



**PLAN D'ACTION POUR LA MÉDITERRANÉE (PAM)
CENTRE REGIONAL MEDITERRANEEN POUR L'INTERVENTION D'URGENCE
CONTRE LA POLLUTION MARINE ACCIDENTELLE (REMPEC)**

Treizième réunion des correspondants du Centre régional méditerranéen pour l'intervention d'urgence contre la pollution marine accidentelle (REMPEC)

REMPEC/WG.45/13/2
Date: 24 mai 2019

Malte, 11-13 juin 2019

Original : anglais

Point 13 de l'ordre du jour

**NORMES ET LIGNES DIRECTRICES OFFSHORE MÉDITERRANÉENNES :
PROJET DE LIGNES DIRECTRICES CONCERNANT L'ÉLIMINATION DES HYDROCARBURES
ET MÉLANGES D'HYDROCARBURES ET L'UTILISATION ET L'ÉLIMINATION DES FLUIDES ET
DEBLAIS DE FORAGE**

Note du Secrétariat

RÉSUMÉ

Résumé analytique : Le présent document fournit des informations contextuelles présentant le processus d'élaboration des normes et lignes directrices offshore méditerranéennes : Projet de lignes directrices concernant l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage. Le projet de lignes directrices est présenté en annexe du document actuellement en cours d'examen.

Actions à entreprendre : Paragraphe 12

Documents associés : UNEP(DEPI)/MED IG 20/8, REMPEC/WG.35/INF.3; UNEP(DEPI)/MED IG.22/28; REMPEC/WG.45/13/2; UNEP/MEDWG.461/20; REMPEC/WG.45/INF.16; REMPEC/WG.45/INF.17 and UNEP/MED WG. 461/INF.9

Contexte

1 Conformément à la décision IG.20/12¹ adoptée par la dix-septième réunion ordinaire des Parties contractantes à la Convention de Barcelone pour la protection du milieu marin et du littoral de la Méditerranée (« la Convention de Barcelone ») et ses Protocoles (COP17), qui s'est tenue à Paris, du 8 au 10 février 2012, une analyse des meilleures pratiques internationales et des règlements existants pertinents pour l'application du protocole pour la protection de la mer Méditerranée contre la pollution résultant de l'exploration et l'exploitation du plateau continental et des fonds marins et leur sous-sol, ci-après dénommé le Protocole Offshore, ainsi qu'une analyse comparative du cadre législatif et administratif existant dans la région², ont été préparées dans le cadre du projet Med d'approche écosystémique (EcAp) et ont été soumises lors de la troisième réunion du groupe de travail sur le protocole offshore (Attard, Malte, 17-18 juin 2014).

2 L'étude sur les meilleures pratiques internationales fournit une analyse approfondie des meilleures pratiques internationales existantes et reconnues et des règlements pertinents pour la mise en œuvre du Protocole Offshore ainsi qu'une analyse comparative du cadre législatif et administratif de la région afin de mettre en évidence les lacunes éventuelles entre les exigences du Protocole Offshore et les lois en vigueur ou pratiques existantes.

3 En s'appuyant sur les conclusions de ces études, les recommandations faites par les Parties contractantes et par un vaste processus de consultation, la Décision IG.22/3 relative au Plan d'action

¹ UNEP(DEPI)/MED IG 20/8

² REMPEC/WG.35/INF.3

offshore méditerranéen dans le cadre du Protocole relatif à la protection de la mer Méditerranée contre la pollution résultant de l'exploration et l'exploitation du plateau continental et des fonds marins et leur sous-sol, ci-après dénommé le Plan d'action offshore méditerranéen, préparé par le Secrétariat avec une contribution importante du Centre régional méditerranéen pour l'intervention d'urgence contre la pollution marine accidentelle (REMPEC), a été adoptée par la dix-neuvième réunion ordinaire des Parties contractantes et ses protocoles (COP19), qui s'est tenue à Athènes, Grèce, du 9 au 12 février 2016.

