brésil) et Elgin en 2012 (mer du Nord).

2013-Koweït	2010-Macondo	2007-Eugene Island	2004-Gaïl	2001-Oslo
2013-Indonésie	2010-Gulfaks B	2007-Congo	2004-Étrez 2	2001-Nabors P904
2013-Hercules 265	2010-Golfe du Mexique	2006-Visund	2004-Étrez 1	2001-Marine IV
2013-Chapeau	2010-Oraugen	2006-Todco	2004-EnSCO 60	2001-Longview
2013-Castor	2010-Barataria	2006-Thebaud	2004-Deepwater Pathfinder	2001-Lacq
2012-West-Delta 32	2010-Alban Pearl	2006-Sidoarjo	2003-Wyoming	2001-Hutchinson
2012-Ula P	2009-Vert Toulon	2006-SAO12006	2003-Valhall	2001-Glomer Baltic I
2012-Trets	2009-Stena Don	2006-Platform B	2003-Pride New Mexico	2001-Fort Saskatchewan
2012-SCS20120206	2009-SCS20090503	2006-Petrovsk	2003-Pride Kansas	2001-EnSCO 51
2012-Scarabeo 8	2009-Saint Martin de Boszenay	2006-Mer du Nord	2003-Parker 14 J	2001-Campos
2012-SA-12-23	2009-Saint Lupien	2006-Chongqing	2003-Magnolia	2001-Buffero
2012-SA-12-01	2009-Montara	2006-Chandeleur Block 31	2003-Kirkuk	2000-Platform B_Block 140
2012-Napoleonville	2009-Hercules	2006-Allentown	2003-Gulfaks B	2000-Platform A_Block 185

Figure 2 : Capture d'écran d'une partie des dossiers électroniques associés à chaque accident

2.3 STRUCTURE DU TABLEAU D'ACCIDENTS

Le tableau de synthèse (ANNEXE B) dans lequel les accidents de la base de données sont décrits comporte 32 champs d'information :

- 1 champ pour le référencement de l'événement :
 - Identifiant ;
- 5 champs pour décrire le contexte de l'événement :
 - Date
 - Type d'activité concernée
 - Contexte opérationnel
 - Pays
 - Lieu
- 9 champs pour décrire les circonstances et la nature de l'événement :
 - Unité fonctionnelle concernée
 - Type de support
 - Phase d'opération
 - Événement redouté central
 - Événement initiateur ou barrière inopérante
 - Détail de l'événement initiateur ou de la barrière inopérante
 - Substances relâchées
 - Quantité correspondante
 - Informations complémentaires
- 5 champs pour détailler les causes de l'événement :
 - Causes liées aux équipements
 - Causes externes
 - Causes humaines
 - Causes organisationnelles
 - Informations complémentaires
- 4 champs pour reporter le ou les phénomène(s) généré(s) par l'événement :

- Phénomène dangereux (PhD) ou phénomène impactant (PhI) généré
- Milieu de rejet
- Type d'accident de personne (le cas échéant)
- Informations complémentaires
- 7 champs dédiés aux conséquences de l'événement :
 - Nombre de morts
 - Nombre de blessés
 - Dont graves
 - Autres conséquences humaines ou sociales
 - Quantité correspondante
 - Conséquences environnementales
 - Quantité correspondante
- 1 champ pour indiquer les sources utilisées

Ces champs d'information sont détaillés en ANNEXE D.

3. PANORAMA GLOBAL DE L'ACCIDENTOLOGIE LIEE A L'EXPLORATION-PRODUCTION DES HYDROCARBURES

Ce chapitre vise à dresser un tableau global de l'accidentologie liée à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, tel qu'il apparaît dans les rapports d'analyse statistique des bases de données identifiées.

Une première image de cette accidentologie est donnée à travers les statistiques d'accidents affectant les personnels travaillant dans l'exploration-production pétrolière.

Ce domaine a l'avantage de bénéficier de statistiques très complètes fournies par l'IOGP, qui effectue, depuis 1990, un recensement des accidents du travail dans l'amont pétrolier. Ce recensement est basé sur les contributions de 62 compagnies pétrolières, couvrant 110 pays et représentant un total de 3 771 millions d'heures travaillées en 2013 [7]. Dans la section 3.1 ci-après sont résumés les principaux enseignements qui ressortent de ces données.

Si les accidents du travail reflètent un aspect de l'accidentologie, ils ne donnent qu'une image partielle des risques liés aux activités pétrolières et gazières. En effet, le risque d'accident majeur, auquel on s'intéresse en premier lieu dans ce rapport, ne s'évalue pas uniquement au nombre de personnes potentiellement atteintes, mais également à l'impact environnemental, économique ou sociétal que peut engendrer un tel accident.

Aussi, la deuxième partie de ce chapitre (section 3.2) fournit des éléments chiffrés qui permettent de donner une image plus complète des risques liés à l'exploration-production pétrolière, incluant les risques environnementaux. Ces éléments ont été extraits de plusieurs rapports statistiques qui exploitent notamment la base WOAD du DNV [11][12].

3.1 LES ACCIDENTS DU TRAVAIL

3.1.1 Taux de mortalité

Le nombre de morts par accident du travail dans le secteur de l'exploration-production est d'environ 80 morts/an (dernières statistiques 2013), ce qui revient à un taux de mortalité de 2,2 pour 100 millions d'heures travaillées [7]. Si l'on considère que chaque salarié travaille en moyenne 2000 heures/an⁸, cela conduit à un taux annuel de 4,4 morts/100 000 salariés.

⁸ ce qui est le cas dans l'exploration-production [7]

Il est intéressant de comparer ces chiffres avec le taux de mortalité par accident du travail dans d'autres secteurs d'activité. En France, celui-ci est en moyenne, tous secteurs confondus, de 6,0 morts/100 000 salariés chez les hommes et de 0,4 morts/100 000 salariés chez les femmes, la grande majorité des accidents mortels, soit 94 %, touchant les hommes [9].

La Figure 3 montre la variabilité du taux d'accidents mortels chez les hommes, selon le secteur d'activité. On constate que ce taux est très variable selon les secteurs, il va de 2,1/100 000 salariés dans les métiers de l'éducation ou de l'administration à 28,2/100 000 salariés dans l'agriculture ou la pêche.

Au vu de ces données, on peut considérer que le taux de mortalité lié au secteur de l'exploration-production, qui est de 4,4 morts/100 000 salariés se situe légèrement en dessous de la moyenne de celui des autres secteurs d'activité (6,0 / 100 000) et globalement au même niveau que celui des autres secteurs industriels (4,8 / 100 000).

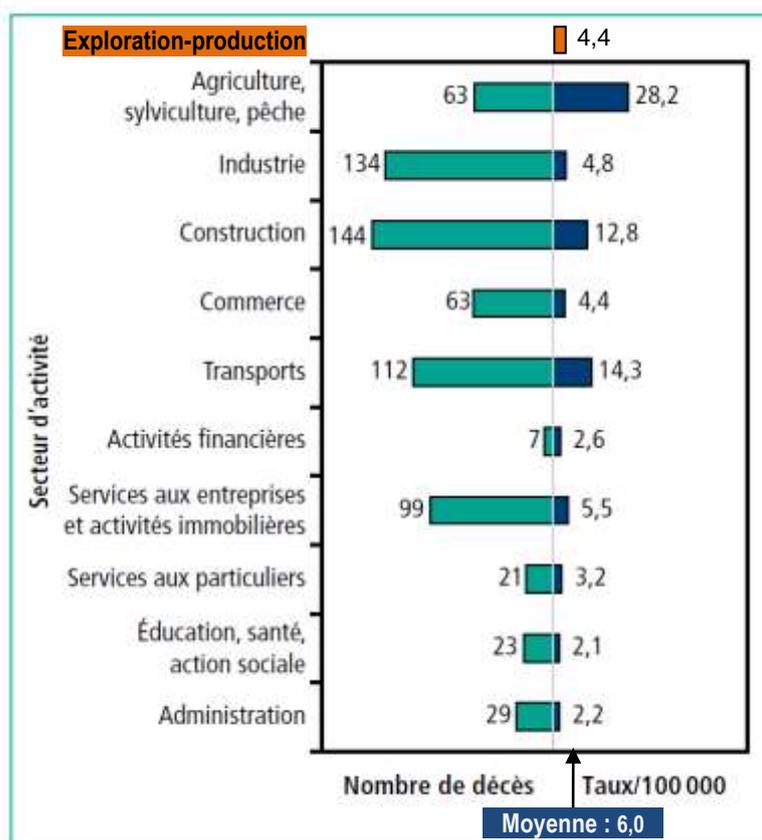


Figure 3 : Comparaison du taux d'accidents mortels dans l'exploration-production par rapport à celui des autres secteurs d'activité en France (d'après [9])

3.1.2 Taux d'accidents

Si l'on ne regarde pas seulement les accidents mortels mais plus généralement, tous les accidents ayant mené à une incapacité d'au moins 1 jour de travail, leur taux dans le secteur de l'exploration-production des hydrocarbures est d'environ 0,45 par million d'heures travaillées [7].

On peut noter que le rapport entre le taux de mortalité (2,12 pour 100 millions d'heures travaillées) et le taux d'accidents global (0,45 par million d'heures travaillées) conduit à un ratio d'environ 1 mort pour 21 blessés⁹.

3.1.3 Répartition onshore-offshore

Le taux de mortalité dans le secteur de l'exploration-production n'est pas plus élevé en mer qu'à terre, comme on peut le voir sur la Figure 4. En fait, il y a même moins d'accidents mortels en mer qu'à terre (voir Figure 5) mais la gravité des accidents étant plus importante en mer (au sens où ils font plus de victimes), les taux de mortalité en mer et à terre sont finalement équivalents.

⁹ Pour le taux d'accidents (conduisant à des morts ou à des blessés), il est difficile de faire une comparaison avec d'autres secteurs d'activités dans la mesure où la définition d'un « blessé » et le système de comptabilité varie selon les organismes et les pays. Or, nous n'avons pas trouvé d'organisme adoptant un système de comptabilité identique à celui de l'IOGP.

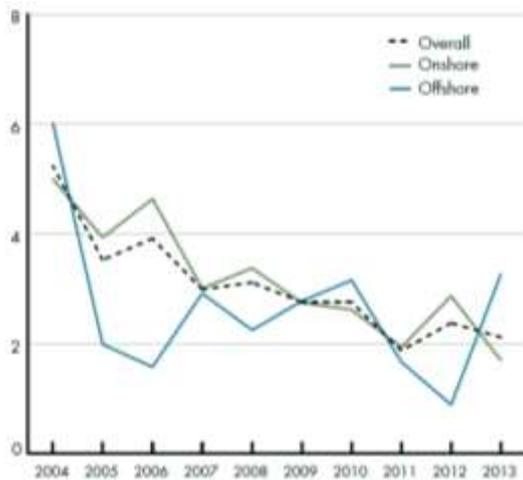
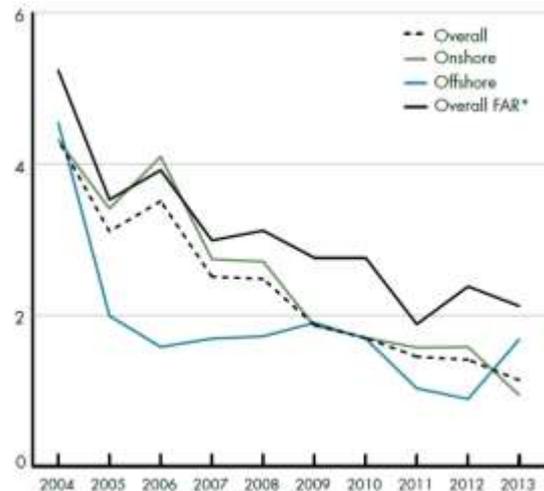


Figure 4 : Taux de mortalité (nombre de morts pour 100 millions d'heures travaillées) dans l'exploration-production offshore et onshore (source : [7])



*FAR: Fatal Accident Rate
[Number of fatalities per 100 million hours worked]

Figure 5 : Nombre d'accidents mortels pour 100 millions d'heures travaillées offshore et onshore (source : [7])

Si l'on regarde par contre l'ensemble des accidents (c'est-à-dire morts et blessés confondus), on constate qu'il y a deux fois plus de cas d'accidents en mer qu'à terre (voir Figure 6). De plus, la gravité des blessures tend à être plus élevée en mer, comme on peut le voir sur la Figure 7.

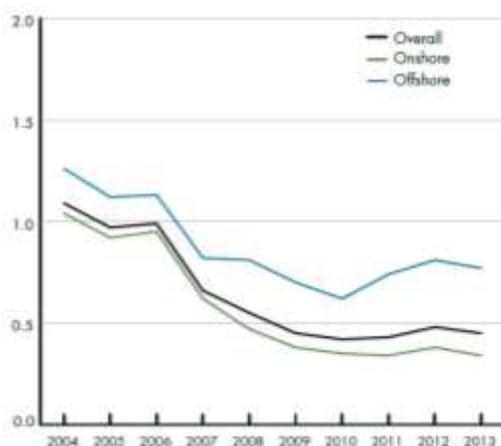


Figure 6 : Taux d'accidents (nombre de cas d'accidents par millions d'heures travaillées) en offshore et onshore (source : [7])

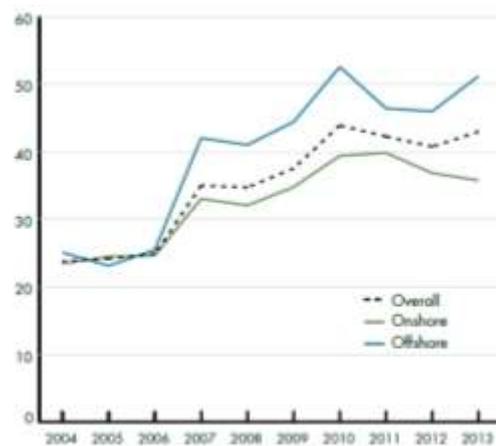


Figure 7 : Gravité des blessures (exprimée en nombre de jours d'incapacité de travail) en offshore et onshore (source : [7])

Cette exposition aux risques plus importante des salariés travaillant dans l'offshore peut s'expliquer par les espaces plus restreints et la co-activité plus forte qui règne sur une installation en mer.

3.1.4 Typologie des accidents

La typologie des accidents n'est pas la même selon leur niveau de gravité.

Pour les accidents les plus graves (c'est-à-dire les accidents mortels), une partie des décès résultent d'accidents que l'on peut qualifier d'accidents majeurs, c'est-à-dire des explosions, incendies, accidents d'hélicoptères, naufrages de plates-formes, etc. Pour prendre quelques exemples sur les années 2012 et 2013 [7][8], sur les 168 victimes enregistrées au cours de ces deux années :

- 13, soit 8%, ont péri dans un accident d'hélicoptère dans la forêt amazonienne au Pérou en 2013 ;
- 4, soit 2%, ont péri dans un accident d'hélicoptère en mer du Nord en 2013 ;
- 11, soit 7%, se sont noyées lors du naufrage d'un remorqueur au large du Nigeria en 2013 ;
- 31, soit 18%, ont péri suite à une explosion provoquée par une fuite sur une collecte de gaz au Mexique en 2012.

L'autre partie des décès résulte de situations plus courantes, que l'on qualifiera d'accidents au poste de travail et qui constituent l'immense majorité des accidents non mortels. Les accidents au poste de travail (mortels ou non) les plus fréquents sont (Figure 8) :

- les cas de personnes heurtées par un équipement, une machine en mouvement ou qui sont victimes d'une projection ou une chute d'objet. Cette catégorie (*struck by*) représente 23 % des accidents ;
- les situations où des personnes se font écraser ou emporter par des machines en mouvement (*caught in, under or between*). Cette catégorie représente 21 % des cas ;
- les cas de glissades et chutes à hauteur d'homme (*slips and trips*), qui représentent 17 % des blessés ;
- les cas de chutes d'une hauteur (*falls from height*), qui représentent 11 % des blessés.

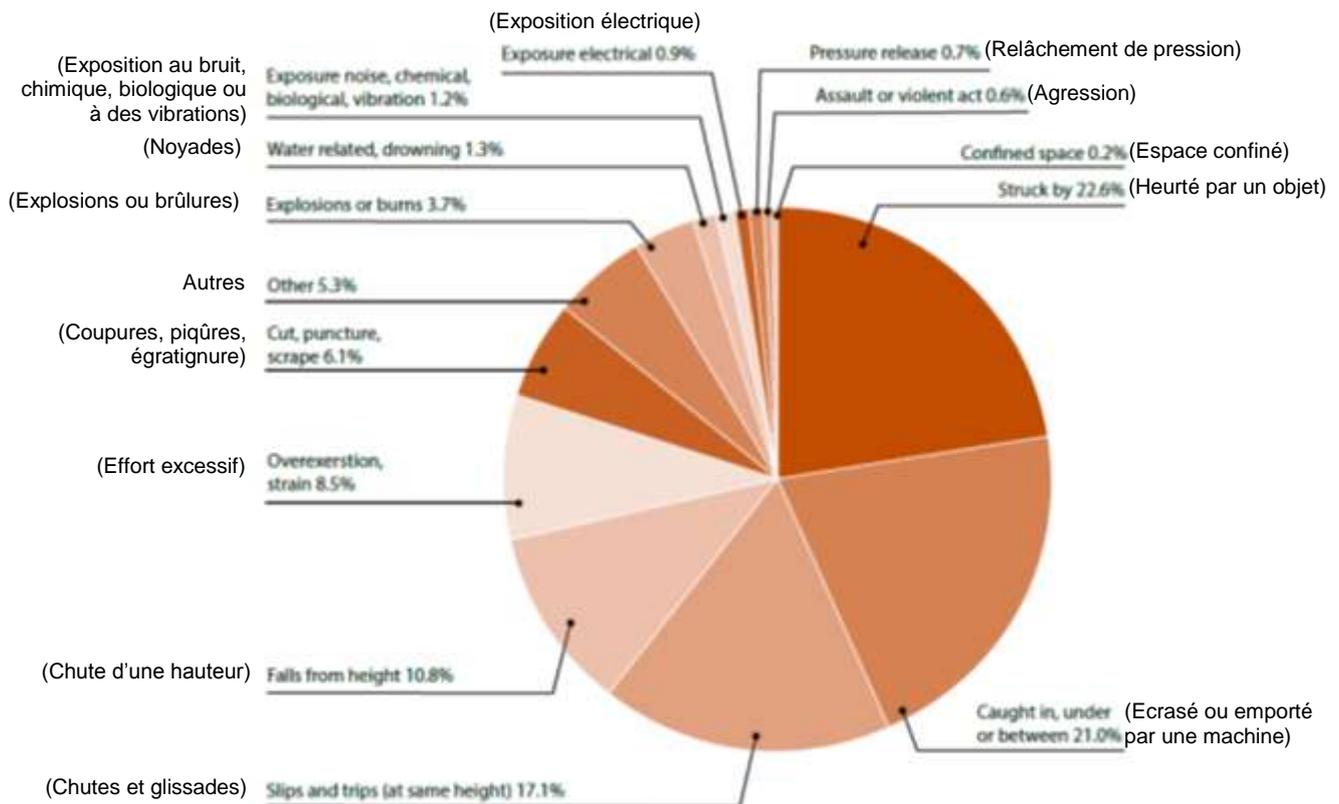


Figure 8 : Répartition par catégories des accidents du travail (d'après [7]).

3.1.5 Accidentologie en fonction des types d'opérations

La Figure 9 présente le taux d'accidents (mortels ou non) en fonction des types d'opération, réparties en quatre grandes catégories : les opérations d'exploration géophysique, notamment sismique (dénommée ici *exploration*), la construction et le démantèlement des plates-formes et installations (*construction*), le forage¹⁰ (*drilling*) et la production¹¹ (*production*).

Ces données font apparaître que les opérations les plus accidentogènes en termes d'accidents du travail sont les opérations de forage (0,84 par million d'heures travaillées sur la période 2009-2013). Celles-ci génèrent 50% d'accidents de plus que les opérations de production (0,55 par million d'heures travaillées sur la période 2009-2013).

¹⁰ Le terme « forage » comprend ici les opérations de forage proprement dites et les opérations de reconditionnement de puits (*workover*)

¹¹ Les « petites » interventions sur puits (*pulling, wireline, etc.*) sont ici incluses dans la phase d'exploitation

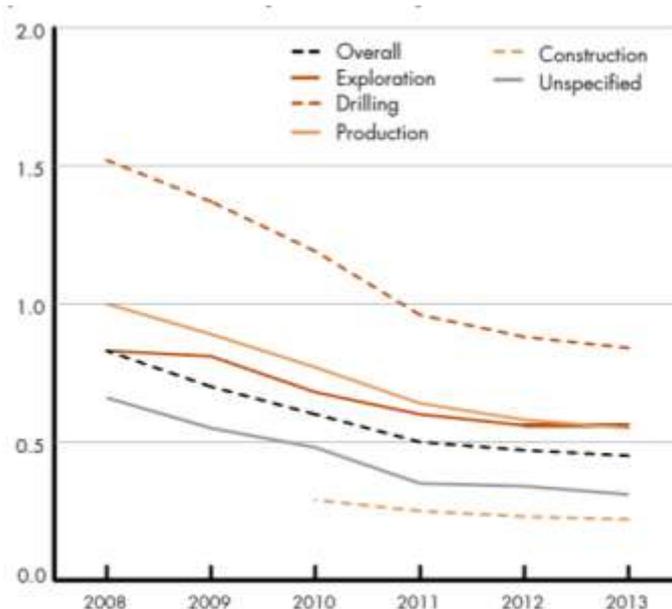


Figure 9 : Taux d'accidents (en nombre de personnes par million d'heures travaillées), en fonction des types d'opération (source : [7]). (données lissées sur 5 ans)

3.1.6 Comparatif entre régions et pays

L'IOGP a établi un comparatif de l'accidentologie au travail dans 7 grandes zones géographiques : Amérique du nord, Amérique du sud et centrale, Europe, Ancienne Union soviétique, Moyen-orient, Afrique et Asie/Australie.

Le taux d'accidents pour chacune de ces zones géographiques est représenté sur la Figure 10.

On y constate que le taux d'accidents le plus élevé est enregistré en Europe (1,07 par million d'heures travaillées en moyenne sur les années 2009-2013), suivi de celui de l'Amérique du sud et centrale (0,69) et de l'Amérique du Nord (0,65). Les quatre autres régions (Afrique, Asie/Australie, Moyen-orient et Ancienne Union soviétique) enregistrent des taux d'accidents 3 à 4 fois inférieurs à celui de l'Europe.

Nous interprétons ce taux d'accidents plus élevé en Europe par le fait que l'activité pétrolière et gazière s'y déroule essentiellement en offshore, dans les conditions difficiles de la mer du Nord.

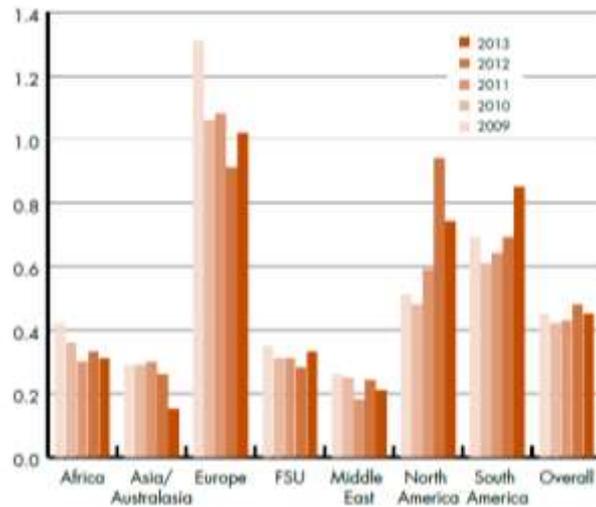


Figure 10 : Taux d'accidents (en nombre de personnes par million d'heures travaillées) en fonction des zones géographiques (source : [7]).

FSU = ancienne union soviétique (former soviet union)

La Figure 11 montre la répartition du taux d'accidents en fonction des pays dans lesquels se déroulent les activités.

On constate que la France se situe parmi les pays européens qui obtiennent les meilleurs résultats en matière de sécurité au travail dans l'amont pétrolier. Le taux d'accidents en France dans ce secteur est de 0,42 par million d'heures travaillées, c'est-à-dire bien au dessous de la moyenne européenne (1,07) et à peu près au niveau de la moyenne mondiale (0,45).

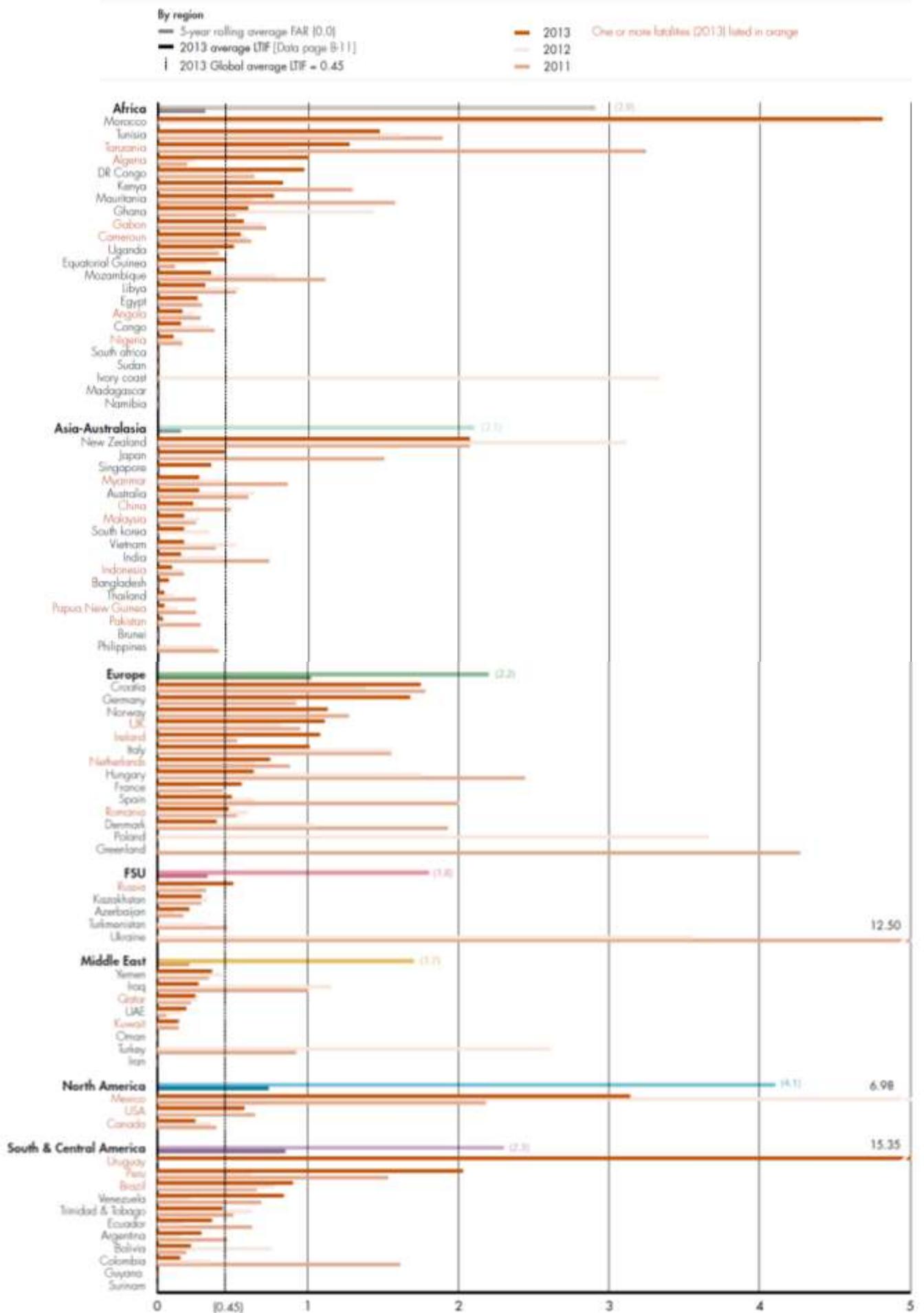


Figure 11 : Répartition par pays du taux d'accidents (source : [7])

3.1.7 Disparités entre compagnies pétrolières

La Figure 12 présente les taux d'accidents du travail enregistrés dans les différentes compagnies pétrolières contribuant à la base de l'IOPG. Les compagnies ont été chargées de transmettre à l'IOPG, d'une part, le taux d'accidents de leur personnel propre et d'autre part, celui de leurs sous-traitants. Dans cette figure, l'IOPG a remplacé le nom des compagnies par des lettres, de manière à préserver leur anonymat.

On constate tout d'abord que les taux d'accidents des compagnies pétrolières sont nettement plus élevés lorsque les personnels de leurs sociétés sous-traitantes est intégré dans le calcul (barres marrons) que lorsqu'ils ne le sont pas (barres violettes). Autrement dit, le taux d'accident est plus élevé pour les personnels sous-traitants que pour les personnels propres des compagnies pétrolières.

On constate également qu'il y a de fortes disparités entre les compagnies pétrolières, les taux d'accident enregistrés variant de 0,04 à 3,16 par million d'heures travaillées.

Ces disparités sont en partie corrélées aux effectifs des compagnies pétrolières. En effet, si l'on ne regarde que les 20 compagnies les plus importantes (c'est-à-dire comptabilisant plus de 50 millions d'heures travaillées) les taux d'accidents ne varient « plus » que de 0,04 à 1,57 (voir Figure 12). Les disparités sont donc atténuées, même si elles restent fortes.

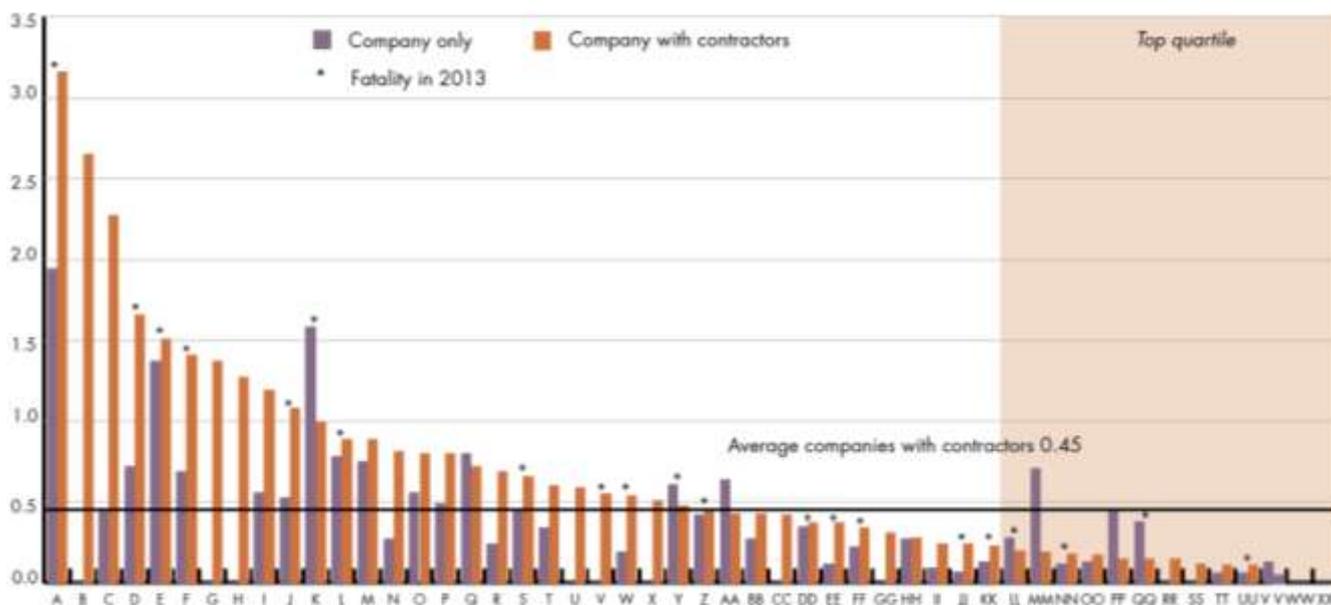


Figure 12 : Comparaison des compagnies pétrolières en matière de taux d'accidents du travail en 2013. En violet les taux relatifs aux compagnies pétrolières seules, en orange ceux relatifs aux compagnies et à leurs sous-traitants. Les points noirs (fatality) indiquent les compagnies qui ont connu des accidents mortels (source : [7])

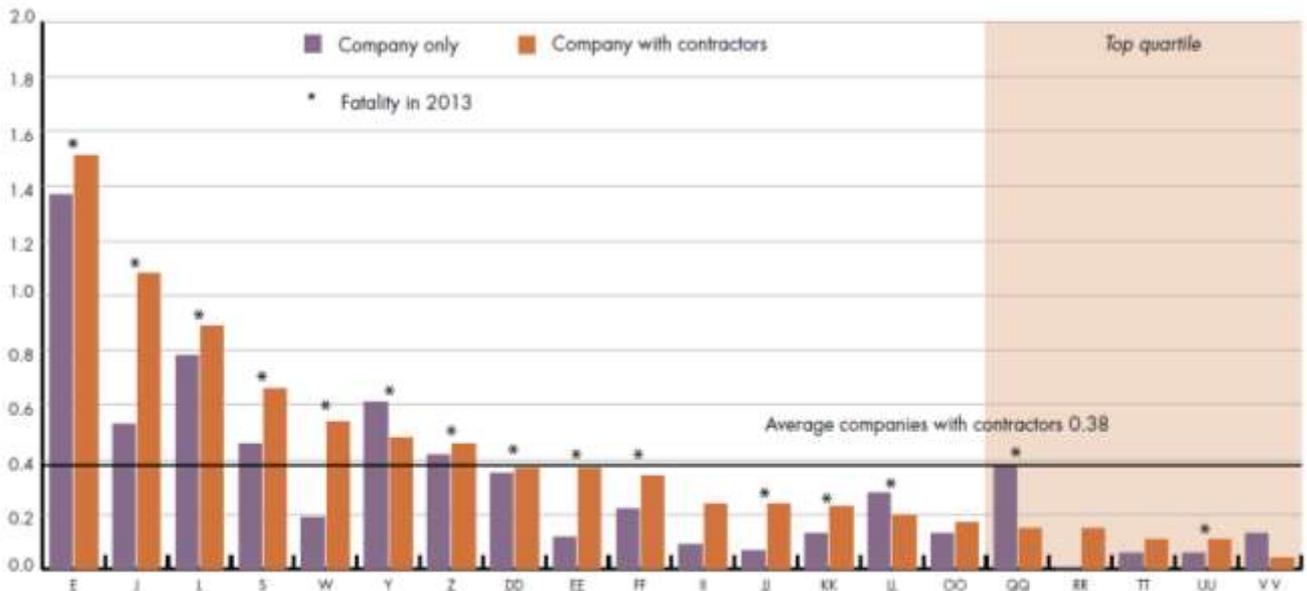


Figure 13 : Comparaison des 20 compagnies pétrolières comptabilisant plus de 50 millions d'heures travaillées, en matière de taux d'accidents du travail en 2013. En violet les taux relatifs aux compagnies pétrolières seules, en orange ceux relatifs aux compagnies et à leurs sous-traitants. Les points noirs (fatality) indiquent les compagnies qui ont connu des accidents mortels (source : [7])

3.2 LES ACCIDENTS MAJEURS

Si les statistiques relatives aux accidents de personnes ont permis d'obtenir une première image de l'accidentologie du secteur de l'exploration-production, elles ne suffisent pas à renseigner totalement sur les risques d'accidents majeurs, qui vont au-delà des seuls impacts sur les enjeux humains.

Pour obtenir une image plus complète du risque d'accident majeur dans l'exploration-production des hydrocarbures, plusieurs documents [11] [12] [13] ont été exploités, qui rapportent notamment des données d'accidents tirées de la base WOAD du DNV. Cette base, rappelons-le, est la base de données la plus fournie sur les incidents et accidents dans le domaine de l'offshore. Elle contient environ 6500 cas d'accidents et vise principalement le recueil du REX lié aux accidents majeurs.

Ci-après sont restitués les principaux enseignements qui ressortent de cette base.

Notons que ces enseignements portent uniquement sur l'évaluation du risque d'accident majeur en mer. En effet, nous n'avons pas trouvé de source qui fournisse des éléments quantitatifs équivalents pour les activités à terre.

3.2.1 Répartition dans le temps des accidents majeurs

Le Tableau 3 présente la liste des accidents en mer les plus préjudiciables, en termes de pertes de vies humaines, enregistrés sur la période 1970-2007 dans le secteur de l'exploration-production.

L'accident le plus grave, en terme de victimes, jamais enregistré dans ce secteur est l'accident de la plate-forme Piper Alpha, qui a causé 167 victimes, en mer du Nord, le 06 juillet 1988.

L'accident de la plate-forme Deepwater Horizon, qui ne figure pas dans ce tableau puisqu'il est survenu en 2010, se situerait, avec 11 morts et 17 blessés, à la 38^{ème} place de ce classement.

N°	Date de l'accident	Installation/gisement	Type de support	Phase d'opération	Conséquences matérielle	Séquence accidentelle	Nb de mort	Nb de blessé	Zone géographique
1	06/07/1988	Piper Alpha	Jacket	Production	Perte totale	Fuite > Explosion > Incendie	167	60	Mer du Nord
2	27/03/1980	Alexander L Kielland	Semi-submersible	Autre	Perte totale	Rupture ou fatigue > Inclinaison excessive > Chavirement	123	NC	Mer du Nord
3	03/11/1989	Seacrest	Navire de forage	Forage d'exploration	Dommages graves	Rupture ou fatigue > Chavirement	91	0	Asie du Sud
4	15/02/1982	Ocean Ranger	Semi-submersible	Forage d'exploration	Perte totale	Rupture ou fatigue > Fuite dans la coque > Inclinaison excessive > Chavirement	84	0	Amérique du Nord Est
5	25/10/1983	Glomar, Mer de Java	Navire de forage	Forage	Perte totale	Rupture ou fatigue > Fuite dans la coque > Inclinaison excessive > Chavirement > Naufrage	81	0	Asie de l'Est
6	25/11/1979	Bohai II	Jackup	Transfert	Perte totale	Rupture ou fatigue > Fuite dans la coque > Inclinaison excessive > Chavirement	72	0	Asie de l'Est
7	06/11/1986	Brent field	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Rupture ou fatigue > Accident d'hélicoptère > Naufrage	45	2	Mer du Nord
8	16/08/1984	Enchova Central	Jacket	Forage de développement	Dommages significatifs	Eruption > Incendie > Explosion	42	19	Amérique du Sud Est
9	11/08/2003	Neelam field	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	27	0	Asie du Sud
10	15/10/1995	DLB 269	Barge	Transfert	Dommages graves	Fuite dans la coque > Inclinaison excessive > Chavirement > Naufrage	26	0	Golfe du Mexique, US
11	02/10/1997	Mer Caspienne	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	23	1	Mer Caspienne/Mer noire
12	15/08/1991	Mc Dermot, Barge 29	Barge	Construction	Perte totale	Fuite dans la coque > Inclinaison excessive > Chavirement > Naufrage	22	NC	Asie du Sud
13	23/10/2004	Usumacinta	Jackup	Forage	Dommages graves	Collision > Rejet > Incendie	22	NC	Golfe du Mexique, US
14	02/10/1980	Ron Tappmeyer	Jackup	Forage d'exploration	Dommages mineurs	Eruption	19	19	Moyen-Orient
15	09/10/1974	Gemini	Jackup	Forage	Dommages graves	Rupture ou fatigue > Chavirement > Naufrage	18	0	Moyen-Orient
16	26/06/1978	Statfjord field	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	18	0	Mer du Nord
17	08/12/1977	South Marsh, 128A	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Collision > Accident d'hélicoptère > Naufrage	17	1	Golfe du Mexique, US
18	08/12/1977	South Marsh, 128A	Jacket	Production	Dommages mineurs	Collision (hélicoptère)	17	1	Golfe du Mexique, US
19	13/10/1971	Western offshore 2	Barge de Forage	Forage d'exploration	Dommages graves	Eruption > Incendie > Explosion	16	0	Amérique du Sud Est
20	03/06/1978	Zakum Field	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	15	0	Moyen-Orient
21	17/11/1982	NC	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Collision (hélicoptère)	15	0	Asie de l'Est
22	21/12/1987	Eugene Island 190	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Collision > Incendie	15	0	Golfe du Mexique, US
23			Jackup	Autre	Dommages mineurs	Accident d'hélicoptère	15	0	Golfe du Mexique, US
24	20/03/1980	Macaé, Brésil	Hélicoptère	Autre	Perte totale	Rupture ou fatigue > Accident d'hélicoptère > Naufrage	14	0	Amérique du Sud Est
25	17/10/1985	Trintoc Atlas	Unité mobile	Construction	Dommages graves	Rejet > explosion	14	0	Amérique Centrale

Tableau 3 : Liste des accidents offshore ayant causé 10 morts ou plus, classés par ordre décroissant de mortalité, sur la période 1970-2007 (d'après [11])

N°	Date de l'accident	Installation/gisement	Type de support	Phase d'opération	Conséquences matérielle	Séquence accidentelle	Nb de mort	Nb de bless	Zone géographique
26	15/04/1976	Ocean Express	Jackup	Transfert	Perte totale	Rupture de ligne de remorquage > Chavirement	13	0	Golfe du Mexique, US
27	13/08/1981	Leman Field	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère	13	0	Mer du Nord
28	30/04/1982	Golfe de la Thaïlande	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	13	0	Asie du Sud
29	20/03/1983	B.O.S. 355	Barge	Construction	Dommages graves	Explosion > Incendie	13	32	Afrique de l'Est
30	25/11/1990	Adriatique	Hélipont	Autre	Perte totale	Rupture ou fatigue > Accident d'hélicoptère	13	0	Europe, Méditerranée Sud
31	18/11/1998	Campeche S. field	Hélipont	Autre	Perte totale	Collision > Naufrage	13	0	Golfe du Mexique, US
32	23/11/1977	nr. Varhaug field	Hélipont	Autre	Perte totale	Rupture ou fatigue > Accident d'hélicoptère	12	0	Mer du Nord
33	08/09/1997	en route Norn field	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	12	0	Mer du Nord
34	02/10/1999	Large de Dharan	Hélipont	Autre	Dommages graves	Accident d'hélicoptère > Naufrage	12	8	Moyen-Orient
35	27/07/2005	Bombay Nord	Jacket	Production	Dommages graves	Collision > Rejet > Incendie	12	0	Asie du Sud
36	29/05/1972	SS, 201	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère	11	NC	Golfe du Mexique, US
37	04/06/1980	Opodo, Nigéria	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	11	0	Afrique de l'Est
38	20/05/1985	Tonkawa	Drill barge	Transfert	Dommages graves	Inclinaison excessive > Chavirement > Naufrage > Rejet	11	0	Golfe du Mexique, US
39	03/10/1989	Pipeline, High Island	Pipeline	Production	Dommages significatifs	Collision > Rejet > Explosion > Incendie	11	4	Golfe du Mexique, US
40	14/03/1992	Cormorant field	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	11	1	Mer du Nord
41	25/03/1993	Lac Maracaibo	NC	NC	Dommages significatifs	Explosion > Incendie	11	NC	Amérique du Sud Est
42	15/03/2001	Petrobras P-36	Semi-submersible	Production	Perte totale	Explosion > Incendie > Chavirement > Naufrage	11	0	Amérique du Sud Est
43	16/07/2002	Leman Field	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	11	0	Mer du Nord
44	24/03/2004	NC	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	11	0	Golfe du Mexique, US
45	27/05/1982	nr. Natuna Island	Hélipont	Autre	Perte totale	Accident d'hélicoptère > Naufrage	10	0	Asie du Sud
46	04/11/1985	Concem	Barge	Construction	Perte totale	Chavirement	10	0	Mer du Nord
47	31/07/1989	Avco 5	Barge	Transfert	Perte totale	Chavirement	10	0	Golfe du Mexique, US
48	05/05/1989	Bohai Harbour	Hélipont	Autre	Perte totale	Rupture ou fatigue > Accident d'hélicoptère	10	0	Asie de l'Est
49	06/12/1990	nr. Matak	Hélipont	Autre	Perte totale	Explosion > Accident d'hélicoptère > Naufrage	10	2	Asie du Sud
50	18/01/1995	Ubit	Jacket	Maintenance	Dommages graves	Explosion > Incendie	10	23	Afrique de l'Est

Tableau 3 (suite)

Il est intéressant de constater que la répartition des accidents majeurs n'est pas uniforme dans le temps. Pour l'illustrer, nous reportons sur la Figure 14 la répartition dans le temps des accidents mortels enregistrés dans la base WOAD sur la période 1970-2007. On constate que plus de 75% d'entre eux se sont produits avant les années 1990.