4 Conformément à l'Objectif spécifique 3 du Plan d'action offshore méditerranéen et à l'Article 23 du Protocole Offshore, comme la substance de base du Protocole Offshore vise à établir des normes et des lignes directrices communes pour harmoniser les pratiques régionales dans la région de la Méditerranée, les Parties contractantes ont convenu d'examiner les normes et les lignes directrices pertinentes existantes dans ce domaine, conformément aux objectifs écologiques obligatoires fondés sur les écosystèmes, la feuille de route EcAp et en particulier avec le programme de surveillance et d'évaluation intégré (IMAP) du Programme des Nations Unies pour l'environnement/Plan d'action méditerranéen (PNUE/PAM). Les Parties contractantes ont en outre convenu de développer et d'adopter des normes et lignes directrices offshore régionales identifiées dans l'Objectif spécifique 7 et l'Objectif spécifique 8, respectivement.

5 Depuis l'adoption du Protocole Offshore, de nombreuses normes et lignes directrices applicables aux objectifs de la Convention et du Protocole ont émergé dans une grande variété d'industries, d'organisations nationales et internationales. La consolidation de ces normes et lignes directrices en un ensemble commun de pratiques de travail en vue d'une utilisation au niveau régional est importante pour s'assurer que les Parties contractantes appliquent des méthodes de travail qui soient en harmonie les unes avec les autres et d'une manière qui permette de garantir que les objectifs de la Convention de Barcelone et du Protocole Offshore sont atteints. À cet égard, le REMPEC en étroite coopération avec le PNUE/PAM et le Centre régional d'activité pour les aires particulièrement protégées (CAR/ASP), a mis en œuvre les activités suivantes en vertu du Programme de travail pour 2016-2017 du PNUE/PAM adopté par la COP 19 :

- .1 Préparer des lignes directrices pour les évaluations de l'impact environnemental (EIE) des activités offshore,
- .2 Développer les normes et lignes directrices offshore communes sur l'élimination des hydrocarbures et des mélanges d'hydrocarbures, l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage et les mesures analytiques, et
- .3 Développer des normes et des lignes directrices communes offshore pour les restrictions ou conditions spéciales pour les aires spécialement protégées.

6 Les Normes et lignes directrices offshore communes découlant de la mise en œuvre de ces activités sont présentées dans les documents suivants:

- .1 Normes et lignes directrices offshore méditerranéennes : Projet de lignes directrices concernant l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage, présentées en annexe du présent document,
- .2 Normes et lignes directrices offshore méditerranéennes : Projet de lignes directrices pour la conduite des évaluations de l'impact environnemental (EIE) (REMPEC/WG.45/13/1), et
- .3 Normes et lignes directrices offshore méditerranéennes : Normes et lignes directrices communes pour les restrictions ou conditions spéciales pour les aires spécialement protégées (ASP) dans le cadre du Plan d'action offshore pour la Méditerranée (UNEP/MED WG.461/20).

7 L'élaboration de ces documents d'orientation s'est concentrée sur les normes et procédures opérationnelles existantes au sein de l'industrie pétrolière et gazière, comme exemple d'une industrie mature possédant une longue histoire en termes d'élaboration de normes et de documents d'orientation, en particulier concernant l'atténuation des impacts sur les aires protégées et les caractéristiques valorisées et comme exemple d'une industrie d'exploration et d'exploitation concernée par le Protocole Offshore.

8 Un questionnaire a été adressé pour commentaires à l'ensemble des Parties contractantes afin de récolter des informations nécessaires à l'élaboration des documents d'orientation en concernant les conditions actuelles de la conduite d'EIE, l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage et l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures. Le questionnaire a également été envoyé à l'Association internationale des producteurs de pétrole et de gaz (IOGP) qui a à son tour demandé à quatre exploitants internationaux de l'industrie pétrolière et gazière ainsi qu'à l'Association norvégienne du pétrole et du gaz de transmettre leurs commentaires.

9 Un questionnaire distinct a été transmis au CAR/ASP afin de recueillir des informations relatives aux aires spécialement protégées en Méditerranée.

10 Simultanément, une étude documentaire a été menée afin d'examiner les législations et directives nationales et internationales existantes dans des zones et des pays possédant une industrie pétrolière et gazière offshore mature, ainsi que les directives des organisations industrielles et des organisations internationales de prêt, dans le but d'identifier les meilleures pratiques existantes à travers le monde.

11 Les descriptions des meilleures pratiques et des documents d'orientation révisés ainsi que la finalité des normes et lignes directrices communes présentées ici sont fournies dans les documents d'information suivants :

- .1 Fondement du projet de lignes directrices pour l'évaluation de l'impact environnemental (EIE) (REMPEC/WG.45/INF.16),
- .2 Fondement du projet de lignes directrices concernant l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage (REMPEC/WG.45/INF.17) et,
3. Fondement de normes et de lignes directrices communes pour les restrictions ou conditions spéciales pour les aires spécialement protégées dans le cadre du Plan d'Action Offshore en Méditerranée (UNEP/MED WG. 461/Inf.9).

Actions requises par la réunion

12 **La réunion est invitée à :**

1. **Prendre note** des informations présentées dans ce document,
2. **Examiner et approuver** les normes et lignes directrices présentées dans le présent document, et
3. **Demander** au Secrétariat de les soumettre lors de la prochaine réunion du Groupe de travail du pétrole et du gaz en mer (OFOG) et de la réunion des points focaux du PAM.

ANNEXE

NORMES ET LIGNES DIRECTRICES OFFSHORE MÉDITERRANÉENNES :
PROJET DE LIGNES DIRECTRICES CONCERNANT L'ÉLIMINATION DES
HYDROCARBURES ET MÉLANGES D'HYDROCARBURES ET L'UTILISATION ET
L'ÉLIMINATION DES FLUIDES ET DÉBLAIS DE FORAGE

1 Utilisation et élimination des fluides et déblais de forage

1.1 Introduction

1. Ce chapitre du document fournit des orientations relatives à l'utilisation et à l'élimination des fluides et déblais provenant des installations pétrolières et gazières offshore en mer Méditerranée. Ces orientations sont issues des meilleures pratiques internationales telles qu'elles ont été formulées par les organisations et institutions, à l'instar du Secrétariat de la Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est (OSPAR), la Société financière internationale (SFI)/Banque mondiale et l'Association internationale des producteurs de gaz et de pétrole (IOGP) ainsi que des pays ayant de longue date une industrie gazière et pétrolière et disposant de cadres réglementaires développés, comme le Royaume-Uni, la Norvège, les Pays-Bas et les États-Unis.

1.2 Contexte législatif

2. Tous les pays du pourtour méditerranéen ont signé la Convention de Barcelone. En tant que tels, la Convention de Barcelone et son Protocole relatif à la protection de la mer Méditerranée contre la pollution résultant de l'exploration et de l'exploitation du plateau continental, du fond de la mer et de son sous-sol (Protocole « Offshore ») constituent le principal outil juridique régional de ce document d'orientation.

3. L'article 8 du Protocole « Offshore » impose aux Opérateurs, en tant qu'obligation générale, l'utilisation des meilleures techniques disponibles, écologiquement efficaces et économiquement appropriées. Les Opérateurs doivent également observer les normes internationalement admises concernant les déchets ainsi que l'utilisation, le stockage et le rejet des substances et matières nuisibles ou nocives afin de réduire au minimum le risque de pollution. Les Articles 9 et 10 du Protocole contiennent des exigences plus spécifiques en matière d'utilisation et d'élimination des fluides et déblais de forage.

4. Ce document d'orientation fournit de nouvelles définitions et clarifications concernant les obligations générales énoncées précédemment.

1.3 Utilisation et élimination des fluides de forage

1.3.1 Le Plan d'utilisation de produits chimiques

5. Un Plan d'utilisation de produits chimiques doit être élaboré pour l'utilisation de tous les fluides de forage par l'Opérateur. Ledit Plan doit quantifier et évaluer le risque environnemental de chaque additif chimique pouvant potentiellement être utilisé au cours du forage, de la cimentation et la construction du puits. Les travaux subséquents relatifs aux puits, y compris les interventions sur les puits, le reconditionnement, la suspension et les opérations d'abandon seront sujets à des exigences similaires. Le Plan d'utilisation de produits chimiques doit inclure tous les produits chimiques embarqués à bord de l'unité de forage, c'est-à-dire tous les produits chimiques opérationnels et d'urgence. Seuls des additifs chimiques approuvés par l'Autorité compétente peuvent être utilisés. Afin d'être approuvés par l'Autorité compétente, les produits chimiques doivent être soumis à des tests de toxicité, de bioaccumulation et de biodégradabilité. Si l'autorité compétente ne dispose pas d'un système défini d'autorisation de produits chimiques en place, la liste de produits chimiques OCNS (Offshore Chemical Notification Scheme) utilisée par le Royaume-Uni et les Pays-Bas doit être utilisée comme indicateur. La liste d'additifs chimiques du Centre pour l'environnement, la pêche et l'aquaculture (CEFAS) est mise à jour régulièrement et est disponible à l'adresse suivante : <https://www.cefas.co.uk/cefas-data-hub/offshore-chemical-notification-scheme/>

6. Le Plan d'utilisation de produits chimiques doit être soumis à l'Autorité compétente pour examen et approbation. Les opérations ne pourront débuter que lorsque l'Autorité aura émis un permis, précisant l'utilisation et les rejets ainsi que les conditions de surveillance et de rapport.