Cette baisse significative du nombre d'accidents mortels à partir des années 1990 est le fruit d'une forte mobilisation sur la sécurité qui s'est opérée dès le début des années 1980, après une série d'accidents liés à des problèmes de stabilité de plates-formes en mer (Alexander L. Kielland, Ocean Ranger, voir Tableau 3) et qui s'est poursuivi après le traumatisme de l'accident de la plate-forme Piper Alpha en 1988. Ces accidents ont conduit l'industrie pétrolière à mener une démarche profonde d'amélioration de la sécurité des plates-formes en mer.

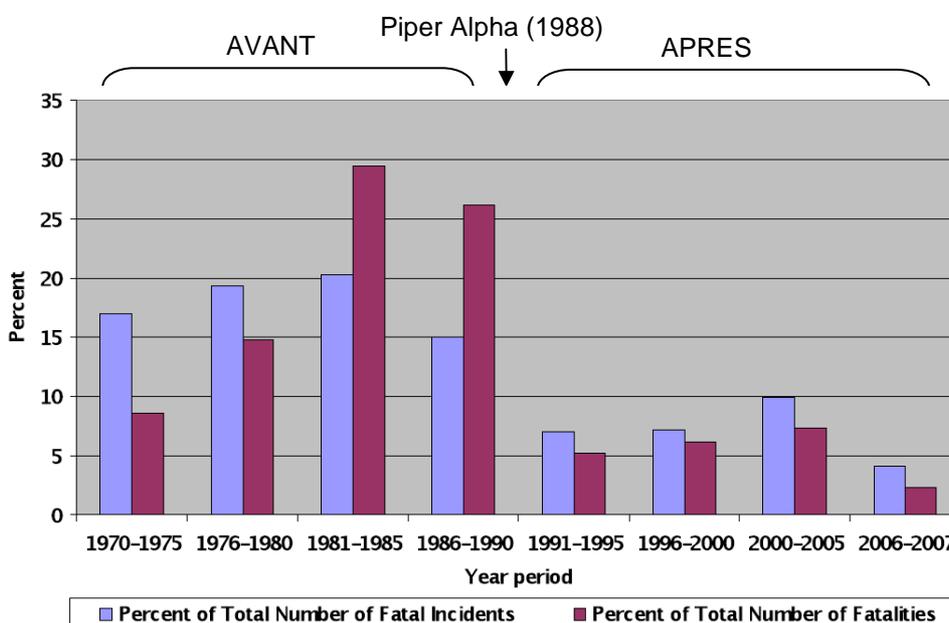


Figure 14 : Evolution du nombre d'accidents mortels et de morts par accidents en fonction des années (d'après [11])

3.2.2 Typologie des accidents majeurs

La base WOAD attribue à chaque accident un événement principal (*main event*) auquel peuvent être associés d'autres événements. Par exemple, une éruption peut mener à une explosion puis à un incendie. Dans ce cas, ces trois événements sont qualifiés d'événements en chaîne (*events in chain*).

Le DNV a ainsi défini 21 types d'événements en chaîne, représentant la variété des événements survenus lors des accidents enregistrés dans sa base.

La Figure 14 présente le pourcentage d'occurrences de chaque type « d'événement en chaîne » dans les accidents enregistrés.

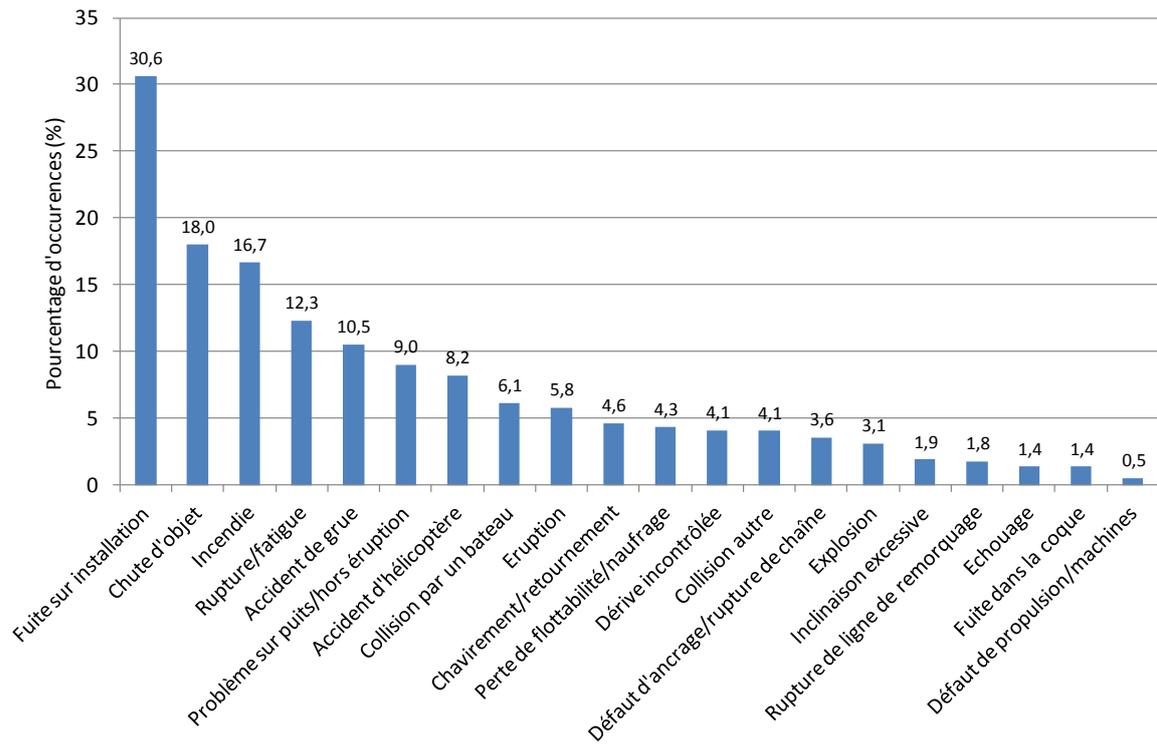


Figure 15 : Pourcentage d'occurrence des différents types d'événements en chaîne dans les accidents enregistrés dans la base WOAD (d'après [12])

On peut reprocher à ce classement de mélanger deux types de catégories d'événements, des événements qui relèvent du risque d'accident majeur (fuites sur installations, incendie, collisions, éruptions, etc.) et deux catégories d'événements qui relèvent des accidents au poste de travail (chute d'objet, accident de grue).

Dans la mesure où l'on cherche à caractériser, dans la présente section, uniquement les risques d'accidents majeurs, nous avons retiré de ce classement les deux catégories singulières que sont les chutes d'objet et les accidents de grue. Nous obtenons ainsi le graphe de la Figure 16.

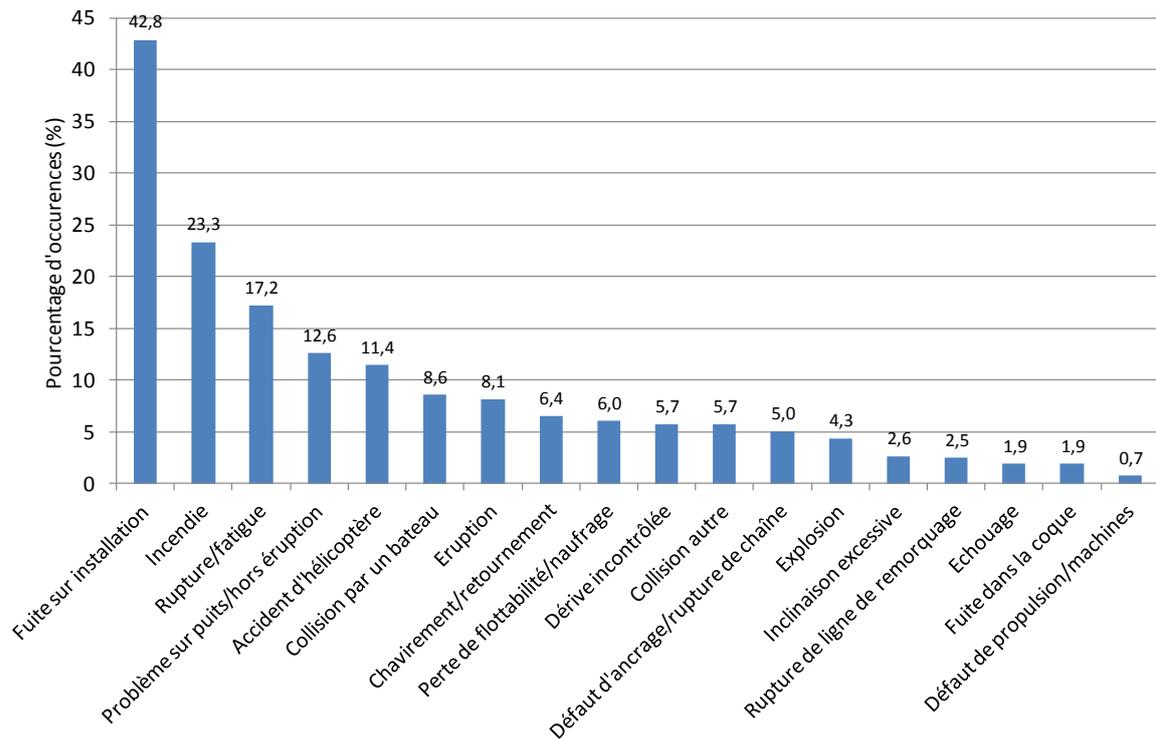


Figure 16 : Pourcentage d'occurrence des différents types d'événements en chaîne relevant du risque majeur dans les accidents de la base WOAD (d'après [12])

On remarque que les éruptions de puits ne représentent que 8,1 % des accidents. Ce sont donc des événements relativement rares mais qui, comme nous le verrons plus tard, font partie des événements les plus dommageables.

Si l'on ajoute aux éruptions les autres types d'incidents recensés sur les puits mais qui n'ont pas donné lieu à une éruption (venues, défaillances de barrières de sécurité, etc.), qui représentent 12,6%, on conclut que les problèmes liés aux puits représentent environ 20% des risques d'accidents majeurs. Autrement dit, un accident sur 5 enregistré dans le secteur de l'exploration-production des hydrocarbures, est lié à un incident sur puits.

Les types d'accidents les plus fréquents sont des fuites sur des installations (environ 40% des accidents). Toutefois, nous verrons plus loin que ce ne sont pas les événements les plus dommageables en termes matériels.

Toutes les autres catégories d'accidents (accidents d'hélicoptère, collision par un bateau, chavirement/retournement, perte de flottabilité/nauffrage, dérive incontrôlée, défaut d'ancrage, inclinaison excessive, rupture de ligne de remorquage, échouage, fuite dans la coque, défaut de propulsion/machines) ne sont pas en lien direct avec les procédés et installations d'exploration ou de production mais sont en relation avec le support et la logistique nécessaires à la conduite des opérations en mer : amenée-repli du support sur zone, stabilité et intégrité du support pendant les opérations, transferts de personnels, etc. Ces accidents représentent environ 40% des accidents en offshore.

3.2.3 Accidentologie en fonction des types d'opérations

La Figure 17 présente la répartition des accidents répertoriés dans la base WOAD en fonction des types d'opération, réparties en quatre grandes catégories : les opérations d'aménée-repli du support, la construction et le démantèlement des plates-formes et installations, le forage et la production.

On constate que la majorité des accidents (44%) surviennent en cours de production, ce qui est attendu dans la mesure où la production est la phase de vie du gisement qui représente la période de temps la plus importante (20-40 ans).

Les opérations de forage concentrent tout de même près de 30% des accidents, ce qui représente une part importante au regard du fait que ces opérations couvrent généralement une période de temps plus courte (10-20 ans) que la phase de production.

Ce résultat rejoint celui qui ressort des statistiques d'accidents du travail (§ 3.1.5), qui montre que les opérations de forage présentent un taux d'accident 50% plus élevé que celui de la phase de production.

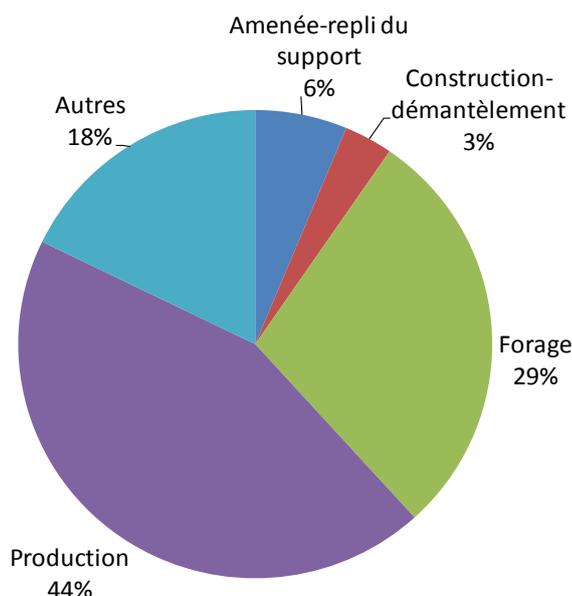


Figure 17 : Répartition des accidents enregistrés dans la base WOAD en fonction des types d'opération (d'après [12])

3.2.4 Fréquence des rejets accidentels en mer

Le PSA (*Petroleum Safety Authority*) a publié, dans son rapport annuel 2013, les statistiques relatives à la fréquence des rejets accidentels en mer survenus dans les secteurs britanniques et norvégiens de la Mer du nord, entre 2000 et 2012. Seules les fuites d'un débit supérieur à un certain seuil (>0,1 kg/s) ont été comptabilisées.

La Figure 18 montre le nombre de rejets accidentels enregistrés dans ces deux secteurs pour 100 installations et par an.

On constate que la fréquence moyenne est d'environ 30 rejets pour 100 installations et par an. C'est-à-dire qu'une installation pétrolière située en mer du Nord connaît, en moyenne, une fuite conduisant à un rejet accidentel significatif (>0,1 kg/sec) tous les 3 ans.

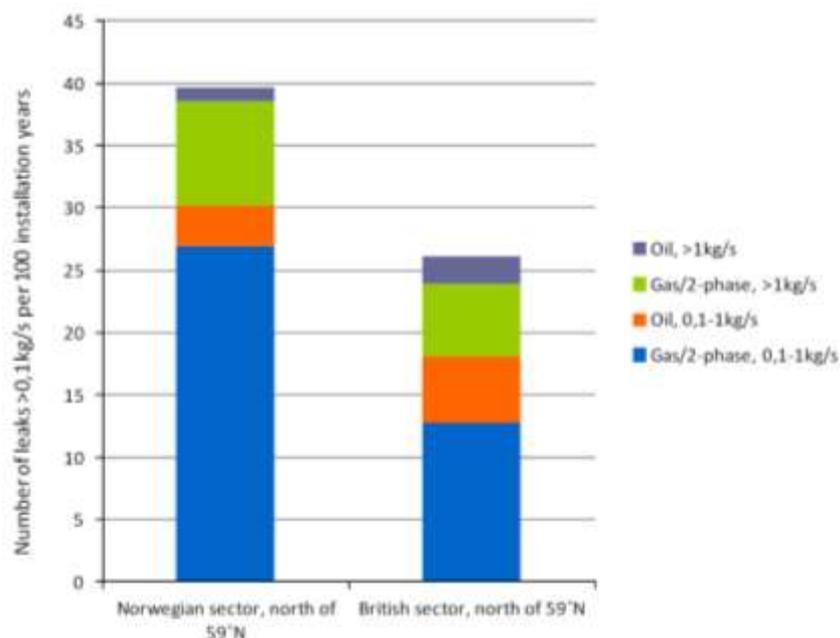


Figure 18 : Nombre de rejets en Mer du nord pour 100 installations et par an (source : [13])

3.2.5 Gravité des conséquences

La base WOAD attribue à chaque accident un indice de gravité en fonction de l'ampleur des dommages matériels causés par l'accident. L'échelle de dommages est qualitative et comprend 5 niveaux : insignifiants, mineurs, significatifs, sévères, perte totale de l'installation.

La Figure 19 présente la répartition des accidents enregistrés dans la base WOAD en fonction des dommages engendrés.

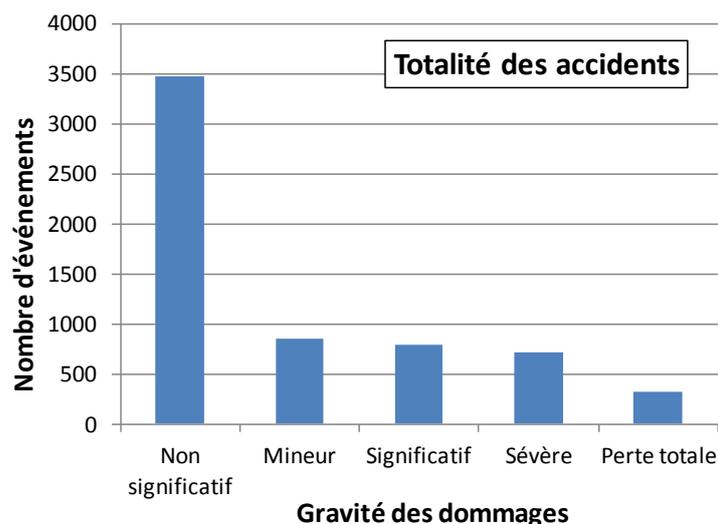


Figure 19 : Gravité des dommages engendrés tous accidents confondus (données source : base WOAD, d'après [12])

Il est difficile d'interpréter ce graphe dans la mesure où la population d'accidents représentée est très hétérogène. Elle regroupe en effet, comme nous l'avons vu précédemment, des accidents qui relèvent de l'accidentologie au poste de travail (chutes d'objet, accidents de grue) et d'autres qui relèvent de l'accident majeur (éruption, fuites sur installations, collisions, etc.).

Pour cette raison, il est intéressant d'examiner la distribution de la gravité des dommages engendrés en fonction du type d'accident. Nous avons représenté, sur la Figure 20 cette distribution pour 4 types d'accidents répertoriés dans la base WOAD : les éruptions de puits, les fuites sur installations, les accidents de grue et les chutes d'objet.

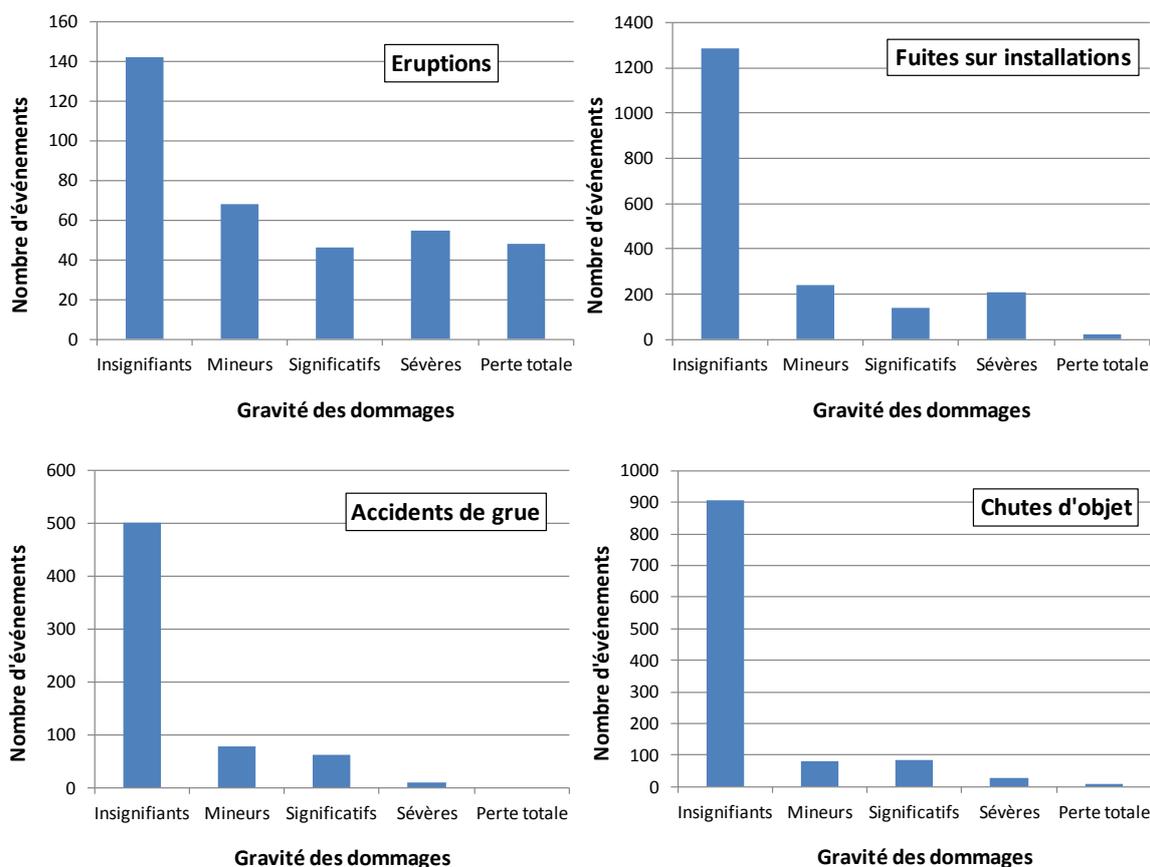


Figure 20 : Gravité des dommages générés en fonction du type d'accident (données source : base WOAD, d'après [12])

Ces graphes font ressortir plus nettement la gravité des conséquences associées à chaque type d'accident.

Notamment, ils mettent clairement en évidence le caractère dommageable des éruptions par rapport aux autres types d'accidents qui surviennent sur les plates-formes. En effet, même si les fuites sur installations sont nettement plus nombreuses que les éruptions (1893 par rapport à 359 dans la base WOAD, soit 5 fois plus), la proportion de cas où celles-ci génèrent des dommages sévères ou la perte complète de l'installation (12%) est beaucoup moins importante que celle des éruptions de puits (29%).

Les graphes relatifs aux accidents de grue et aux chutes d'objet ont été placés en dessous pour comparaison, afin de mettre en lumière le caractère généralement mineur de leurs conséquences en termes dommages matériels, justifiant de les considérer comme des accidents de personnes, plus que comme des accidents potentiellement majeurs.

Si l'on s'intéresse non plus aux dommages matériels mais à l'ampleur des conséquences en termes de pollution environnementale, on obtient, pour l'ensemble des événements enregistrés dans la base WOAD, la distribution présentée sur la Figure 21. Les rejets en mer générés par les accidents y sont qualifiés sur une échelle de cinq niveaux : rejets mineurs, modérés, significatifs, importants, très importants.

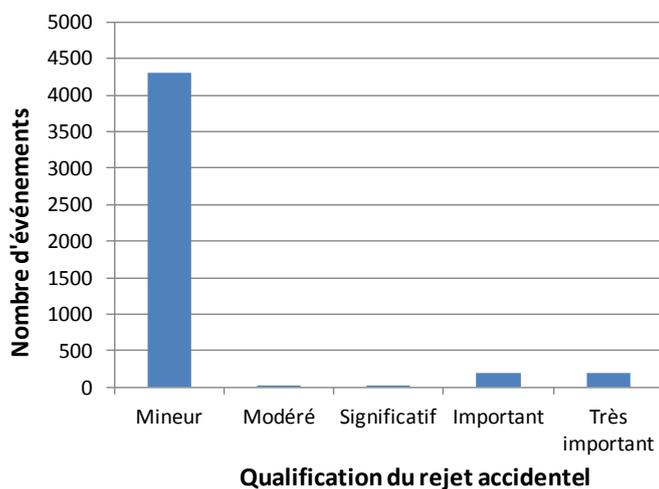


Figure 21 : Intensité des rejets en mer générés par les accidents (données source : base WOAD, d'après [12])

Il est intéressant de voir que les rejets répertoriés dans la base WOAD sont soit mineurs (c'est la grande majorité), soit importants ou très importants, les rejets intermédiaires n'étant pas significatifs.

Cette figure est symptomatique du caractère imprévisible que revêtent les accidents liés à l'exploration et l'exploitation en offshore, une immense majorité d'entre eux ne donnant lieu qu'à des dommages matériels ou à des pollutions environnementales limitées mais certains pouvant, occasionnellement, générer des événements majeurs.

La Figure 22 présente un graphe comparable pour les accidents de type « éruption de puits ». Ces données sont issues de la base *Blowout* du SINTEF, c'est pourquoi les qualificatifs d'intensité des rejets et le nombre de classes d'intensité ne sont pas les mêmes que sur la Figure 21. Néanmoins, on retrouve la même tendance, c'est-à-dire une sur-représentation des rejets en mer les plus importants. On note que la totalité des rejets (toutes classes d'intensité confondues) représentent 25% des éruptions. Autrement dit, 75% des éruptions en offshore n'ont pas mené pas à un rejet en mer.

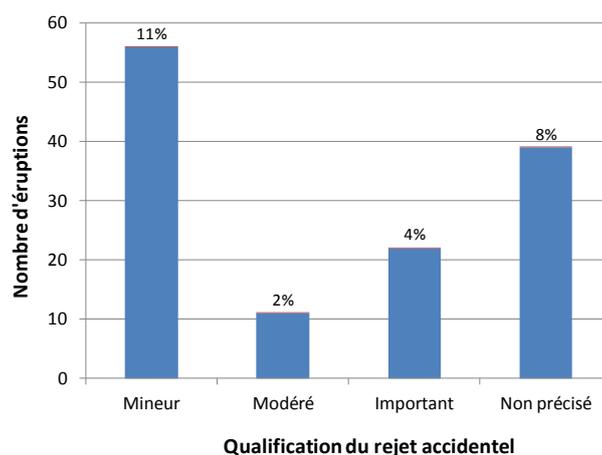


Figure 22 : Intensité des rejets en mer générés par les éruptions. Les pourcentages indiquent la fréquence des éruptions qui mènent à un rejet de l'intensité correspondante (données source : base Blowout, d'après [11])

Pour donner quelques éléments quantitatifs, le Tableau 4 présente la liste des accidents ayant causé les plus forts rejets dans le golfe du Mexique, sur la période 1970-2010.

On y retrouve la tendance discutée précédemment, à savoir une population nombreuse d'accidents ayant mené à des rejets limités ou modérés et à l'écart de cette population, deux accidents « extrêmes », respectivement l'accident de la plate-forme Ixtoc I le 3 juin 1979¹² et l'accident de la plate-forme Deepwater Horizon le 20 avril 2010, tous deux liés à des éruptions en phase de forage.

Ces deux accidents, en cumulé, représentent un rejet 40 fois plus important que les 26 autres accidents. Un point intéressant de comparaison est donné dans le Tableau 5, qui présente la liste des rejets les plus importants liés à des tankers pétroliers sur la période 1970-2007. On voit que les accidents de Ixtoc I et de Deepwater Horizon dépassent de 1,7 et 2,2 fois le rejet le plus important lié à un navire pétrolier.

Notons que des rejets aussi volumineux, causés par des éruptions de plusieurs mois (3 mois pour Deepwater Horizon, 9 mois pour Ixtoc I) doivent être, en principe, moins probables aujourd'hui du fait de l'existence de dispositifs de « coiffage de puits » (*capping*) et de récupération du pétrole développés par l'industrie pétrolière suite à l'accident de la plate-forme Deepwater Horizon. A ce jour, plusieurs dispositifs existent, répartis dans différentes régions du monde et sont prévus pour être mobilisés sur toute zone d'incident en moins de 10 jours.

¹² Cet accident était le plus fort jamais enregistré au monde, en termes de volume de pétrole rejeté, avant que survienne celui de la plate-forme Deepwater Horizon.

Date de l'accident	Volume du rejet (barils)	Substance relâchée	Opération
20/04/2010	4500000	Huile ¹	Forage (Deepwater Horizon)
03/06/1979	3500000	Huile ¹	Forage (Ixtoc I)
01/12/1970	53000	Huile ¹	Complétion/reconditionnement
10/02/1970	30000	Huile ¹	Production
17/04/1974	19833	Huile	Pipeline
07/02/1988	15576	Huile	Pipeline/Navire
24/01/1990	14423	Condensat	Pipeline
09/01/1973	9935	Huile	Production
29/09/1998	8212	Huile	Pipeline
26/01/1973	7000	Huile	Production
11/12/1981	5100	Huile	Pipeline/Navire
24/09/2005 ²	5066	Condensat + Diesel	Production + forage
12/05/1973	5000	Huile	Pipeline
06/05/1990	4569	Huile	Pipeline
16/11/1994	4533	Condensat	Pipeline
18/12/1976	4000	Huile	Pipeline
11/09/1974	3500	Huile	Pipeline
23/07/1999	3200	Huile	Pipeline
01/03/2002	3000	SBM ²	Forage
21/01/2000	2240	Huile	Pipeline
31/08/1992	2000	Huile	Pipeline
23/11/1979	1500	Diesel	Forage/Navire
19/01/2000	1440	SBM ³	Forage
21/05/2003	1421	SBM ³	Forage
14/11/1980	1456	Huile	Production
26/01/1998	1211	Condensat	Pipeline/Navire
21/10/2007	1061	SBM ³	Forage
11/04/2004	1034	SBM ³	Forage
¹ Eruption			
² Cyclone Rita			
³ SBM = Boue à base d'huile de synthèse			

Tableau 4 : Liste des rejets accidentels les plus importants enregistrés dans le golfe du Mexique sur la période 1970-2010 (complété d'après [11])

Date de l'accident	Tanker	Lieu de l'accident	Volume du rejet (barils)
19/07/1979	Atlantic Empress	Au large de Tobago, mer des Caraïbes	2049180
28/05/1991	ABT Summer	700 milles au large de l'Angola	1856400
06/08/1983	Castillo de Beliver	Au large de la baie de Saldanha, Afrique du Sud	1799280
16/03/1978	Amoco Cadiz	Au large de la Bretagne, France	1592220
11/04/1991	Haven	Gênes, Italie	1028160
11/11/1998	Odyssey	700 milles au large de la Nlle Ecosse, Canada	942480
19/12/1972	Sea Star	Golfe d'Oman	821100
07/12/1971	Texaco Denmark	Belgique, Mer du Nord	764980
23/02/1980	Irenes Serenade	Baie de Navarino, Grèce	714000
12/05/1976	Urquiola	La Corogne, Espagne	714000
23/02/1977	Hawaiian Patriot	300 milles au large de Honolulu	678300
15/11/1979	Independenta	Bosphore, Turquie	678300
29/01/1975	Jalob Maersk	Leixoes, Portugal	628320
15/01/1993	Braer	Iles Shetland, Royaume-Uni	606900
19/12/1989	Khark 5	120 milles au large de la côte atlantique du Maroc	571200
03/12/1992	Aegean Sea	La Corogne, Espagne	528360
15/02/1996	Sea Empress	Milford Haven, Royaume-Uni	514080
17/04/1992	Katina P	Au large de Maputo, Mozambique	514080
06/12/1985	Nova	Au large de l'île de Kharg, golfe d'Iran	499800
13/12/2002	Prestige	Au large de la Galice, Espagne	449820
13/05/1975	Epic Colocotronis	Mer des Caraïbes, Etats-Unis	437111
24/03/1999	Exxon Valdez	Alaska, Etats-Unis	264180
11/12/1999	Erika	Au large de la Bretagne, France	142800

Tableau 5 : Liste des rejets accidentels les plus importants liés à des navires pétroliers sur la période 1970-2007 (d'après [11])

4. LES ERUPTIONS DE PUIITS

Après avoir dressé un panorama global de l'accidentologie du secteur de l'exploration-production des hydrocarbures, ce chapitre porte plus spécifiquement sur l'accidentologie liée aux puits.

Nous avons vu au chapitre précédent (§ 3.2.2), que les incidents liés aux puits ne représentaient que 20% des accidents dans l'exploration-production et que des éruptions ne se produisaient que dans 8% des cas, mais que ces cas étaient les plus dommageables, notamment sur le plan environnemental.

Nous allons, dans la première partie de ce chapitre (§ 4.1), donner des éléments de compréhension des mécanismes qui mènent à une éruption, c'est-à-dire passer en revue les principaux scénarios qui peuvent causer une éruption. Ces scénarios ont été déduits, en partie, de la revue des accidents recueillis dans la base de données de l'INERIS.

Dans une deuxième partie (§ 4.1.4), sont donnés des éléments d'évaluation du risque d'éruption, tirés des résultats de deux études réalisées en Norvège [17][18]. Celles-ci ont calculé, à partir d'une analyse de la base *Blowout* du SINTEF, les fréquences d'occurrence d'éruptions pour différentes phases d'opération d'un puits. Nous relaterons les principaux enseignements de ces études.

Enfin, dans une dernière partie (§ 4.3), quelques cas d'accidents, qui illustrent certains des scénarios présentés au § 4.1, sont développés.

4.1 L'ORIGINE DES ERUPTIONS

4.1.1 Définition et rappels sur les barrières de sécurité d'un puits

Avant d'examiner les mécanismes qui peuvent mener à une éruption, il convient de rappeler quelques principes fondamentaux de la sécurité d'un puits.

On rappelle qu'une « éruption » (*blowout*) est une sortie incontrôlée d'effluents à partir d'un puits. Le point de sortie des effluents peut se situer en tête de puits (éruption de surface) ou le long du puits, au droit de formations souterraines vulnérables (éruption souterraine).

En général, le terme éruption s'applique à des phases où il n'y a pas, normalement, d'effluents ou de substances dangereuses présentes dans le puits, par exemple les phases de forage, de complétion, de reconditionnement ou encore de fermeture du puits.

Pendant ces phases, la sécurité du puits est assurée, en premier lieu, par le poids d'une colonne de fluide¹³ dont la densité est ajustée pour contrer la pression interstitielle des fluides contenus dans les formations et ainsi empêcher que ceux-ci n'envahissent le puits (voir Figure 23).

Par ailleurs, sauf pendant les premières phases de forage, le puits est revêtu, sur les côtés, d'un ensemble de colonnes métalliques cimentées aux terrains, appelées cuvelages ou *liners*¹⁴, qui visent notamment à assurer la stabilité du puits et à empêcher toute sortie latérale des fluides présents dans le puits.

Enfin, en tête, le puits dispose, pendant toutes ces phases, d'un équipement de sécurité permettant d'obturer le puits en cas d'afflux non souhaité de fluides de formations. Cet équipement de sécurité est appelé bloc d'obturation du puits ou BOP. Dans certaines phases particulières, où le BOP n'est pas présent, la sécurité en tête est assurée par d'autres dispositifs (bouchon, vanne, etc.).

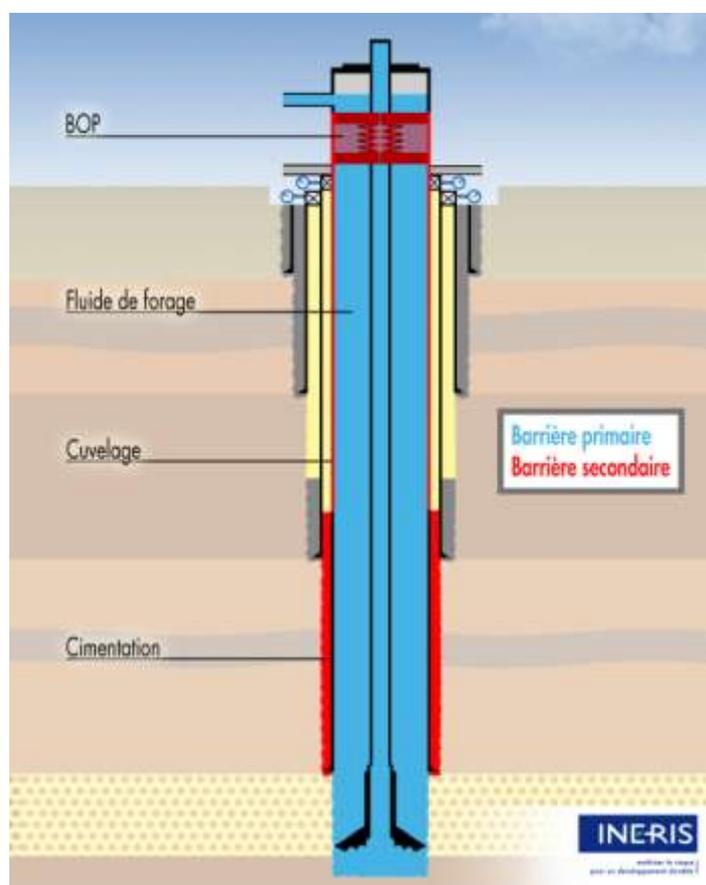


Figure 23 : Barrières de sécurité d'un puits en phase de forage

¹³ En forage, ce fluide est une boue de forage. En phase de complétion, de reconditionnement ou lors de la fermeture d'un puits, il s'agit plus généralement d'une saumure.

¹⁴ Ce sont des colonnes partielles, c'est-à-dire qui ne remontent pas jusqu'en tête de puits.

Une éruption est le résultat de la défaillance successive des deux barrières de sécurité principales du puits, à savoir :

- d'une part, la colonne de fluide destinée à vaincre la pression des fluides de formation, colonne qui constitue ce que l'on appelle la barrière primaire.
- et d'autre part l'enveloppe constituée par le ciment, les cuvelages et le dispositif de sécurité de surface¹⁵, qui forme ce que l'on appelle la barrière secondaire.

Autrement dit, pour qu'il y ait une éruption, il faut qu'il y ait d'abord une venue, c'est-à-dire un afflux de fluides de formation dans le puits (défaillance de la barrière primaire), puis que cette venue soit non contrôlée, c'est-à-dire que le ciment, les cuvelages ou le BOP aient été inopérants à contenir cette venue (défaillance de la barrière secondaire).

Dans les sections suivantes, seront analysés dans un premier temps les mécanismes (ou scénarios) qui peuvent mener à une venue. Ensuite, sont analysées les raisons qui peuvent conduire à un contrôle de venue inopérant.

Pour illustrer ces propos, nous nous placerons dans le cas d'un puits en phase de forage, qui constitue la phase où le risque d'éruption est le plus important, comme nous le verrons dans la section 4.1.4.

Notons que la section suivante suppose connus les principes de base du forage et le vocabulaire associé. Le lecteur pourra se référer, au besoin, au rapport « Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures » de l'INERIS [6], dans lequel ces principes sont rappelés.

4.1.2 Les mécanismes initiateurs d'une venue

Une venue est un incident relativement commun lors d'un forage qui, dans la grande majorité des cas, est maîtrisé par l'équipe de forage.

Pour illustration, la Figure 24 montre le nombre « d'incidents de forage » enregistrés chaque année en mer du Nord, sur le plateau continental Norvégien. L'essentiel de ces incidents de forage correspondent à des venues. On constate qu'en exploration, environ 15% des puits, soit 1 puits sur 6 en moyenne connaît un incident en cours de forage. Pour un puits de développement, il s'agit d'environ 1 puits sur 12.

¹⁵ que nous supposons, pour la simplicité du raisonnement, être un BOP.

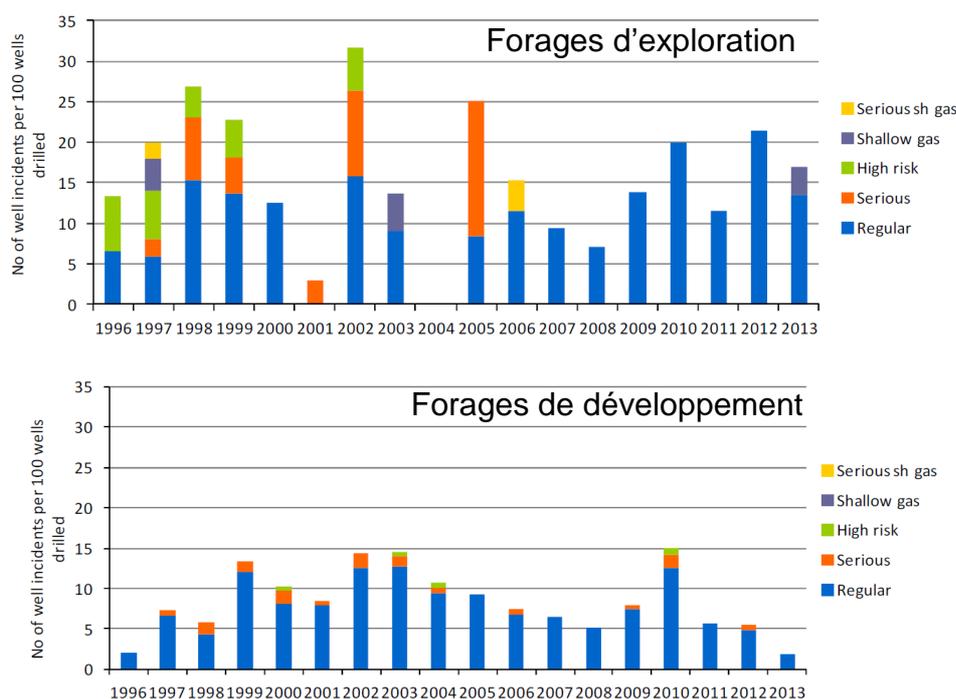


Figure 24 : Fréquence des incidents de forage relevés sur le plateau continental norvégien en fonction des années, pour les puits d'exploration et pour les puits de développement (source : PSA [13])

Une venue est le fait d'un déséquilibre de pression, la pression exercée par la colonne de boue au fond du puits devenant insuffisante pour contrer la pression interstitielle des fluides contenus dans les formations.

Ce déséquilibre de pression peut être lié à un ensemble de raisons, dont les plus fréquemment rencontrées dans l'accidentologie sont les suivantes :

- une présence de gaz à faible profondeur : dans certains contextes (notamment en mer profonde), du gaz sous forme d'hydrates peut être piégé dans des formations peu profondes (entre quelques dizaines et quelques centaines de mètres sous le fond de la mer). Lorsque le forage traverse ces couches, le gaz se libère, conduisant à un gazage de la boue, voire à une venue massive de gaz. Ce dernier cas se produit, notamment, lorsque le forage rencontre, ce qui arrive occasionnellement, un volume important de gaz piégé. L'éruption du gaz est alors presque inévitable et difficile à maîtriser, car le puits ne dispose pas, à ce moment là du forage, de dispositif d'obturation du puits (BOP). Au mieux, un diverteur, c'est-à-dire un dispositif de dérivation, peut permettre de canaliser le gaz jusqu'à une zone sûre, en dehors de toute source d'inflammation possible. Ce scénario est une des causes les plus fréquentes d'éruptions en offshore, comme nous le verrons dans la section 4.1.4 ;
- une densité de boue insuffisante : une erreur humaine ou instrumentale dans la formulation, la fabrication ou les tests de contrôle de la boue avant son

pompage dans le puits peut conduire à ce que la boue n'ait pas la densité prévue ;

- une manoeuvre de la garniture trop rapide : une remontée trop rapide de la garniture de forage lors d'une manoeuvre peut conduire, par effet piston, à un allègement de la colonne de boue et à un déséquilibre de pression au fond du puits ;
- la rencontre imprévue d'une formation en surpression : dans le cas d'un forage d'exploration, les connaissances préalables des formations traversées sont nécessairement partielles. Il n'est donc pas rare qu'une formation contenant des fluides sous pression n'ait pas été identifiée et prise en compte dans le programme de forage, ce qui peut amener à l'utilisation d'une boue non adaptée lors de la traversée de cette formation ;
- une perte de circulation de boue, c'est-à-dire une diminution de la hauteur de la colonne de boue dans le puits du fait de pertes dans les terrains. Ces pertes peuvent être liées notamment :
 - au passage d'une formation très fracturée ;
 - à une densité de boue trop élevée par rapport à la densité prévue, conduisant à une fracturation involontaire des terrains ;
 - à une manoeuvre trop rapide de la garniture, cette fois dans le sens de la descente, qui peut soumettre les formations sous-jacentes à une pression excessive et fracturer les terrains ;
- la vidange incontrôlée ou l'arrachement du tube prolongateur (uniquement en mer profonde) : le tube prolongateur est un élément particulièrement sollicité lors d'un forage, notamment du fait des courants marins ou de la houle. Il peut donc être fragilisé, notamment par des effets de fatigue, et être en proie à la rupture d'un de ses éléments. En cas de rupture, le tube prolongateur peut se vider partiellement de sa boue, ce qui conduit à un déséquilibre de pression au fond du puits ;
- l'intersection d'un puits adjacent : une erreur humaine ou instrumentale dans le contrôle de la direction du forage peut mener à l'intersection d'un puits adjacent et provoquer un déséquilibre de pression au fond du puits ;
- une cimentation défectueuse, par exemple lorsqu'une formation en surpression vient d'être traversée et recouverte d'un cuvelage dont la cimentation a échoué. Si le forage est poursuivi sans avoir détecté (et remédié à) cette cimentation défectueuse, il peut s'ensuivre, lors de la poursuite du forage, une intrusion dans le puits des fluides contenus dans cette zone en surpression, à travers la cimentation défectueuse.

4.1.3 Les raisons possibles d'un contrôle de venue inopérant

Après avoir examiné les scénarios les plus courants pouvant conduire à une venue, nous allons maintenant voir les circonstances qui peuvent amener à une venue non contrôlée, c'est-à-dire dégénérant en éruption.

L'accidentologie permet d'en discerner au moins quatre :

- détection tardive d'une venue : pour avoir les meilleures chances de pouvoir être contrôlée, une venue doit être détectée le plus tôt possible. La précocité de la détection d'une venue repose sur un ensemble de facteurs : l'efficacité et la redondance des principes de détection utilisés¹⁶, la compétence du personnel et un grand nombre de facteurs humains et organisationnels (réactivité, communication, fatigue, sensibilisation au risque de venue, etc.). Une défaillance dans l'un de ces secteurs peut conduire à une détection tardive, qui peut fortement compliquer, voir mener à l'échec du contrôle de la venue ;
- défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP : en cas de venue, une des premières mesures de mise en sécurité du puits consiste à fermer le BOP. Le succès de cette mesure dépend de plusieurs facteurs :
 - la possibilité d'actionner le BOP : l'actionnement du BOP est opéré par des lignes de commande, qui doivent être disponibles et fonctionnelles au moment de l'incident. Une rupture ou un dysfonctionnement de ces lignes de commande peut rendre compliquée ou impossible la fermeture du BOP ;
 - l'aptitude des obturateurs à contenir la pression exercée en tête de puits : Le BOP est composé d'un ensemble de mâchoires (*rams*) dont la pression de service doit être adaptée à la pression maximale exercée en tête de puits en toute situation (y compris dégradée). Une erreur de conception (par exemple un choix inadapté par rapport à la pression exercée en tête de puits), de montage, de test ou de maintenance du BOP peut conduire à un défaut de fonctionnement de celui-ci, mettant en péril le contrôle de la venue ;
- procédure de contrôle de venue inadéquate : une fois le puits fermé, la reprise de contrôle du puits consiste à évacuer la boue viciée vers une ligne d'évacuation (*choke line*) et à injecter dans le puits une boue ayant la densité suffisante pour contrer la pression interstitielle des fluides de formation. Cette opération dite « de contrôle de venue » est délicate car elle repose sur un ajustement très fin des paramètres du puits (pression, débit, densité de boue). Il arrive qu'une erreur de calcul, une erreur opératoire, une négligence dans le

¹⁶ Les principes de détection les plus courants sont notamment : le suivi de l'évolution de la vitesse d'avancement du forage (*ROP*), le suivi du niveau de boue dans les bacs, la mesure de densité de la boue en sortie du puits, la teneur en gaz de la boue et la détection de gaz en surface.

suivi de la procédure ou le choix d'une procédure inadaptée, mène à un échec du contrôle de la venue et par conséquent à une éruption, superficielle ou souterraine. Le cas de l'accident de Campo de Frade, que nous détaillerons au § 4.3, est exemplaire de ce type d'incident.

- architecture inadéquate du puits : l'architecture d'un puits (c'est-à-dire le nombre, la profondeur, le diamètre des phases de forage et les caractéristiques des cuvelages) doit être prévue pour qu'en cas de venue lors du forage, la pression qui s'exerce sur la section découverte du puits ou celle qui s'exerce sur la partie revêtue du puits, soit inférieure respectivement à la résistance des terrains (pour la partie découverte) ou à la résistance à l'éclatement des cuvelages (pour la partie revêtue). Ce dimensionnement repose, notamment, sur des hypothèses réalistes concernant les pressions maximales susceptibles de s'appliquer en paroi du puits en cas de scénarios accidentels (par exemple le remplissage total ou partiel du puits par du gaz). Il peut arriver qu'une erreur dans les calculs de dimensionnement, un défaut de fabrication ou de test d'un cuvelage ou un endommagement de celui-ci lors de sa descente dans le puits, conduise à ce que la pression exercée par la venue dépasse la résistance du terrain ou d'un élément de cuvelage. Une éruption souterraine est alors inévitable.

4.1.4 Synthèse

La Figure 25 récapitule les scénarios d'éruption passés en revue précédemment.

Ces scénarios ne sont aucunement exhaustifs. Ils ont été mis en lumière à travers l'accidentologie que nous avons parcourue mais ils nécessitent d'être complétés ou adaptés, notamment en fonction du contexte de chaque site.

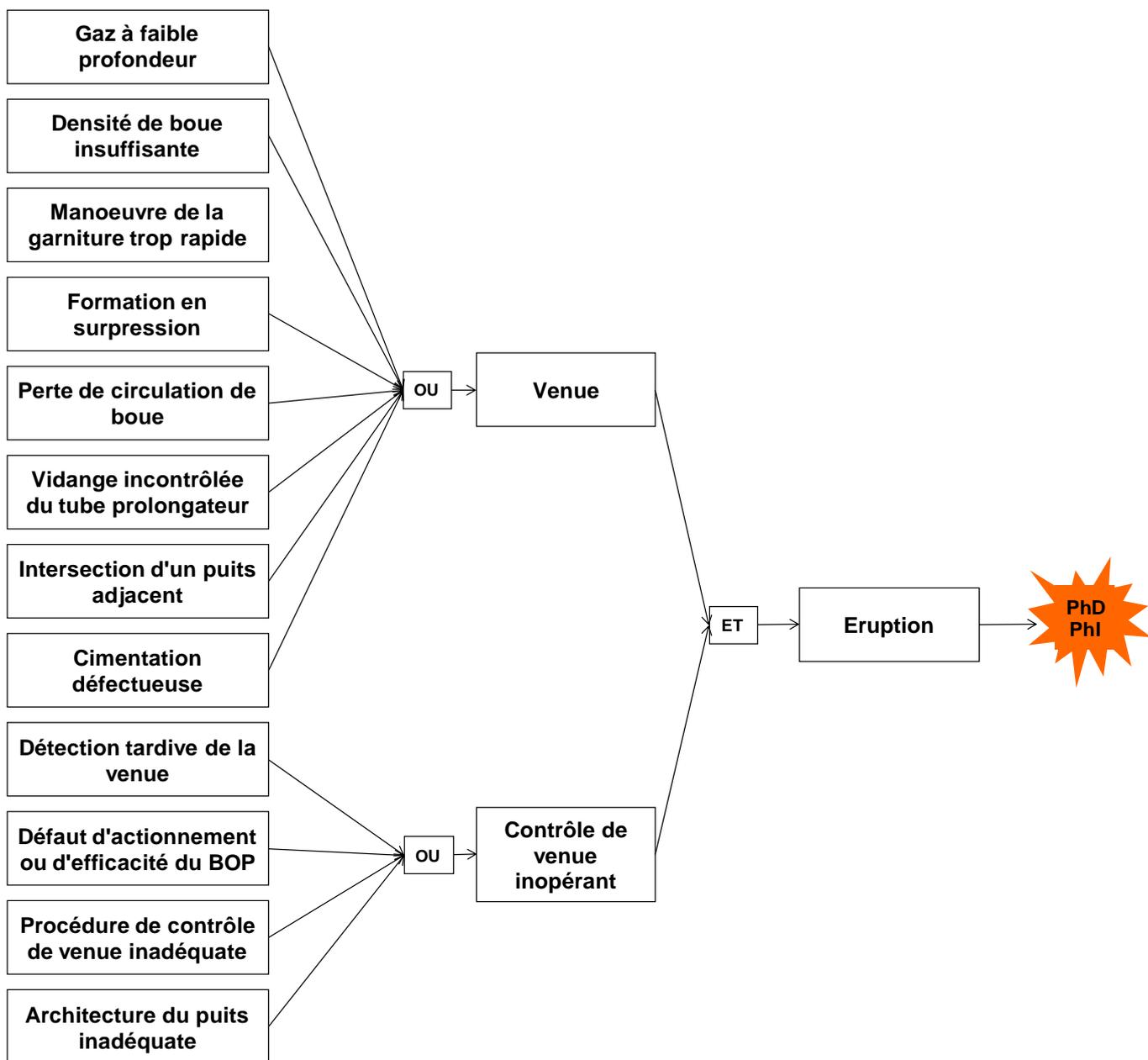


Figure 25 : Synthèse des principaux scénarios d'éruption en cours de forage mis en évidence par l'accidentologie. Le phénomène généré peut être un phénomène dangereux (PhD), c'est-à-dire pouvant potentiellement atteindre des enjeux humains ou un phénomène impactant (PhI), c'est-à-dire un phénomène pouvant avoir des impacts sur l'environnement.

4.2 ELEMENTS D'EVALUATION DU RISQUE D'ERUPTION

4.2.1 Préambule et définitions

Après avoir examiné les scénarios qui peuvent mener à une éruption en cours de forage, quelques éléments d'évaluation du risque d'éruption sont apportés ci-après, pour chacune des phases de la vie d'un puits.

Ces éléments proviennent de deux études réalisées en Norvège [17][18], qui ont permis d'établir, à partir de la base *Blowout* du SINTEF, des fréquences d'éruptions pour différentes phases de vie d'un puits (forage, exploitation, interventions, reconditionnement). Ces fréquences sont reportées, sous forme de tableaux, en ANNEXE E.

Notons que ces fréquences s'appliquent à des puits offshore, représentatifs des puits situés en mer du Nord et dans le golfe du Mexique.

Il est utile, pour bien comprendre le sens des résultats présentés ci-après, de poser les définitions des termes utilisés :

- éruption aérienne : éruption dont le point de sortie se situe au dessus du niveau du sol (à terre) ou au dessus du niveau de la mer (en mer) ;
- éruption sous-marine : éruption dont le point de sortie se situe entre le niveau de la mer et le niveau du fond marin ;
- éruption souterraine : éruption dont le point de sortie se situe en dessous du niveau du sol (à terre) ou en dessous du niveau du fond marin (en mer) ;
- éruption de surface : éruption aérienne ou sous-marine ;
- éruption stoppée : éruption dont le développement a été rapidement stoppé par la mise en œuvre d'une barrière de protection présente sur le puits au moment de l'incident, typiquement, la fermeture du BOP ;
- éruption canalisée par diverteur : éruption dont le jet a été canalisé hors de la plate-forme à l'aide d'un diverteur ;
- forage d'exploration : forage réalisé dans une zone non encore reconnue ;
- forage de délimitation : forage visant à apprécier les limites d'un gisement ;
- forage de développement : forage d'un puits destiné à l'exploitation d'un gisement ;
- HPHT : haute pression haute température. Ce qualificatif s'applique à des forages réalisés au-delà de 4500m de profondeur ;
- puits à gaz : puits réalisé dans une formation dont le ratio gaz/huile (*gas to oil ratio*, *GOR*) est supérieur à 1000 ;
- puits à huile : puits réalisé dans une formation dont le ratio gaz/huile est inférieur à 1000 ;
- forage des formations peu profondes (gaz à faible profondeur) : phase de forage pendant laquelle le BOP n'a pas encore été installé ;

- complétion : équipement et traitement d'un puits en vue de sa mise en exploitation ;
- wireline : intervention sur un puits en exploitation consistant à descendre un câble dans le puits pour remonter des équipements ou réaliser des mesures ;
- coiled tubing : intervention sur un puits en exploitation consistant à descendre un long tube d'un seul tenant dans le puits, pour réaliser des opérations de traction modérées et de pompage ;
- snubbing : intervention sur un puits reposant sur l'utilisation d'un train de tubes vissés les uns aux autres et permettant de réaliser une grande variété d'opérations : poussée, traction, pompage, rotation ;
- workover (ou reconditionnement) : Intervention consistant à neutraliser un puits et à retirer la complétion en vue d'y effectuer des modifications ou des réparations.

4.2.2 Evaluation du risque d'éruption de gaz à faible profondeur

Les chiffres des lignes 1 à 12 du Tableau 7 et des lignes 1 à 8 du Tableau 8 permettent d'évaluer le risque d'éruption de gaz à faible profondeur pour un puits offshore.

Les chiffres relatifs à un puits d'exploration et à un puits de développement sont repris respectivement sur les schémas de la Figure 26 et de la Figure 27. En bleu figurent les estimations du SINTEF, en rouge celles du bureau d'étude Scandpower.

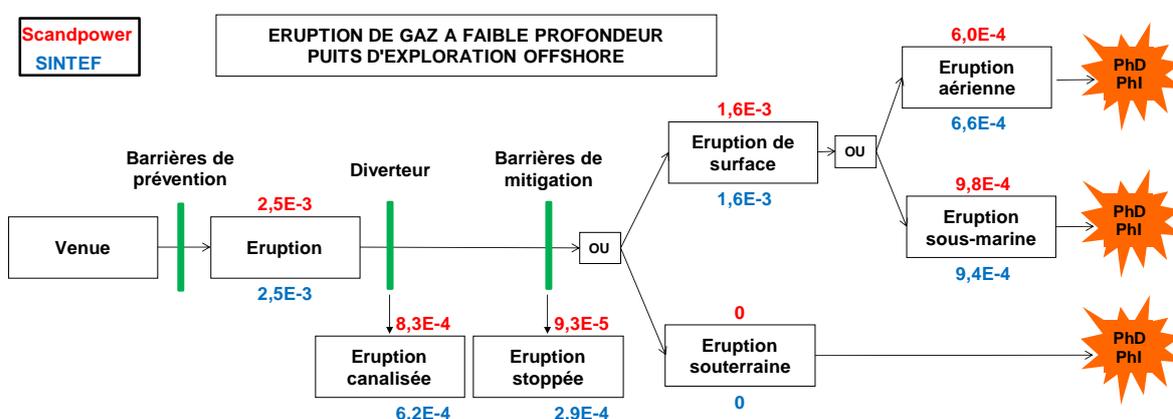


Figure 26 : Fréquences d'éruptions de gaz à faible profondeur (par puits foré) pour un puits d'exploration offshore (données source : base Blowout, d'après [16]). Les estimations du SINTEF reportées sur ce schéma correspondent à la moyenne de celles fournies dans le Tableau 7 pour un puits d'exploration et un puits de délinéation.

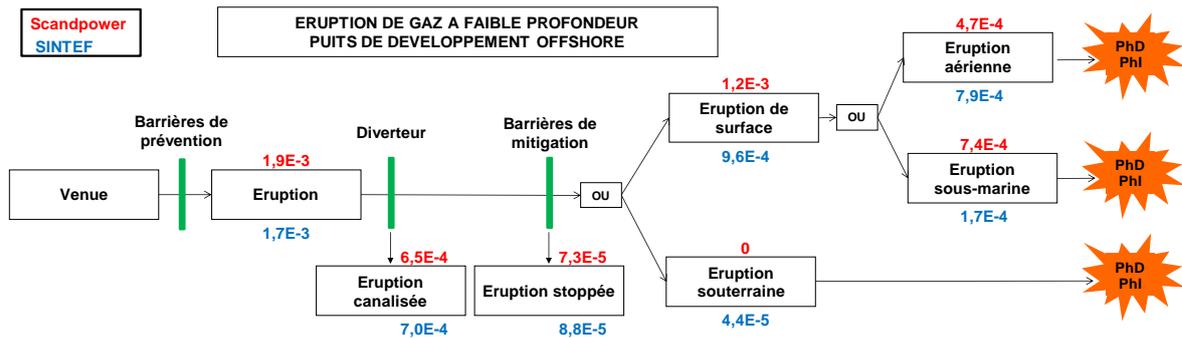


Figure 27 : Fréquences d'éruptions de gaz à faible profondeur (par puits foré) pour un puits de développement offshore (données source : base Blowout, d'après [16])

Les principales informations qui en ressortent sont les suivantes :

- en exploration, 2,5 puits sur 1000 connaissent une éruption de gaz à faible profondeur. En développement, la fréquence est de 1,8 puits sur 1000 ;
- dans environ 60% des cas, une éruption de gaz à faible profondeur n'est pas maîtrisée (c'est-à-dire ni stoppée ni canalisée) ;
- dans environ 35% des cas le diverteur permet de détourner le jet de gaz hors de la plate-forme ;
- il est pratiquement impossible de stopper une éruption de gaz à faible profondeur lorsqu'elle a été initiée (5% de succès). La maîtrise du risque d'éruption de gaz à faible profondeur réside donc essentiellement dans sa prévention¹⁷
- une éruption de gaz à faible profondeur est sous-marine dans 60% des cas. Dans les autres cas, elle se produit sur le support.

4.2.3 Evaluation du risque d'éruption lors du forage des formations profondes

Avant de discuter des fréquences d'éruptions en forage observées dans le contexte de l'offshore, il est important de souligner, au préalable, que le risque d'éruption n'est pas présent dans tous les contextes. En effet, un grand nombre de puits en France, dans le bassin parisien notamment, sont réalisés dans des conditions de pression du réservoir qui ne permettent pas au pétrole de remonter naturellement jusqu'en surface. Le risque d'éruption est alors négligeable. En revanche, celui-ci est bien présent, par exemple, dans le cas de puits à gaz ou dans le cas de puits à huile forés dans les gisements HPHT.

¹⁷ Une des mesures principales de prévention est la réalisation, avant le démarrage du forage, d'une bonne reconnaissance du fond de la mer (c'est-à-dire des sédiments et des formations de sub-surface) par méthodes sismiques, carottages, tests de pénétrométrie, etc.

En ce qui concerne plus spécifiquement l'offshore, les statistiques établies par le SINTEF et par Scandpower à partir de la base *Blowout* sont reportées dans les schémas de la Figure 28 et Figure 29, respectivement pour un puits d'exploration et pour un puits de développement.

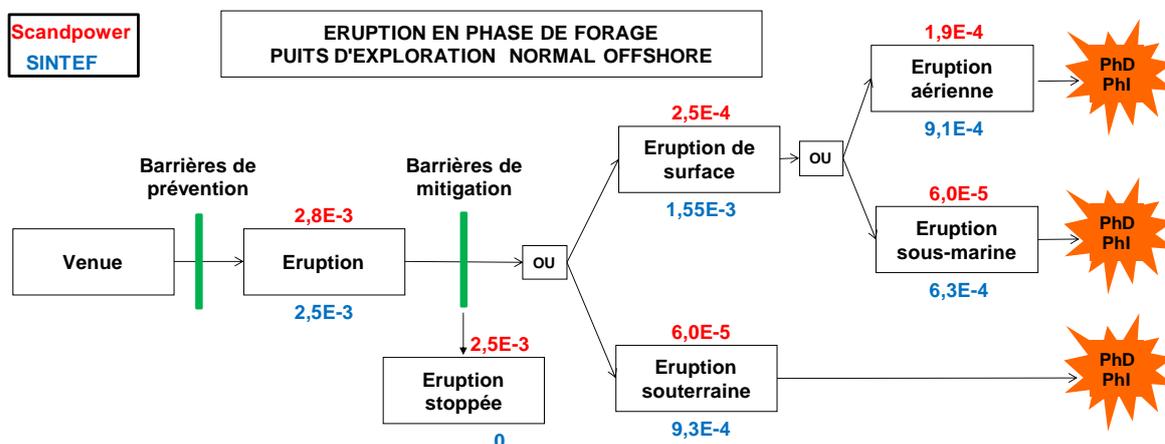


Figure 28 : Fréquences d'éruptions en phase de forage (par puits foré) pour un puits d'exploration normal offshore (données source : base Blowout, d'après [16]). Les estimations du SINTEF reportées sur ce schéma correspondent à la moyenne de celles fournies dans le Tableau 7 pour un puits d'exploration et un puits de délinéation. Les estimations de Scandpower reportées sur ce schéma correspondent à la moyenne de celles fournies pour les puits à huile et les puits à gaz (colonne 3 du Tableau 8).

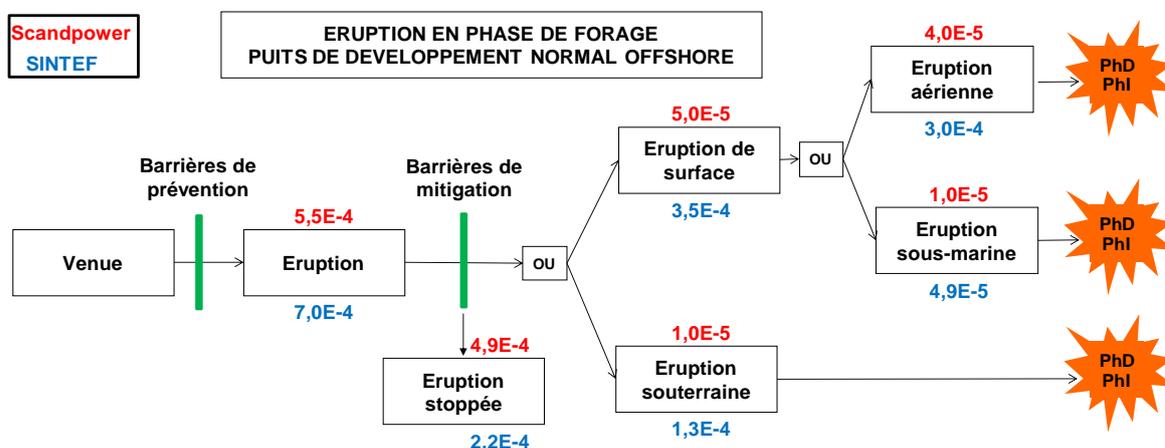


Figure 29 : Fréquences d'éruptions en phase de forage (par puits foré) pour un puits de développement normal offshore (données source : base Blowout, d'après [16])

On y constate les principaux points suivants :

- en exploration, environ 2,7¹⁸ puits sur 1000 connaissent une éruption en cours de forage des formations profondes. Ce chiffre est comparable à celui relatif aux éruptions de gaz à faible profondeur (2,5 puits sur 1000) ;
- la fréquence d'éruption est 4 fois moins importante (0,6* pour 1000 puits) pour un puits de développement que pour un puits d'exploration. La connaissance préalable des formations géologiques traversées représente donc un gain très important en termes de réduction du risque d'éruption ;
- dans environ 50% des cas¹⁹, l'éruption est stoppée peu après son initiation. Ce chiffre, bien supérieur à celui enregistré en phase de forage des formations peu profondes est lié à la présence d'un BOP en tête de puits ;
- le point de sortie de l'éruption se situe dans environ 70% des cas sur le support, dans 15% des cas dans la mer et dans 15% des cas en souterrain.

Par ailleurs, les statistiques établies dans le Tableau 8, non reprises ici sous forme de schéma, montrent que :

- la fréquence d'éruptions en phase de forage des formations profondes est environ 50% plus importante pour un puits à gaz que pour un puits à huile ;
- pour un puits d'exploration HPHT, 18 puits sur 1000 connaissent une éruption en phase de forage des formations profondes. Cette fréquence est de 3,4 puits sur 1000 pour un puits de développement HPHT. Le risque de connaître une éruption en phase de forage des formations profondes est donc 6 fois plus importante pour un puits HPHT que pour un puits ordinaire.

4.2.4 Evaluation du risque d'éruption lors des interventions sur puits

La Figure 30 présente les fréquences d'éruptions établies à partir de la base *Blowout*, pour différents types d'interventions sur puits en offshore²⁰. Ces chiffres correspondent à une moyenne des fréquences d'éruptions observées pour les puits à gaz et pour les puits à huile.

¹⁸ et * : en effectuant une moyenne entre les estimations du SINTEF et celles de Scandpower.

¹⁹ Les estimations du SINTEF et de Scandpower sont en net désaccord sur la proportion de cas où l'éruption est stoppée peu après son initiation. Pour le SINTEF, cette proportion va de 0 à 30% (selon que l'on est en exploration ou en développement) alors que pour Scandpower, cette proportion est de près de 90% dans les deux cas. Nous avons retenu ici une valeur intermédiaire de 50% que nous avons appliquée aux puits ordinaires et aux puits HPHT.

²⁰ Notons que la complétion, c'est-à-dire l'opération de conditionnement du puits avant sa mise en exploitation, n'est pas une « intervention sur puits » au sens strict mais elle comporte des similitudes avec les interventions de workover, qui sont des opérations de reconditionnement du puits. Pour cette raison, et afin de ne pas aller trop dans les détails de chaque opération, nous avons inclus ses statistiques dans le même graphe que celui des interventions sur puits.

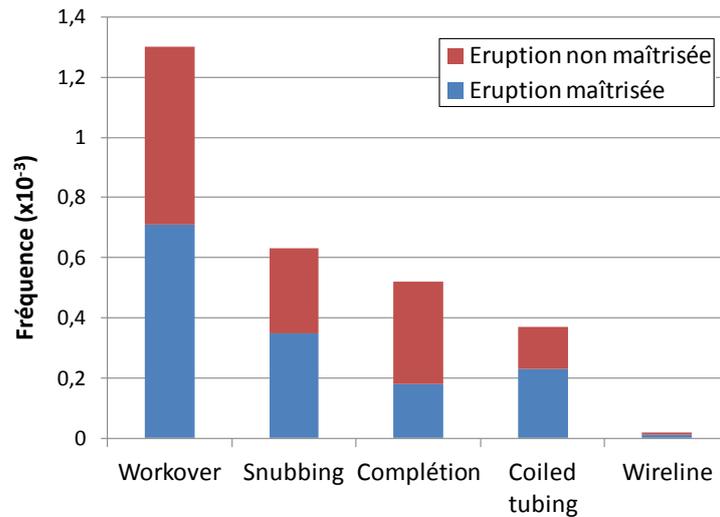


Figure 30 : Fréquences d'éruptions (par opération) pour différents types d'interventions sur puits offshore (données source : base Blowout, d'après [16]). Les chiffres reportés dans ce diagramme sont : pour les opérations de workover, complétion et wireline, une moyenne des estimations fournies par le SINTEF (Tableau 7) et Scandpower (Tableau 8) ; pour les opérations de snubbing et coiled tubing, l'estimation fournie par Scandpower²¹ (Tableau 8).

Il ressort du diagramme de la Figure 30 que :

- les interventions de type workover sont celles qui présentent le plus fort taux d'éruption (1,3 pour 1000 opérations). Ce résultat n'est pas une surprise, dans la mesure où une intervention de workover implique le retrait de la tête de puits et la reprise de contrôle du puits par un fluide d'intervention. Il s'agit donc d'une opération nécessairement plus délicate que celles qui sont opérées sans nécessité de retirer la tête de puits de production (snubbing, coiled tubing, wireline) ;
- les interventions au câble (wireline) présentent une fréquence d'éruptions marginale (0,02 pour 1000 opérations), soit 60 fois moins qu'une opération de workover ;
- En moyenne, 50% des éruptions qui surviennent pendant une intervention sur puits ne parviennent pas à être maîtrisées ;

Par ailleurs, un comparatif des statistiques établies pour les puits à gaz et pour les puits à huile (Tableau 8, colonnes 4 et 5) montrent que la fréquence d'éruptions lors d'une intervention sur puits est 2,6 fois plus élevée pour un puits à gaz que pour un puits à huile. On note que ce ratio est plus important que celui observé lors de la phase de forage (où celui-ci était de 1,5).

²¹ Le SINTEF n'ayant pas fourni d'estimations d'éruption pour ces opérations.

4.2.5 Evaluation du risque d'éruption sur un puits en exploitation

En phase d'exploitation, les statistiques établies à partir de la base *Blowout* et reportées dans les Tableau 7 et Tableau 8 montrent que :

- la fréquence d'éruption pour un puits offshore en exploitation est en moyenne²² de $5,4 \cdot 10^{-5}$ par puits et par an. Autrement dit, un puits offshore en exploitation pendant 40 ans a 2,2 « chances » sur 1000 de connaître une éruption.
- les éruptions liées à des causes externes (collision de bateau, incendie, mouvement de terrain, conditions météorologiques extrêmes, etc.) sont plus fréquentes que celles liées à des causes internes (corrosion, défaillance mécanique, vieillissement, etc.) (voir Figure 31) ;
- environ 50% des éruptions liées à des causes internes parviennent à être maîtrisées. En revanche, celles liées à des causes externes ne sont jamais maîtrisées.

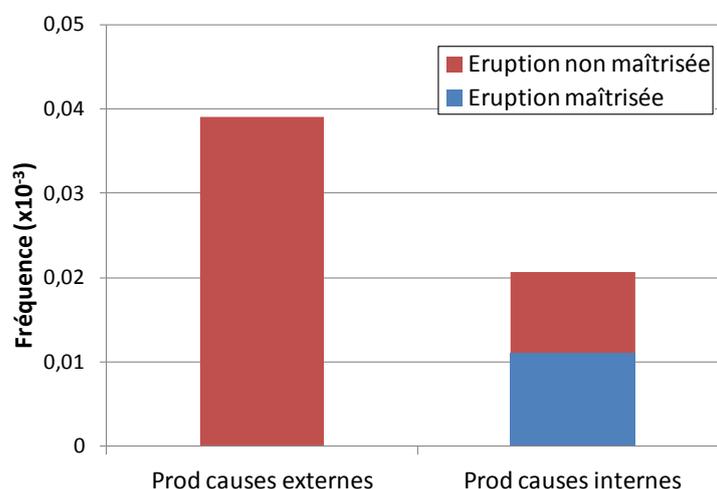


Figure 31 : Fréquences d'éruptions (par an) pour un puits offshore en exploitation en fonction du type de causes qui en est à l'origine (données source : base *Blowout*, d'après [16]). Les chiffres reportés dans ce diagramme sont ceux établis par Scandpower (Tableau 8, lignes 27 à 30, colonne 3).

L'éruption, c'est-à-dire la fuite massive des effluents d'un puits, constitue le cas extrême d'une perte d'intégrité du puits. Heureusement, l'éruption reste un événement rare en phase d'exploitation ($5,4 \cdot 10^{-5}$ par puits et par an). Le plus souvent, un défaut d'intégrité du puits va se manifester par une petite fuite qui, dans la plupart des cas, pourra être détectée par une surveillance adéquate (suivi des pressions dans les annulaires, essais d'étanchéité, contrôle des tubages lors de workover, etc.).

²² Moyenne entre les fréquences établies par le SINTEF et par Scandpower.

Afin d'avoir une image de l'intégrité des puits dans le secteur norvégien de la mer du Nord, le PSA, en 2006, a mené un audit auprès de 15 compagnies pétrolières, portant sur 1866 puits (d'injection et de production).

Les puits ont été classés par catégories, en fonction de l'état de leurs deux barrières principales de sécurité :

- rouge : défaut d'intégrité sérieux : une barrière est défaillante et l'autre est dégradée, non vérifiée ou présente des fuites ;
- orange : défaut d'intégrité significatif : une barrière est défaillante mais l'autre est intacte ;
- jaune : défaut d'intégrité limité : une barrière est dégradée, par exemple présente de petites fuites, mais ces fuites restent dans les limites acceptables et la deuxième barrière est intacte ;
- vert : puits intact ou présentant des défauts insignifiants.

La Figure 32 présente une cartographie des résultats. Ils montrent que 7,8% des puits (catégories rouge et orange) présentent des défauts d'intégrité sérieux ou significatifs. Suite à ces investigations, le PSA a exigé soit la réparation, soit la fermeture définitive des puits concernés.

Il serait dangereux de transposer ces résultats à d'autres types de contextes ou à d'autres zones géographiques. Néanmoins, ces résultats montrent que, même dans une région du monde bénéficiant des standards les plus élevés en termes de sécurité et de protection de l'environnement, à savoir la Norvège, l'intégrité à long-terme des puits reste une problématique importante.

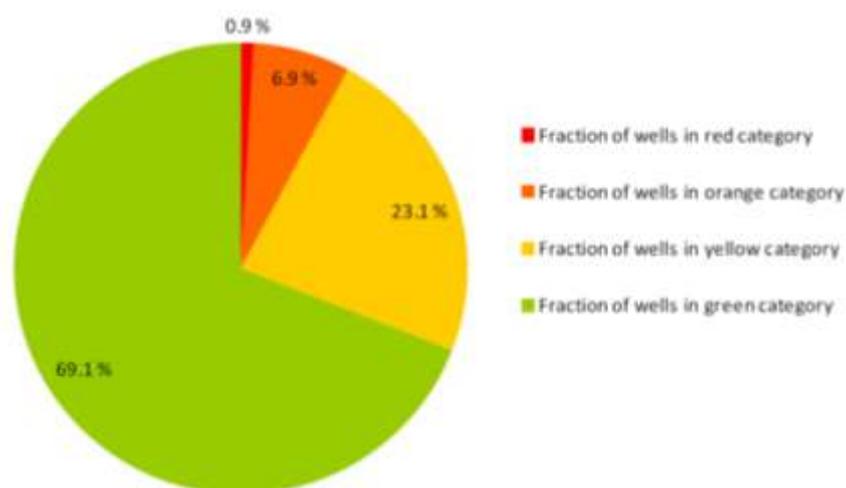


Figure 32 : Répartition des puits en fonction de leur intégrité.
(source : PSA [13])

4.2.6 Synthèse

La Figure 33 et le Tableau 6 récapitulent les fréquences d'éruptions établies à partir de la base *Blowout*, pour différentes phases de la vie d'un puits offshore.

Il faut retenir de cette synthèse les points suivants :

- la phase de forage est celle où le risque d'éruption est le plus fort. Cette phase cumule deux types de risques :
 - un risque d'éruption de gaz à faible profondeur lors du forage des formations peu profondes : la fréquence de ce type d'événement, pour un forage d'exploration, est de 2,5 pour 1000 puits ;
 - un risque d'éruption plus conventionnel lors du forage des formations profondes, dont la fréquence d'occurrence, pour un forage d'exploration, est de 2,7 pour 1000 puits ;

En cumulé, la fréquence d'une éruption au cours d'un forage d'exploration dans le contexte offshore est donc estimée, en moyenne, à 5,2 pour 1000 puits forés.

- le risque d'éruption en cours de forage est multiplié par 5 pour un puits HPHT. Dans un contexte HPHT, 20,5²³ puits sur 1000, soit environ 2% des puits connaissent une éruption en cours de forage ;
- le risque d'éruption en cours de forage est 2 fois moins important pour un puits de développement (2,4* pour 1000 puits en contexte normal²⁴) que pour un puits d'exploration (5,2* pour 1000 puits en contexte normal) ;
- les opérations de reconditionnement de puits (workover) sont les interventions sur puits qui présentent la plus forte fréquence d'éruption (1,3 pour 1000 opérations). Les interventions au câble (wireline) connaissent une fréquence d'éruption marginale, 60 fois inférieure à celle d'une opération de workover ;
- en moyenne 50% des éruptions parviennent à être maîtrisées peu après leur survenue.

²³ et * : ce chiffre est obtenu en cumulant la fréquence d'éruptions lors du forage des formations peu profondes (shallow gas) et celle observée lors du forage des formations profondes.

²⁴ c'est-à-dire non HPHT

Phase ou opération	Forage explo HPHT	Forage dév HPHT	Forage explo	Gaz à faible prof. explo	Gaz à faible prof. dév	Workover	Complétion	Forage dév	Snubbing	Coiled tubing	Production	Wireline
Eruption maîtrisée	9	1,7	1,35	0,9	0,7	0,71	0,35	0,3	0,18	0,23	0,01	0,011
Eruption non maîtrisée	9	1,7	1,35	1,6	1,1	0,59	0,28	0,3	0,34	0,14	0,044	0,008
TOTAL	18	3,4	2,7	2,5	1,8	1,3	0,63	0,6	0,52	0,37	0,054	0,019

Tableau 6 : Fréquences d'éruptions pour différentes phases de la vie d'un puits offshore, pour 1000 puits forés, pour 1000 opérations ou pour 1000 ans selon les phases considérées. (données source : base Blowout, d'après [16]).