7. L'élimination des déblais de forage doit être faite soit sur terre ou en mer sur un site approprié spécifié par l'Autorité compétente. Davantage de détails concernant les options d'élimination en mer figurent ci-dessous.

1.3.2 Fluides de forage à base d'eau

8. Les fluides de forage à base d'eau (WBM) sont les fluides de forage les plus couramment utilisés. Les WBM sont constitués d'eau mélangée à de l'argile de bentonite et du sulfate de baryum (barytine) pour contrôler la densité de la boue et par conséquent, la charge hydrostatique. D'autres substances sont ajoutées pour améliorer les propriétés de forage (OGP, 2003¹; IOGP, 2016²).

9. Des équipements de contrôle efficaces des solides doivent être utilisés pour éliminer les matières solides de formation du fluide de forage et récupérer le fluide de forage utilisé, afin de le réutiliser. Dans la plupart des cas, les WBM utilisés et les déblais de forage associés peuvent être éliminés par le déversement en mer. Un permis de l'Autorité compétente doit être obtenu pour l'utilisation et l'élimination des WBM en mer, comme indiqué dans la section 1.3.1 ci-dessus.

1.3.3 Fluides de forage non aqueux

10. Les fluides de forage non aqueux (NADF) sont régulièrement utilisés pour percer les sections les plus profondes des puits lorsqu'ils sont considérés comme plus avantageux que les fluides de forage à base d'eau (WBM) car ils permettent un taux de forage plus rapide, une stabilité accrue dans les formations rocheuses sensibles à l'eau et se révèlent plus efficaces pour le forage de puits déviés, profonds et dans des formations à haute température. Les NADF comprennent tous les fluides à base d'eau et ceux non à base d'eau susceptibles d'être dispersés, y compris les fluides à base d'huile synthétique (OGP, 2003; IOGP, 2016).

11. L'utilisation de NADF de faible toxicité (à savoir avec une teneur totale en hydrocarbure aromatique < 5% et une teneur en HAP < 0.35%) est autorisée dans les sections les plus profondes des puits (au-delà de la section 12¼"). L'utilisation de fluides de forage à base de diesel est interdite.

12. Le déversement de NADF dans la mer est interdit. Tous NADF non utilisés ou récupérés après l'opération de forage doivent être expédiés à terre, où ils peuvent être reconditionnés en vue d'être réutilisés ou traités en vue d'être éliminés. Autrement, les NADF utilisés et déblais de forage contaminés par les NADF peuvent être éliminés par réinjection dans une formation rocheuse poreuse appropriée, s'il est déterminé qu'il s'agit de la Meilleure pratique environnementale (MPE) et si l'Autorité compétente l'autorise.

13. Les déblais de forage contaminés aux NADF peuvent être déversés seulement s'ils sont soumis à un traitement (thermique) et si leur teneur en hydrocarbures est inférieure à 1% (à savoir, moins de 10 grammes d'hydrocarbures par kg de déblais secs). Le point de déversement des déblais doit être en dessous de la surface de la mer (au moins 15 m en dessous). Le rejet de tous les déblais de forage contaminés aux NADF dans les Aires spécialement protégées (ASP) est interdit en toutes circonstances.

1.3.4 Rejet de déblais contaminés par des fluides de réservoir

14. Lors du perçage de sections du réservoir du puits, les déblais de la zone productive (formation pétrolifère) retournent à la surface avec leurs fluides de forage et peuvent être contaminés par (des petites quantités) d'hydrocarbures de réservoir de liquides (à savoir pétrole brut ou condensat). Tous déblais et/ou WBM contaminés par des fluides de réservoir doivent être contenus et renvoyés à terre pour le traitement et l'élimination appropriés. À défaut, ces déblais peuvent être réinjectés dans une formation adaptée, le cas échéant.