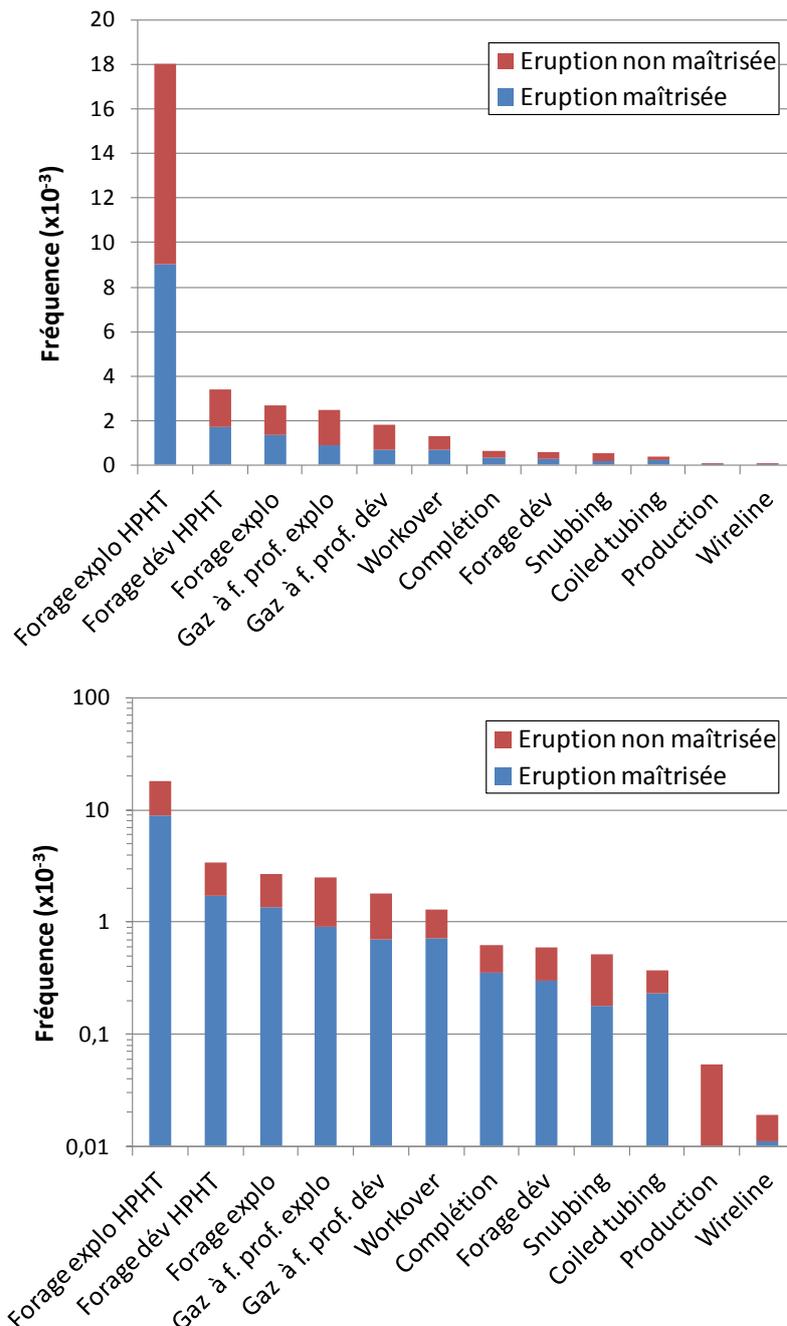


Figure 33 : Fréquences d'éruptions pour différentes phases de la vie d'un puits offshore, pour 1000 puits forés, pour 1000 opérations ou pour 1000 ans selon les phases considérées. 1^{er} graphe : échelle linéaire, 2^{ème} graphe : échelle log (données source : base Blowout, d'après [16]).

4.3 RETOUR D'EXPERIENCE DE QUELQUES CAS RECENTS D'ERUPTIONS DE PUIITS

Cette dernière section analyse plus en détails trois cas récents d'éruptions de puits survenus dans des contextes offshore.

Le plus connu d'entre eux est celui de la plate-forme Deepwater Horizon (puits Macondo), dans le golfe du Mexique, le 20 avril 2010.

Les deux autres sont celui de Campo de Frade, au large du Brésil en 2011 et celui d'Elgin, en mer du Nord en 2012.

Ces cas ont été développés sous forme de fiches détaillées d'accidents, qui sont présentées en ANNEXE C. Ces fiches ont été réalisées sur le modèle des fiches détaillées de la base ARIA du BARPI, dans l'optique qu'elles puissent être versées, à terme, dans cette base.

Notons que le niveau d'information sur chacun de ces trois accidents n'est pas identique :

- celui de Macondo est probablement l'accident le plus documenté de l'histoire de l'industrie pétrolière ;
- celui de Campo de Frade est relativement bien documenté, dans la mesure où un rapport d'enquête a été publié et mis en accès public.
- le troisième, celui d'Elgin, a été largement commenté lors de sa survenue en 2012 mais l'analyse de ses causes techniques et profondes n'a pas encore fait, à notre connaissance, l'objet d'une publication officielle.

5. CONCLUSION

La France n'est pas connue pour ses ressources en hydrocarbures. Cependant, notre territoire connaît une activité d'exploration et d'exploitation modérée mais continue depuis le 19^{ème} siècle, avec encore 600 puits aujourd'hui en exploitation et une quinzaine de nouveaux forages par an. D'autre part, les zones offshore situées sur le plateau continental français, au large de la Guyane ou dans le canal du Mozambique autour des îles Eparses, suscitent un intérêt croissant des compagnies pétrolières. Ainsi, cinq forages ont été réalisés au large de la Guyane entre 2011 et 2013 et de nouvelles demandes de permis d'exploration dans cette région sont en cours d'instruction.

Dans ce contexte, il est important, que les pouvoirs publics disposent d'une capacité d'expertise, leur permettant d'évaluer de manière objective les risques et impacts que ces activités peuvent générer et à mettre en place les dispositions réglementaires permettant d'encadrer au mieux ces activités.

Ce rapport s'inscrit dans le cadre de la mission de l'INERIS de contribuer à l'évaluation et à la maîtrise des risques et impacts liés aux activités d'extraction d'hydrocarbures, notamment dans le contexte de l'offshore. Pour cela, une revue internationale de l'accidentologie dans ce domaine a été effectuée, en essayant d'exploiter au mieux les nombreuses bases de données existantes et les rapports d'analyse publiés par les organismes et bureaux d'expertise étrangers.

Par ailleurs, une base de données spécifique a été constituée, comprenant 262 événements. Cette base pourrait être intégrée, à terme, dans la base ARIA du BARPI, afin d'enrichir le retour d'expérience français dans ce domaine.

Il ressort de ce travail un ensemble d'enseignements précieux et de données chiffrées sur les fréquences d'accidents, qui peuvent être synthétisés au travers des points suivants :

- le secteur de l'exploration-production des hydrocarbures bénéficie d'un niveau de sécurité, pour les salariés, globalement équivalent à celui des autres secteurs de l'industrie. En effet, le taux de mortalité (2,2 pour 100 millions d'heures travaillées) ou le taux d'accidents²⁵ (0,45 par million d'heures travaillées) sont comparables à ceux que l'on trouve, en moyenne, dans les autres domaines d'activité. Les risques d'accidents du travail sont toutefois deux fois plus élevés en mer qu'à terre. C'est probablement une des raisons qui expliquent que l'Europe, dont l'essentiel de l'activité se déroule offshore, ressorte comme étant la région du monde où les personnels travaillant dans l'exploration-production sont les plus exposés aux accidents du travail. On note également que les opérations les forage sont celles qui concentrent le

²⁵ « accident » défini ici comme une situation où une personne est dans l'incapacité de travailler pendant au moins 1 journée suite à un événement accidentel

plus de risques en termes d'accident du travail. Les accidents du travail y sont 50% plus fréquents qu'en phases de production, par exemple ;

- en ce qui concerne les accidents majeurs, c'est-à-dire les accidents les plus préjudiciables en termes de vies humaines et/ou d'impact environnemental, nous n'avons pas trouvé de statistiques pertinentes ailleurs que dans le domaine de l'offshore. Dans ce domaine, l'industrie pétrolière et gazière a beaucoup progressé, depuis les années 70-80, en termes de réduction de la fréquence de ces accidents. Une amélioration marquée de la sécurité s'est opérée, notamment, après l'accident de Piper Alpha, en 1988. Concernant la typologie de ces accidents, seuls 20% d'entre eux sont liés à des incidents sur puits (éruptions, venues, défaillances de barrières de sécurité, etc.), la majorité des accidents étant liés soit à des fuites sur des installations de surface (40%), soit à des problèmes de stabilité des supports en mer ou de collisions (40%). En revanche, lorsque l'on regarde les conséquences des accidents, on s'aperçoit que les éruptions de puits figurent parmi les accidents les plus dommageables en termes de dommages matériels mais surtout en termes d'impact environnemental. Notamment, les deux rejets d'hydrocarbures en mer les plus importants de l'histoire sont liés à deux éruptions de puits en cours de forage (Ixtoc I en 1979 et Macondo en 2010). Les dispositifs de coiffage de puits (*capping device*) mis au point à l'occasion de l'accident de Macondo et améliorés par la suite sont de nature, en principe, à éviter le renouvellement de marées noires de telle ampleur à l'avenir ;
- c'est dans la phase de forage que le risque d'éruption est le plus fort (5,2 éruptions pour 1000 puits forés en offshore). Cette phase cumule à la fois un risque d'éruption de gaz à faible profondeur (2,5 pour 1000 puits) et un risque d'éruption lors du forage des formations plus profondes (2,7 pour 1000 puits). Ce risque est toutefois extrêmement variable selon le contexte du puits. Tout d'abord, il ne fait aucun doute que le risque d'éruption augmente avec la profondeur. En effet, les forages réalisés dans des contextes HPHT (haute-pression haute température), c'est-à-dire à des profondeurs dépassant les 4500 m, sont ceux qui connaissent les éruptions les plus fréquentes, 6 fois plus fréquentes, en moyenne, que dans des contextes de forage plus ordinaires. En contexte HPHT, 2% des puits connaissent une éruption en cours de forage. D'autre part, il va de soit que le risque d'éruption diminue avec la connaissance du milieu géologique dans lequel le forage est réalisé. Ainsi, les puits de développement connaissent, en moyenne, une fréquence d'éruption deux fois moindre par rapport à un puits d'exploration. Enfin, la nature des fluides contenus dans la couche réservoir joue un rôle important. Ainsi, les puits à huile connaissent en moyenne deux fois moins d'éruptions que les puits à gaz ;
- après la phase de forage, c'est lors des interventions sur puits que le risque d'éruption est le plus important. Il y a toutefois une grande variabilité du niveau de risque en fonction du type d'intervention. Sans surprise, ce sont les opérations de reconditionnement de puits (workover), qui présentent le plus fort taux d'éruption (1,3 pour 1000 opérations en offshore). Ce sont aussi les interventions les moins fréquentes réalisées sur les puits. Les interventions les plus fréquentes, à savoir les interventions au câble (*wireline*), présentent une

fréquence d'éruption très faible (0,019 pour 1000 opérations en offshore), soit 60 fois moins que pour une opération de reconditionnement ;

- une éruption, par définition, est un événement ultime qui survient lorsqu'un certain nombre de barrières de sécurité du puits n'ont pas été opérantes en amont. Lorsque l'éruption a été initiée, les chances de pouvoir encore maîtriser le phénomène sont amoindries mais restent significatives. En effet, les données exploitées montrent qu'en moyenne, 50% des éruptions parviennent à être maîtrisées, peu après leur initiation, par l'activation d'un dispositif de sécurité (BOP ou diverteur par exemple) ;
- en phase d'exploitation, les puits sont plus rarement exposés au risque d'éruption qu'en phase de forage ou d'intervention. La fréquence d'éruption y est de 0,054 pour 1000 puits et par an. Une problématique qui se pose plus souvent, en phase d'exploitation, est la possibilité de fuites lentes, liées notamment à une altération progressive de l'intégrité des puits à long-terme (corrosion des cuvelages, fuite de packers, vieillissement des matériaux, dégradation du ciment au sabot, etc.). Un audit réalisé par le PSA (autorité de régulation norvégienne) sur plus de 1800 puits de la mer du Nord a révélé que 8% des puits présentaient des défauts d'intégrité sérieux ou significatifs. Ces résultats montrent que des progrès restent certainement à faire dans ce domaine. Il convient, pour cela, de veiller au respect des meilleures pratiques en termes de surveillance et de maintenance des puits, notamment celles définies dans la norme ISO-TS-16530 « Intégrité du puits pour la phase opérationnelle », récemment parue en 2014.

Enfin, cette étude a permis d'identifier des principaux mécanismes d'éruption qui ressortent de l'accidentologie. Nous avons extrait de l'analyse des accidents, d'une part, les mécanismes les plus fréquents qui conduisent à une venue en cours de forage et, d'autre part, ceux qui s'opposent le plus souvent à un contrôle efficace d'une venue une fois celle-ci initiée. Cette identification préliminaire des scénarios d'éruption, établie à partir de l'accidentologie, ne se prétend pas exhaustive, mais peut constituer une base pour un travail plus complet d'identification et d'évaluation des risques, travail qui pourra être mené ultérieurement.

6. **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Deepwater – The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling – Report to the President, January 2011.
- [2] The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), Report regarding the causes of the april 20, 2010 Macondo well blowout, 14 september 2011.
- [3] BP, Deepwater Horizon Accident Investigation Report, 8 September 2010.
- [4] Transocean, Macondo Well Incident – Transocean Investigation Report. Volume 1, June 2011.
- [5] U.S. Coast Guard, Systems and responsibilities within U.S. Coast Guard purview under the U.S. Coast Guard-Minerals Management Service Memorandum of Agreement, 2011.
- [6] Lahaie, F., Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures, rapport INERIS réf. DRS-15-149641-01420A, 2015.
- [7] OGP, Safety performance indicators – 2013 data, report 2013s, juil. 2014.
- [8] OGP, Safety performance indicators – 2012 data, report 2012s, juin 2013.
- [9] Institut de veille sanitaire, Des indicateurs en santé travail, les accidents mortels d'origine professionnelle en France, 2005.
- [10] IADC, ISP program 2013, Summary of occupational incidents (Industry totals), May 2014.
- [11] OGP, Major accidents, report n°434-17, mars 2010.
- [12] Christou, M. & Konstantinidou, M. (2012), Safety offshore oil and gas operations : lessons from pas accident analysis, JRC scientific and policy reports, report EUR 25646 EN.
- [13] PSA, Trends in risk level in the petroleum activity, report 2013, avril 2014.
- [14] Oil and gas UK, Health and safety report 2013.
- [15] SINTEF offshore blowout database, <http://www.sintef.no/home/projects/sintef-technology-and-society/2001/SINTEF-Offshore-Blowout-Database/>
- [16] OGP, Blowout frequencies, report n°434-2, mars 2010.
- [17] SINTEF, Blowout and well release characteristics and frequencies, report n° STF50 F06112, 2006.
- [18] Scandpower Risk Management AS, Blowout and well release frequencies – based on SINTEF offshore blowout database, 2006, report n°90.005.001/R2, 2006.

7. LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
ANNEXE A	Autres sources d'information sur les accidents dans le domaine de l'exploration-exploitation des hydrocarbures	5 A4
ANNEXE B	Base de données d'accidents	1A4 + 17 A3
ANNEXE C	Fiches détaillées d'accident	21 A4
ANNEXE D	Détail des champs d'information du tableau d'accidents	16 A4
ANNEXE E	Fréquences d'éruptions extraites de la base Blowout du SINTEF	4 A4

ANNEXE A.

AUTRES SOURCES D'INFORMATION SUR LES ACCIDENTS DANS LE
DOMAINE DE L'EXPLORATION-EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

A-1. La base ARIA du BARPI

Le BARPI (Bureau d'Analyse des risques et Pollutions Industriels), au sein du Ministère français de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie (MEDDE), est le bureau en charge de la collecte, de l'analyse et du partage d'informations sur les accidents industriels.

Le BARPI gère ainsi une base de données (ARIA, <http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr>) regroupant environ 43000 accidents, provenant en majorité du domaine des installations classées (71%), mais également du transport de matières dangereuses (15%) et d'autres domaines tels que les équipements sous pression, les mines et carrières, les stockages souterrains, ainsi que les barrages et digues. La base ARIA donne accès notamment à des résumés d'accidents ainsi qu'à des fiches détaillées sur certains accidents.

A l'heure actuelle, le champ de mission du BARPI ne couvre pas spécifiquement le recensement des accidents liés au secteur de l'exploration-production des hydrocarbures. C'est la raison pour laquelle la base ARIA comprend assez peu d'accidents dans ce domaine à ce jour.

Une interrogation de la base ARIA dans son état actuel nous a tout de même permis de dénombrer 80 accidents dans le secteur de l'extraction d'hydrocarbures, répartis entre 1985 et 2012.

A-2. Le site du CEDRE

Le CEDRE (Centre de Documentation de Recherche et d'Expérimentations sur les pollutions accidentelles des eaux) a pour mission de fournir conseil et expertise aux pouvoirs publics français en matière de lutte contre les pollutions accidentelles en mer ou survenant dans les eaux intérieures.

Dans ce cadre, le CEDRE effectue, notamment, un recensement du REX liés aux pollutions accidentelles dans toutes les eaux du globe. Sa base de données est disponible en ligne (www.cedre.fr/fr/accident/classement-alphabetique.php). Chaque accident y est décrit sous forme d'une fiche résumé. En lien avec la mission du CEDRE, l'analyse du REX porte d'avantage sur les mesures d'intervention et de dépollution prises après l'accident, que sur les causes de l'accident lui-même.

Sur les 280 accidents que compte la base du CEDRE, nous en avons identifié 10 qui sont associés à des rejets provenant de plates-formes pétrolières. Les autres cas correspondent à des accidents de transport maritime.

A-3. Les bases ORION, HCR et Collision du HSE

Le HSE (Health and Safety Executive) est l'autorité de régulation indépendante en charge de la santé et de la sécurité au travail au Royaume-Uni.

Au titre de la réglementation RIDDOR 95 (*Reporting of Injuries, Diseases and Dangerous Occurrences*), tout accident ou maladie entraînant un arrêt de travail supérieur à 3 jours ou toute situation dangereuse enregistrée sur un lieu de travail, sur terre comme sur mer, doit être reporté au HSE, par l'intermédiaire d'un formulaire dédié (OIR/9B).

La base « **ORION** », gérée par la division « Offshore Safety » du HSE, basée à Liverpool, rassemble l'ensemble de ces rapports, ainsi que d'autres types d'informations tels que les rapports d'enquête, les rapports d'inspection ou les arrêtés pris suite aux accidents. Malheureusement, cette base de données n'est pas publique ; le HSE ne met à disposition que des rapports statistiques annuels (www.hse.gov.uk/offshore/statistics.htm).

Lorsqu'un incident a entraîné un rejet de substances dangereuses, le HSE encourage l'exploitant ou l'employeur à lui transmettre un rapport complémentaire, via le formulaire OIR/12. L'ensemble de ces rapports sont collectés dans une base de données appelée « **Hydrocarbon Release** » ou **HCR** (<https://www.hse.gov.uk/hcr3/>). L'accès à cette base n'est pas public.

Enfin, une troisième base, la base « **Collision** », répertorie les accidents impliquant des collisions de bateaux ou de plates-formes. Comme les deux précédentes, cette base n'est pas publique mais le HSE en extrait ponctuellement des rapports statistiques détaillés (www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr053.pdf).

A-4. Le site de l'IADC

L'IADC (*International Association of Drilling Contractors*) est l'association internationale des professionnels du forage et des travaux sur puits.

L'IADC a pour mission, notamment, de promouvoir la sécurité du personnel impliqué dans les opérations de forage à travers le monde. A ce titre, l'IADC organise, à travers son programme *ISP (Incident Statistics Program)*, une collecte et un partage des informations sur les accidents et incidents liés à ces opérations.

L'accès à la base de données de l'IADC est réservé aux membres de l'association, mais celle-ci diffuse régulièrement des rapports statistiques (www.iadc.org/isp/).

L'IADC diffuse également, environ 30 fois par an, des bulletins d'alerte.

A-5. Autres sources

- CNSOPB (*Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board*): le régulateur de la Province de Nouvelle-Ecosse au Canada met en ligne environ 150 résumés de cas de rejets en mer (www.cnsopb.ns.ca/environment/incident-reporting) ainsi que des données statistiques sur les accidents survenus dans la zone maritime rattachée à cette province (www.cnsopb.ns.ca/health-and-safety/incident-reporting) ;

- OIL AND GAS UK : cette association de producteurs met en ligne des ressources documentaires et notamment, des rapports statistiques sur les accidents enregistrés dans l'industrie pétrolière au Royaume-Uni (www.oilandgasuk.co.uk/healthandsafety.cfm) ;
- STEP CHANGE IN SAFETY : cette organisation tripartite regroupant syndicats professionnels, régulateur (HSE) et compagnies pétrolières met en accès libre, sur son site, environ 460 résumés d'accidents survenus au cours des 3 dernières années dans l'industrie pétrolière et gazière au Royaume-Uni (www.stepchangeinsafety.net/incidentsdiscussions/incidents/index.cfm) ;
- NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*): cette agence fédérale américaine en charge des pollutions atmosphériques et océaniques effectue un recensement des cas de pollutions accidentelles survenant en mer ou dans des eaux intérieures, à travers le monde. Elle met ainsi en ligne environ 2700 résumés d'accidents, dont environ 400 sont en lien avec l'exploration-production pétrolière (<http://incidentnews.noaa.gov/>).
- OIL RIG DISASTERS : ce site met à disposition une base de données très illustrée sur les accidents majeurs survenus dans l'industrie pétrolière, depuis 1948 jusqu'à 2007 (www.oilrigdisasters.co.uk/). La base comporte au total 202 fiches d'accidents. L'accès au site est gratuit. En revanche, celui-ci n'a pas plus été actualisé depuis 2007.
- OIL AND GAS INTERNATIONAL : ce site d'actualités consacré à l'industrie de l'exploration-production pétrolière dispose d'une section « *Health Safety Environment* » dans laquelle sont diffusés, pratiquement chaque jour, des articles sur les accidents ou incidents survenant dans ce secteur (www.oilandgasinternational.com/directories/hse.aspx). L'accès au site est libre mais nécessite une souscription annuelle.
- RIGZONE : ce site d'actualités en ligne sur l'industrie pétrolière et gazière comporte notamment trois catégories d'articles intitulées « *Industry Headlines* », « *Exploration* » et « *Production* », dans lesquelles sont diffusées régulièrement des articles sur les accidents qui surviennent dans ces secteurs (http://www.rigzone.com/news/archive_search.asp). Rigzone est en accès libre et gratuit.
- IRF (*International Regulator's Forum*) : ce groupe de régulateurs a établi des indicateurs permettant de mesurer et de comparer les performances des pays en termes de sécurité ; ces indicateurs sont diffusés sur le site de l'IRF (www.irfoffshoresafety.com/country/performance/).
- NSSM (*Netherland's State Supervision of Mines*): le régulateur néerlandais diffuse régulièrement des bulletins d'alerte (*Safety alerts*) suite aux accidents survenus dans les mers dépendant des Pays-Bas (www.sodm.nl/english/publications/hs-bulletins) ;

- NOPSEMA (*National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority*): www.nopsema.gov.au/resources/data-reports-and-statistics/ ;
- DEA (*Danish Energy Agency*): www.ens.dk/en/oil-gas/health-safety/health-safety ;
- AER (*Alberta Energy Regulator*): www.aer.ca/compliance-and-enforcement/incident-reporting);
- CNLOPB (*Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board*): www.cnlopb.nl.ca/safe_stat.shtml.

ANNEXE B.
BASE DE DONNEES D'ACCIDENTS

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES			
	Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales		Qté	Conséquences environnementales	Qté
2015-São Mateus	11/02/2015	Extraction d'HC convert.	Mer	Brésil	Au large du Brésil, à 50 km des côtes	Equipement de surface	Support mobile	Exploitation	Fuite	-	-	Gaz	-	-	-	X	-	-	-	Explosion produite dans la salle des machine	Explosion Incendie	X	X	-	9	10	-	-	-	-	-	RIGZONE Médias
2014-Taber	20/05/2014	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Alberta, Taber	Puits	-	Fermé provisoirement	Fuite souterraine	Défaut d'étanchéité d'un couvelage	-	-	0,5 m3	Relâchement d'une émulsion due à un trou dans le tubage de surface	Défaillance mécanique	X	Erreur de test ou d'essai	-	-	-	Rejet écotoxique	Sol	X	La fuite a été vite maîtrisée	X	X	X	X	X	X	AER	
2014-Sundre	05/05/2014	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Alberta, Sundre	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une cuve	-	Glycol Pétrole brut Saumure	0,3 m3 0,2 m3 0,1 m3	Fuite d'une chaudière pour glycol dans un puits de production qui a migré dans une nappe de proche surface	Défaillance mécanique	X	Erreur de test ou d'essai	-	-	Equipement : chaudière	Rejet écotoxique	Sol	X	Fuite signalée par le propriétaire, vite maîtrisée	X	X	X	X	X	Pollution du sol	-	AER
2014-SCS20140307	07/03/2014	Extraction d'HC convert.	-	Royaume-Uni	-	Equipement	Support fixe	Maintenance	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité de la tête du puits de production	-	Pétrole brut Gaz	-	Un suintement sur la tête de puits s'est transformé en fuite	Défaillance mécanique	X	Erreur de maintenance	Evaluation / perception inadéquate des risques Communication inadéquate Instruction / procédure inadéquate	Equipement : vanne "tampon" de la tête de puit Remise en cause des procédures en cas de détection de suintements	Rejet écotoxique	-	X	X	X	X	X	X	-	-	STEP CHANGE IN SAFETY		
2014-Safety Alert	2014	Extraction d'HC convert.	Mer	Royaume-Uni	-	Puits	-	Forage	Eruption en surface	Venue	Formation en surpression	Gaz Boue de forage	76 barils	-	-	-	Erreur opératoire	Instruction/procédure inadéquate	Ecoulement observé durant une connexion de tuyaux.	Rejet écotoxique	-	X	L'éruption a duré une dizaine de minutes	X	X	X	X	X	-	-	IOGP	
2014-Provost	11/05/2014	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Alberta, Provost	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Pétrole brut Gaz Saumure	0,1 m3 0,1 m3 3,9 m3	Relâchement d'une émulsion depuis une conduite.	Défaillance mécanique	X	X	X	Equipement : canalisation de transport du fluide	Rejet écotoxique	Sol	X	La fuite a été vite maîtrisée	X	X	X	X	-	-	AER		
2014-Pensylvania	11/02/2014	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Sud-ouest de la Pennsylvanie	Puits	-	-	-	-	-	Gaz	-	-	-	-	-	-	-	Explosion Incendie	X	X	1 personne disparue	-	1	1	-	-	-	-	RIGZONE	
2014-Milk River	07/05/2014	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Alberta, Milk River	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité de la tête du puits de production	-	Pétrole brut Saumure	5 m3 5 m3	-	Défaillance mécanique	X	X	X	Le puits a été fermé et la fuite maîtrisée.	Rejet écotoxique	Sol	X	Pas d'impact reporté de pollution de nappe.	X	X	X	X	X	X	X	AER	
2014-Medicine Hat	07/05/2014	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Alberta, Medicine Hat	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité de la tête du puits de production	Heurt contre un véhicule	Gaz	2100 m3	-	X	X	X	X	La tête de puits a été percutée par un véhicule agricole	Rejet écotoxique	Sol	X	Pas d'impact reporté de pollution de nappe.	X	X	X	X	X	X	X	AER	
2014-Deepwater Nautilus	09/06/2014	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	100 miles au sud de Fourchon, Louisiane	Support	-	Exploitation	Dommages à la structure	Rupture d'un élément portant la structure	-	-	-	-	Défaillance mécanique	-	X	X	Equipement : Pièces supportant les instruments de rotation des tubes de forage.	Perte de stabilité du support	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Médias		
2014-Alma	08/01/2014	Extraction d'HC convert.	Mer	-	-	Equipement sous-marin	-	-	Fuite	-	-	Fluide	350 l	-	-	-	-	-	Equipement : vanne d'isolation sous-marine	Rejet écotoxique	Mer	X	-	-	-	-	-	-	-	-	CNSOPB	
2013-Staffjord C	30/09/2013	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Equipement de surface	Support fixe	Exploitation	X	X	X	X	X	Défaillance d'une grue ou d'un équipement de levage Hauteur d'eau : 150 m	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	Communication inadéquate Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel	Ouverture du panier de la grue Le tube de 572 kg est tombé de 14 m de haut	-	-	-	La chute n'a pas eu de conséquences graves	-	-	-	-	-	-	-	PSA	
2013-Snyder	-	Extraction d'HC non convert.	Terre	Texas	-	Réservoir	-	Injection	Désordres géomécaniques	-	-	X	X	-	-	-	-	-	-	Secousse sismique majeure	-	X	Des séismes de magnitude 3 sont soupçonnés liés aux injections dans les puits	X	X	X	X	X	X	X	Medias	
2013-Ship Shoal Block	09/07/2013	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Ship Shoal	Puits	-	Forage	Eruption en surface	Venue	Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production	Pétrole brut Gaz	-	-	-	-	-	-	-	Rejet écotoxique	Mer	X	-	X	X	X	X	X	Pollution de la mer	30 km²	NOAA Médias	
2013-SCS20130918	18/09/2013	Extraction d'HC convert.	Terre	-	-	Puits	-	Exploitation	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité de la tête du puits de production	-	Gaz	1,8 m3/h	Fuite sur une valve choke	Défaillance mécanique-usure	X	Erreur de test ou d'essai	-	Usure du bouchon causée par des irrégularités dans la tige	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	STEP CHANGE IN SAFETY	
2013-Chapeaux	15/06/2013	Extraction d'HC convert.	Terre	France	Chapeaux, Seine et Mame	Puits	-	Exploitation	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité de la tête du puits de production	-	HC	-	-	-	-	-	-	-	Rejet écotoxique	Sol	X	X	X	X	X	X	X	Pollution du sol	300 m²	Médias	
2013-SA-14-13	01/05/2014	Extraction d'HC convert.	-	-	-	Equipement de surface	-	Installation-désinstallation	Eruption	Venue	-	Gaz Fluide	-	-	-	Gel	Erreur opératoire	Communication inadéquate Evaluation / perception inadéquate des risques Non respect de la procédure	Mauvaise suppression d'un bouchon de glace dans une vanne d'un tubage de production. Eruption provoquée lors de l'élimination du bouchon de glace	Projection	X	X	Le superviseur n'a pas été prévenu et est resté près de la zone dangereuse	X	1	X	X	-	-	-	IADC	
2013-Roumanie	2013	Extraction d'HC convert.	Terre	Roumanie	-	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Equipement non ATEX	-	Gaz	-	Lors de l'opération de nettoyage d'une annulaire, un nuage de gaz inflammable a pris feu	-	-	Erreur opératoire Erreur de Maintenance	Evaluation / perception inadéquate des risques Instruction / procédure inadéquate Non respect de la procédure	-	Explosion Incendie	X	X	-	0	3	-	-	-	-	-	IOGP	
2013-Oseberg A	17/06/2013	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du nord, Champ Oseberg	Puits	-	Exploitation	Fuite en surface	Défaut d'efficacité de la back-pressure valve	-	Gaz Pétrole brut	85 kg 15 L	Extraction de sable dans le puits qui peut s'accumuler et user le puits	Défaillance mécanique-usure	-	Erreur de conception Erreur d'inspection	Instruction/procédure inadéquate Evaluation / perception inadéquate des risques	La production de sable a érodé une conduite de purge allant du manifold à la torche	Explosion Incendie Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	X	X	X	X	PSA	
2013-L5A	14/06/2013	Extraction d'HC convert.	Mer	Pays-Bas	Mer du Nord, 100 km au nord ouest de Den Helder, pointe nord ouest des Pays-Bas	Equipement de surface	-	Maintenance	-	-	-	-	-	-	Défaillance mécanique-défaut matériel	-	Erreur opératoire	-	Lors de la mise sous pression des échangeurs de températures, il y a eu une rupture soit au niveau des échangeurs de température soit au niveau des tuyaux. La plateforme n'a pas eu à être évacuée	Projection	X	X	-	2	1	1	X	X	X	X	Medias	
2013-Koweit	2013	Extraction d'HC convert.	Terre	Koweit	-	Puits	-	Complétion	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité de la tête du puits de production	-	H2S	-	L'alarme de présence de H2S a retenti mais une personne n'a pas pu évacuer la plateforme. Le dispositif de secours n'a pas fonctionné (notamment l'activation de la pompe à air).	Défaut de conception	X	Erreur d'inspection Erreur de maintenance	Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel	L'activation automatique de la pompe à air n'a pas fonctionné car le dispositif en place ne fonctionnait pas en cas d'urgence car non préparé par le fournisseur. Il n'a pas été vérifié si tout le personnel avait été évacué. Le personnel n'avait pas été formé à ce type de situation.	Rejet toxique	X	X	-	1	0	0	Travailleurs évacués	X	X	X	IOGP	
2013-Indonesie	2013	Extraction d'HC convert.	Mer	Indonesie	-	Puits	-	Maintenance	Fuite	-	-	-	-	-	-	-	Erreur de maintenance Erreur opératoire	Instruction / procédure inadéquate Non respect de la procédure Evaluation / perception inadéquate des risques	Une pression trop importante non gérée entraîne la projection d'un élément qui tue un intervenant. Le X-tree n'avait pas fait l'objet de maintenance pendant 30 ans, pas de jauge de pression en place positionnement trop proche des opérateurs lors de l'intervention	Projection	X	X	-	1	0	0	X	X	X	X	IOGP	

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT										CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES						SOURCES
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources
2013-Hercules 265	23/07/2013	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, South Timbalier 40NM	Puits	-	Forage	Eruption en surface	Venue	Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP	Gaz Pétrole brut Condensat	118 barils/jour	Hauteur d'eau : 47 m	-	-	-	-	-	Explosion Incendie Rejet écotoxique	Mer	X	Le puits s'est effondré et bouché de lui-même, stoppant l'éruption à l'origine de l'incendie	0	0	0	Travailleurs évacués	X	X	X	NOAA Médias
2013-OGP 1971	2013	Extraction d'HC convert.	Terre	Allemagne	-	Equipement de surface	-	Maintenance	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz	-	La fuite a été sentie par l'opérateur mais non détecté par le capteur	Défaut de conception Défaillance mécanique	-	Erreur de maintenance	Instruction/procédure inadéquate Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate	La fuite a été sentie par l'opérateur mais non détecté par le capteur	Rejet toxique	X	X	Cette fuite a été stoppée avant qu'il y ait un risque d'explosion	0	0	0	-	-	-	-	IOGP
2012-West Delta 32	16/11/2012	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, West Delta block 32 27 km au sud de Grand Isle (Louisiane)	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	-	-	Gaz Pétrole brut	106 L	Travaux de soudure	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	Supervision inadéquate Compétence insuffisante du personnel Communication inadéquate Evaluation / perception inadéquate des risques Instruction / procédure inadéquate Non respect de la procédure	Opération de soudure au chalumeau (au lieu d'une scie selon un média) sur la canalisation d'un bac de stockage. Une fuite de pétrole et de gaz a provoqué l'incendie. Le détecteur de gaz n'a pas fonctionné. L'opérateur ne portait pas de détecteur de gaz.	Explosion Incendie Rejet écotoxique	Mer	X	-	3	11	2	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE Médias
2012-Ula P	12/09/2012	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut de prévention de la corrosion	Défaut d'étanchéité d'une enveloppe de confinement	Gaz Pétrole brut Eau de production	1600 kg 20 m3 14 m3	Les boulons de la soupape d'une sorte de séparateur, exposés aux fluides de production à haute température (120°C) et aux fortes teneurs en chlorure, ont été corrodés jusqu'à fracturation	Défaut de conception Corrosion	-	Erreur d'inspection Erreur de maintenance	Instruction / procédure inadéquate Non respect de la procédure Communication inadéquate Supervision inadéquate Evaluation / perception inadéquate des risques Leadership en matière de sécurité inadéquat	Rupture des boulons de fixation de vannes à la sortie du séparateur due à la corrosion. L'essentiel des substances relâchées ont été déversées sur la plateforme, une faible quantité en mer.	Rejet toxique Rejet écotoxique	Mer	X	Cet incident avait le potentiel de devenir un accident majeur avec risque de nombreux décès (inhalation de gaz, explosion et incendie, brûlures causées par les eaux de production brûlantes) et de dommages à la structure	0	0	0	Travailleurs évacués	-	Pollution de la mer	-	PSA
2012-Trebs	20/04/2012	Extraction d'HC convert.	Terre	Russie	Arctique, Champ pétrolier Trebs	Puits	-	Reconditionnement	Eruption	Venue	-	HC	2200 t	Les opérateurs ont perdu le contrôle d'un vieux puits qu'ils ont tenté de rouvrir. Le pétrole s'est déversé sur la banquise	-	-	Erreur opératoire	Evaluation / perception inadéquate des risques	-	Rejet écotoxique	Sol	X	-	0	0	0	-	-	Pollution du sol	8000m²	ARIA Médias
2012-SCS20120206	06/02/2012	Extraction d'HC convert.	Mer	-	-	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut de prévention de la corrosion	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou d'une collecte	Gaz	-	Un opérateur a remarqué la présence d'hydrate autour d'un caisson transportant la production d'hydrocarbure. Les investigations conséquentes prouvent la présence d'une fuite de gaz. Aucun système de surveillance n'avait été mis en place	Défaut de conception Corrosion	-	Erreur d'inspection Erreur de maintenance	Evaluation / perception inadéquate des risques Instruction/procédure inadéquate Leadership en matière de sécurité inadéquat	Fuite de gaz sur une canalisation sous le revêtement de protection passive contre l'incendie	Rejet toxique	X	X	Cet incident avait le potentiel de se transformer en incendie.	0	0	0	-	-	-	-	STEP CHANGE IN SAFETY
2012-Scarabeo 8	04/09/2012	Extraction d'HC convert.	Mer	-	-	Support	Support mobile	Exploitation	Dérive incontrôlée	Inclinaison excessive	-	-	-	-	-	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel	Une inclinaison à tribord est observée. Une opération sur le ballast commence, ce qui empire l'inclinaison. Tardivement, on s'aperçoit qu'une vanne laissée ouverte sur le ballast est à l'origine de l'inclinaison.	Perte de stabilité du support	X	X	Inclinaison de 7° de la plateforme	0	0	0	-	-	-	-	PSA
2012-SA-12-23	2012	Extraction d'HC convert.	-	-	-	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	Gaz	-	Opération de soudure à proximité d'une soupape laissée ouverte. Seul le joint de soupape garantissait la fermeture des espaces entre le ballon et le logement. La chaleur du chalumeau aurait provoqué l'évaporation des fluides à l'intérieur de la conduite. L'explosion a entraîné la projection d'une section de soupape qui a endommagé le sol et un container.	-	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure	Les soupapes doivent être démontées avant tout travaux en point chaud.	Explosion Projection	X	X	-	0	0	0	-	-	-	-	IADC
2012-SA-12-01	2012	Extraction d'HC convert.	-	-	-	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	-	Fluide de forage Pétrole	-	Forage à 2030 m fluide de forage à 21 500 kPa. Les couvercles de tiges de pistons/pompes dans la pompe de boues ont été laissés ouverts et le matériel les constituant (métal) ont permis au fluide de forage de jaillir en dehors de la pompe à boues.	Défaillance mécanique-fatigue	-	Erreur opératoire	Compétence insuffisante du personnel Instruction/procédure inadéquate	Rupture d'un piston de la pompe à boue, contact entre le fluide de forage et le turbocompresseur de la chambre de la pompe qui a provoqué l'incendie. Présence de pétrole pulvérisé qui s'est ensuite enflammé au contact du turbocompresseur	Incendie	X	X	L'incendie n'a pas pu être contrôlé et s'est répandu aux tanks de boue de forage puis aux bâtiments de la plateforme.	-	-	-	-	-	-	-	IADC
2012-Mexico	2012	Extraction d'HC convert.	Terre	Mexique	-	Equipement de surface	-	Maintenance	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz	-	Perte d'intégrité au niveau du pipeline de mesure	Défaut de conception	-	Erreur de test ou d'essai	Evaluation/perception inadéquate des risques	Rupture d'une canalisation	Explosion	X	X	-	31	-	-	-	-	-	-	IOGP
2012-Houchin	22/06/2012	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Californie, Canal de Santa Barbara	Equipement de surface	Support fixe	Exploitation	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité d'un dispositif de rétention	Défaut de prévention de la corrosion	Gaz Pétrole brut	35,62 barils	Détournement du flux de production entraînant un débordement du bac provisoire	Corrosion	-	Erreur de maintenance	Instruction/procédure inadéquate Evaluation/perception inadéquate des risques	Détournement du flux de production entraînant un débordement du bac provisoire. Le disque ayant rompu été corrodé. Une alarme n'a pas fonctionné	Rejet écotoxique	Mer	X	La nappe a recouvert 8 km². Aucune répercussion sur la faune n'a été reportée.	-	-	-	-	-	-	-	BSEE
2012-Hidalgo	23/02/2012	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Californie, Bassin de Santa Maria	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	Défaut de prévention de la corrosion	H2S	-	40 000 PPM de H2S au point de fuite détecté. 1352 heures de fuite, la pièce ayant rompu faisait 8x4 pouces	Corrosion Défaut de conception	-	Erreur de maintenance	Instruction/procédure inadéquate	Corrosion au niveau de la soudure d'une canalisation accélérée par la présence d'éléments de sulfures. De l'eau liquide a réagi avec du H2S pour former un gaz acide corrosif.	Rejet toxique	X	X	2076 hectares	0	0	0	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE
2012-Heimdal	26/05/2012	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord, 150 km à l'ouest de Bergen	Equipement	-	Maintenance	Fuite	Défaut d'étanchéité de la vanne d'arrêt d'urgence	-	Gaz	3500 kg	Débit de fuite : 16,9 kg/s Durée de la fuite : 256 secondes	Défaillance mécanique Défaut de conception	-	Erreur opératoire	Instruction/procédure inadéquate Evaluation/perception inadéquate des risques	Essais sur vanne d'arrêt d'urgence. Suppression dans une vanne fermée alors qu'elle aurait dû être ouverte pendant l'opération de maintenance. Aurait pu aboutir à un accident majeur	Rejet toxique	X	X	Aurait pu tourner à l'incendie avec possibles dommages à la structure et blessures du personnel	0	0	0	-	-	-	-	PSA Médias Statoil