15. Dans certains cas, il peut être envisageable de nettoyer les déblais contaminés et/ou les fluides de forage afin de les éliminer en mer, si l'Autorité compétente l'autorise. Si cette option est disponible, un permis doit être obtenu auprès de l'Autorité compétente. Des conditions individuelles

¹ OGP, 2003. Les aspects environnementaux de l'utilisation et de l'élimination des fluides de forage non aqueux associés aux opérations pétrolières et gazières offshore. Association internationale des producteurs de gaz et de pétrole. Rapport No. 342, mai 2003

² IOGP, 2016. Évolution dans l'environnement et effets du déversement dans l'Océan de déblais de forage et de fluides de forages connexes provenant des opérations pétrolières et gazières offshore. Association internationale des producteurs de gaz et de pétrole. Rapport No. 543, mars 2016.

de déversement doivent être définies pour chaque permis et chaque rejet doit être surveillé en conséquence.

2 Élimination des hydrocarbures et des mélanges d'hydrocarbures

2.1 Introduction

16. Ce chapitre du document fournit des directives sur l'élimination des hydrocarbures et des mélanges d'hydrocarbures d'installations offshore de pétrole et de gaz dans la Méditerranée. Cette ligne directrice découle des meilleures pratiques internationales énoncées par les organisations et institutions comme OSPAR, IFC/Banque mondiale et l'IOGP, ainsi que des pays dont l'industrie du pétrole et du gaz dispose d'une maturité et de cadres réglementaires bien développés, à l'instar du Royaume-Uni, de la Norvège, des Pays-Bas et des États-Unis.

17. Des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures sont générés tout au long des divers stades et processus à bord des installations pétrolières et gazières offshore et devront être gérés et éliminés de manière responsable. À titre d'exemple, les opérations de forage générant des fluides contaminés par des hydrocarbures comprennent le nettoyage du puits, la cimentation, le nettoyage du bassin à boue et les opérations au cours desquelles les fluides de forage sont contaminés par des boues à base d'hydrocarbures, du pétrole brut ou des condensats. En outre, les fluides de drains du plancher de forage et d'autres opérations de nettoyage des citernes sont également inclus. Durant la phase de production, les principales sources d'hydrocarbures et de mélanges d'hydrocarbures seront l'eau produite, les sables et paillettes de réservoirs et la vidange des espaces machines.

2.2 Contexte juridique

18. La Convention de Barcelone pour la protection du milieu marin et du littoral de la Méditerranée (« Convention de Barcelone) et ses Protocoles constitue le principal cadre juridique environnemental dans la région de la Méditerranée.

19. Les 22 Parties contractantes à la Convention de Barcelone sont les suivants : Albanie, Algérie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Chypre, Égypte, Espagne, France, Grèce, Israël, Italie, Liban, Libye, Malte, Maroc, Monaco, Monténégro, Slovénie, Syrie, Tunisie, Turquie et l'Union européenne.

20. Le Protocole relatif à la protection de la mer Méditerranée contre la pollution résultant de l'exploration et de l'exploitation du plateau continental, du fond de la mer et de son sous-sol (adopté en 1994) est entré en vigueur en 2011. Le Protocole, connu sous le nom de « Protocole Offshore » énonce les engagements spécifiques pour que les Parties contractantes prennent « toutes les mesures appropriées pour prévenir, réduire, combattre et maîtriser la pollution dans la zone du Protocole résultant des activités, entre autres, en veillant à ce que les meilleures techniques disponibles, écologiquement efficaces et économiquement appropriées soient utilisées à cette fin ».

21. L'un des engagements pris dans le Protocole Offshore vise à ce que les Parties contractantes formulent et adoptent des normes communes pour l'élimination des hydrocarbures et des mélanges d'hydrocarbures provenant des installations dans la zone du Protocole.

22. Outre les exigences spécifiques pour les Parties contractantes établies dans le Protocole Offshore, l'Annexe I de MARPOL fournit la norme mondiale pour la teneur en hydrocarbures de la vidange de l'espace des machines des navires, ainsi que pour les plates-formes fixes ou flottantes y compris les plates-formes de forage, les installations flottantes de production, de stockage et de déchargement (FPSO) utilisées pour la production et le stockage offshore d'hydrocarbures et les installations de stockage flottantes (FSU) utilisées pour le stockage offshore des hydrocarbures produits. Ces plates-formes fixes ou flottantes doivent se conformer aux mêmes exigences que celles applicables aux navires ayant une jauge brute de 400 tonneaux ou plus.

23. La mer Méditerranée est désignée comme une « Zone spéciale » en vertu de l'Annexe I et est donc assujettie à des exigences plus rigoureuses que celles s'appliquant à l'extérieur des Zones spéciales.

2.3 Rejets d'eau produite

24. Le terme « eau produite » est utilisé pour qualifier l'eau de formation produite avec des hydrocarbures dans le réservoir, ainsi que l'eau qui se condense au cours du procédé de production. L'eau produite est séparée de la fraction d'hydrocarbures produite à bord de l'installation offshore.

25. Dans la mesure du possible, l'eau produite doit être réinjectée dans le réservoir. Si la réinjection n'est pas possible, l'eau produite peut alors être rejetée en vertu des dispositions du permis et des conditions relatives à la production de rapports décrites ci-dessous.

2.3.1 Limites de décharge

26. Les rejets d'eau produite sont autorisés si la teneur en hydrocarbures et en graisse ne dépasse pas 30 mg/l en moyenne par mois civil. La concentration en hydrocarbures du déversement dans l'eau produite ne doit jamais dépasser 100 mg/l.

27. La dilution de l'eau produite traitée ou non traitée dans le but de diminuer la concentration moyenne d'hydrocarbures ou afin d'être en conformité avec la norme de rendement est interdite. Si l'eau produite est mélangée avec d'autres eaux après le processus de traitement, l'opérateur doit être en mesure de démontrer que la concentration initiale de la teneur en hydrocarbures dans l'eau produite peut être mesurée et que la quantité d'hydrocarbures déversés peut être calculée.

28. Les rejets par lots d'eau produite sont autorisés. Il s'agit d'un déversement intermittent pour lequel le traitement de l'eau produite visant à éliminer les hydrocarbures intervient entre les lots, par exemple au moyen de bassins ou citernes de décantation disposant d'une capacité d'élimination des hydrocarbures.

29. En plus de la teneur en hydrocarbures dispersés, l'eau produite peut également contenir des hydrocarbures dissous (HAP et phénols), des métaux lourds, des composés inorganiques de la formation (sels dissous et précipités) et des matières radioactives naturelles (MRN). Par conséquent, les concentrations des métaux lourds et des composés d'HAP, BTEX, phénols, alkylphénols et acides carboxyliques dans les rejets doivent également être déterminés dans le cadre de l'analyse de l'eau produite.

2.3.2 Échantillonnage

30. La stratégie d'échantillonnage pour les hydrocarbures dispersés dans l'eau produite dépend du volume d'eau produite déversé et du type d'installation. Pour les installations offshore habitées qui produisent continuellement des rejets, la détermination de la quantité d'hydrocarbures dispersés rejetés doit être fondée sur les résultats d'au moins 16 échantillons par mois. Les échantillons doivent être prélevés à intervalles de temps égaux. Le premier échantillon doit être prélevé dans les 4 heures suivant le début du déversement, après quoi la fréquence minimale de l'échantillonnage doit être comme détaillée dans le tableau ci-dessous.

31. Le point d'échantillonnage doit se situer immédiatement après le dernier élément de l'équipement de traitement, ou en aval d'une zone agitée, et doit dans tous les cas intervenir avant toute dilution ultérieure.

Tableau : Mélanges huileux déversés par point de décharge pour les installations habitées

| Type de décharge | Quantité de décharge par an | Fréquence d'échantillonnage et analyse |
|--|-----------------------------|--|
| Hydrocarbures dispersés | < 2000 kg | Une fois par semaine |
| | ≥ 2000 kg | Tous les deux jours |
| BTEX | < 200 kg | Deux fois par an |
| | 200 kg to 2000 kg | Une fois par trimestre (c'est-à-dire 4 fois par année) |
| | ≥ 2000 kg | Une fois par an |
| BTEX = Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène (orthoxyène, métaxyène et paraxyène) | | |

2.3.3 Analyse de la teneur en hydrocarbures dispersés et en BTEX

32. La teneur en hydrocarbures dispersés dans l'eau produite doit être déterminée au moyen de la chromatographie en phase gazeuse et de la détection à ionisation de flamme (GC-FID), comme décrite dans la Convention OSPAR 2005/15. Cette méthode est conçue pour l'eau produite et d'autres types d'eaux usées produites à partir de gaz, de condensat et de plates-formes pétrolières et elle permet de déterminer la teneur en hydrocarbures dispersés dans des concentrations supérieures à 0,1 mg/l.