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT								CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES			
	Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EII ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves		Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales
2010-Nr03/10/a	20/10/2010	Extraction d'HC convert.	Mer	Allemagne	Mer du Nord	Puits	Support fixe	Perforation	-	-	-	Azote	-	Durant des opérations de reperforation, un pistolet de perforation a été retrouvé en surface sur un tubage enroulé. Des tirs de perforations ont donc été réalisés dans une colonne de production.	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	-	Les réactions et précautions prises ont évité que le personnel soit blessé.	Explosion	X	X	-	0	0	0	-	-	-	-	NSSM
2010-Njord A	18/12/2010	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer de Norvège	Equipement	Support fixe	Installation-désinstallation	X	X	X	X	X	Lors de l'opération de mise en place d'un BOP, un chariot appuyé sur des liaisons de blocs et cause leur rupture	Défaillance mécanique Défaut de conception	-	Erreur opératoire Erreur d'inspection	Supervision inadéquate Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel Instruction/procédure inadéquate	3 personnes étaient présentes dans la zone rouge lors de la rupture. Des déficiences dans la conception de la plateforme et de la construction du chariot élévateur ont été notées	X	X	X	X	0	0	0	X	X	X	X	PSA
2010-Naftshahr	29/05/2010	Extraction d'HC convert.	Terre	Iran	Province de Kermanshah, Naftshahr	Puits	-	Forage	Eruption en surface	Venue	-	Gaz	-	-	-	-	-	-	-	Incendie Explosion	X	X	-	3	12	6	-	-	-	-	BARPI Médias
2010-Gulfaks B	04/12/2010	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Equipement de surface	-	Maintenance	Fuite	Défaut d'actionnement ou d'efficacité de la vanne maîtresse	-	Gaz	800 kg	Fuite produite lors d'un test d'étanchéité sur un puits de production. La vanne maîtresse manuelle avait une fuite interne importante	Défaillance mécanique	-	Erreur de test ou d'essai Erreur de maintenance	Instruction/procédure inadéquate Evaluation / perception inadéquate des risques	-	Rejet toxique	X	X	Débit de fuite : 1,3Kg/s Durée de fuite : 1 heure Probabilité d'occurrence d'incendie sur ce type de fuite : 1%	0	0	0	X	X	X	X	BARPI
2010-Golfe du Mexique	02/09/2010	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, 145 km des côtes de Louisiane	Equipement	-	Maintenance	-	-	-	-	-	Hauteur d'eau : 760 m	-	-	-	-	L'incendie n'aurait pas pour origine une explosion ou une fuite soudaine de pétrole ou de gaz.	Incendie	X	X	Les 13 employés ferment les 7 puits en activité et sautent à l'eau équipés de combinaison de survie	0	1	0	Travailleurs évacués	13	Pollution de la mer	45 m²	BARPI
2010-Draugen	04/12/2010	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Puits	-	Complétion	-	-	-	X	X	L'opération "wireline" était de remplacer une vanne de l'ascenseur de gaz.	Défaut de conception	-	-	Evaluation/perception inadéquate des risques Communication inadéquate Instruction/procédure inadéquate	Vanne de sécurité de subsurface bloquée dans l'arbre de Noël. La vanne a été réinsérée dans le puits avec deux bouchons mécaniques.	-	-	-	L'incident avait un potentiel d'accident majeur avec seulement une barrière pour bloquer les écoulements d'hydrocarbures depuis le puits	0	0	0	X	X	X	X	PSA
2010-Barataria	27/07/2010	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Baie de Barataria 104 km au sud de la Nouvelle Orléans	Puits	-	Fermé	Eruption en surface	Défaut d'étanchéité de la tête du puits de production	-	Pétrole brut Gaz vapeur d'eau	plus de 5 560 L	Hauteur d'eau : 1,8m Une barge percutée la tête d'un puits de pétrole désaffecté	-	Collision par un bateau	-	-	Arrachement de la tête de puits par une barge en cours de remorquage	Rejet écotoxique	Mer	X	Durée de la fuite : 4 jours	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	0,1 km²	BARPI
2010-Aban Pearl	12/05/2010	Extraction d'HC convert.	Mer	Vénézuela	Mer des Caraïbes, au large des côtes du Vénézuela	Support	Support mobile	Exploitation	Perte de flottabilité	Inclinaison excessive	Rupture d'un élément de flottaison	-	-	Hauteur d'eau : 160 m	-	-	-	-	Mer agitée Naufrage de la plateforme	Perte de stabilité du support	X	X	La plateforme a sombré 14h30 après la défaillance. Selon le ministre, pas de conséquences environnementales significatives	0	0	0	Travailleurs évacués	95	-	-	BARPI Médias
2009-Vert-Toulon	25/06/2009	Extraction d'HC convert.	Terre	France	51, Vert-Toulon	Equipement de surface	-	Exploitation	Point chaud en zone ATEX	-	-	Gaz	-	-	-	Foudre	-	-	Inflammation par la foudre au niveau des événements d'un bac de stockage. La production est stoppée et l'incendie est maîtrisé 30 min après	Incendie	X	X	Extinction des flammes sans utilisation d'eau	0	0	0	X	X	X	X	BARPI
2009-Stena Don	06/06/2009	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Equipement de surface	-	Installation-désinstallation	X	X	X	X	X	-	Défaut de conception	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel Leadership en matière de sécurité inadéquat	La section du tube prolongateur à installer n'avait pas été correctement attachée à l'outil élévateur durant l'opération et est tombée de 12 m	X	X	Chute d'objet	Le tube de 1 t a percuté à la tête un technicien de service qui a été évacué	0	1	0	Travailleurs évacués	1	X	X	PSA
2009-SCS20090503	03/05/2009	Extraction d'HC convert.	Mer	-	-	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	-	-	-	-	Un tank contenant de l'eau huileuse a explosé	Corrosion	-	Erreur de maintenance	Evaluation / perception inadéquate des risques	Corrosion de la gaine de chauffage électrique dans le bac de stockage qui a enflammé le pétrole.	Explosion	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	STEP CHANGE IN SAFETY
2009-Saint Martin de Bossenay	13/05/2009	Extraction d'HC convert.	Terre	France	Saint Martin de Bossenay (10)	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'un dispositif de rétention	-	HC	1 m3	-	Défaut de conception	-	-	-	Débordement du boubrier décanteur (capacité : 100 m3) de la station de traitement des eaux huileuses à la suite d'un violent orage	Rejet écotoxique	Sol	X	Une camionnette est emportée par la coulée sur quelques mètres sans faire de victimes	0	0	0	X	X	Pollution du sol	3600 m²	BARPI
2009-Saint Lupien	15/12/2009	Extraction d'HC convert.	Terre	France	10, Saint Lupien	-	-	Forage	-	-	-	-	-	-	-	-	Erreur opératoire	-	Un employé est entraîné par une vis de forage sur un puits de forage de pétrole	-	-	Contact avec machine ou matériel en mouvement	-	2	1	-	-	-	-	BARPI	
2009-Montara	21/08/2009	Extraction d'HC convert.	Mer	Australie	Mer de Timor, à 250 km de la côte Nord Ouest de l'Australie	Puits	Support fixe	Forage	Eruption souterraine	Venue	Cimentation défectueuse	Pétrole brut Gaz	5000 t	Hauteur d'eau : 77 m Profondeur de puits : 2600 m Débit de fuite : 60-70m3/j Durée de la fuite : 13 j	Défaut de conception Corrosion	-	Erreur opératoire Erreur de test ou d'essai	Non respect de la procédure Communication inadéquate Supervision inadéquate	Cimentation visant à installer le sabot de tubage dans le puits et ainsi de fournir une barrière primaire contre un blowout. Problème détecté au niveau de la vanne "flottante" du sabot de tubage. On a pensé que le puits était équipé de bouchons anti-corrosion mais il ne l'était pas. Lors du retrait du bouchon du puits, on s'aperçoit qu'il manque les dispositifs anti corrosion. Le puits corrodé est nettoyé mais le bouchon n'est pas réinstallé et on pense à tort que deux barrières sont en place	Rejet écotoxique	Mer	X	X	0	0	0	Travailleurs évacués	69	Pollution de la mer	5980 km²	BARPI CEDRE Médias Autres
2009-Hercules	07/03/2009	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Louisiane, Golfe du Mexique	Equipement	-	Installation-désinstallation	-	Défaillance d'une grue ou d'un équipement de levage	-	-	-	Un tuyau de 400 livres (181 kg) a été élevé jusqu'à une tête de puits. Il a rompu juste au-dessus d'une soudure et a percuté et blessé mortellement un opérateur, puis continué sa descente, assomant un autre opérateur.	Défaillance mécanique	-	Erreur d'inspection	Leadership en matière de sécurité inadéquat Supervision inadéquate Non respect de la procédure	Utilisation d'un WECCO Figure 1502 hammer union qui a rompu juste au dessus d'une soudure.	-	-	Chute d'objet	-	1	1	0	X	X	X	X	BSEE

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES		
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Événement central (ERC)	Événement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources
2009-Ekofisk	08/06/2009	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Champs Ekofisk, Mer du Nord	Support	Support fixe	Injection	Dommages à la structure	-	-	-	-	Un navire heurte une plateforme	-	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure	Le pilotage automatique du bateau n'a pas été enlevé, le check list d'approche de plateforme n'a pas été effectué, aucune attention n'a été portée aux alarmes des radars de la plateforme.	-	-	-	Importants dommages à la structure de surface et au navire. La production a été arrêtée.	0	0	0	-	-	-	-	PSA
2009-Deep Sea Atlantic	10/08/2009	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Équipement de surface	-	Exploitation	-	Défaillance d'une grue ou d'un équipement de levage	-	-	-	Mise en place d'un élément de cuvelage	Défaut de conception	-	Erreur d'inspection	Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate Instruction/procédure inadéquate	L'élevateur tenant le cuvelage ne s'est pas bien fermé et verrouillé. Le cuvelage est tombé dans la zone restreinte où un opérateur se tenait, sans conséquences. Dommages matériels mineurs.	-	-	-	-	0	0	0	X	X	X	X	PSA
2009-Canada	01/08/2009	Extraction d'HC non convert.	Terre	Canada	-	-	-	Exploitation	-	-	-	Sulfite de sodium	-	Substance utilisée pour éliminer l'oxygène de l'eau dans le cadre de l'extraction de sables bitumineux.	-	-	-	-	Aucune information sur les causes	Rejet écotoxique	Cours d'eau	X	Des poursuites sont engagées par l'état d'Alberta.	0	0	0	X	X	X	X	BARPI
2008-Troll A	18/09/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Équipement de surface	-	Installation-désinstallation	-	Défaillance d'une grue ou d'un équipement de levage	-	-	-	L'équipe a décidé de rompre une soudure restante avec la grue puisque la pièce était hors d'atteinte de la meuleuse d'angle. Quand la soudure a cédé, la pièce est tombée sur un opérateur à proximité	-	-	Erreur opératoire	Instruction/procédure inadéquate Évaluation/perception inadéquate des risques Compétence insuffisante du personnel	Dessoudage réalisé sans précaution	-	-	Chute d'objet	-	0	1	0	X	X	X	X	PSA Autres
2008-Stafford A	24/05/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Équipement de surface	-	Maintenance	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecteur	-	Pétrole brut Gaz	156 m3	Durant opération de nettoyage, un support de scie est tombé, causant une fuite importante dans un collecteur	-	-	Erreur de conception Erreur opératoire	Évaluation/perception inadéquate des risques Supervision inadéquate Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel	Fuite à partir des bacs de stockage	Rejet écotoxique	Mer	X	Risque d'incendie avec concentration explosive de gaz dans l'atmosphère. Deux personnes auraient pu être gravement blessées ou tuées	0	0	0	Travailleurs évacués	X	Pollution de la mer	70 m3	PSA
2008-SA012008	2008	Extraction d'HC convert.	Mer	-	-	Équipement	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une enveloppe de confinement	-	-	-	Un disque d'éclatement protégeant un échangeur haute pression de gaz a subi une basse pression conduisant à une entrée d'eau de mer incontrôlée dans le système de "fusée" de la plateforme.	Défaillance mécanique	-	-	Évaluation/perception inadéquate des risques	Faiblesse du système de refroidissement	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	HSE
2008-Platform A Block 5165	07/12/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Détroit de Santa Barbara, OCS-P 0241	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'un élément de complétion	Défaut de prévention de la corrosion	HC	20 à 30 banis	Corrosion accélérée de la pompe dues à l'exposition des éléments proche de la ligne d'eau et l'âge de la pompe	Corrosion	-	Erreur de conception Erreur de maintenance Erreur d'inspection	-	Fuite sur un équipement de surface : pompe	Rejet écotoxique	Mer	X	Diamètre de fuite : 1,27 cm	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	22 km²	BSEE
2008-Osenberg C	12/09/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Équipement de surface	-	Maintenance	Eruption	Venue	-	Pétrole brut Gaz	1500 kg	Débit de fuite initial : 26 kg/s	-	-	Erreur de conception	Évaluation/perception inadéquate des risques Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate Instruction/procédure inadéquate	L'ouverture soudaine et involontaire de la vanne du collecteur a produit un choc de pression entraînant l'arrachement d'un tuyau.	Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	X	X	-	-	PSA
2008-La Rue	19/10/2008	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Ohio, La Rue	Équipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	Travaux de soudure au dessus d'un bac de stockage de pétrole. Déplacement de vapeurs inflammables qui a été allumé par les étincelles de la soudure.	-	-	Erreur de test ou d'essai	Évaluation/perception inadéquate des risques Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate Instruction/procédure inadéquate	Aucune mesure d'explosivité avant et pendant les travaux, pas de procédure de travaux par point chaud, les employés sous traitant n'avaient pas été formés aux risques de travaux par point chaud	Explosion	X	X	-	2	-	-	-	-	-	-	BARPI
2008-Kuparuk	25/12/2008	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Alaska, Kuparuk	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecteur	Défaut de prévention de la corrosion	HC	432 m3	-	Corrosion	-	Erreur de maintenance	-	L'équipement de surface en cause est une collecte	Rejet écotoxique	Sol	X	-	-	-	-	-	Pollution du sol	-	BARPI	
2008-Hercules	28/01/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large du Texas, Golfe du Mexique	Équipement de surface	-	Installation-désinstallation	-	-	-	-	-	Des soudeurs découpent une entrée dans un "pollution pan", ils découpent involontairement les sangles du dispositif qui chute, entraînant avec lui un opérateur dans une chute mortelle	Défaut de conception	-	Erreur opératoire	Évaluation/perception inadéquate des risques Supervision inadéquate Instruction/procédure inadéquate Communication inadéquate	Section d'une sangle métallique. Ni le superviseur ni les soudeurs ne savaient que les sangles étaient les seuls supports du dispositif	-	-	Glissade / chute	Le deuxième soudeur aurait bien pu tomber également	1	0	0	X	X	X	X	BSEE
2008-Draugen	10/01/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Bouée de chargement	-	Exploitation	Fuite	-	-	HC	6 m3	Rupture d'un tube hydraulique menant à la rupture du tube de chargement entraînant une fuite de pétrole	Défaillance mécanique-fatigue Corrosion	-	Erreur de maintenance	Non respect de la procédure Supervision inadéquate	Le tube de chargement s'est rompu	Rejet écotoxique	Mer	X	Le MBC est une barrière technique qui a limité la fuite	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	-	PSA
2008-Dalia	16/02/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Angola	Océan Atlantique, 135 km au large des côtes de l'Angola	Bouée de chargement	-	Exploitation	Fuite	-	-	HC	-	Profondeur du réservoir : 700 m Hauteur d'eau : 1500 m	-	-	-	-	Avarie pendant le transfert de pétrole	Rejet écotoxique	Mer	X	Pollution gérée par dispersion chimique et opération de récupération.	0	0	0	X	X	Pollution d'un cours d'eau	-	CEDRE Autres
2008-Colombie	21/07/2008	Extraction d'HC convert.	Terre	Colombie	-	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	-	-	Pétrole brut Gaz	-	Explosion d'un réservoir de stockage de 80 m3.	-	-	-	-	-	Explosion	X	X	-	3	-	-	-	-	-	-	BARPI
2008-Apache	14/02/2008	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane, South Pelto, OCS-G 02925	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'actionnement ou d'efficacité de la SSSV	-	Gaz	-	Opération de routine pour tenter de réparer une fuite de surface contrôlée par SSSV. Injection d'acide pour réduire la quantité d'écailles qui a corrodé le joint torique.	Défaillance mécanique Corrosion	-	Erreur d'inspection	Leadership en matière de sécurité inadéquat	L'équipement en cause est un joint défailant après maintenance (attaque par un acide de nettoyage)	Rejet toxique	X	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	35	-	-	BSEE
2007-Stafford	12/12/2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord, 200 km à l'Ouest de la ville de Bergen	Bouée de chargement	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecteur	-	HC	4000 m3	-	Défaut de conception Défaillance mécanique-fatigue	-	Erreur de maintenance	Évaluation/perception inadéquate des risques	Rupture de flexible entre le fond et le pétrolier due à une accumulation rapide de pression s'est brutalement fermée de manière involontaire	Rejet écotoxique	Mer	X	Une mer forte et des vents violents limitent les possibilités d'intervention sur les pollutions	0	0	0	-	-	Pollution de la mer	50 km²	BARPI CEDRE PSA Autres

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES						SOURCES	
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Événement central (ERC)	Événement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EII ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources
2007-Songa Dee	04/12/2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Équipement	-	Exploitation	Fuite	-	-	-	-	-	Défaut de conception Panne d'instrument	-	-	Evaluation/perception inadéquate des risques Communication inadéquate	Surveillance déficiente d'une rupture d'un ventilateur. L'élément chauffant n'a pas été débranché.	Incendie	X	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	81	-	-	PSA
2007-Platform A et B	23/06/2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Aux large de la Louisiane, Golfe du Mexique	Équipement sous-marin	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	Défaut de prévention de la corrosion	Pétrole brut	214 barils	-	Corrosion	-	Erreur d'inspection	-	Trou de corrosion sur une collecte sous-marine du à une déficience de la protection cathodique	Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	466 km²	BSEE
2007-Platform A Block 91	23/08/2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane, Main Pass, OCS-G 14575	Puits	-	Exploitation	Fuite souterraine	Défaut d'étanchéité d'un cuvelage	-	Gaz	-	-	-	-	Communication inadéquate	La fuite souterraine a atteint la surface. Pas d'informations nécessaires pour conclure définitivement sur la source de la rupture	-	X	-	De nombreuses opérations ont été tentées pour arrêter le puits, en vain. Finalement, le puits a été stoppé en creusant un puits et en le remplissant de boue.	0	0	0	X	X	X	X	BSEE	
2007-Perforadora Central Usumacinta	24/10/2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Golfe de Campeche	Puits	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production	-	Pétrole brut Gaz	-	-	-	Choc externe	-	Collision entre une plateforme et des puits offshore causés par une tempête	Explosion	X	X	3 à 5 jours sont nécessaires pour colmater les fuites	25	-	-	Travailleurs évacués	61	Pollution de la mer	-	BARPI Médias	
2007-Norvège	25/11/2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord, 200 km au Nord Est des îles Shetland	Équipement de surface	-	Exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	le feu serait parti d'un module de turbine inspecté un mois auparavant sans anomalie majeure. Conditions météorologiques difficiles	Incendie	X	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	116	-	-	BARPI	
2007-Eugene Island	03/12/2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane, Eugene Island, OCS-G 05479	Puits	-	Reconditionnement	Fuite souterraine	Défaut d'étanchéité d'un cuvelage	-	X	X	Perte de contrôle d'un puits.	Défaillance mécanique-fatigue	-	-	-	Un premier tubage a craqué pour cause de fatigue (on ignore si la fissure était présente avant l'opération). Un deuxième tubage a cédé à cause d'un surcharge due au fait que la capacité porteuse du tube a baissé depuis son installation en 1991	-	-	-	Aucune blessure au personnel et aucune pollution.	0	0	0	X	X	X	X	BSEE
2007-Congo	2007	Extraction d'HC convert.	Mer	Congo	-	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz Pétrole brut	-	Rupture d'une conduite transportant des hydrocarbures et inflammation immédiate du nuage de gaz accumulé.	Défaillance mécanique	-	-	Les causes de la rupture et de l'ignition ne sont pas déterminées.	Incendie	X	X	Le violent feu a duré quelques secondes et a été rapidement maîtrisé par les systèmes anti-incendie et les détecteurs de gaz	5	2	0	-	-	-	-	IOGP	
2006-Visund	19/01/2006	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Équipement de surface	-	Maintenance	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz	26 tonnes	Plus grosse fuite de gaz de la production norvégienne. La fuite s'est déclenchée sur la torche par l'effordrement d'une plaque de métal.	Défaut de conception	Choc externe	-	Une plaque en métal est tombée sur une collecte	Incendie	X	X	Dommages à la structure Diamètre de fuite : 0,5 m Débit de fuite : 900 kg/s Durée de la fuite : 50 min Production arrêtée	0	0	0	Travailleurs évacués	17	X	X	PSA	
2006-Todco	01/12/2006	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Louisiane, Golfe du Mexique	Équipement de surface	-	Exploitation	-	-	-	-	-	Chute d'un tuyau lors du déplacement de l'objet.	-	-	Erreur opératoire	Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate	Mauvaise utilisation de la sangie de levage	-	-	Chute d'objet	Tuyau de 600 lbs. L'opérateur a été touché à la tête.	1	0	0	X	X	X	X	BSEE
2006-Thebaud	12/01/2006	Extraction d'HC convert.	-	-	-	Équipement	-	-	Fuite	-	-	Glycol	130000 à 158000 l	-	-	-	-	-	Rejet écotoxique	Mer	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	CNSOPB
2006-Sidoarjo	28/05/2006	Extraction d'HC convert.	Terre	Indonésie	Siring, Porong, 14 km au sud de la ville de Sidoarjo	Puits	-	Forage	Eruption souterraine	Venue	Gaz à faible profondeur	Gaz Pétrole brut Boues	126000 000 m3	Origine du volcan de boue non certaine. Le forage pourrait être un déclencheur mais les volumes sont tels que la thèse naturelle est privilégiée	-	Séisme	-	Thèses : Mauvaise décompression d'une poche d'hydrocarbures ou zone de failles fragilisée par un séisme antérieur.	Rejet écotoxique Rejet roxique	Sol Aquifère	X	Maisons fissurées Affaissement du sol 5 villages engloutis 50 000m3 de boue par jour 0,24 ppm d'HC 15480 habitants souffrant d'infections respiratoires	-	-	-	Travailleurs évacués Riverains évacués Maisons endommagées ou détruites	15 000	Pollution du sol Pollution d'un aquifère Animaux morts	640 ha	Médias	
2006-SA012006	2006	Extraction d'HC convert.	Mer	-	-	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	-	-	Gaz	-	Rupture d'un circuit de refroidissement qui utilisait de l'eau de mer	Défaut de conception Corrosion	-	Erreur d'inspection	Evaluation/perception inadéquate des risques	L'équipement en question est un échangeur de chaleur : la corrosion s'est produite à l'interface entre la plaque de titane et le tube d'acier. La rupture a engendré une libération de gaz et une explosion	Explosion	X	X	-	-	-	-	-	-	-	HSE	
2006-Platform B	20/02/2006	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large du Texas, Golfe du Mexique	Puits	-	Fermeture	Eruption	Venue	Vidange incontrôlée ou arrachement du tube prolongateur	X	X	-	-	-	Erreur opératoire	Instruction/procédure inadéquate Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate	Un tube est resté coincé dans le tube de production. L'opérateur a exercé une force de tirage trop importante qui a fait casser le tube. La projection a tué l'opérateur et a entraîné une venue	Projection	X	X	Perte de contrôle du puits conduisant à sa fermeture	1	0	0	X	X	X	X	BSEE
2006-Petrovsk	24/12/2006	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large du Texas, Golfe du Mexique	Conduite/Canalisation	-	Exploitation	Fuite	-	-	Pétrole brut	870 barils	-	Défaillance mécanique	Choc externe	Erreur opératoire	Instruction/procédure inadéquate	L'ancre d'un bateau provoque la rupture d'une collecte sous-marine. Les conditions météo et océano étaient mauvaises.	Rejet écotoxique	Mer	X	La fuite a été empirée par le fait que les vannes de fermetures n'étaient pas connectées à des détecteurs et le diagnostic a pris 25 minutes. La vanne n'a pas pu être fermée facilement même après détection.	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	-	BSEE
2006-Mer du Nord	16/02/2006	Extraction d'HC convert.	Mer	Royaume-Uni	Mer du Nord, Mer du Nord	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	-	-	Glycol	-	-	Défaillance mécanique	-	-	-	Équipement : échangeur dans une unité de refroidissement d'une unité de déshydratation de glycol	Explosion Incendie	X	X	Équipements arrêtés. Production de nouveau pleinement opérationnelle 8 mois après	0	2	0	-	-	-	-	BARPI
2006-Chongqing	25/03/2006	Extraction d'HC convert.	Terre	Chine	Chongqing, Xiaoyang	Puits	-	Complétion	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz	-	Une rupture au niveau d'un pipeline aurait causé une explosion et une fuite. L'entreprise décide d'enflammer le puits après évacuation. Le contexte géologique de la zone est très compliqué.	-	-	-	-	Rejet écotoxique	Cours d'eau	X	La fuite implique un risque d'explosion fort. Il est conseillé aux riverains de ne pas boire l'eau d'une rivière proche Les écoles à proximité sont fermées (4000 élèves)	-	-	-	Riverains évacués	11500	-	-	BARPI Médias	
2006-Chandeleur Block 31	18/07/2006	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Louisiane, Golfe du Mexique	Équipement de surface	-	-	-	Défaillance d'une grue ou d'un équipement de levage	-	X	X	-	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure Instruction/procédure inadéquate Communication inadéquate	Un employé a essayé de vérifier pourquoi la rotation d'un tube était bloquée quand le "guide-V door" a rompu et heurté mortellement l'employé	Projection	X	X	Les Vdoor n'étaient pas dimensionnés pour servir de base à les chargements lourds	1	0	0	X	X	X	X	BSEE

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES						SOURCES	
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources
2004-Lacq	17/11/2004	Extraction d'HC convert.	Terre	France	Lacq (64)	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	H2S	-	-	-	-	-	-	Détection de gaz dans la double enveloppe d'une canalisation. Les mesures se révèlent négatives	-	-	-	Aucun rejet de gaz n'a lieu dans l'atmosphère mais le PSS est déclenché	-	-	-	-	-	-	-	BARPI
2004-Jotun	20/08/2004	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Equipement sous-marin	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz	-	Hauteur d'eau : 126 m	Défaillance mécanique-fatigue	-	Erreur d'inspection	Évaluation/perception inadéquates des risques	Rupture d'une collecte sous-marine	Rejet toxique	X	X	La fuite a pu être maîtrisée avant qu'un accident se produise	0	0	0	X	X	X	X	PSA
2004-Jim Cunningham	20/08/2004	Extraction d'HC convert.	Mer	Egypte	Mer Méditerranée, Au large des côtes d'Egypte	Puits	Support mobile	Forage	Fuite	-	-	HC	-	Durant des opérations sur puits, un incident de contrôle de puits a viré à l'incendie.	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	-	-	-	Médias
2004-Ivan : plate-formes concernées : Enco 64, Medusa Spar, ...	15/09/2004	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Mississippi Canyon 582	Support	-	Exploitation	Dommages à la structure	-	-	-	-	L'ouragan Ivan a provoqué la destruction de 6 plateformes et des dommages graves sur 6 autres.	-	Vagues dépassant les limites de conception	Vent dépassant les limites de conception	-	Ouragan Ivan Destruction du support	Perte de stabilité du support	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	Oil Rig Dis.
2004-Gail	18/11/2004	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Californie, Océan Pacifique	Puits	-	Complétion	Eruption souterraine	Venue	Détection inopérante ou tardive d'une venue. Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production	Gaz Pétrole brut H2S	3 barils	-	-	-	Erreur opératoire	Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate	Arrêt du pompage des fluides de complétion dans le puits pour maintenir l'équilibre hydrostatique et retrait du porte tube de la tête de puits qui a fourni un point de sortie aux fluides du puits.	Rejet écotoxique	Mer	X	Diamètre de fuite : 1,5 pouce	0	0	0	Travailleurs évacués	39	X	X	BSEE
2004-Deepwater Pathfinder	26/08/2004	Extraction d'HC convert.	Mer	-	-	Equipement de surface	-	-	Fuite souterraine	Perte de circulation de boue	-	Boue	354000 l	-	-	-	-	-	Défaillance du riser	rejet écotoxique	Mer	X	-	-	-	-	-	-	-	-	CNSOPB
2004-GSF Adriatic IV	10/08/2004	Extraction d'HC convert.	Mer	Egypte	Mer Méditerranée, Au large de Port Saïd, entrée Nord du canal de Suez	Puits	Support fixe	Forage	Eruption souterraine	Venue	Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP	Gaz	-	Occurrence d'un blowout de gaz durant des opérations de forage.	-	-	-	-	Feu déclaré sur un engin de forage mobile relié à la plateforme	Incendie Explosion	X	X	Hauteur des flammes : 20 m Durée de l'incendie : 7 jours Plateforme détruite	0	-	-	Travailleurs évacués	150	-	-	BARPI Oil Rig Dis.
2003-Wyoming	29/01/2003	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Wyoming, Green River	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	Méthanol	-	Unité de séparation de produit connexe à un forage.	-	-	Erreur opératoire	-	Utilisation d'un briquet par l'employé ou électricité statique	Incendie Explosion	X	X	Feu maîtrisé avec un extincteur	0	1	1	X	X	X	X	BARPI
2003-Vaihall	10/12/2003	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Puits	-	Forage	Fuite souterraine	Perte de circulation de boue	Formation en surpression	-	-	Un "kick" se produit sur un puits, suivi d'un deuxième.	-	-	Erreur de conception Erreur opératoire	Non respect de la procédure	Forage dans des formations perméables dures dans une zone attendue dépressurisée et perte de boue dans la formation. La situation a empiré suite à des opérations sur les tiges de forage avec circulation dans le puits sans fermeture du BOP	-	Sol	-	-	-	-	-	-	-	PSA		
2003-Pride New Mexico	08/03/2003	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Louisiane, Golfe du Mexique	Puits	Support fixe	Intervention sur puits	Eruption souterraine	Venue	Défaut d'étanchéité d'un élément de la tête de puits Défaut d'étanchéité du tubing	Pétrole brut Gaz	10 barils	600 pieds de tubage ont soudain été éjectés à travers le BOP qui a fuit et est devenu hors de contrôle	Défaut de conception	-	-	Non respect de la procédure	Absence de shear ram à proximité du puits qui auraient permis de reprendre le contrôle du puits rapidement. Le workover était nécessaire parce que le couvillage était corrodé à cause de la présence excessive de CO2 dans le puits.	Rejet écotoxique	Mer	X	Durée de la fuite : 1 à 4h Pas de dommage à la structure	0	0	0	Travailleurs évacués	-	Pollution de la mer	1,6 km²	BSEE
2003-Pride Kansas	22/04/2003	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Au large de la Louisiane, Golfe du Mexique	Puits	Support fixe	Forage	Fuite souterraine	Perte de circulation de boue	Formation en surpression	Boue	-	-	-	Erreur de conception erreur de test ou d'essai	-	La couche de sable fortement perméable n'avait pas été repérée et a entraîné la perte de boue	Rejet écotoxique	Aquifère	X	-	-	0	0	0	-	X	X	BSEE	
2003-Kirkouk	24/02/2003	Extraction d'HC convert.	Terre	Irak	Kirkouk	Puits	-	Forage	Eruption souterraine	Venue	-	Pétrole brut Gaz	-	La pression de gaz est trop forte au droit de ce gisement	-	-	-	-	Incendie Explosion	X	X	Durée de l'incendie : plus de 3 semaines	-	-	-	-	-	-	-	BARPI	
2003-Gullfaks B	09/05/2003	Extraction d'HC convert.	-	Norvège	Mer du Nord	Equipement	-	Installation-désinstallation	-	-	-	-	-	-	-	-	Instruction/procédure inadéquate Supervision inadéquate Leadership en matière de sécurité inadéquat	Un employé est passé à travers une trappe et s'est accroché à temps, évitant une chute de 13 m sur un Xtree.	-	-	-	Aurait pu causer la mort d'une personne	-	-	-	-	-	-	-	PSA	
2003-Grandville	04/04/2003	Extraction d'HC convert.	Terre	France	Grandville (50)	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	-	-	-	-	Inflammation des gaz sur un puits de pétrole et d'un bac d'huile voisin de 2 m3	Incendie	X	X	Les secours maîtrisent le sinistre	-	-	-	-	-	-	-	BARPI	
2003-Europe	2003	Extraction d'HC convert.	-	Royaume-Unis	-	-	-	-	-	-	-	Gaz	-	-	-	-	-	-	-	Rejet toxique	X	X	Asphyxie	2	-	-	-	-	-	-	IOGP
2003-Chuandongbei	23/12/2003	Extraction d'HC convert.	Terre	Chine	Chuandongbei	Puits	-	Intervention sur puits	Eruption souterraine	Venue	Formation en surpression	Gaz H2S	-	Profondeur du puits : 400 m	-	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel	Sous estimation de la quantité de gaz présente dans le réservoir Mauvaise gestion de la fuite en omettant de l'enflammer	Explosion Rejet toxique	X	X	Jet de 30 m de haut. Situation sous contrôle 2 j après l'incident. Le gaz toxique mortel a menacé la vie de tout l'écosystème environnant 9000 personnes ont suivi un traitement médical	243	396	27	Riverains évacués	61000	Animaux morts	-	BARPI Médias Autres
2003-Parker 14-J	11/09/2003	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Chandeleur Area	Support	Support fixe	Positionnement	Dommages à la structure	Rupture d'un élément portant de la structure	-	X	X	Levage de la coque	-	-	-	-	L'équipement en cause est le moteur de levage Rupture de cantilever	Perte de stabilité du support	X	X	Destruction du support	-	-	-	-	-	-	-	Oil Rig Dis.
2002-South Timbalier Block 151	15/06/2002	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	Explosion lors du nettoyage d'un séparateur	-	-	Erreur opératoire	Supervision inadéquate	La pièce aurait dû être ventilée et la présence de gaz contrôlée. Absence de manager anormale	-	-	-	-	0	4	-	-	-	-	-	BSEE
2002-Prudhoe Bay	16/08/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Alaska, Prudhoe Bay	Puits	-	Exploitation	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	-	-	-	-	-	Incendie Explosion	X	X	Durée de l'incendie : 6 h	-	1	-	-	-	-	-	BARPI	

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES			
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources	
2002-Pride 14	15/06/2002	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	-	-	Intervention sur puits	-	-	-	-	-	Chute de 6 m de haut d'un ouvrier lors du soulèvement d'un derrick	-	-	Erreur opératoire	Instruction/procédure inadéquate	-	-	-	Chute d'une hauteur	-	1	0	0	X	X	X	X	BSEE	
2002-Platform A Block 255	05/05/2002	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Equipement	-	-	-	-	-	-	-	Le support d'une grue a rompu au niveau d'une soudure, causant sa chute sur un employé.	-	-	Erreur de conception	Instruction/procédure inadéquate	-	-	-	Chute d'objet	-	1	0	0	X	X	X	X	BSEE	
2002-Pierre Part	18/08/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Louisiane, Pierre Part	Puits	-	-	-	-	-	-	-	Explosion et incendie sur un puits de pétrole.	-	-	-	-	-	Incendie Explosion	X	X	-	0	5	1	-	-	-	-	BARPI	
2002-Ocean King	08/08/2002	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Puits	Support mobile	Forage	Fuite	Gaz à faible profondeur	-	HC	-	Zone productive de gaz à 790 m.	-	-	Erreur de test ou d'essai	Evaluation/perception inadéquate des risques	Ignition du flux incontrôlé d'hydrocarbure potentiellement causé par un arc électrique.	Incendie	X	X	Durée de l'incendie : plusieurs heures 2 millions de dollars de dégâts	-	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE	
2002-Marlow	11/07/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	New Hampshire, Marlow	Puits	-	-	Fuite	Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production	-	H2S	-	Bouchons à fortes teneurs en H2S qui ont brûlé les opérateurs	-	-	Erreur de test ou d'essai	Evaluation/perception inadéquate des risques	-	Rejet toxique	X	X	-	0	3	3	-	-	-	-	BARPI	
2002-Mamou	21/05/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Louisiane, Mamou	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'un dispositif de rétention	-	Pétrole brut Eau salée souillée d'HC	160 m3	-	-	Effet domino	-	-	L'inflammation d'une pompe a entraîné l'incendie de 3 bacs de stockage de pétrole. Le débordement de la cuvette de rétention a conduit à un épandage d'eau salée souillée d'hydrocarbures	Incendie	X	X	Durée de l'incendie : 2 heures. 3 réservoirs contenant pétrole et eau salée ont brûlé. Les eaux d'extinction remplissent un cuvette de rétention dont la canalisation de trop-plein a été détruite dans l'incendie	-	-	-	Riverains évacués	75	-	-	-	BARPI
2002-Lili : plate-formes concernées : Rowan Houston, Nabors Dolphin 105, BP Eugene Island 322 Platform A, ...	02/10/2002	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique	Support	-	Exploitation	Dommages à la structure	-	-	-	-	6 Plateformes détruites et 31 sérieusement endommagées.	-	Vagues dépassant les limites de conception Vent dépassant les limites de conception	-	-	Ouragan Lili	Perte de stabilité du support	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Oil Rig Dis.
2002-Java	26/02/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Indonésie	Java	Puits	-	Forage	Eruption souterraine	Venue	Gaz à faible profondeur	Gaz	-	Profondeur du puits : 2900 m	-	-	-	-	Explosion suivie d'un incendie à la suite d'une brutale surpression (poche de gaz)	Incendie Explosion	X	X	Hauteur des flammes : 100 m	-	300	-	Riverains évacués	1100	-	-	-	BARPI
2002-Indonésie	27/05/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Indonésie	-	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	-	Gaz	-	-	-	-	-	-	-	Incendie Explosion	X	X	L'exploitant laisse brûler la fuite de gaz	-	6	-	-	-	-	-	-	BARPI
2002-Eilly	13/09/2002	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Californie	Equipement	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	Défaut de prévention de la corrosion	HC	-	Rupture d'un pipeline de pétrole au niveau d'une soudure avec un tube prolongateur.	Corrosion externe	-	Erreur d'inspection	Communication inadéquate	Le tube prolongateur a été corrodé au point de ne plus pouvoir supporter les pressions opératoires et a rompu. Des défauts ont été observés dans le capteur de haute pression et le système de détection de fuites sans lesquelles la fuite aurait été moindre.	Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	-	-	BSEE
2002-Crane	29/10/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Texas, Crane	Equipement de surface	-	Maintenance	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	HC	-	Opération de débouchage d'une tuyauterie dans laquelle un dépôt de paraffine empêche la circulation du pétrole	-	-	-	Instruction/procédure inadéquate	Utilisation d'un produit inapproprié lors d'une opération de nettoyage de collecte. La méthode était nouvelle.	Incendie Explosion	X	X	-	1	8	1	-	-	-	-	BARPI	
2002-Comanche	09/11/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Californie, Comanche	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	HC	-	Un employé qui travaillait sur une canalisation de l'installation s'est trouvé couvert de pétrole puis pris dans l'incendie	-	-	-	Leadership en matière de sécurité inadéquat	L'incendie aurait été initié par une étincelle due à l'électricité statique	Incendie	X	X	-	1	-	-	-	-	-	-	BARPI	
2002-Castaic	16/11/2002	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Californie, Castaic	Puits	-	Forage	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	Gaz à faible profondeur	Gaz	-	Explosion produite lors de la sortie de l'outil de forage après passage dans une poche de gaz superficielle.	-	-	-	-	-	Incendie Explosion	X	X	Hauteur des flammes : 60 m	1	1	1	-	-	-	-	BARPI	
2002-Arabdrill 19 (2)	30/09/2002	Extraction d'HC convert.	Mer	Arabie Saoudite	Khafji Field	Support	Support fixe	Exploitation	Dommages à la structure	Rupture d'un élément portant la structure	-	-	-	Un pied du Jack up s'est voilé, ce qui a provoqué l'effondrement de l'AD19 sur la plateforme. Cela a cisailé l'arbre de production de la plateforme, provoquant l'éruption, incendie puis naufrage de la plateforme.	Défaillance mécanique	-	-	-	-	Les pieds auraient percé à travers le fond de la mer.	Perte de stabilité du support Incendie	X	X	-	0 à 3	Plusieurs	-	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis.
2001-West City	09/01/2001	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Illinois, West City	Puits	-	Forage	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	Gaz à faible profondeur	Gaz	-	Le puits s'embrase au moment où la foreuse atteint la poche de méthane	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	-	0	5	2	Travailleurs évacués	40	-	-	BARPI	
2001-Rapides Parish	02/06/2001	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Louisiane, Rapides Parish	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	-	Pétrole brut Gaz Saumure	-	Profondeur du réservoir : 5200 m Durée de la fuite : 5 jours	-	-	Erreur opératoire	-	Défaillance dans la préparation du terrain	Rejet écotoxique	Sol	X	-	-	-	-	Riverains évacués	des centaines	-	-	BARPI	
2001-Petrobras 36	15/03/2001	Extraction d'HC convert.	Mer	Brésil	Bassin Campos, Océan Atlantique, Champs de Roncador 150 km des côtes sud est du pays	Support	Support mobile	Exploitation	Dommages à la structure	Rupture d'un élément portant la structure	-	HC	1500 m3	Naufrage de la plateforme	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	Leadership en matière de sécurité inadéquat Compétence insuffisante du personnel Non respect de la procédure	L'alignement port EDT (Réservoir d'évacuation d'urgence)/tête de production à la place du caisson de production a permis l'entrée d'hydrocarbures à bord de l'EDT, causant une surpression dans un tank, qui a rompu. Les gaz relâchés se sont enflammés et ont provoqué une première explosion. Conditions climatiques mauvaises lors des tentatives de sauvetage de la plateforme	Explosion Perte de stabilité du support Rejet écotoxique	Mer	X	Première explosion : inclinaison de 2°. Deuxième explosion : inclinaison de 16°. Troisième explosion : naufrage de la plateforme	11	-	-	Travailleurs évacués	165	Pollution de la mer	-	-	BARPI Oil Rig Dis. Médias Autres
2001-Oslo	22/11/2001	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord	Support	-	Exploitation	Dérive incontrôlée	Défaillance du système d'ancrage	-	-	-	La plateforme en dérive se déplace à 1,3 nœuds	-	Vagues dépassant les limites de conception Vent dépassant les limites de conception	-	-	Les conditions météorologiques étaient difficiles	Perte de stabilité du support	X	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	17	-	-	BARPI	