33. La méthode de référence OSPAR pour l'analyse de l'eau produite constitue une version modifiée de la méthode de la norme ISO 9377-2. Cette méthode ne doit être appliquée que pour la détermination des hydrocarbures dispersés dans l'eau produite. Cette méthode ne doit pas être utilisée pour la détermination de la teneur en hydrocarbures dans d'autres rejets, pour les rejets d'hydrocarbures sur le sable, les déversements de vidange, etc. Les détails de cette méthode d'analyse des échantillons sont publiés dans : « Analyse des hydrocarbures dans l'eau produite - Ligne directrice révisée sur les critères d'acceptation des méthodes alternatives et les lignes directrices générales sur la prise et la manipulation d'échantillons - Convention OSPAR 2006-6 » (« *Oil in Produced Water Analysis – Revised Guideline on Criteria for Alternative Methods Acceptance and General Guidelines on Sample Taking and Handling – OSPAR Agreement 2006-6* »).

34. Dans certains cas, il est possible d'utiliser une méthode d'analyse offshore plus simple si celle-ci a déjà été corrélée avec la méthode de référence OSPAR dans un laboratoire à terre. Par conséquent, une méthode d'analyse infrarouge appropriée (IR) (ou d'autres méthodes d'analyse) peut être acceptée en tant que méthode d'analyse « alternative », mais seulement si elle est corrélée avec la méthode de référence OSPAR.

35. Des directives supplémentaires sur les autres méthodes d'échantillonnage peuvent être trouvées dans un document d'orientation publié par le ministère britannique de l'Énergie et du changement climatique : Méthodologie pour l'échantillonnage et l'analyse de l'eau produite et autre déversement d'hydrocarbures (DECC, 2014) (« *Methodology for the Sampling and Analysis of Produced Water and Other Hydrocarbon Discharges* »).

36. La « Teneur en BTEX » doit être déterminée en prenant la somme des niveaux de BTEX obtenus par l'application de la méthode de l'espace de tête statique décrite dans la norme ISO 11423-1, en utilisant la chromatographie en phase gazeuse - la spectrométrie de masse (GC-MS) ou une autre méthode produisant des résultats équivalents. La quantité de BTEX doit être calculée sur la base de la quantité d'eau par an (m³) et des valeurs annuelles de BTEX moyennées en débit et analysées dans l'eau produite déversée en mer.

2.4 Rejets de systèmes de vidange

37. Les rejets provenant des systèmes de vidange (ouverts/fermés, déversements dangereux et non dangereux) doivent avoir une limite de concentration mensuelle d'hydrocarbures de 40 mg/l, comme défini par la Commission de Paris (PARCOM).

2.4.1 Rejets de vidange de l'espace machines

38. Dans la mesure où les normes de l'Annexe I de la Convention MARPOL pour la vidange de l'espace machines (tels que les renversements et cales) sont déjà mises en œuvre dans le monde entier, aucune exigence supplémentaire n'est nécessaire en ce qui concerne la vidange des derricks et des plates-formes.

39. Les exigences MARPOL suivantes doivent être remplies :

- Le derrick ou la plate-forme doivent être équipés « autant que possible » avec l'équipement de filtration d'huile et le déversement d'hydrocarbures ou de mélange d'hydrocarbures ou de la vidange des espaces machines est interdit, sauf si la teneur en hydrocarbures ne dépasse pas 15 ppm,
- Toutes les installations sont tenues de tenir un registre de toutes les opérations impliquant des rejets d'hydrocarbures ou de mélange d'hydrocarbures,
- La conception de l'équipement de filtrage des hydrocarbures doit être approuvée par l'administration, doit être munie d'un dispositif d'alarme pour indiquer quand le niveau de 15 ppm ne peut être maintenu, et doit veiller à ce que tout déversement de mélanges d'hydrocarbures soit automatiquement arrêté dès que la teneur en dépasse 15 ppm.

40. Pour plus d'informations, les lignes directrices révisées et les spécifications pour les équipements de prévention de la Pollution pour machines d'espace de fonds de cale des navires figurent dans la résolution MEPC.107(49). L'OMI tient à jour une liste des matériels de filtrage d'hydrocarbures approuvés.

2.5 Déversements de sables et paillettes produits

41. L'Annexe V (A.2) du Protocole Offshore prévoit que tous « les déchets huileux et boues provenant du processus de séparation doivent être transportés à terre ».

42. Par conséquent, tout sable de réservoir et toute paillette de réservoir de production contaminé par des hydrocarbures (par exemple, les boues et boues liquides extraites des navires de traitement) doit être transporté à terre en vue d'un traitement et d'une élimination appropriés.

2.6 Autres rejets opérationnels

43. La plupart des rejets d'hydrocarbures seront normalement acheminés vers le processus de production, le système de traitement de l'eau produite ou les systèmes de vidange et seront traités afin de réduire au minimum les déversements d'hydrocarbures. Par conséquent, ces rejets seront soumis aux mêmes limites de rejets que pour les systèmes de vidange et l'eau produite, comme exposé dans les Sections 2.3 et 2.4 ci-dessus. Par exemple, l'eau de déplacement (eaux de ballast) des installations de stockage d'hydrocarbures est soumise aux mêmes exigences en matière de déversement que l'eau produite.

44. Nonobstant ce qui précède, il est admis que certaines activités puissent entraîner un déversement distinct dans le milieu marin, par exemple au cours de certains types d'entretiens ou d'exploitations de pipelines sous-marins tels que l'installation de raccords, la mise en service et les opérations de démantèlement. Dans tous les cas où un tel rejet d'hydrocarbures est prévu, l'opérateur doit obtenir une autorisation ou un consentement auprès de l'autorité compétente. Toutes les demandes de permis doivent contenir des informations suffisantes pour permettre une évaluation des impacts potentiels sur l'environnement et justifier le déversement proposé.

3 Bibliographie

DECC, 2011. *Guidance Notes Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998*. Produced by Offshore Decommissioning Unit Department of Energy and Climate Change. Version 6, March 2011.

DECC. 2014. *Methodology for the Sampling and Analysis of Produced Water and Other Hydrocarbon Discharges*. UK Department of Energy and Climate Change, February 2014.

EPA, 2000. *Analytical Method Guidance for EPA Method 1664A Implementation and Use (40 CFR part 136)*. EPA/821-R-00-003. February 2000.

ISO 5667-3:2012. *Water Quality - Sampling – Part 3: Preservation and handling of water samples*.

ISO 5667-12:2017. *Water Quality - Sampling – Part 12: Guidance on sampling of bottom sediments from rivers, lakes and estuarine areas*.

ISO 5667-19:2004. *Water Quality - Sampling – Part 19: Guidance on sampling in marine sediments*.

ISO 9377-2:2000. *Water quality - Determination of hydrocarbon oil index - Part 2: Method using solvent extraction and gas chromatography*

ISO 14423-1:1997. *Water quality - Determination of benzene and some derivatives - Part 1: Head-space gas chromatographic method*.

ISO 16665:2013. *Water Quality - Guidelines for quantitative sampling and sample processing of marine soft-bottom macrofaunal*.

Mijnbouwregeling, 2017. *Hoofdstuk 9. Gebruik en lozen van oliehoudende mengsels en chemicaliën – Mining Regulations of the Netherlands, Chapter 9 – The use and discharge of oily mixtures and chemicals*. <http://wetten.overheid.nl/BWBR0014468/2017-08-29#Hoofdstuk9>.

NOROG, 2016. *Guidance document for characterization of offshore drill cuttings piles*. Norsk Olje & Gas. Version 4, 21 October 2016.

OSPAR Agreement 2005-15 (As amended in 2011). *OSPAR Reference Method of Analysis for the Determination of the Dispersed Oil Content in Produced Water*. Amendments to this Agreement were adopted by OIC 2011. See OIC 11/13/1, paragraph 2.10

OSPAR Agreement 2006-6. *Oil in produced water analysis - Guideline on criteria for alternative method acceptance and general guidelines on sample taking and handling*.

OSPAR Agreement 2017-03 *Guidelines for the Sampling and Analysis of Cuttings Piles*.