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES		
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Événement central (ERC)	Événement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources
2001-Nabors P904	06/07/2001	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Puits	-	Intervention sur puits	Eruption	Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production	Manoeuvre trop rapide de la garniture	Pétrole brut Gaz Sable Boue	-	Hauteur d'eau : 50 m Dommages mineurs à la structure (sable, boue et pétrole résiduels, drain bouché)	-	-	Erreur de conception	-	La pompe à boue PSV a atteint 4200 psig dues à une réduction dans la conception du maximum de pression de travail de la goupille de cisaillement PSV qui a résulté en une fuite.	Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	-	Pollution de la mer	-	BSEE
2001-Marine IV	13/07/2001	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Puits	Support mobile	Forage	Eruption	-	-	Boue Gaz	-	Hauteur d'eau : 27 m. Profondeur du puits : 2,3 km. Dommages à la structures : tuyaux de forage, cuvelages, grilles, vanne	-	Gel	Erreur opératoire Erreur de conception	Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel	Une vanne de sécurité était gelée ouverte et l'impossibilité de la fermer a causé la perte de contrôle du puits. Les foreurs n'ont pas reconnu les indications qui montraient que le puits fuyait au moment de la rupture de la tige d'entraînement (kelly) ce qui a mené directement à la perte de contrôle du puits	Rejet écotoxique	Mer	X	Le sol était glissant et des employés sont tombés pendant l'évacuation	1	3	-	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE
2001-Longview	15/01/2001	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Texas, Longview	Puits	-	-	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	Gaz	-	-	-	-	-	-	-	Incendie Explosion	X	X	Durée de l'incendie : 48 h Deux véhicules sont détruits	-	1	-	Riverains évacués	une centaine	-	-	BARPI
2001-Lacq	18/10/2001	Extraction d'HC convert.	Terre	France	Lacq (64)	Équipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	HCl	0,3 m3	-	Défaillance mécanique	-	-	-	L'équipement en cause est le percement d'un tampon plein situé sur une bride de piquage d'un bac de stockage	Rejet toxique	X	X	Nuage dissipé au bout d'une demi-heure	0	0	0	X	X	X	X	BARPI
2001-Glomar Baltic I	09/05/2001	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Puits	-	Forage	Eruption	Défaut d'étanchéité d'un cuvelage	Gaz à faible profondeur	Gaz	-	Montant de la fuite indéterminé	Défaillance mécanique	-	Erreur de conception	-	Aucune erreur de la part des foreurs n'a été repérée. La perte de contrôle de puits est vraisemblablement due à une régression du ciment ou la formation de chenaux alors que le ciment était pompé.	-	X	-	La plateforme a été arrêtée 37 jours. Le puits n'a pas pu être sauvé et a été fermé (bouché)	0	0	0	Travailleurs évacués	57	X	X	BSEE
2001-EnSCO 51	01/03/2001	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 273 Eugene Island	Puits	Support fixe	Complétion	Eruption souterraine	Venue	Cimentation défectueuse	Pétrole brut Gaz	-	Hauteur d'eau : 58 m Profondeur du puits : 500 m Pendant une opération de soudure de la tête de cuvelage sur un tête de puits, une fuite de gaz depuis un anneau est observée. Le gaz s'est enflammé et a causé des dommages à la structure (destruction complète du derrick et endommagement de la plateforme de production).	Défaillance mécanique	-	Erreur de conception	Supervision inadéquate Communication inadéquate Non respect de la procédure	Présence de Gaz à faible profondeur (700 pieds et 1200 pieds). La procédure de cimentation n'était pas adaptée	Incendie	X	X	Le puits a dû être abandonné	0	0	0	-	-	-	-	Oil Rig Dis. Médias Autres
2001-Campos	15/03/2001	Extraction d'HC convert.	Mer	Brésil	Campos	Équipement de surface	-	Exploitation	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	X	X	Aucune fuite de pétrole n'est observée	-	-	-	-	Explosion sur une structure latérale de la plate-forme qui n'est pas une zone d'extraction.	Explosion Incendie	X	X	-	10	1	1	Travailleurs évacués	-	-	-	BARPI
2001-Buffalo	18/07/2001	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Etat de New York, Buffalo	Puits	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	Défaut d'étanchéité d'un cuvelage	Gaz	-	Une fuite de gaz naturelle aurait causé la fissure puis l'explosion de la tête de puits.	Défaillance mécanique	-	-	-	Un gros morceau de tuyau est expulsé à la surface	Explosion Projection	X	X	-	2	5	2	-	-	-	-	BARPI
2000-Platform A Block 185	21/03/2000	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Équipement de surface	Support fixe	Exploitation	-	Défaillance d'une grue ou d'un équipement de levage	-	X	X	Hauteur d'eau : 55 m. Une grue a chuté pendant une manoeuvre, ce qui a gravement blessé le conducteur	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	Compétence insuffisante du personnel Evaluation/perception inadéquate des risques Supervision inadéquate Leadership en matière de sécurité inadéquat	La grue a été sollicitée au-delà de ses critères de conception (poids en dehors des limites de sécurité de la grue, ignorance du fait que le système de surcharge hydraulique ne peut pas fonctionner pour des angles inférieurs à 4°).	-	-	Manipulation / soulèvement / transport d'objet	Le conducteur a dû être hospitalisé et opéré	0	1	1	Travailleurs évacués	1	-	-	BSEE
2000-Ocean Concord	28/02/2000	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Puits	Support fixe	Forage	Fuite	-	-	Boue Pétrole brut	956 banis 200 banis	Déconnection involontaire d'un tube prolongateur de la BOP résultant sur une fuite incontrôlée. Dommages causés au BOP.	-	-	Erreur opératoire Erreur de conception	Instruction/procédure inadéquates Communication inadéquate	Les procédures n'étaient pas claires et il manquait un système secondaire de sécurisation du puits en l'absence de contrôle du BOP.	Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	-	Pollution de la mer	-	BSEE
2000-Marine 700	08/09/2000	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Puits	Support mobile	Forage	-	-	-	-	-	L'assemblage du chariot du tube prolongateur a dévié et embroché un opérateur de forage sur le sol, causant des blessures mortelles.	Défaillance mécanique	Vagues dépassant les limites de conception Vent dépassant les limites de conception	Erreur d'inspection	Evaluation/perception inadéquate des risques	Le mouvement involontaire du chariot était dû à une inclinaison de la plateforme due à des conditions climatiques difficiles. Les capacités de freinage étaient également amoindries à cause de graisse sur l'axe de rotation.	-	-	Contact avec machine ou matériel en mouvement	-	1	0	0	X	X	X	X	BSEE
2000-Hassi R'Mel	16/01/2000	Extraction d'HC convert.	Terre	Algérie	Hassi R'Mel	Puits	-	Exploitation	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	Gaz	-	-	-	-	-	-	Projection d'une tige de métal qui aurait provoqué l'ignition du gaz présent	Incendie Projection	X	X	Durée de l'incendie : 1 mois	-	-	-	-	-	-	-	BARPI
2000-H&P Rig 91	16/08/2000	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 109, Mississippi Canyon	Équipement	-	Maintenance	-	-	-	-	-	Le boudrier de l'opérateur s'est détaché pendant des travaux dans un derrick pour sécuriser un tuyau tombé.	-	-	Erreur opératoire Erreur d'inspection	Leadership en matière de sécurité inadéquat	-	-	-	Chute d'une hauteur	Hauteur de chute : 24 m	1	0	0	X	X	X	X	BSEE
2000-Gillette	29/06/2000	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Wyoming, Gillette	Puits	-	Exploitation	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	Gaz	-	Une explosion de gaz se produit sur un puits de pétrole	-	-	-	-	-	Explosion Incendie	X	X	Les autorités décident de laisser brûler le puits.	0	2	0	-	-	-	-	BARPI
2000-Cow Lake	01/10/2000	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Alberta, Cow Lake	Puits	-	Exploitation	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	Une plate-forme de forage prend feu subitement	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	L'incendie détruit la plateforme en 20 min	0	3	1	-	-	-	-	BARPI
2000-Anahuac	19/08/2000	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Anahuac	Puits	-	Exploitation	Eruption	-	-	Gaz	-	Un blowout se produit sur un puits d'extraction de gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	Le puits est bouché par les secours	-	-	-	Riverains évacués	300	-	-	BARPI
2000-Al Maryyah	15/04/2000	Extraction d'HC convert.	Mer	Emirats Arabes Unis	Umm Shaif Field	Support	Support fixe	Exploitation	Dommages à la structure	Rupture d'un élément portant la structure	-	-	-	-	Défaillance mécanique	-	-	-	Rupture de cantilever qui entraîne l'effondrement de la plateforme puis le naufrage du derrick	Perte de stabilité du support	X	X	-	4	8	-	Travailleurs évacués	56	X	X	Oil Rig Dis.

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES						SOURCES		
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources	
1997-Pride 1001	01/04/1997	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 328, East Cameron	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP Cimentation défectueuse	Boue Ciment Gaz		Forage d'un puits horizontal à 867 m. Hauteur d'eau : 74 m	-	-	Erreur de conception	-	Migration de gaz à travers le ciment qui n'avait pas suffisamment durci	Incendie	X	X	Arrêt de la production. Le gaz s'est enflammé une heure et demi après le début de l'éruption. Durée de l'incendie : 4 j. Un deuxième incendie se déclare le 09/04 accidentellement car la fuite de gaz est toujours présente. Le puits est fermé le 10/04. La plateforme est complètement détruite	0	0	0	Travailleurs évacués	42	X	X	BSEE	
1997-Platform A Well A	24/12/1997	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 331, West Cameron	Puits	-	Intervention sur puits	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production	-	Gaz	-	-	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	Evaluation/perception inadéquate des risques	La rotation du tubage qui a heurté l'opérateur est due à la soudaine ouverture de la vanne boule B sous environ 1400 psi. Le tube qui était censé être droit s'est courbé pour des raisons inconnues	Projection	X	X	Une extension de tubage sur la vanne de purge s'est soudain mise à tourner et a heurté mortellement un opérateur.	1	0	0	X	X	X	X	BSEE	
1997-Lake Barre	16/06/1997	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Lake Barre, aux larges de la Louisiane	Equipement sous-marin	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	HC	700 t	Une canalisation collectant le pétrole produit par 47 puits se déchire	Défaillance mécanique	-	-	-	Rupture de la collecte La collecte acheminait le pétrole de 47 puits	Rejet écotoxique	Mer	X	Déchirure sur 3 m de longueur. 40% du pétrole déversé a été récupéré	-	-	-	-	Pollution de la mer	-	-	BARPI	
1997-Butte la Rose	18/06/1997	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Louisiane, Butte la Rose	Puits	-	-	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	Gaz	-	Un puits de gaz naturel explose	-	-	-	-	-	Explosion Incendie	X	X	Le feu fait toujours rage le jour suivant.	4	2	-	-	-	-	-	BARPI	
1996-Pride 951	04/06/1996	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 332, East Cameron	Equipement	-	Exploitation	-	-	-	-	-	Le foreur était en train de retirer le "top drive" du sol de la plateforme	-	-	Erreur opératoire	Leadership en matière de sécurité inadéquat	L'opérateur ne s'est pas aperçu que la gouille (pin) était engagée.	-	-	Contact avec machine ou matériel en mouvement	L'ascenseur a heurté mortellement le foreur	1	0	0	X	X	X	X	BSEE	
1996-Platform A Block 380	24/01/1996	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 380, Eugene Island	Puits	-	Complétion	Eruption	Venue	Détection inopérante ou tardive d'une venue Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production	Gaz Fluides de complétion	-	Profondeur du puits : 1 km	-	-	Erreur opératoire Erreur de conception	-	Echec à maintenir un volume de fluides de complétion suffisant dans le puits pour maintenir l'équilibre avec l'horizon sableux en cours de complétion.	Incendie	X	X	Derrick détruit, dommages à la plateforme. Puits fermé deux semaines après.	0	0	0	Travailleurs évacués	45	X	X	BSEE	
1996-Maersk Victory	16/11/1996	Extraction d'HC convert.	Mer	Australie	Golfe de Saint Vincent	Support	Support fixe	Positionnement	Dommages à la structure	Rupture d'un élément portant la structure	Inclinaison excessive	-	-	-	Défaillance mécanique	Mouvement de terrain	Erreur de conception	Evaluation/perception inadéquate des risques	Rupture de cantilever Fondations d'ancrage du support instable (sédiments sous-marins) Dommages sérieux du support Des erreurs dans les interprétations géotechniques et l'analyse de risque concernant l'emplacement du forage ont été trouvés.	Perte de stabilité du support	X	X	Les pieds de la plateforme sont sérieusement endommagés	-	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis. Autres	
1996-Ensko 86	24/09/1996	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 18, Grand Isle	Puits	Support fixe	Complétion	-	-	-	-	-	A l'issue du montage d'une opération visant à renverser une circulation, un tuyau (chicksan swivel joint) s'est déconnecté et a heurté mortellement un opérateur	-	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure Evaluation/perception inadéquate des risques	Utilisation d'une chaîne de sécurité pour rattracher le tuyau blindé aux ascenseurs à l'un de ceux qui était utilisé pour attacher le tuyau "chicksan swivel joint".	-	-	Chute d'objet	-	1	0	0	X	X	X	X	BSEE	
1996-Dime Box	13/07/1996	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Texas, Dime Box	Puits	-	Complétion	-	-	-	-	-	Un incendie se déclare sur un puits de pétrole	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	Hauteur des flammes : 600 m Durée de l'incendie : 10 j	2	-	-	-	-	-	-	BARPI	
1996-Cameron	30/04/1996	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	-	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	Opération de soudure	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	Plusieurs heures sont nécessaires pour maîtriser le sinistre	1	-	-	-	-	-	-	BARPI	
1995-Platform B Block 41	24/08/1995	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 41, Main Pass	Equipement	-	Maintenance	-	-	-	-	-	Tentative de purger un pipeline à l'aide d'un lanceur	-	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure Communication inadéquate Compétence insuffisante du personnel	Tentative d'ouvrir le couvercle de fermeture d'un lanceur alors que ce dernier contenait du gaz pressurisé. Le lanceur n'était pas équipé d'une jauge de pression. Tout autre méthode de purge aurait évité un tel accident.	Explosion	X	X	-	2	-	-	-	-	-	-	BSEE	
1995-Platform A Block 198	14/12/1995	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 198, West Cameron	Equipement	-	Maintenance	Fuite en surface	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	HC	435 barils	Opération de nettoyage d'un séparateur haute pression dans le but de rouvrir un pied à eau bouché de la plateforme. Un jour plus tard, une fuite est détectée depuis une citerne.	Défaillance mécanique	-	-	-	Débordement d'une écouteille et d'un pied à eau d'un réservoir de la plateforme	Rejet écotoxique	Mer	X	Durée de la fuite : 4h	-	-	-	-	-	-	-	BSEE	
1995-Pasarlapudi	08/01/1995	Extraction d'HC convert.	Terre	Inde	Pasarlapudi	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	-	Gaz	620000 t	Un incendie se produit dans un puits de gaz naturel lors d'un forage	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	Durée de l'incendie : 62 j Conséquences économiques pour la population agricole importantes Un des plus grands désastres écologiques de l'Asie du Sud-Est	-	-	-	Riverains évacués	10000	-	-	-	BARPI
1995-Evansburg	21/12/1995	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Alberta, Evansburg	Equipement	-	Maintenance	Fuite souterraine	Défaut d'étanchéité d'un cuvelage	-	Pétrole brut Gaz	150 m3	Surveillance de routine d'un niveau, le tubage d'un puits de pétrole se rompt à 9 m de la surface	Défaillance mécanique	-	Erreur opératoire	-	La cause du sinistre réside dans l'inflammation d'un mélange air / gaz probablement lors d'un test Sonolog.	Rejet écotoxique	Sol	X	Durée de la fuite : 10 j	-	-	-	-	-	-	BARPI		
1995-Amalapuram	16/01/1995	Extraction d'HC convert.	Terre	Inde	Amalapuram, Bassin de Pasarlapudi, Village de Thandavapalli Puits 19	Puits	-	Exploitation	-	-	-	Pétrole brut	-	Un incendie se déclare sur un puits de pétrole	-	-	-	-	L'accident serait dû à une explosion initiale	Incendie	X	X	Durée de l'incendie : 40 j 3 Millions de dollars de dégâts matériels, atteintes à la faune sauvage	-	-	-	Riverains évacués	6000	Animaux morts	-	BARPI	
1994-Sainte Catherine	11/11/1994	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Nouvelle Orléans, Lac Sainte Catherine	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	Découpe de pièces métalliques au chalumeau à la dépose d'un moteur	-	-	Erreur opératoire	Evaluation/perception inadéquate des risques	Utilisation de chalumeau à proximité de bacs vides mais non dégazé	Incendie	X	X	-	1	3	0	-	-	-	-	BARPI	

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES						SOURCES	
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (E1) ou barrière inopérante	Détails de l'E1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources
1994-Platform A Block 831	20/11/1994	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 831, Mustang Island	Equipement	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz	-	-	-	-	Erreur opératoire	Compétence insuffisante du personnel	Accumulation de gaz dans les quartiers de vie qui étaient placés sur un bac servant de drain dont le contenu était canalisé vers le réservoir. Une vanne a été laissée ouverte. Le personnel présent n'a pas su déterminer l'origine des alarmes de présence de gaz	Explosion Incendie	X	X	Destruction complète des quartiers de vie	0	3	0	Travailleurs évacués	3	X	X	BSEE
1994-Percy Johns	15/03/1994	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 90, South Marsh Island	Puits	Support fixe	Intervention sur puits	Eruption	Venue	Défaut d'efficacité du BOP d'intervention	-	-	-	Défaillance mécanique	-	Erreur d'inspection Erreur de conception	Instruction/procédure inadéquate	Cause de l'accident : retrait de la vanne back-pression avec du fluide sous pression piégé en dessous.	Projection	X	X	Le décès est surément causé par la projection d'un débris lors de l'éruption du puits.	1	2	-	-	-	-	-	BSEE
1994-Nouvelle Orléans	01/12/1994	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Nouvelle Orléans	Equipement	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz	-	Une canalisation de gaz naturel est heurtée par une plate-forme de forage	Défaillance mécanique	Choc externe	-	-	-	Explosion Incendie	X	X	Une personne manque à l'évacuation	-	-	-	Travailleurs évacués	36	-	-	BARPI
1993-Fresnes sur Marnes	23/11/1993	Extraction d'HC convert.	Terre	France	Fresnes sur Marnes (77)	Equipement	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	Des explosions et un incendie se produisent dans un stockage de pétrole brut associé à un puits de production	-	-	Erreur opératoire	Non respect de la procédure Instruction/procédure inadéquate Compétence insuffisante du personnel Supervision inadéquate	Des travaux de soudage réalisés par une entreprise locale, exécutés sans consignes écrites sur les réservoirs partiellement vidangés et non dégazés, sont à l'origine du sinistre. Aucun permis de feu n'avait été délivré	Explosion Incendie	X	X	Trois des 5 réservoirs de 37,5 m³ explosent, 2 sont projetés à 10 m hors de la cuvette de rétention. Durée de l'incendie : 45 min	1	2	1	-	-	-	-	BARPI
1993-Actinia	01/02/1993	Extraction d'HC convert.	Mer	Vietnam	Mer Sud de Chine, Au large des côtes du Vietnam	Puits	Support mobile	Forage	Eruption	Venue	Gaz à faible profondeur	Pétrole brut Gaz	-	Un puits foré par le semi-submersible entre en éruption	-	-	Erreur de test ou d'essai	-	Poche de gaz non détectée	Rejet écotoxique Projection Perte de stabilité du support	Mer	X	Inclinaison excessive de la plateforme : 15°. BOP endommagé. L'éruption s'est arrêtée d'elle-même, probablement par effondrement du puits	-	-	-	-	Pollution de la mer	2 km²	-	Oil Rig Dis. Médias
1992-Trunkline	03/11/1992	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Louisiane	Conduite/Canalisation	-	Exploitation	Fuite	-	-	Gaz	-	Rupture d'un pipeline. Hauteur d'eau : 7,5 m	Défaillance mécanique	-	Erreur de test ou d'essai	-	Cause de l'accident : suppression dans le pipeline possiblement endommagé par un ouragan	Incendie	X	X	Hauteur des flammes : 50 m. Le pipeline est suspendu. Le feu s'arrête de lui-même. 4 Millions de dollars de dégâts, 400 000 dollars attribués aux pertes de gaz	0	0	0	X	X	X	X	BSEE
1992-Royaume Uni	20/06/1992	Extraction d'HC convert.	Mer	Royaume Uni	Mer du Nord	Conduite/Canalisation	X	Maintenance	Fuite	-	-	-	-	Une explosion se produit sur une plate-forme pétrolière en mer du nord lors d'un remplacement d'une valve sur une canalisation	-	-	-	-	-	Explosion	X	X	-	-	4	-	-	-	-	-	BARPI
1992-Cecile Forbes	26/12/1992	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 60, South Pass	Puits	-	Forage	Fuite	Venue	Détection inopérante ou tardive d'une venue	Pétrole brut H2S	100 à 500 barils	Fuite provoquée lors de la mise en place d'un tube carotier	-	-	Erreur opératoire Erreur d'inspection	-	Echec à maintenir le puits rempli d'eau de mer alors que les colonnes de forage étaient en dehors du trou et le puits a été arrêté avec des "blind rams"	Rejet toxique Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE
1991-Sleipner A1	23/08/1991	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord, Au large de Bergen	Support	Support fixe	Exploitation	Perte de flottabilité	Rupture d'un élément de flottaison	-	-	-	Hauteur d'eau : 220 m La plateforme a commencé par perdre 1 m toutes les 20 min	-	-	Erreur de conception	-	Défaut de conception du joint de connexion, appelé "tri-cell", entre les ballasts Destruction et naufrage du support	Perte de stabilité du support	X	X	La crash de la plateforme contre le fond de la mer a provoqué un séisme de magnitude 3. Le coût des pertes est évalué à 700 millions de dollars	0	0	0	Travailleurs évacués	14	-	-	Oil Rig Dis. Médias Autres
1991-Platform A Block 184	13/10/1991	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 38, South Timbalier Area	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	HC	280 barils	Débordement d'un tank sec non détecté qui aurait dû être vidangé dans un tank humide.	Défaillance mécanique	-	Erreur d'inspection Erreur de conception	Supervision inadéquate	Cet accident est dû à une erreur humaine et une rupture mécanique	Rejet écotoxique	Mer	X	-	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	-	BSEE
1991-Montmirail	16/12/1991	Extraction d'HC convert.	Terre	France	51, Montmirail	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	HC	-	Sur une plate-forme pétrolière, une fuite se produit sur le réseau de collecte du pétrole	Défaillance mécanique	-	-	-	L'accident a pour origine la rupture d'une bride sur une canalisation	Rejet écotoxique	Sol	X	-	-	-	-	-	-	-	-	BARPI
1991-Haines	06/12/1991	Extraction d'HC convert.	Terre	Canada	Haines	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	-	Pétrole brut H2S	3000 L	Sur un champ d'exploitation d'hydrocarbures, alors qu'une équipe d'ouvriers tente de dégeler des canalisations, l'appareil de forage gèle et le puits devient éruptif.	-	Gel	-	-	-	Rejet toxique Rejet écotoxique	Sol	X	Durée de la fuite : 17 h. L'éruption est arrêtée par injection d'eau	-	-	-	Riverains évacués	170	-	-	BARPI
1991-Guerre du Golfe	26/01/1991	Extraction d'HC convert.	Mer	Koweït	Golfe Persique, Non précisé	Equipement de surface	-	Exploitation	Eruption	-	-	HC	800000 t	En quittant le Koweït, l'armée irakienne sabote une grande partie des puits de pétrole de l'émirat	-	Malveillance	-	-	Période de guerre	Rejet écotoxique	Mer	X	Plus grande marée noire à la date de l'accident. Effets environnementaux considérables avec 50% des coraux touchés.	-	-	-	-	Pollution de la mer Animaux morts	30000	-	CEDRE
1990-West Gamma	20/08/1990	Extraction d'HC convert.	Mer	Allemagne	Mer du Nord	Support	Support fixe	Exploitation	Dommages à la structure	Inclinaison excessive	-	-	-	Hauteur d'eau : 44 m Perte de l'hélicoptère, puis de la remorque dans les vagues. Chute d'un pont d'habitation, endommageant des conduites et des trappes et entraînant une inclinaison de 10° de la plateforme.	-	Vagues dépassant les limites de conception Vent dépassant les limites de conception	-	La plateforme a traversé une tempête.	Perte de stabilité du support	X	X	L'équipage a pu être secouru par deux navires danois	-	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis.	
1990-Platform A Block 300	24/01/1990	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 281, Ship Shoal Area	Equipement de surface	-	Exploitation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	HC	14423 barils	Une vanne de 2 pouces a été séparée de 4x4 pouces au niveau d'une soudure	Défaillance mécanique	Heurt par une ligne d'ancrage	Erreur d'inspection	-	Les conclusions sur le heurt par une ancre émettent certaines réserves. Les capteurs en place étaient incapables de détecter quelle que fuite que ce soit	Rejet écotoxique	Mer	X	Débit de fuite : 33 barils par heure	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	36 km²	BSEE

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES		
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources
1990-Keyes Marines 303	30/05/1990	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block A23, Brazos Area	Puits	Support fixe	Test de formation	Eruption	Venue	Procédure de contrôle de venue inadéquate	Gaz Boue huileuse	12 barils	Opérations de diagraphties associées à un test de puits de production. Les plans étaient d'isoler l'intervalle perforé après test et de perforer et tester une zone supérieure	Défaillance mécanique-usure	-	Erreur opérationnelle	Communication inadéquate	Ruptures multiples et consécutives d'équipements combinées à des positions spécifiques ouvertes et fermées ou fermées de certaines vannes. Dommages observés sur la vanne maîtresse attribués à un débit érosif à travers les vannes en position close. La vanne hydraulique HCR n'était pas fermée, contrairement à ce qui était pensé	Rejet écotoxique	X	X	Durée de la fuite : 17,5 h Dommages à la plateforme et aux équipements. Le puits a dû être fermé. Coût total des dommages évalué à 350 000 dollars	0	0	0	Travailleurs évacués	51	X	X	BSEE
1989-Trinité et Tobago	16/04/1989	Extraction d'HC convert.	Terre	Trinité et Tobago	Port d'Espagne	Puits	-	-	Eruption	Venue	-	HC	-	Une explosion et un incendie se produisent sur un puits de pétrole	-	-	-	-	-	Explosion Incendie	X	X	Du pétrole est projeté sur des habitations dans un rayon de 1,5 km	-	-	-	Riverains évacués	100	-	-	BARPI
1989-Teledyne Mobile 16	08/01/1989	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 299, Main Pass	Puits	Support fixe	Complétion	Eruption	Venue	Cimentation défectueuse	Boue Eau Gaz H2S	-	Des opérations de cimentation de mauvaise conception ont été effectuées. Le BOP n'était pas installé. L'éruption consécutive n'a pas pu être maîtrisée et le gaz éjecté a pris feu, causant la perte de la plateforme évacuée à temps	Défaillance mécanique	-	Erreur de conception	Instruction/procédure inadéquate. Communication inadéquate	Utilisation d'un ciment qui excédait la pression de fracturation de la formation. Le programme de cimentation, inadéquat, n'avait pas été présenté à MMS.	Incendie	X	X	Cause de l'incendie : Electricité statique ou étincelle Durée de l'incendie : 17 jours. Destruction totale de la plateforme	0	0	0	Travailleurs évacués	-	X	X	BSEE
1989-Santa Fe Al Baz	28/04/1989	Extraction d'HC convert.	Mer	Nigéria	Golfe de Guinée, Au large des côtes nigériennes	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	Gaz à faible profondeur	Gaz	-	La faible profondeur de la poche de gaz n'a pas rendu possible sa maîtrise par le diverteur. Les débris de roche et de sable ont enflammé le gaz.	-	-	Erreur de test ou d'essai Erreur opératoire	-	Suite à la détection du gaz à faible profondeur, le puits aurait dû être abandonné, mais plusieurs erreurs mineures cumulées ont engendré la catastrophe.	Incendie	X	X	Naufage de la plateforme. 4 personnes mortes en sautant par-dessus-bord pour échapper au feu.	5	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis.
1989-Platform B block 60	19/03/1989	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 60, South Pass	Equipement de surface	-	Installation-désinstallation	Fuite	Défaut d'étanchéité d'une conduite ou collecte	-	Gaz Pétrole brut	-	Découpe d'un tuyau qui a fuit dès le début de l'opération.	Défaillance mécanique	-	Erreur d'inspection	Instruction/procédure inadéquate Communication inadéquate	La conduite contenait du gaz riche en hydrocarbures. Des ondulations marquaient la présence de poches de gaz et d'hydrocarbures et prouvaient que la conduite n'était pas complètement inondée. Les équipements en marche ont pu provoquer l'enflamment des gaz.	Incendie Explosion	X	X	Destruction de la plateforme	7	10	-	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE
1989-Platform A Block 202	15/02/1989	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 202, Ship Shoal	Conduite/Canalisation	-	-	Fuite	-	-	HC	400 barils	-	Panne d'instrument	-	-	Leadership en matière de sécurité inadéquat	La vanne de décharge de l'eau dans le séparateur à basse pression était en position ouverte, permettant à l'eau du séparateur d'être déplacée avec des hydrocarbures, qui ont été déchargés dans le dispositif de traitement de l'eau puis le piler à eau qui aurait débordé. Les dispositifs de contrôle des niveaux du séparateur et du dispositif de traitement n'ont pas fonctionné	Rejet écotoxique	Mer	X	Débit de fuite : 80 barils par heure.	0	0	0	X	X	Pollution de la mer	54000 m ²	BSEE
1989-Outriaz	17/06/1989	Extraction d'HC convert.	Terre	France	Outriaz (01)	Puits	-	Forage d'exploration	Fuite souterraine	-	-	-	-	Une rivière est polluée lors d'une campagne de forage d'exploration d'un gisement pétrolier	-	-	-	-	-	Rejet écotoxique	Cours d'eau	X	2 communes (600 habitants) sont privées d'eau potable pendant plusieurs jours	0	0	0	X	X	Pollution d'un cours d'eau	-	BARPI Autres
1988-Rowan Gorilla	15/12/1988	Extraction d'HC convert.	Mer	Canada	Atlantique Nord	Support	Support fixe	Exploitation	Perte de flottabilité	-	-	-	-	Tempête (vents de 110 km/h et vagues de 12 m) pendant plusieurs jours. L'eau a dépassé les barrières et inondé des espaces internes, faisant petit à petit perdre la flottabilité de l'édifice.	Défaillance mécanique	Vagues dépassant les limites de conception Vent dépassant les limites de conception	-	-	Formation de fractures dans la coque de la plateforme	Perte de stabilité du support	X	X	Naufage de la plateforme. Les piliers de la plateforme ont oscillé et transmis d'importantes contraintes à la structure. Une équipe tente de sauver la plateforme sur le point d'être inondée.	-	-	-	Travailleurs évacués	27	-	-	Oil Rig Dis.
1988-Platform A Block 133	23/09/1988	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 133, Main Pass	Conduite/Canalisation	X	Exploitation	Fuite	-	-	Pétrole brut	-	L'incendie a englouti le compresseur, l'unité de glycol et la zone de production.	Défaillance mécanique	-	-	-	Un écrou presse-étoupe sur la pompe du pipeline à pétrole a été perdu et permit la fuite de pétrole brut.	Incendie	X	X	Pas de pollution des eaux. Coût des dommages : 5,5 millions de dollars. Dommages au niveau du pont inférieur et quelques portions du pont supérieur. Sévères dommages au niveau de la chambre des pompes de pipeline.	0	0	0	-	-	-	-	BSEE
1988-Piper-Alpha	06/07/1988	Extraction d'HC convert.	Mer	Royaume-Uni	Mer du Nord, Block 15	Equipement de surface	-	Maintenance	Fuite	-	-	Gaz	-	Plus grande catastrophe pétrolière à cette date. Hauteur d'eau : 400 m	Défaut de conception	Effet domino	Erreur de maintenance	Evaluation/perception inadéquate des risques Communication inadéquate Compétences insuffisantes du personnel Non respect de la procédure	Une fuite de gaz consécutive à l'enlèvement de la valve de sécurité sur un compresseur pendant une opération de maintenance est laissée ouverte. L'interdiction formelle d'utilisation de ce compresseur est mal transmise et une panne de l'autre compresseur cause la catastrophe. Le personnel mal entraîné aux évacuations fait échouer la tentative. Tartan, une des plateformes voisines, a continué à injecter du gaz par peur de pertes financières	Explosion Incendie	X	X	La plupart des personnes sont mortes par asphyxie. Pertes financières : 3,5 milliards de dollars	167	59	-	Travailleurs évacués	59	-	-	Oil Rig Dis.

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES			
Identifiant	Date	Type d'activité	Contexte opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources	
1984-Zapata Lexington	14/09/1984	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 69, Green Canyon	Puits	Support mobile	Forage	Eruption	Venue	Procédure de contrôle de venue inadéquate	Gaz Boue	725 barils	Profondeur du puits : 2,9 km Pendant les opérations de forage, un kick se produit. Le puits est contrôlé avec de la boue. Du gaz piégé reste à purger. C'est à ce moment que se produit l'éruption.	-	-	Erreur de conception	Compétence insuffisante du personnel	Cause probable de l'accident : migration non contrôlée du gaz contenu dans le BOP. Causes de l'enflamment : débris, électricité statique...	Incendie	X	X	Dégâts matériels : 15 millions de dollars	4	3	3	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE	
1984-Platform A Block 405	13/05/1984	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 405, West Cameron	Equipement de surface	-	Maintenance	Fuite	Vanne ou robinnet laissé ouvert	-	Gaz	-	Une explosion a lieu alors que des opérateurs tentaient de contrôler une fuite sur un séparateur rempli de sable	-	-	Erreur de maintenance	Instruction/procédure inadéquate Compétence insuffisante du personnel Leadership en matière de sécurité inadéquat	Un haut niveau de sable dans le séparateur a provoqué l'ouverture d'une vanne. En conséquence, du gaz sec a été expulsé et a atteint les quartiers d'habitation situés au dessus..	Explosion Incendie	X	X	Dégâts matériels : 1,25 millions de dollars	1	1	0	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE	
1984-Platform A Block 322	17/08/1984	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 322, East Cameron	Equipement de surface	-	Maintenance	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	-	-	4 soudeurs doivent retirer de vieilles grilles et rampes inutilisables dans une zone de tête de puits.	-	-	-	Evaluation/perception inadéquate des risques Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel Communication inadéquate	Cause probable de l'accident : travaux à flammes à proximité d'un réservoir non blindé contenant un liquide inflammable. Le danger induit par le contenu du réservoir n'était pas marqué.	Incendie	X	X	Destruction complète d'un petit réservoir et autres équipements de production.	1	6	1	X	X	X	X	BSEE	
1984-Platform A Block 269	06/01/1984	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 269, Ship Shoal	Equipement de surface	-	Exploitation	Point chaud en zone ATEX	Travaux par point chaud	-	HC	-	Plusieurs sources de pollutions aux hydrocarbures avaient été repérées. Par exemple, le réservoir utilisé pour mixer les boues était un réservoir de stockage de brut. Des opérations de soudure ont déclenché le feu.	Défaut de conception	-	Erreur d'inspection	Leadership en matière de sécurité inadéquat	Causes probables de l'incident : problèmes liés à une unité chim-électrique, séparateur de production sec, réservoir skimmer, réservoir de mélange de boue. L'accident aurait pu être évité si des vannes de contrôle existaient sur le réservoir skimmer	Incendie	X	X	-	2	-	1	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE	
1984-Enchova Central	16/08/1984	Extraction d'HC convert.	Mer	Brésil	Océan Atlantique, Bassin Campos, au large de Rio de Janeiro	Puits	-	-	Eruption	Venue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Explosion Incendie	X	X	42 personnes sont mortes pendant l'évacuation de la plateforme. : le système de lavage du canot de sauvetage a cédé.	42	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis.	
1983-Nowruz	24/01/1983	Extraction d'HC convert.	Mer	Iran	Golfe Persique, Champ pétrolière de Nowruz	Equipement	-	Exploitation	Fuite	Rupture d'un élément du tube prolongateur	-	-	-	Le champ de Nowruz se trouve en zone de guerre	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	Débit de la fuite : 240 m3/j Le puits a dû être fermé	11	-	-	-	-	-	-	CEDRE Médias Autres	
1983 - Nowruz	01/04/1983	Extraction d'HC convert.	Mer	Iran	Golfe Persique, Champ pétrolière de Nowruz	Support	-	Exploitation	Dommages à la structure	-	-	HC	260000t	Bombardement de la plateforme	-	Malveillance	-	-	-	Incendie Rejet écotoxique	-	X	Durée de l'incendie : 2 ans Débit de fuite : 795 m3/j	9	-	-	-	-	Pollution de la mer	-	-	CEDRE
1983-Mantagorda	20/07/1983	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 657, Matagorda Island	Puits	Support fixe	Forage	Eruption	Venue	Perte de circulation de boue	Gaz Eau Sable	-	Profondeur du puits : 1,1 km	-	-	Erreur d'inspection Erreur opératoire	Compétence insuffisante du personnel	La zone de "circulation perdue" a été rencontrée plus haut qu'attendu. Bien que la vitesse de pénétration ait accéléré avant de pénétrer cette zone, rien n'a été fait pour arrêter le forage. L'eau pompée dans l'annuaire n'était pas de densité suffisante pour contrôler la pression du puits	Rejet toxique	X	X	Electricité coupée pour éviter l'incendie. L'éruption s'est arrêtée d'elle-même 2 j après	-	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	BSEE	
1983-Eugene Island Block 10	20/10/1983	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 10, Eugene Island	Puits	Support mobile	Intervention sur puits	Eruption	Venue	Défaut d'étanchéité du packer	Eau Boue Gaz	-	Le "kick" initial était dû au bouchon de packer qui a été pompé et retiré du packer.	-	-	Erreur opératoire Erreur d'inspection	-	Le bouchon du packer a dû être accidentellement retiré pendant les tests en pression, la circulation ou les processus de déplacement. Un matériel étranger dans la vanne de sécurité TW bloquait sa fermeture et a entraîné la perte de contrôle du puits.	Incendie	X	X	Dégâts matériels : 7,6 millions d'euros	-	-	-	Travailleurs évacués	40	-	-	BSEE	
1980-Wink Sink	03/06/1980	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Texas, Gisement de Hendrick	Puits	-	Fermé	Dissolution incontrôlée d'une formation salifère	Bouchage du puits inadéquat	-	Saumure	-	Les activités de forage, de complétion, et de fermeture sur un puits de pétrole abandonné auraient créées une conduite qui permettaient à l'eau de circuler et de dissoudre le sel	Défaillance mécanique	-	Erreur de conception	-	Plusieurs causes possibles : utilisation d'eau pure pour le forage, mauvaises cimentations, corrosion, retrait de certains tubages avant la fermeture du puits. Une contribution naturelle est également admise	Effondrement de la surface du sol	X	X	Cratère de 110 m de diamètre et de 34 m de profondeur (159 000 m3 de volume)	-	-	-	-	-	-	-	Autres	
1980-Sea Quest	17/01/1980	Extraction d'HC convert.	Mer	Nigéria	Golfe de Guinée, au large des côtes de Warri, Nigéria	Puits	Support fixe	-	Eruption	Venue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Incendie	X	X	Dégâts importants à la plateforme. L'exploitant s'en est débarrassé et l'a fait couler	-	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis.	
1980-Lake Peigneur (2)	20/11/1980	Extraction d'HC convert.	Terre	Etats-Unis	Louisiane, Lac Peigneur	Puits	-	Exploitation	Dissolution incontrôlée d'une formation salifère	-	-	Saumure	-	Hauteur d'eau : 2 m Profondeur du puits : 375 m La plateforme s'effondre et disparaît dans un lac.	-	-	Erreur de conception	-	Un puits test a créé une circulation entre le lac et une mine de sel qui a vidé le lac et dissous l'horizon, créant une dépression. Il n'a pas pu être déterminé si l'exploitant a fait une erreur ou si les plans de mine étaient mal dessinés.	Perte de stabilité du support Effondrement de la surface du sol	X	X	La plateforme a été évacuée à temps. La cuvette d'effondrement s'agrandit rapidement. Le lac est passé de 2 m de profondeur à 396 m.	0	0	0	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis. Médias	
1980-Karlino	09/12/1980	Extraction d'HC convert.	Terre	Pologne	Karlino, Krzywoploty Puits Daszewo	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	Défaut d'étanchéité du BOP	-	-	Profondeur du réservoir : 2800 m Un blowout se transforme en incendie gigantesque dans une zone avec des habitations à proximité.	Défaillance mécanique	-	Erreur de conception	-	Le BOP n'a pas fonctionné. Le feu a été déclenché par les pompes des gazolignes. L'évaluation géologique était approximative, avec un horizon 160 m au dessus de ce qui était prédit.	Incendie Explosion	X	X	Hauteur des flammes : 130 m	-	4	-	Riverains évacués	-	-	-	Médias	
1980-Alexander Kielland	27/03/1980	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du nord, Champ Ekofisk	Support	Support mobile	Exploitation	Dommages à la structure	Inclinaison excessive	Rupture d'un élément portant la structure Défaillance de la procédure d'évacuation du personnel	-	-	Rupture causée par le développement d'une fracture autour d'un trou dans lequel un hydrophone était installé.	Défaillance mécanique-fatigue	-	Erreur de conception Erreur d'inspection	Evaluation/perception inadéquate des risques Leadership en matière de sécurité inadéquat	Bien que dans un premier temps la rupture d'une soudure par fatigue ait été évoquée, des rumeurs de sabotage à l'explosif ont longtemps circulé. Les vagues étaient très importantes ce jour là (plus de 10 m). Les procédures d'évacuation n'étaient pas au point	Perte de stabilité du support	X	X	Effondrement de la plateforme.	123	-	-	-	-	-	-	Oil Rig Dis. Médias	
1979-Ranger	10/05/1979	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique, Block 189L	Support	Support fixe	Exploitation	Dommages à la structure	Rupture d'un élément portant la structure	-	-	-	Un violent choc est ressenti sans que l'on puisse en déterminer l'origine. 4 h plus tard, la plateforme s'effondre	Défaillance mécanique-fatigue	-	-	-	Existence d'une fracture par fatigue sur le pilier arrière qui s'est rapidement propagée	Perte de stabilité du support	X	X	Effondrement de la plateforme.	8	Nombreux	Nombreux	Travailleurs évacués	14	-	-	Oil Rig Dis.	

REFERENCE	CONTEXTE DE L'EVENEMENT					CIRCONSTANCES ET NATURE DE L'EVENEMENT									CAUSES					PHENOMENES GENERES				CONSEQUENCES					SOURCES			
Identifiant	Date	Type d'activité	Contex te opérat.	Pays	Lieu	Unité fonctionnelle concernée	Type de support	Phase d'opération	Evénement central (ERC)	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EI1 ou de la barrière inopérante	Substances relâchées	Quantité	Infos complémentaires	Causes liées aux équipements	Causes externes	Causes humaines	Causes organisationnelles	Infos complémentaires	PhD ou Phi	Milieu de rejet	Type d'accident du travail	Infos complémentaires	Nb morts	Nb blessés	Dont graves	Autres conséquences humaines ou sociales	Qté	Conséquences environnementales	Qté	Sources	
1979-Ixtoc 1	03/06/1979	Extraction d'HC convert.	Mer	Mexique	Baie de Campeche, à 80 km au large de la ville de Carmen, Mexique	Puits	Support fixe	Forage	Eruption	Venue	Perte de circulation de boue Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP	HC	Jusqu'à 1,5 millions de tonnes	Hauteur d'eau : 52 m Profondeur : 3627 m Une éruption de pétrole souffle la plateforme	-	-	-	-	Le BOP était fermé mais n'a pas pu empêcher totalement la fuite de gaz qui se sont enflammés.	Explosion Incendie Rejet écotoxique Perte de stabilité du support	Mer	X	Durée de l'incendie : 295 j Débit initial de la fuite : 4200 t/j Pertes financières : 1,5 milliards de dollars Effondrement de la plateforme Vaste pollution atmosphériques, nappes de pétrole dérivantes formant des marées noires	-	-	-	-	-	Pollution de la mer Pollution des côtes Animaux morts	-	-	CEDRE Oil Rig Dis. Médias
1977-Bravo	22/04/1977	Extraction d'HC convert.	Mer	Norvège	Mer du Nord, Champ pétrolier d'Ekofisk Puits B14	Puits	-	Intervention sur puits	Eruption	Venue	Hauteur de l'éruption : 50 m Défaut d'étanchéité de la tête de puits de production Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP	HC	30000 t	Profondeur du puits : 3 km	-	-	Erreur opératoire Erreur de conception	Non respect de la procédure	Le Xtree avait été enlevé avant l'opération et aucun BOP n'avait été installé. La vanne inférieure, mal installée, a rompu.	Rejet écotoxique	Mer	X	Durée de la fuite : 7 jours La plupart du pétrole s'évapore, le reste est dispersé. Les dégâts sur la plateforme sont peu importants	0	0	0	Travailleurs évacués	-	Pollution de la mer	-	CEDRE Oil Rig Dis. Médias Autres	
1976-Ocean Express	15/04/1976	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Golfe du Mexique	Support	Support mobile	Positionnement	Dérive incontrôlée	Défaillance du système de propulsion	Défaillance de la procédure d'évacuation du personnel	-	-	En période de mauvaises conditions marines, un moteur tombe en panne ainsi qu'une remorque	-	Vagues dépassant les limites de conception Vent dépassant les limites de conception	Erreur de conception	-	Cause primaire : perte du moteur et de la remorque. Cause secondaire : base de la plateforme	Perte de stabilité du support	X	X	Pendant l'évacuation, un navire de survie est submergé	13	-	-	Travailleurs évacués	-	-	-	Oil Rig Dis. Médias Autres	
1969-Santa Barbara	28/01/1969	Extraction d'HC convert.	Mer	Etats-Unis	Océan Pacifique, 10 km au large de Summerland, Californie	Puits	-	Forage	Eruption	Venue	Procédure de contrôle de venue inadéquate	Pétrole brut Gaz Boue	100000 barils	Hauteur d'eau : 57 m Profondeur du puits : 1060 m Alors que les opérateurs changent les têtes de forage, une éruption. Le différentiel de pression créé par le retrait des liges de forages a entraîné une venue dans le puits	-	-	Erreur opératoire	-	-	Rejet écotoxique	Mer	X	Débit de fuite : 5000 barils/j	-	-	-	-	-	Pollution de la mer Pollution des côtes Animaux morts	2000 km ² 56 km ³ 3600	Médias Autres	

ANNEXE C.
FICHES DETAILLEES D'ACCIDENT

MACONDO

20 avril 2010

Golfe du Mexique, block 252, à 80 km des côtes de la Louisiane (Etats-Unis)

Activité : Extraction d'hydrocarbures conventionnels

Phénomène : Explosion, incendie, rejet écotoxique, naufrage de plateforme

RESUME

Le 20 avril 2010 vers 21h50, une éruption de gaz survient sur la plate-forme Deepwater Horizon, lors d'une opération de fermeture provisoire du puits Macondo, dans le golfe du Mexique, à 70 km au large des côtes de la Louisiane. Le gaz explose et provoque un incendie, qui s'étend sur toute la plate-forme. La plupart des 126 employés présents sont évacués par bateau de survie mais 11 personnes ne sont pas retrouvées. 17 autres personnes sont blessées, dont 3 gravement. Malgré la mobilisation de nombreux bateaux, l'incendie ne peut être éteint et après 36 heures d'efforts, la plate-forme coule le matin du 22 avril 2010. L'éruption s'est poursuivie au fond de la mer pendant 87 jours avant que le puits réussisse à être colmaté par un puits de secours. Cet accident a causé une marée noire sans précédent, avec environ 4,5 millions de barils de pétrole déversés dans la mer, un impact majeur sur l'environnement et une déstabilisation de l'économie de toute la région du sud des Etats-Unis.

LES INSTALLATIONS CONCERNEES

En mars 2008, la compagnie British Petroleum (BP) obtient un permis de recherche dans le block 252 du Golfe du Mexique, à 70 km des côtes de la Nouvelle-Orléans. BP envisage le forage d'un puits d'exploration (puits Macondo) de 20 200 pieds (6157 m) de profondeur.

En octobre 2009, la société Transocean, contractée par BP pour réaliser les travaux de forage, amène sur la zone une première plateforme, la plateforme Marianas, afin de débiter les opérations. Le 9 novembre 2009, le forage est arrêté à une profondeur de 2818 m en raison de dégâts matériels sur la plateforme provoqués par l'ouragan Ida.

En février 2010, la plateforme Deepwater Horizon est mise en place au dessus du puits Macondo et les opérations de forage reprennent. Le toit du gisement est atteint début avril 2010.

Trois acteurs principaux sont impliqués dans ces travaux de forage :

- l'opérateur, BP ;
- le contractant de forage, Transocean ;
- le prestataire en charge de la cimentation du puits, Halliburton.



Plateforme semi-submersible Deepwater Horizon

L'ACCIDENT, SON DEROULEMENT, SES EFFETS ET SES CONSEQUENCES

L'accident :

Apparition anormale de boue sur la plateforme (21h40) ;
Déroute de la boue vers le séparateur gaz/boue (21h43) ;
Fermeture d'un des obturateurs du BOP ;
Première explosion (21h49) ;
Activation du système de déconnection d'urgence (EDS) : aucun effet ;
Seconde explosion (moins d'une minute après la première).

Les conséquences humaines et sociales :

11 morts et 17 blessés, dont 3 gravement.

Les conséquences environnementales :

4,5 millions de barils de pétrole déversés dans la mer

Le devenir du pétrole en mer diffère selon les études:

- 74 % du pétrole évaporé – 26 % résiduel (Rapport NOAA)
- 30 % du pétrole éliminé – 70 % résiduel (Woods Hole Oceanic Institution)

La faune et la flore sont fortement impactées du fait notamment de :

- la toxicité intrinsèque du pétrole et des sous-produits
- la toxicité du dispersant
- l'anoxie induite sur le milieu marin
- la modification de l'habitat naturel et des flux migratoires

Les conséquences économiques :

- Coût direct de 40 milliards de dollars pour l'opérateur BP + coût d'indemnisation
- Conséquences directes sur la pêche, l'activité touristique et la valeur foncière du patrimoine dans les Etats côtiers (Mississippi, Alabama, Louisiane, Floride)

L'ORIGINE, LES CAUSES ET LES CIRCONSTANCES DE L'ACCIDENT

Origine :

Les différentes étapes qui ont précédé l'accident sont intéressantes à considérer :

- Atteinte du toit du gisement début avril 2010 (9 avril)
 - Constatation de pertes de boue dans les terrains
 - Arrêt provisoire du forage pour colmater les fractures
 - Arrêt définitif du forage à 18 360 pieds (5596 m) au lieu des 20 200 pieds (6157 m) initialement prévus
- Mise en place du cuvelage de production (11-15 avril) :
 - Un cuvelage (long string) est choisi plutôt qu'un liner
 - Mise en place des centreurs (21 centreurs prévus, seulement 6 installés)
- Mise en œuvre de la procédure de cimentation (15-19 avril) :
 - Etape de conversion des vannes : 2 anomalies de pression observées concernant, premièrement, la pression appliquée pour enlever le tube (*auto-fill tube*) et deuxièmement la pression de circulation de la boue après l'enlèvement du tube.
 - Circulation de boue pour nettoyer le sondage (350 barils de boue circulés au lieu des 2760 barils normalement nécessaires)

- Hauteur de cimentation à 152 m au dessus de la couche réservoir plutôt que 300 m (selon les standards BP)
- Choix d'un ciment léger (ciment « mousse »²⁶)
- Analyse en laboratoire du ciment : les premiers tests montrent que le ciment est instable. Les résultats du 4ème test montrent la stabilité du ciment mais ne sont pas encore communiqués à BP avant que la cimentation débute
- Mise en œuvre de la cimentation
- Flux de retour de la boue de 5,5 bpm²⁷ au lieu des 5 bpm prévus par le calcul
- Procédure d'abandon temporaire (20 avril) :
 - Le contrôle des cimentations par diagraphie n'est pas réalisé (7h30), conformément aux procédures de BP (il n'y a pas eu de pertes de fluides pendant la phase de cimentation)
 - test en pression positive : succès
 - test en pression négative (17h-20h) : difficultés
 - Trois tests sont effectués sans succès et pour le quatrième, un écart par rapport aux bonnes pratiques permet de conclure à la validité du test.

Causes immédiates :

- La procédure de cimentation
 - Choix du type de cuvelage non approprié
 - Choix du nombre de centreurs insuffisants
 - Pressions inexplicables dans l'étape de conversion des vannes qui n'ont pas fait l'objet d'analyse et/ou de discussions
 - Manque d'information sur le ciment concernant sa mise en place dans l'annulaire et sa stabilité (pas de confirmation de stabilité du ciment par le laboratoire d'Halliburton)
 - Changements de procédures au cours de la cimentation non soumises à une nouvelle évaluation des risques
- La procédure d'abandon provisoire
 - Non réalisation des contrôles diagraphie pour vérifier l'intégrité du ciment (décision de BP)
 - Pas de procédure standard pour interpréter le test en pression négative
 - Pas de demande d'un second avis pour interpréter le test en pression négative ou d'un arbitrage en cas de litige
 - Mauvaise communication entre les différents acteurs de la plateforme : il est à noter un changement d'équipe au milieu de la procédure de test
 - La procédure d'abandon provisoire du puits présente des anomalies
- La détection de la venue de produit dans le puits
 - Pas de contrôle visuel des écrans de surveillance : augmentation de pression dans le puits visible sur les écrans mais non détectée
 - Différence de pression anormale entre le puits et la *kill line* non détectée par l'opérateur (visible sur les enregistrements graphiques)
 - Trop d'informations à surveiller en même temps et pas de système d'alarme automatique sur dépassement de seuils
- L'activation du BOP (Bloc d'obturation du puits)

²⁶ ciment contenant des petites bulles d'azote gazeux injectées au coulis juste avant sa mise en place dans le but de l'alléger

²⁷ bpm=barils par minute

- Non prise en compte de la gravité de la situation (BOP fermé tardivement par l'équipe de forage)
- L'équipe n'est pas entraînée pour répondre à de telles situations d'urgence
- Le système « homme mort » du BOP n'a pas fonctionné (défaut de maintenance)

Causes internes :

- Le management
 - Défaillance de BP dans la gestion des risques : l'opérateur n'a pas pris en compte dans son analyse de risques les changements effectués dans l'architecture du puits en cours de forage (nombre de centreurs, modifications de la procédure d'abandon provisoire, etc.)
 - Halliburton et BP ne se sont pas assurés de la stabilité du ciment avant de commencer la cimentation
 - Délaissement de la sécurité au profit de procédures plus économes en temps et en coûts
- La communication
 - Manque de communication entre BP, Transocean et Halliburton : non centralisation des informations, décisions prises sans tenir compte du contexte global
 - Transocean n'a pas communiqué sur un accident similaire qui s'est produit 4 mois avant l'accident de Deepwater Horizon (test de pression négative validé, non détection d'entrée de gaz dans le puits jusqu'au moment où de la boue est apparue sur la plate forme, le BOP a fonctionné permettant d'éviter une catastrophe).
- La réglementation
 - Insuffisances de la réglementation pour les forages en mer: défaut de procédures standards, nombreuses décisions en interne.
 - Un même service (MMS) est en charge de l'octroi des permis et de la surveillance réglementaire
 - Manque de compétences au sein de la MMS

LES SUITES DONNEES

Les mesures immédiates d'intervention et de secours :

Les secours interviennent avec plusieurs navires pour tenter d'éteindre l'incendie, mais la plate-forme coule 36 heures plus tard.



Moyens mobilisés pour l'extinction de l'incendie

La mise en sécurité du site :

- Colmatage du puits (26 mai au 19 septembre). Plusieurs techniques sont utilisées :
 - Injection de boue à haute pression à contre-courant de la fuite
 - Injection d'un fluide chargé en déchets solides (balles de golf, morceaux de pneus, ...) pour endiguer la fuite
 - Mise en place d'un dispositif de coiffage sur le puits
 - Mise en place d'un dispositif de coiffage avec récupération des hydrocarbures
 - Forage de 2 puits de secours recoupant le puits fuyard et injection de ciment pour endiguer définitivement la fuite.

Seule la dernière de ces solutions fonctionnera et stoppera la fuite.

Dépollution et réhabilitation du site :

- Récupération du pétrole en mer :
 - 1^{er} mai : installation de 84 km de barrages flottants
 - 4 000 navires et 540 barges mobilisées
 - Fin juillet : 130 000 m³ d'émulsion récupérées
- Brûlage du pétrole en mer :
 - Récupération du pétrole surnageant et brûlage de la nappe formée
 - le 22 juin, 225 brûlages ont été effectués représentant 42 000 m³ d'hydrocarbures brûlés
- Utilisation de dispersants chimiques
 - Au 16 juin : emploi de 4000 m³ (voie aérienne) et 3000 m³ (injection sous-marine) de dispersants chimiques ce qui représente 1/3 des réserves mondiales
 - L'un des dispersants utilisé est interdit au Royaume-Uni car il a déjà été à l'origine de problèmes sanitaires pour les personnels de dépollution (notamment lors de la catastrophe de l'Exxon Valdez)
- Construction de digues de sable :
 - 130 km de digues le long des îles et en amont des zones à protéger (embouchure de la rivière Mississippi) sont construites
 - Le confinement des fluides surnageant est réalisé avant qu'ils atteignent les zones les plus sensibles
- Barrages :
 - Utilisation massive de barrages flottants en complément des digues de sables
 - Manque d'efficacité par conditions de forte houle ou de vent fort
 - Le système est amélioré par la mise en place de pieux de fixation et de conduites métallique d'évacuation
- Construction d'îles artificielles
 - L'Etat de Louisiane est le premier à développer cette idée (6 sections d'îles d'une longueur totale de 72 km sont construites pour bloquer l'avancée du pétrole)

Les suites industrielles :

- L'opérateur BP :
 - Démission du PDG et du responsable forage
 - Création d'une direction sécurité directement rattachée au PDG et indépendante des secteurs de l'entreprise
- Secteur pétrolier
 - Développement d'un dispositif de coiffage de puits (*capping*) pouvant être mobilisé sur toute zone d'opération en moins de 10 jours et opérant jusqu'à 3000 m de fond ;
 - Mise à jour du système normatif au niveau de l'ISO et de l'API
 - Développement de fonds de garantie pour pouvoir assurer les risques.

LES ENSEIGNEMENTS TIRES

Enseignements relatifs à la cimentation du puits :

- Importance du choix du type de cuvelage et du nombre de centreurs
- Prévoir des analyses et/ou discussions lorsqu'il est observé des pressions inexplicables dans l'étape de conversion des vannes
- Avoir des informations fiables sur la stabilité du ciment avant de procéder à sa mise en place
- Soumettre toutes nouvelles procédures à une nouvelle évaluation des risques

Enseignements relatifs à la procédure d'abandon provisoire :

- Importance de réaliser des contrôles par diagraphie pour vérifier l'intégrité du ciment
- Avoir une procédure standard pour interpréter le test en pression négative
- Eviter un changement d'équipe au milieu d'une procédure de test

Enseignements relatifs au contrôle des venues :

- Importance d'un suivi continu des écrans de surveillance
- Limiter le nombre d'informations à surveiller en même temps et ajouter des systèmes d'alarme automatique sur dépassement de seuils

Les enseignements relatifs à l'obturation du puits :

- Prendre en compte la gravité de la situation pour fermer rapidement le BOP
- Importance de la formation du personnel à la réponse aux situations d'urgence
- Vérifier le bon fonctionnement du système « homme mort » du BOP

Enseignements en termes de management :

- Prendre en compte toutes modifications dans la procédure de gestion du risque
- Ne pas délaissier la sécurité au profit de procédures alternatives moins consommatrices en temps et moins onéreuses

Enseignements en termes de communication :

- Maintenir une bonne communication entre l'ensemble des intervenants
- Communiquer et faire un REX des accidents similaires pour éviter des accidents futurs

Enseignements en termes de gouvernance réglementaire :

- Mettre à niveau la réglementation pour les forages en mer
- Séparer les fonctions d'octroi des permis et de sécurité pour éviter les conflits d'intérêts
- Maintenir les compétences et les moyens suffisants au sein de l'administration

Enseignements relatifs aux mesures d'intervention d'urgence sur les puits en éruption :

- Développer un outil de coiffage

Enseignements relatifs à la protection des enjeux :

- Réaliser une étude sur l'impact des dispersants chimiques

Enseignements relatifs à la gestion de la crise :

- Eviter les erreurs d'appréciation de l'ampleur de la crise et assurer une transparence vis-à-vis du public

REFERENCES

- **ARIA**, n°38145
- **U.S. Coast Guard, 2009**. Systems and responsibilities within U.S. Coast Guard purview under the U.S. Coast Guard-Minerals Management Service Memorandum of Agreement, 27 March 2009, 288 p.
- **The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), 2011**. Report regarding the causes of the april 20, 2010 Macondo well blowout, 14 september 2011, 217 p.
- **BP, 2010**. Deepwater Horizon Accident Investigation Report, 8 September 2010, 192 p.
- **National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011**. Deepwater – The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling – Report to the President, January 2011, 398 p.
- **Energy and Climate Change Committee, 2011**. UK Deepwater Drilling—Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill, 6 January 2011, 194 p.
- **Chief Council’s Report, 2011**. Macondo – The Gulf Oil Disaster, 2011, 371 p.
- **Transocean, 2011**. Macondo Well Incident – Transocean Investigation Report. Volume 1, June 2011, 218 p.
- **Republic of the Marshall Islands Maritime Administrator, 2011**. Deepwater Horizon Marine Casualty Investigation Report, 17 August 2011, 216 p.

CAMPO DE FRADE

07 novembre 2011

Océan Atlantique, 120 km au large de Rio de Janeiro, Brésil

Activité : Extraction d'hydrocarbures conventionnels

Phénomène : Rejet écotoxique

RESUME

Le 7 Novembre 2011, au large du Brésil, une venue suivie d'une éruption souterraine s'est produite au cours du forage du puits n°9-FR-50DP-RJS, opéré par la plateforme de forage semi-submersible Sedco 706 exploitée par la société Transocean [1]. Les hydrocarbures ont ensuite migré à travers la formation, occasionnant un écoulement de pétrole au fond de la mer. Une nappe de pétrole s'est répandue autour du puits et les observations réalisées au fond de la mer ont mis en évidence la présence de huit fissures (dont l'une par laquelle s'échappait le pétrole). L'exploitant, Chevron Brasil Upstream Frade Ltda, a alors entrepris de colmater et de fermer définitivement le puits. Le contrôle du puits a été repris en 4 jours. Le 04 mars 2012, une nouvelle fuite a été observée, émanant d'une faille située à environ 3 km du premier point de fuite [3]. Le volume du rejet de pétrole occasionné est estimé à environ 590 m³.

LES INSTALLATIONS CONCERNEES

La plateforme Sedco 706 est une plateforme semi-submersible à positionnement dynamique. La hauteur d'eau au droit de la zone de forage est de 1200 m [1].

Les deux acteurs principaux impliqués dans les travaux de forage sont [1] :

- l'opérateur : Chevron,
- le contractant de forage Transocean.



Plateforme Sedco 706 [1]

L'ACCIDENT, SON DEROULEMENT, SES EFFETS ET SES CONSEQUENCES

L'accident :

- 03/08/2011 : Début du forage vertical de la première section de puits ;
- 24/10/2011 : Montée en angle et forage de la première section déviée du puits ;
- 06/11/2011 : Début du forage de la seconde section déviée du puits ;
- 07/11/2011, 13h30 : Détection d'une venue, tentative de contrôle de la venue par fermeture du BOP et injection de boue lourde ;
- 07/11/2011, 14h30 : Perte de circulation de boue ;
- 08/11/2011, 10h : Apparition d'une nappe de pétrole en surface ;
- 13/11/2011, 18h30 : Début des opérations de bouchage du puits ;
- 14/11/2011 : Puits sous contrôle ;
- 12/02/2012 : Fin des procédures d'abandon définitif du puits.

Les conséquences humaines et sociales :

Aucune victime.

Les conséquences environnementales :

- 590 m³, soit environ 470 tonnes de pétrole déversées dans la mer [1] ;
- Nappe de pétrole de 1,8 km² [5].



Localisation de la nappe de pétrole [5]

Les conséquences économiques :

- Suspension de toutes les opérations de forage de Chevron au Brésil le 23/11/2011 ;
- Chevron fait l'objet d'une amende (25 millions de dollars) et d'une procédure pour dommages environnementaux. 10 milliards de dollars de dommages et intérêts sont réclamés à Chevron [3].

L'ORIGINE, LES CAUSES ET LES CIRCONSTANCES DE L'ACCIDENT

Origine :

Les différentes étapes qui ont précédé l'accident sont les suivantes [1] :

- 07 novembre à 13h30 : apparition d'une venue. Un contrôle de débit du puits (*flow check*) montre un gain de 4 barils puis de 14 barils en seulement 4 minutes. Le BOP est fermé.
- 08 novembre à 10h : éruption au fond de la mer
- 08 novembre à 15h30 : tentative de neutralisation du puits par ajout d'alourdissant dans la boue, sans succès
- 08 novembre à 17h30 : lancement d'une procédure dite de « *bull heading* » (pompage de boue à forte pression par l'intérieur des tiges de forage pour contrer la venue, sans succès
- Perte de 200 m³ de boue dans les terrains du 08 novembre au 12 novembre.

Causes immédiates :

Trois causes principales ont mené à l'accident [1] :

- Une mauvaise estimation de la pression de gisement
 - La pression du réservoir était plus importante que celle prévue par Chevron (densité équivalente comprise entre 10,16 et 10,6 ppg au lieu de 9,4 ppg). Cette pression plus importante était liée à un puits d'injection situé à proximité du forage. Celui-ci était à l'arrêt pour maintenance au moment de l'incident. Sinon, la surpression aurait été encore plus importante.
 - La venue est apparue quand le réservoir a commencé à être foré vers 2200 m de profondeur verticale (le linéaire total du forage étant de 3329 m), à la deuxième déviation du forage. Cette déviation a causé une réduction temporaire de la densité équivalente de la boue, qui a généré la venue.
- La fracturation de la formation
 - Hauteur de cimentation insuffisante : la hauteur de remontée du ciment (TOC) était 175 m en dessous de celle qui avait été prévue.
 - Choix inapproprié de la procédure de contrôle de venue : la technique de « Bull Heading » a conduit à la fracturation de la section non cimentée du puits.
 - Non prise en compte des signes indiquant une fracturation de la formation tels que la diminution anormale de la pression dans l'annulaire et la perte d'un gros volume de boue.
- Mauvais positionnement du sabot du cuvelage de surface

La fracture s'est produite entre 1830 et 1960 m de profondeur verticale, probablement vers 1860 m, soit 660 m sous le fond marin. La cause principale de l'écoulement des fluides de la fracture vers le fond marin est que Chevron a posé le sabot du cuvelage de surface à une profondeur trop proche du fond marin (600 m de profondeur) alors que la réglementation brésilienne demande que celle-ci soit au minimum de 900 m. Dans le cas présent, cette marge n'a pas été respectée, ce qui a entraîné la remontée des hydrocarbures jusqu'au fond de la mer.

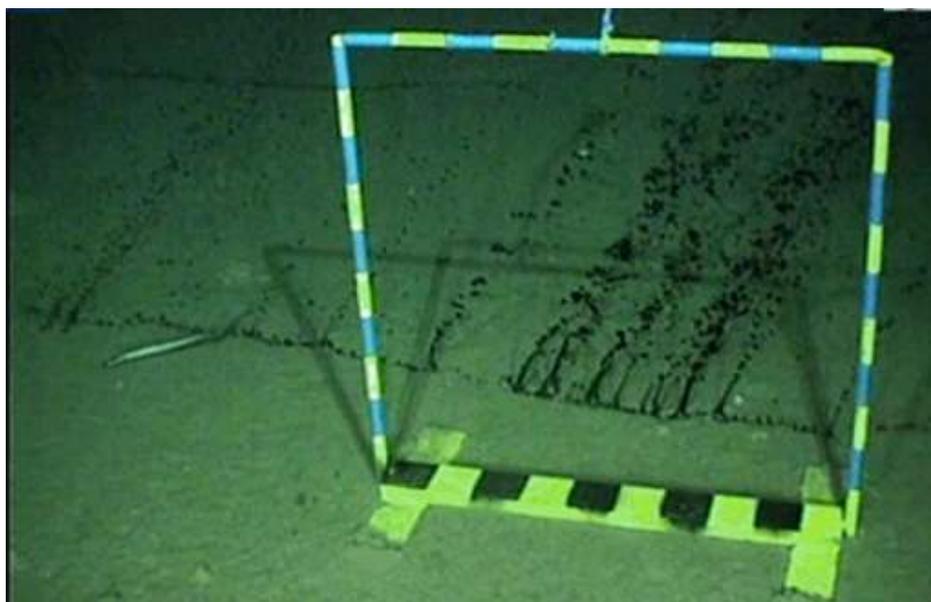
Causes internes :

- Non respect du plan de réponse d'urgence pour la perte de contrôle du puits : l'incident a commencé le 7 novembre mais l'entreprise mandatée pour intervenir sur le puits en éruption (*Wild Well Control Inc*) n'a été prévenue que le 10 novembre [1] ;
- Mauvaise caractérisation préalable, de la part de Chevron, de la géologie du site et des conditions de pression de fluides dans le réservoir [1] ;

- Non adaptation des procédures quand l'absence de cimentation sur une certaine hauteur du cuvelage a été détectée [1] ;
- Malgré des signes indiscutables (chute de pression, perte de boue...), l'exploitant a mis 2 jours pour se rendre compte qu'il y avait une éruption souterraine [1] ;
- Non réalisation d'une analyse de risque spécifique pour ce puits, conformément à la réglementation [1].

8. LES SUITES DONNEES

Chevron a mis 6 jours pour reprendre le contrôle du puits. Des fissures sur le fond marin ont été observées, rejetant du pétrole [4].



Fuite de pétrole à travers une fracture créée sur le fond marin [4]

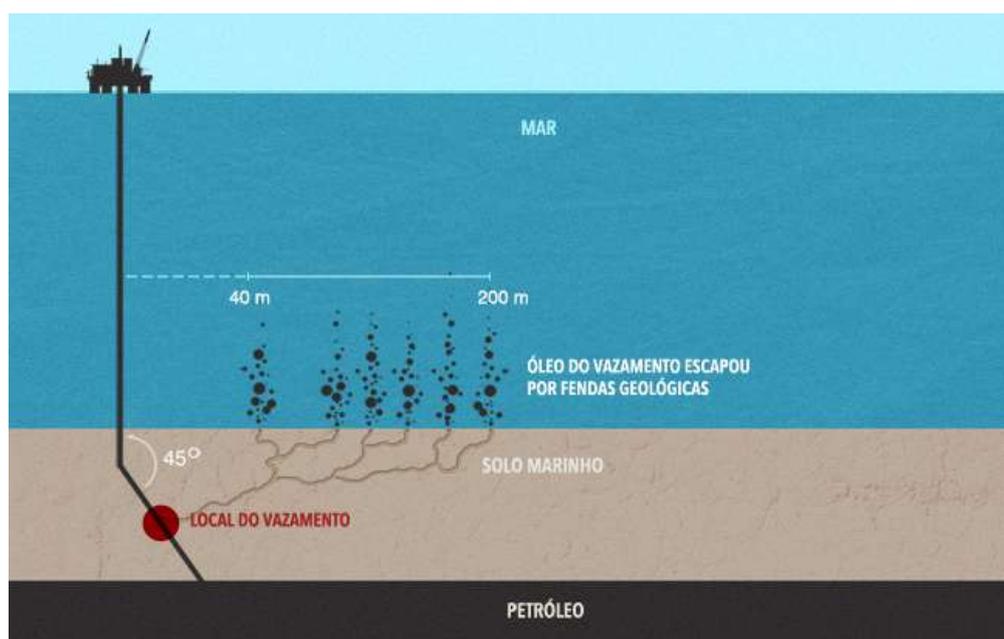


Schéma explicatif : fissuration du sol marin et propagation du pétrole [2]

LES ENSEIGNEMENTS TIRES

L'accident aurait pu être évité si l'exploitant avait mené ses opérations en conformité avec la réglementation, les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière et ses propres règles internes de sécurité.

L'exploitant n'a pas évalué correctement la pression du réservoir et n'a pas pris en compte la présence à proximité d'un puits d'injection.

L'exploitant a négligé les résultats de tests de fracturation réalisés précédemment sur 3 puits situés dans la même zone, qui avaient permis d'obtenir une estimation de la densité équivalente de la pression de fracturation des terrains. L'augmentation de la densité de la boue au-delà de cette densité équivalente a conduit à l'ouverture de fractures qui ont permis au pétrole de migrer jusqu'au fond de la mer.

Chevron a tardé à identifier la situation et à réagir de manière appropriée.

REFERENCES

- [1] Rapport final d'investigation sur la fuite de pétrole de Campo de Frade publié par l'autorité brésilienne (ANP) le 20/07/2012.
<http://www.anp.gov.br/?pg=61110&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1347614556076>
- Autres liens consultés :
 - [2] <http://oecoambiental.blogspot.fr/2011/12/vazamento-de-petroleo-em-campo-de.html>
 - [3] http://www.romandie.com/news/n/ Chevron a ete negligent et aurait pu eviter la fuite_66190720122356.asp
 - [4] <http://news.seadiscovery.com/post/2012/03/22/The-End-of-Frade.aspx>
 - [5] <http://naargrosbar.blogspot.fr/2013/12/marinha-investiga-suspeita-de-bomba-em.html>

ELGIN

25 mars 2012

Mer du Nord, 240 km à l'est d'Aberdeen, Royaume-Uni

Activité : Extraction d'hydrocarbures conventionnels

Phénomène : Rejet écotoxique

RESUME

Suite à une éruption brutale de boue et de gaz, un rejet de gaz naturel et de condensats a lieu le 25 mars 2012, vers 12 h, au niveau de la tête d'un puits provisoirement fermé d'une plate-forme du champ gazier d'Elgin, situé à 240 km d'Aberdeen, en mer du Nord [1]. Le gaz s'échappe à proximité d'une torchère située en hauteur sur la plate-forme, entraînant un risque d'explosion. Le gaz entraînant la fuite ne provient pas du réservoir mais d'une couche de gaz situé au dessus du réservoir. Une partie des 238 employés non-indispensables est évacuée dans la journée par hélicoptère et les autres le sont le lendemain [2]. Le débit de fuite est estimé à 200 000 m³/jour et le 27 mars, une nappe d'hydrocarbure de 4,8 km² est observée. La torchère s'éteint d'elle-même le 31 mars réduisant ainsi le risque d'explosion et permettant à l'exploitant de forer 2 puits de secours en parallèle pour tenter de colmater la fuite. Le puits est sous contrôle le 15 mai 2012 [1].

LES INSTALLATIONS CONCERNEES

Les installations présentes sur la zone d'Elgin sont :

- une plate-forme auto-élévatrice (*jack-up*), comprenant plusieurs puits de production. La plate-forme est en production depuis 2001 et permet de produire du gaz naturel dans un réservoir situé à 5 000 m de profondeur. Le gisement de gaz est HPHT (pression de 1 100 bars et température de 190°C) ;
- une plate-forme de production et d'habitation (PUQ - Production/Utilities/Quarters), à partir duquel le gaz et le condensat produits sont traités et expédiés par pipeline vers les côtes britanniques.

Les deux plates-formes sont reliées par une passerelle de 90 m. La hauteur d'eau est de 90 m. L'opérateur du champ est Total EP.



Plateformes du champ d'Elgin [3]

L'ACCIDENT, SON DEROULEMENT, SES EFFETS ET SES CONSEQUENCES

L'accident :

- 25 mars 2012, 12h : Fuite de gaz au niveau de la tête de puits G4 fermée provisoirement
- Le gaz s'échappe à proximité d'une torchère située en hauteur : le vent pousse le panache gazeux dans la direction opposée à celle de la torchère. Les conditions météorologiques restent les mêmes pendant 5 jours, évitant ainsi l'explosion ;
- 29 mars 2012 : Une nappe de condensat de 4,8 km² est observée à la surface de l'eau [1] ;
- 31 mars 2012 : La torchère s'éteint d'elle même permettant de lancer les opérations de colmatage ;
- 15 mai 2012 : Le puits est colmaté après 52 jours de fuite.

Les conséquences humaines et sociales :

- Evacuation de 238 personnes.

Les conséquences environnementales :

- Rejet de 200 000 m³ de gaz/jour [1] au début de l'accident [3]. L'intensité de la fuite a ensuite diminué. La fuite a duré 52 jours et la quantité totale d'hydrocarbures rejetés a été estimée à 6172 tonnes (gaz et condensats) [3] ;
- Rejet de 5 à 9 tonnes par jour de condensats au début de l'accident. Le volume de condensats restant après évaporation est estimé à 7 m³ [6].
- Le condensat se répand à la surface de l'eau en formant une nappe très étendue et très fine (quelques microns), de couleur irisée et qui s'évapore en majeure partie en quelques heures. Le pourcentage de condensat évaporé est estimé à environ 75%. Les niveaux de concentration des produits restants ne sont pas jugés susceptibles d'avoir un impact significatif sur l'environnement marin [2].
- L'impact de la fuite de gaz sur l'atmosphère est jugé limité localement (dispersion par le vent) mais important globalement (gaz à effet de serre).

Les conséquences économiques :

- Coûts des opérations de rémédiation + coûts de l'arrêt de la production pour Total

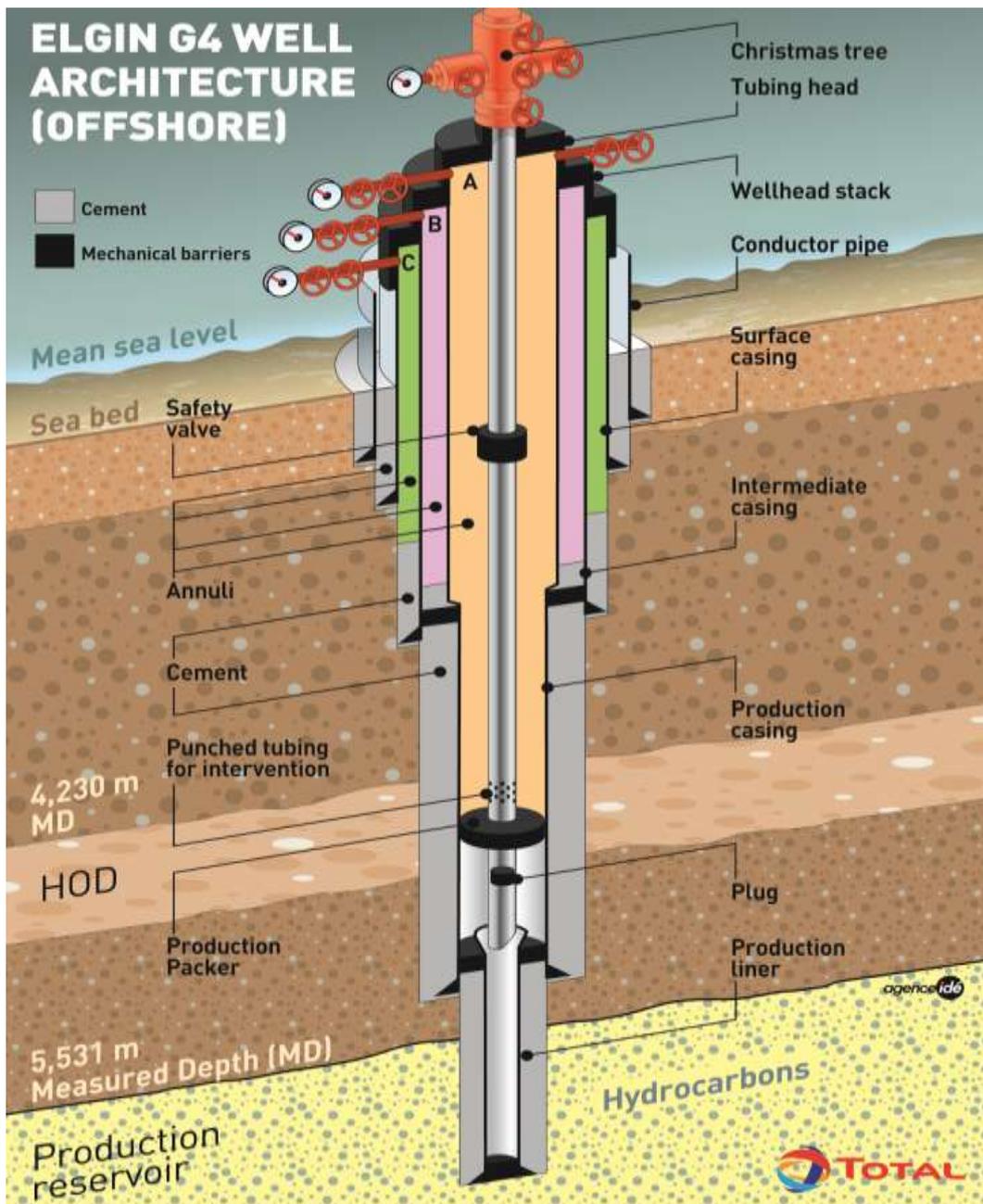
L'ORIGINE, LES CAUSES ET LES CIRCONSTANCES DE L'ACCIDENT

Origine :

Les étapes qui ont précédé l'accident sont les suivantes [6] :

- Le puits G4 était un puits de production jusqu'en janvier 2011. Ce mois-là, des irrégularités dans la production ont été remarquées. Il a été décidé d'arrêter la production puis de fermer temporairement le puits ;
- La pression annulaire a fait l'objet d'une surveillance après cet incident ;
- Une pression annulaire forte est observée à nouveau en décembre 2011. Il est décidé de procéder à l'abandon définitif du puits ;

Lors de cette opération, une éruption de gaz et de condensats s'est produite sous la tête de puits au niveau de la plateforme.



Architecture du puits G4 [3]

Causes immédiates :

L'hypothèse avancée par Total est que la montée en pression du gaz dans l'annulaire serait due à une entrée de gaz provenant d'une autre formation réservoir (roche crayeuse) [1], située à environ 4 100 mètres de profondeur, c'est-à-dire 1000 m au dessus du réservoir exploité. Le gaz et les condensats de ce réservoir auraient pénétré le cuvelage du puits et remonté vers la tête de puits par l'annulaire A (voir Figure ci-après) [6]. De l'annulaire A, la fuite s'est propagée vers les annulaires suivants par percement du cuvelage [6].

L'hypothèse avancée est que la fuite aurait été provoquée par un phénomène de corrosion spécifique au puits G4.

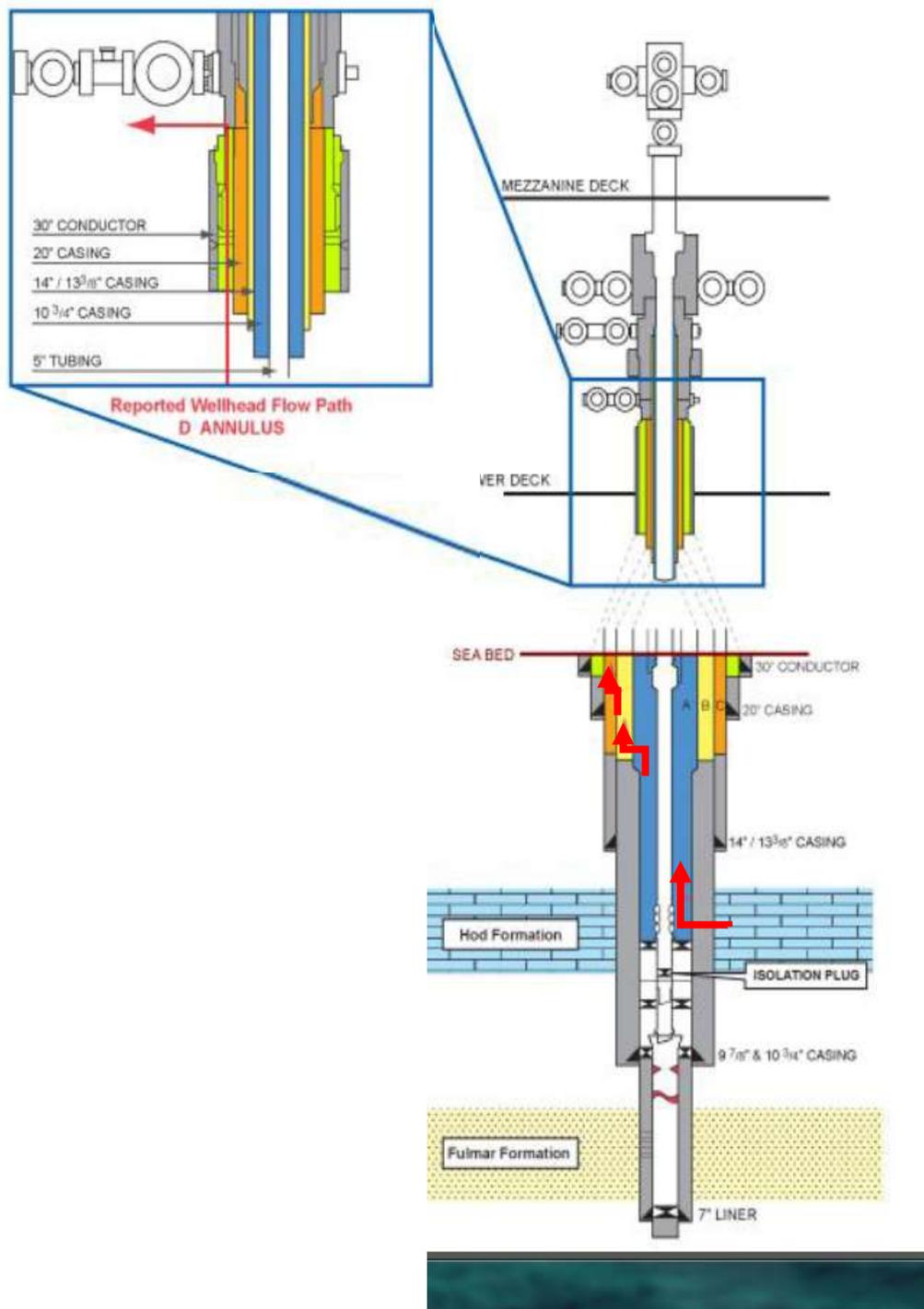


Schéma de la propagation de la fuite jusqu'à la surface [5]

Causes internes :

Informations non disponibles à ce stade.

LES SUITES DONNEES

Les mesures immédiates d'intervention et de secours :

Plusieurs mesures d'urgence ont été prises [1] :

- Alimentation électrique et circulation des fluides coupés (fermeture des puits en activité) ;
- Arrêt de la production du champ ainsi que celle des champs voisins de Franklin et West Franklin ;
- Plateforme évacuée : 219 personnes ont été immédiatement évacuées vers des plates-formes voisines, alors que 19 sont restées pour mettre la plateforme en veille (afin de limiter notamment les risques d'inflammation du gaz) avant d'être à leur tour évacuées.
- Plateforme voisine évacuée : la société Shell a fait évacuer partiellement sa plateforme Shearwater située à 6,5 km.
- Périmètre de sécurité : les autorités interdisent les vols à moins de 5,5 km ainsi que la navigation à moins de 3,7 km et l'exploitant dépêche 2 navires de lutte anti-incendie à proximité.

La mise en sécurité du site :

Deux actions sont envisagées par Total pour reprendre le contrôle du puits G4 d'où provient la fuite [1] :

- injection de boue lourde par la tête de puits (opération *top kill*) depuis la plate-forme auto-élévatrice voisine, nommée Rowan Gorilla V ;
- forage de deux puits d'interception.

La première opération est risquée car elle nécessite une intervention humaine sur la plate-forme. La deuxième est moins risquée mais plus longue car elle nécessite d'intervenir à une profondeur de 4 100 mètres, ce qui peut prendre jusqu'à six mois.

Le 26 avril, un diverteur est raccordé au sommet du puits G4 afin de canaliser l'éruption par l'intermédiaire de 4 flexibles. Ce dispositif renforce la sécurité des opérations d'intervention sur le site et atténue entre autre les restrictions pour l'atterrissage des hélicoptères sur la plate-forme [6].

Les deux actions envisagées par Total (injection de boue lourde et puits d'interception) sont lancées simultanément. Le navire de forage, West Phoenix, est mobilisé pour injecter des boues lourdes dans le puits G4 et deux plateformes de forage sont mobilisés : le Sedco 714 (une plateforme voisine) et le Rowan Gorilla V (RGV) pour réaliser les deux puits d'intersection [6].

L'opération de colmatage, c'est-à-dire d'injection de boue lourde dans le puits, est lancée le 15 mai. Après douze heures d'injection, la fuite de méthane est stoppée. Le puits G4 est attentivement surveillé dans les jours qui suivent pour s'assurer du succès de l'intervention.

Le puits est ensuite sécurisé avec cinq bouchons de ciment dont le dernier est posé le 22 octobre 2012, créant ainsi une barrière de sécurité de 1 000 mètres d'épaisseur.

Dépollution et réhabilitation du site :

Une équipe de spécialiste a été constituée, hélicoptée sur place pour nettoyer le mélange de boue et de paraffine répandu sur une partie de la plate forme et sur la tête du puits G4.

Un contrôle de la pression annulaire des puits voisins a été planifié.

Les suites judiciaires :

Informations non disponibles à ce stade.

LES ENSEIGNEMENTS TIRES

- Ne pas négliger la surveillance des puits qui ne sont plus en production (fermeture provisoire ou définitive) ;
- Difficulté de prévoir la géologie proche du réservoir (détection de poches de gaz) ;
- Prendre en compte les contraintes auxquelles sont soumis les matériaux dans les environnements HPHT ;

- Mise en évidence de délais non respectés dans l'entretien des équipements.

REFERENCES

- [1] N° 41939 de la **BD ARIA** ;
- [2] **BD CEDRE** : <http://www.cedre.fr/fr/accident/elgin/elgin.php> ;
- [3] Présentation du HSE : « Elgin G4 release update » du 14/09/2012 et celle du 24/05/2012 ;
- [4] Department of Energy and Climate Change (DECC) Oil and Gas : http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20121217150421/http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/environment/about_the_offs/elgin_gig/elgin_gig.aspx
- [5] Conférence de presse de TOTAL du 30/03/2012 : « Elgin Gas Leak » ;
- [6] Publication de la conférence téléphonique du 02/04/2012 entre TOTAL et des experts.

ANNEXE D.

DETAIL DES CHAMPS D'INFORMATION DU TABLEAU D'ACCIDENTS

D-1 Preambule

Avant de présenter les champs d'information dans lesquels nous avons décrit les événements de notre base de données, il nous faut introduire la terminologie et le mode de représentation des accidents que nous avons adoptés pour cette base.

Un accident est le résultat du développement d'une séquence accidentelle, c'est-à-dire un enchaînement d'événements indésirables susceptibles de porter atteinte à des enjeux vulnérables. Ces enjeux peuvent être humains, environnementaux ou économiques.

Classiquement, une séquence accidentelle peut être représentée sous la forme d'un arbre ou « nœud papillon » (voir Figure 34). Celui-ci est constitué d'un ou plusieurs événements initiateurs (EI), qui peuvent mener, en cas d'absence ou d'inefficacité des barrières de prévention mises en place, à un événement redouté central (ERC). Celui-ci correspond généralement à une perte de confinement.

L'ERC peut dégénérer, s'il n'est pas maîtrisé par des barrières de protection adaptées et efficaces, en un ou plusieurs phénomènes dangereux (PhD) et éventuellement un ou plusieurs phénomènes impactants (PhI)²⁸.

Dans le cas où des enjeux humains sont atteints par les effets du(des) phénomènes dangereux survenus, on parle d'accident. Dans le cas où des enjeux environnementaux sont atteints par les effets d'un PhI, on parle d'impact environnemental.

C'est ce formalisme que nous avons utilisé pour décrire nos séquences accidentelles dans le tableau.

Nous détaillons ci-après chacun des champs de ce tableau.

²⁸ Dans la terminologie des risques accidentels, le terme « phénomène dangereux » est généralement réservé à des phénomènes susceptibles de porter atteinte à des enjeux humains (incendie, explosion, rejets toxiques). Dans le cas de phénomènes pouvant porter préjudice à des enjeux environnementaux, on préférera, dans le cadre de ce rapport, parler de phénomènes impactants (rejet écotoxique par exemple).

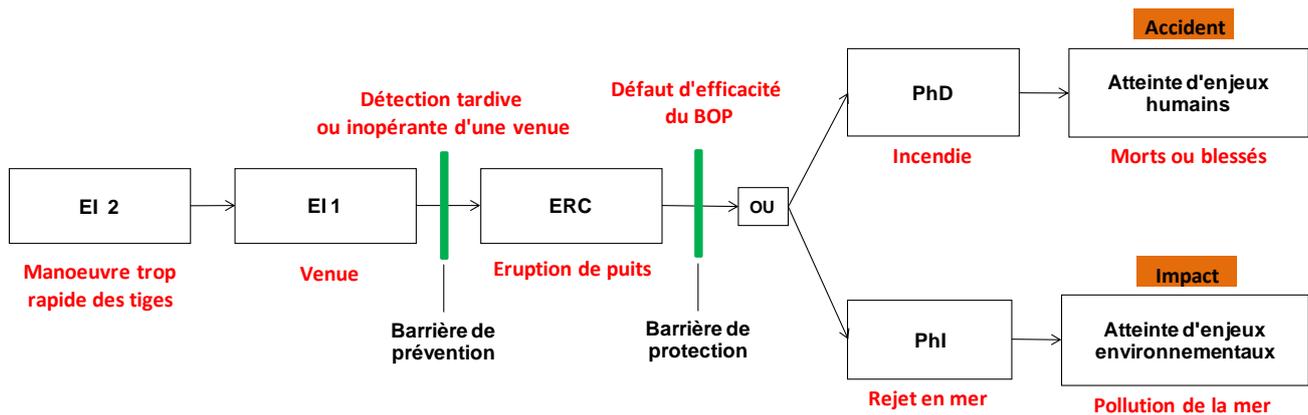


Figure 34 : Mode de représentation générique d'une séquence accidentelle. En rouge est indiqué un exemple de séquence accidentelle.

D-2 Référence de l'événement

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
Identifiant		Chaque événement de la base possède un identifiant du type <i>Année-Nom</i> où : <ul style="list-style-type: none"> - <i>Année</i> est l'année du début de l'événement - <i>Nom</i> est une chaîne de caractères identifiant de manière explicite l'événement. Il s'agit généralement du lieu géographique, du nom du gisement ou du nom de la plate-forme où s'est produit l'accident
	1988-Piper-Alpha	
	2010-Macondo	
	etc...	

D-3 Contexte de l'événement

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
Date		Date à laquelle a eu lieu le début de l'événement, sous la forme DD/MM/YYYY
Type d'activité		
	Extraction d'HC	Terme générique utilisé en l'absence de précisions sur la nature exacte de l'activité d'extraction d'HC

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
	Extraction d'HC convent.	Exploration et exploitation d'hydrocarbures (pétrole, gaz) de réservoirs conventionnels
	Extraction d'HC non conv.	Exploration et exploitation d'hydrocarbures de réservoirs non conventionnels (gaz et huiles de schistes, gaz de charbon, gaz de réservoirs fortement compactés)
Contexte opérationnel		
	Terre	A terre, y compris dans les eaux intérieures
	Mer	En mer, quelle que soit la distance par rapport aux côtes : mer territoriale ou plateau continental
Pays		Pays sous la juridiction duquel les travaux étaient menés.
Lieu		Ce champ libre est destiné à apporter des informations précises sur le lieu de l'événement. Exemples : Pour la France : numéro du département, localité Pour les Etats-Unis : nom de l'Etat, localité Pour le Canada : nom de la Province, localité En mer : zone marine (ex : Mer du Nord), nom du champ pétrolifère, nom du prospect, distance des côtes, nom ou référence du puits (si l'accident est lié à un puits).

D-4 Circonstances et nature de l'événement

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
Unité fonctionnelle en cause		Il s'agit de l'unité fonctionnelle à l'origine de l'événement. Dans le contexte d'un site d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures, on peut distinguer 4 grands types d'unités fonctionnelles : le réservoir, les puits, le support, les équipements. Ci-dessous le détail de chacune de ces unités.
	Réservoir	Formation poreuse et/ou fracturée renfermant la substance recherchée ou exploitée
	Puits	Ouvrage assurant la liaison entre le réservoir et la surface. En mer, le puits est prolongé par une colonne qui traverse la tranche d'eau (« tube conducteur » en mer peu profonde ou « tube prolongateur » en mer profonde). On considérera que ces équipements font partie de l'unité fonctionnelle « puits ».
	Support	Couramment appelé « plate-forme », il s'agit de l'infrastructure en mer, fixe ou mobile, à partir de laquelle sont menés les travaux de recherche ou d'exploitation ; Un support peut également être utilisé pour les travaux menés dans les eaux intérieures d'un territoire (lacs,

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
		estuaires, etc.)
	Equipement	Ensemble des installations, à l'exclusion du support, nécessaires aux travaux. Les équipements peuvent être situés : <ul style="list-style-type: none"> - en surface (traitement, transport, stockage, sécurité, utilités, hébergement du personnel, etc.) ; - en souterrain (collectes) ; - sous la mer (pipelines, manifolds, etc.). « Equipement » est le terme générique. On peut préciser, le cas échéant, la nature exacte de l'équipement. Quelques exemples sont fournis ci-après.
	Equipement de surface	
	Equipement sous-marin	
	Conduite/canalisation	
	Unité de compression	
	Unité de séparation	
	Bouée de chargement	
	Etc...	
Type de support		En mer ou dans des eaux intérieures, on indiquera dans ce champ le type de support à partir duquel étaient menés les travaux au moment de l'incident/accident.
	Support fixe	Les supports fixes sont des supports qui reposent sur le fond de la mer ou de l'eau. On compte parmi les supports fixes : <ul style="list-style-type: none"> - les barges de forage ; - les plates-formes auto-élevatrices (<i>jack-ups</i>), simples ou à cantilever ; - les <i>jackets</i>.
	Support mobile	Les supports mobiles sont des supports flottants, dont le positionnement est maintenu par un système d'ancrage ou un système de positionnement dynamique (DP). Les principaux types de supports mobiles sont : <ul style="list-style-type: none"> - les plates-formes semi-submersibles (à ancrage ou DP) ; - les navires de forage (à ancrage ou DP) ; en production : <ul style="list-style-type: none"> - les FPSO (floating, production, storage and offloading unit) ; - les plates-formes à câbles tendus (TLP) ; - les plates-formes de type SPAR.
Phase		Phase d'opération en cours, au moment de l'événement,

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
d'opération		dans l'unité fonctionnelle concernée
Lorsque l'unité fonctionnelle concernée est un <u>puits</u>	Forage	Terme générique. On précisera, si possible, l'objectif du forage : exploration ou développement.
	Forage d'exploration	
	Forage de développement	
	Complétion	Terme générique couvrant : - la descente de la complétion - les opérations de perforation - les opérations d'acidification Si possible, on précisera la nature exacte de l'opération
	Perforation	
	Acidification	
	Test de formation	
	Essai de production	
	Exploitation	Terme générique. On précisera, si possible, la fonction du puits : production ou injection.
	Production	
	Injection	
	Intervention sur puits	Terme générique. On précisera, si possible, la nature de l'intervention : intervention de service (<i>well servicing</i>) ou de reconditionnement (<i>workover</i>)
	Intervention de service	
	Reconditionnement	
	Fermeture	Opération de bouchage (provisoire ou définitif) d'un puits
	Fermé provisoirement	Réfère à des événements qui surviennent après la fermeture provisoire d'un puits.
	Fermé définitivement	Réfère à des événements qui surviennent après la fermeture définitive d'un puits.
Lorsque l'unité fonctionnelle concernée est le <u>support</u>	Positionnement	Opérations de mise en place d'un support fixe sur le fond de la mer.
	Exploitation	Terme générique pour désigner toutes les phases autres que le positionnement de la plate-forme
Lorsque l'unité	Installation-	

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
fonctionnelle concernée est un <u>équipement</u>	désinstallation	
	Exploitation	
	Maintenance	
Lorsque l'unité fonctionnelle concernée est le <u>réservoir</u>	Exploitation	Phase de production du gisement
ERC		Événement redouté central.
Lorsque l'unité fonctionnelle concernée est un <u>puits</u>	Eruption	<p>Une éruption est un afflux non contrôlé de fluides de formations dans le puits, conduisant à une sortie de ces fluides en surface (éruption en surface) ou dans des formations souterraines (éruption souterraine).</p> <p>On distinguera une « éruption » d'une « fuite ». Une <u>éruption</u> réfère à une situation où le fluide de formation remonte dans le puits alors qu'il ne devrait pas y être présent en conditions normales (en phase de forage ou de reconditionnement de puits par exemple) alors qu'une <u>fuite</u> réfère à une situation où l'effluent est présent dans le puits en conditions normales (phase de production ou d'interventions de service par exemple) et où il est libéré dans l'environnement suite à une défaillance d'un équipement, une agression extérieure ou une erreur opératoire.</p>
	Eruption en surface	Eruption dont le point de sortie se situe au dessus du niveau du sol (à terre) ou au dessus du niveau du fond marin (en mer)
	Eruption souterraine	Eruption dont le point de sortie se situe en dessous du niveau du sol (à terre) ou en dessous du niveau du fond marin (en mer)
	Fuite	Cet événement correspond à un relâchement involontaire d'effluents du puits en phase d'exploitation ou d'interventions de service. On précisera, si possible, le point de sortie du puits (fuite en surface ou fuite souterraine) et l'intensité de la fuite (massive ou lente). On considérera qu'une fuite souterraine est nécessairement « lente » du fait que l'effluent doit cheminer à travers les terrains. On retiendra donc trois catégories de fuites possibles à partir d'un puits : fuite massive en surface, fuite lente en surface et fuite souterraine.
	Fuite en surface	
	Fuite massive en surface	
	Fuite lente en surface	
	Fuite souterraine	
	Dissolution	Cet événement intervient lorsqu'une formation salifère est

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
	incontrôlée d'une formation salifère	mise en communication avec une formation aquifère suite à un défaut d'isolement du puits. Si un moteur d'écoulement hydraulique permet un afflux de l'eau non saturée de l'aquifère vers la formation salifère, il peut en résulter une dissolution du sel et la création d'une cavité souterraine autour du puits. Cette situation concerne plus particulièrement la phase post-fermeture, où un bouchage inadéquat du puits, conjugué à l'absence de surveillance, peut permettre le développement sur le long-terme de ce type de phénomène.
Lorsque l'unité fonctionnelle concernée est le <u>support</u>	Dommages à la structure	Cette catégorie d'événements concerne les supports fixes. Elle regroupe l'ensemble des situations dans lesquelles la stabilité du support est mise en défaut du fait de la rupture d'un élément portant de la structure, en surface ou sous la mer.
	Perte de flottabilité	Concerne uniquement les supports flottants
	Dérive incontrôlée	Cette catégorie d'événements concerne les supports flottants et regroupe l'ensemble des situations où le support perd son positionnement au droit du puits.
Lorsque l'unité fonctionnelle concernée est un <u>équipement</u>	Fuite	L'événement principal relatif à un équipement est une fuite. Si possible on précisera l'intensité de la fuite : massive ou lente.
	Fuite massive	
	Fuite lente	
	Point chaud en zone ATEX	Cette catégorie regroupe l'ensemble des situations où des sources d'ignition se retrouvent accidentellement présentes dans des zones classées ATEX.
Lorsque l'unité fonctionnelle concernée est le <u>réservoir</u>	Désordres géomécaniques	Il s'agit de situations où la production du réservoir conduit à des réajustements géomécaniques dans et autour du réservoir, pouvant conduire à des séismes.
Événement initiateur (EI) ou barrière inopérante		Ce champ libre permet d'indiquer l'événement qui a été à l'origine de l'événement redouté central, c'est-à-dire celui situé immédiatement en amont de l'ERC, dans une représentation en nœud papillon de la séquence accidentelle (voir préambule, section D-1) Il permet aussi d'indiquer la ou les barrières de sécurité qui ont été inopérantes lors de l'incident ou de l'accident concerné.
	Venue	
	Défaut d'étanchéité du cuvelage	
	Défaut d'actionnement ou d'efficacité du	

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
	BOP	
	Etc....	
Détails de l'E11 ou de la barrière inopérante		Ce champ libre permet de préciser les informations fournies dans le champ précédent.
	Densité de boue insuffisante	
	Manœuvre trop rapide de la garniture	
	Etc....	
Substances relâchées		Les substances relâchées peuvent être les substances recherchées ou exploitées ou bien d'autres substances, nécessaires au procédé d'exploration/d'exploitation.
	HC	Hydrocarbure. Terme générique recouvrant l'ensemble des hydrocarbures liquides ou gazeux : pétrole brut, gaz naturel, condensat, etc.
	Pétrole brut	
	Gaz	
	Condensat	
	H2S	
	CO2	
	Glycol	
	Diesel	
	Saumure	
	Etc...	
Quantité		Quantité de substances ou de mélange rejetée, exprimée en tonnes (t) ou en Nm3.
	X t	
	Y Nm3	
Infos complémentaires		Ce champ libre vise à apporter des informations complémentaires utiles pour la compréhension des circonstances de l'événement.
	Profondeur du réservoir : X m	La profondeur correspond au toit du réservoir.
	Hauteur d'eau : X m	Hauteur de la colonne d'eau (en mer ou dans des eaux intérieures du territoire)
	Opération précise en cours	Opération précise en cours au moment de l'événement : descente de cuvelage, cimentation, changement d'une vanne, travaux de soudure, etc.
	Etc...	

D-5 Causes

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
		<p>On définit 4 catégories de causes. Deux d'entre elles correspondent aux causes techniques de l'événement accidentel (causes liées aux équipements, causes externes), la troisième correspond aux causes humaines (erreur opératoire, etc.) et la dernière aux causes plus profondes (organisationnelles).</p> <p>Ces catégories ne sont pas exclusives les unes des autres, un événement étant souvent lié à la fois à des causes techniques, humaines et organisationnelles.</p>
Causes liées aux équipements		
	Défaut de conception	
	Corrosion	
	Corrosion interne	
	Corrosion externe	
	Défaillance mécanique	
	Défaillance mécanique-défaut matériel	Cette cause renvoie à un défaut de fabrication ou de pose.
	Défaillance mécanique-usure	
	Défaillance mécanique-fatigue	
	Panne d'instrument	
	Défaillance du système de commande	
Causes externes		
	Vague dépassant les limites de conception	

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
	Vent dépassant les limites de conception	
	Courant dépassant les limites de conception	
	Glissement de terrain	Cette catégorie de cause concerne notamment les glissements de terrains qui peuvent survenir au fond de la mer, notamment dans les zones de talus continentaux.
	Collision par un bateau	
	Chute d'un aéronef	Avion, hélicoptère
	Séisme	
	Heurt par une ligne d'ancrage*	
	Choc externe	
	Choc externe par une grue	
	Choc externe par un véhicule	
	Choc externe par travaux de tiers	
	Surcharge liée au passage d'engins	
	Gel	
	Expansion thermique	
	Foudre	
	Malveillance	
	Effet dominos	Incendie, explosion, dérive incontrôlée du support, etc.
Causes humaines		
	Erreur de conception	
	Erreur de test ou d'essai	
	Erreur opératoire	
	Erreur d'inspection	

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
	Erreur de maintenance	
Causes organisationnelles		
	Evaluation/perception inadéquate des risques	
	Instruction/procédure inadéquate	
	Non respect de la procédure	
	Non respect de l'autorisation de travaux	
	Communication inadéquate	
	Compétence insuffisante du personnel	
	Supervision inadéquate	
	Leadership en matière de sécurité inadéquat	
Informations complémentaires		Ce champ libre vise à apporter des informations complémentaires utiles à la compréhension des causes de l'événement accidentel.

D-6 Phénomènes générés

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
PhD ou phl		Phénomène dangereux (PhD) ou phénomène impactant (Phl) généré par la séquence accidentelle.
	Incendie	
	Explosion	
	Rejet toxique	Rejet incontrôlé de substances dans l'atmosphère pouvant potentiellement avoir des effets toxiques aigus sur l'homme : H ₂ S, CO ₂ (par anoxie), etc.
	Rejet écotoxique	Rejet incontrôlé de substances sur le sol, dans un aquifère, dans un lac, dans un cours d'eau ou dans la mer,

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
		pouvant potentiellement avoir des effets écotoxiques aigus sur l'environnement.
	Projection	Dans certains cas d'éruptions, des éléments de garnitures peuvent être projetés du puits sous l'effet de la pression.
	Perte de stabilité du support	On regroupe sous ce terme tous les cas d'inclinaison excessive, de chavirement ou de naufrage d'un support en mer.
	Effondrement de la surface du sol	Ce cas, très exceptionnel, peut se présenter lors d'une dissolution non contrôlée d'une formation salifère.
	Secousse sismique majeure	On désigne par ce terme un mouvement dynamique majeur en surface lié à un séisme induit par l'exploitation.
Milieu de rejet		Dans le cas d'un rejet écotoxique, on précisera ici le milieu dans lequel a eu lieu le rejet.
	Sol	
	Aquifère	On désigne par « aquifère » une nappe d'eau douce valorisable pour la consommation ou pour des usages industriels ou agricoles (irrigation, thermalisme, géothermie, etc.)
	Lac	
	Cours d'eau	
	Mer	
Type d'accident du travail		Cette catégorie est réservée aux accidents du travail et permet de préciser le type d'accident du travail dont il s'est agi. Nous n'avons collecté des accidents du travail que lorsqu'ils ont eu lieu en France.
	Contact avec machine ou matériel en mouvement	
	Heurt contre un véhicule	
	Heurt contre un corps fixe	
	Manipulation / soulèvement / transport d'objet	
	Glissade / chute	
	Chute d'une hauteur	
	Chute d'objet	
	Noyade / asphyxie	
	Contact	

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
	électrique	
	Effort physique	
	Contact / inhalation d'une substance dangereuse	
	Exposition radioactive	
	Agression physique	
	Homme à la mer	
	Accident de plongée	Nous considérons ce type d'accident comme un accident du travail, même s'il peut concerner plusieurs personnes dans le même accident.
Infos complémentaires		Ce champ libre vise à apporter des informations complémentaires utiles à la description des phénomènes survenus et à l'appréciation de l'intensité de leurs effets.
	Type d'incendie	Flash-fire, feu torche, feu de nappe
	Diamètre de fuite	
	Pression de service	Pression maximale de service de l'équipement en cause en cas de fuite.
	Débit	
	Hauteur des flammes	
	Diamètre d'effondrement	
	Etc...	

D-7 Conséquences

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
Nombre de morts		Morts ou disparus
Nombre de blessés		Tous types de blessés confondus (graves et légers)
Dont graves		Si l'information est disponible
Autres conséquences		Ce champ est destiné à renseigner, sous forme libre, les conséquences humaines et sociales de l'accident.

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
humaines ou sociales		Les conséquences économiques ne sont pas renseignées dans la présente base de données.
	Travailleurs évacués	
	Riverains évacués	
	Maisons endommagées ou détruites	
	Etc...	
Qté		Ce champ est destiné à compléter le champ précédent par des éléments quantitatifs.
	N travailleurs	
	N riverains	
	N maisons	
Conséquences environnementales		
	Pollution du sol	
	Pollution d'aquifère	
	Pollution d'un lac	
	Pollution d'un cours d'eau	
	Pollution de la mer	
	Pollution des côtes	
	Animaux morts	
Qté		Ce champ est destiné à compléter le champ précédent par des éléments quantitatifs.

D-8 Sources

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
Sources		Plusieurs sources peuvent être indiquées pour chaque accident
	BARPI	

Nom du champ	Valeurs possibles	Commentaires
	PSA	
	HSE	
	BSEE	
	NOPSEMA	
	AER	
	CNSOPB	
	NSSM	
	IOGP	
	IADC	
	STEP CHANGE	
	CEDRE	
	NOAA	
	RIG ZONE	
	OIL RIG DIS.	
	Médias	Médias autres que Rig Zone ou Oil Rig Disasters
	Autres	Autres sources

ANNEXE E.
FREQUENCES D'ERUPTIONS EXTRAITES
DE LA BASE BLOWOUT DU SINTEF

A-6. Présentation des études

En 2010, l'OGP a publié un document intitulé « *Blowout frequencies* », qui fournit des tableaux de fréquences d'éruption²⁹, pour différentes phases de la vie d'un puits [16].

Ces fréquences ont été calculées à partir de la base *Blowout* du SINTEF. Cette base de données recense les incidents et accidents de puits survenus depuis 1955 en mer du Nord et dans le golfe du Mexique. Les données d'accidents qu'elle contient ont été amplement vérifiées et le SINTEF assure qu'à partir de 1980, cette base de données est complète. Des statistiques relativement fiables peuvent donc en être tirées.

En 2006, le SINTEF [17] a exploité la base *Blowout* de 1980 à 2005 pour en extraire des statistiques d'éruptions de puits. Le Tableau 7, que nous avons extrait du rapport de l'OGP et traduit en français, récapitule les fréquences d'éruptions calculées par le SINTEF.

La même année, un bureau d'étude, *Scandpower risk management* [18], a affiné l'analyse du SINTEF en ne retenant dans l'analyse que les incidents jugés pertinents pour le contexte de la mer du Nord. Le Tableau 8, que nous avons extrait du rapport de l'OGP et traduit en français, récapitule les fréquences d'éruptions calculées par Scandpower.

A-7. Tableaux de fréquences d'éruption

²⁹ Notons que les auteurs de ce rapport ont utilisé le terme « éruption » (*blowout*) pour désigner toute sortie incontrôlée d'effluents à partir d'un puits, y compris en phase d'exploitation. Nous reprendrons ici cette acception élargie de la notion d'éruption.

N°	1	2	3	4	5	6
0	Opération	Catégorie	Type de puits	Fréquence	Unité	Fraction d'éruptions sous-marines
1	Forage d'exploration, formations peu profondes (gaz à faible profondeur)	Eruption en surface	Délinéation	1,3E-03	par puits foré	0,59
2			Exploration	1,9E-03	par puits foré	0,59
3		Eruption souterraine	Délinéation	0 ¹	par puits foré	0 ²
4			Exploration	0 ¹	par puits foré	0 ²
5		Eruption canalisée par diverteur	Délinéation	3,2E-04	par puits foré	0
6			Exploration	9,3E-04	par puits foré	0
7		Eruption stoppée	Délinéation	3,2E-04	par puits foré	1
8			Exploration	2,7E-04	par puits foré	1
9	Forage de développement, formations peu profondes (gaz à faible profondeur)	Eruption en surface	-	9,6E-04	par puits foré	0,18
10		Eruption souterraine	-	4,4E-05	par puits foré	0 ²
11		Eruption canalisée par diverteur	-	7,0E-04	par puits foré	0
12		Eruption stoppée	-	8,8E-05	par puits foré	0
13	Forage d'exploration, formations profondes	Eruption en surface	Délinéation	1,4E-03	par puits foré	0,41
14			Exploration	1,7E-03	par puits foré	0,41
15		Eruption souterraine	Délinéation	0 ¹	par puits foré	-
16			Exploration	9,3E-04	par puits foré	0,17 ²
17		Eruption canalisée par diverteur	Délinéation	0 ¹	par puits foré	-
18			Exploration	0 ¹	par puits foré	-
19		Eruption stoppée	Délinéation	0 ¹	par puits foré	1,0 ³
20			Exploration	0 ¹	par puits foré	1,0 ³
21	Forage de développement, formations profondes	Eruption en surface	-	3,5E-04	par puits foré	0,14
22		Eruption souterraine	-	1,3E-04	par puits foré	0 ²
23		Eruption canalisée par diverteur	-	0 ¹	par puits foré	-
24		Eruption stoppée	-	2,2E-04	par puits foré	0,25
25	Complétion	Eruption en surface	-	4,6E-04	par opération	0
26		Eruption souterraine	-	0 ¹	par opération	0
27		Eruption canalisée par diverteur	-	3,1E-04	par opération	0
28		Eruption stoppée	-	0 ¹	par opération	0
29	Exploitation	Eruption en surface	-	3,3E-05	par puits et par an	0,43
30		Eruption souterraine	-	4,7E-05	par puits et par an	0 ²
31		Eruption canalisée par diverteur	-	0 ¹	par puits et par an	0
32		Eruption stoppée	-	9,5E-06	par puits et par an	0
33	Workover	Eruption en surface	-	1,0E-03	par opération	0,05
34		Eruption souterraine	-	0 ¹	par opération	0 ²
35		Eruption canalisée par diverteur	-	0 ¹	par opération	0
36		Eruption stoppée	-	8,5E-04	par opération	0
37	Wireline	Eruption en surface	-	1,1E-05	par opération	0
38		Eruption souterraine	-	0 ¹	par opération	0
39		Eruption canalisée par diverteur	-	0 ¹	par opération	0
40		Eruption stoppée	-	1,1E-05	par opération	0

¹ Basé sur le fait qu'il n'y a pas d'incidents de ce type répertoriés dans la base. Néanmoins, cet incident est jugé plausible

² Pour les éruptions souterraines, il n'y a pas d'éruption en surface.

Pour toutes les autres éruptions, fraction d'éruptions aériennes = (1-fraction sous-marine)

Tableau 7 : Fréquences d'éruptions calculées par le SINTEF (d'après [16])

N°	1	2	3	4	5	6	7
0	Opération	Catégorie	Moyenne	Puits à gaz	Puits à huile	Unité	Fraction d'éruptions sous-marines
1	Forage d'exploration, formations peu profondes (gaz à faible profondeur)	Eruption aérienne		6,0E-04	-	par puits foré	
2		Eruption sous-marine		9,8E-04	-	par puits foré	
3		Eruption canalisée par diverteur		8,3E-04	-	par puits foré	
4		Eruption stoppée		9,3E-05	-	par puits foré	
5	Forage de développement, formations peu profondes (gaz à faible profondeur)	Eruption aérienne		4,7E-04	-	par puits foré	
6		Eruption sous-marine		7,4E-04	-	par puits foré	
7		Eruption canalisée par diverteur		6,5E-04	-	par puits foré	
8		Eruption stoppée		7,3E-05	-	par puits foré	
9	Forage d'exploration, formations profondes (puits normal)	Eruption en surface	3,1E-04	3,6E-04	2,5E-04	par puits foré	0,39
10		Eruption stoppée	2,5E-03	2,9E-03	2,0E-03	par puits foré	0,39
11	Forage d'exploration, formations profondes (puits HPHT)	Eruption en surface	1,9E-03	2,2E-03	1,5E-03	par puits foré	0,39
12		Eruption stoppée	1,6E-02	1,8E-02	1,2E-02	par puits foré	0,39
13	Forage de développement, formations profondes (puits normal)	Eruption en surface	6,0E-05	7,0E-05	4,8E-05	par puits foré	0,33
14		Eruption stoppée	4,9E-04	5,7E-04	3,9E-04	par puits foré	0,33
15	Forage de développement, formations profondes (puits HPHT)	Eruption en surface	3,7E-04	4,3E-04	3,0E-04	par puits foré	0,33
16		Eruption stoppée	3,0E-03	3,5E-03	2,4E-03	par puits foré	0,33
17	Complétion	Eruption en surface	9,7E-05	1,4E-04	5,4E-05	par opération	0
18		Eruption stoppée	3,9E-04	5,8E-04	2,2E-04	par opération	0
19	Wireline	Eruption en surface	6,5E-06	9,4E-06	3,6E-06	par opération	0
20		Eruption stoppée	1,1E-05	1,6E-05	6,1E-06	par opération	0
21	Coiled tubing	Eruption en surface	1,4E-04	2,0E-04	7,8E-05	par opération	0
22		Eruption stoppée	2,3E-04	3,4E-04	1,3E-04	par opération	0
23	Snubbing	Eruption en surface	3,4E-04	4,9E-04	1,9E-04	par opération	0
24		Eruption stoppée	1,8E-04	2,6E-04	1,0E-04	par opération	0
25	Workover	Eruption en surface	1,8E-04	2,6E-04	1,0E-04	par opération	0
26		Eruption stoppée	5,8E-04	8,3E-04	3,2E-04	par opération	0
27	Puits en exploitation (causes externes)	Eruption en surface	3,9E-05	3,9E-05	3,9E-05	par puits et par an	0,125
28		Eruption stoppée	-	-	-	par puits et par an	-
29	Puits en exploitation (autres causes)	Eruption en surface	9,7E-06	1,8E-05	2,6E-06	par puits et par an	0,125
30		Eruption stoppée	1,1E-05	2,0E-05	2,9E-06	par puits et par an	0,125
31	Puits d'injection de gaz	Eruption en surface	-	1,8E-05	-	par puits et par an	0,125
32		Eruption stoppée	-	2,0E-05	-	par puits et par an	0,125
33	Puits d'injection d'eau	Eruption en surface	2,4E-06	-	-	par puits et par an	0,125
34		Eruption stoppée	-	-	-	par puits et par an	-

Tableau 8 : Fréquences d'éruptions calculées par Scandpower (d'après [16])