

Décision IG.24/9

Normes et lignes directrices offshore méditerranéennes : (a) Normes et lignes directrices communes pour l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et pour l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage, (b) 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

Les Parties contractantes à la Convention sur la protection du milieu marin et du littoral de la Méditerranée et à ses Protocoles lors de leur 21^{ème} réunion,

Rappelant la résolution 70/1 de l'Assemblée générale des Nations Unies adoptée le 25 septembre 2015 et intitulée « Transformer notre monde : le Programme de développement durable à l'horizon 2030 »,

Rappelant également la résolution du 15 mars 2019 adoptée par l'Assemblée des Nations Unies pour l'environnement, UNEP/EA.4/Res.10, intitulée « Innovation en matière de biodiversité et de dégradation des terres » et la résolution UNEP/EA.4/Res. 21, intitulée « Vers une planète sans pollution »,

Tenant compte du 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 (1994) (ci-après dénommé « Protocole offshore »), en particulier de l'Article 23(1) demandant que des règles et normes internationales ainsi que des pratiques et procédures recommandées en vue d'atteindre les objectifs du Protocole soient formulées et élaborées, de l'Article 10 demandant que des normes communes pour l'élimination dans la zone du Protocole des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures provenant des installations et l'utilisation et l'élimination dans la zone du Protocole des fluides et déblais de forage soient formulées et adoptées par les Parties, et de l'Article 21 demandant que, afin de protéger les zones définies dans le Protocole relatif aux aires spécialement protégées en Méditerranée et toute autre aire déjà retenue par une Partie et, de favoriser les objectifs énoncés dans ledit Protocole, les Parties adoptent des mesures particulières afin de prévenir, réduire, combattre et maîtriser la pollution provenant des activités menées dans ces aires,

Tenant compte du Protocole relatif aux aires spécialement protégées et à la diversité biologique en Méditerranée (1995), en particulier de l'Article 6 (e) demandant que les mesures de protection requises pour les aires spécialement protégées (ASP) soient prises par les Parties, conformément au droit international et en tenant compte des caractéristiques de chaque aires spécialement protégée (ASP), notamment la réglementation ou l'interdiction de toute activité d'exploration ou impliquant une modification de la configuration du sol ou l'exploration du sous-sol de la partie terrestre, du fond de la mer ou de son sous-sol,

Rappelant la Décision IG.22/3, adoptée par les Parties contractantes à leur 19^e réunion (COP 19) (Athènes, Grèce, 9-12 février 2016), relative au Plan d'action offshore pour la Méditerranée dans le cadre du 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, en particulier ses objectifs spécifiques 7 et 8 prévoyant le développement et l'adoption de normes et lignes directrices offshore régionales,

Reconnaissant la nécessité, et les avantages, de limiter et/ou d'éviter les activités liées à l'exploration et/ou à l'exploitation des ressources, tel que défini dans le Protocole « offshore » au sein des aires spécialement protégées de Méditerranée, et *gardant à l'esprit* que ni le Protocole relatif aux aires spécialement protégées et à la diversité biologique en Méditerranée (1994) ni le Protocole « offshore » ne contiennent d'interdiction générale de mener de telles activités,

Notant les tendances et projections à la hausse concernant les activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière offshore dans la région méditerranéenne,

Rappelant le mandat du REMPEC au sein du système du PAM-Convention de Barcelone et sa pertinence pour la mise en œuvre de ce projet de décision,

Sachant que des lignes directrices spécifiques, portant sur les activités génératrices de bruit anthropiques et atténuant leurs effets, ont déjà été adoptées par les Parties de l'ACCOBAMS et que des procédures d'étude d'impact environnemental (EIE) sur les activités génératrices de bruit ont été adoptées par la Convention sur la conservation des espèces migratrices

Tenant compte des impacts potentiels découlant des activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière offshore sur l'environnement marin et côtier ainsi que de la nécessité de prévenir, réduire, combattre et maîtriser la pollution résultant de ces activités,

Engagées à mettre en œuvre l'Objectif de développement durable 14 (Vie aquatique) et en particulier les cibles 14.1 prévoyant de prévenir et de réduire nettement la pollution marine de tous types d'ici 2025, et 14.2 prévoyant la gestion et la protection durables des écosystèmes marins et côtiers d'ici 2020 afin d'éviter les graves conséquences de leur dégradation,

Ayant examiné les rapports de la treizième réunion des points focaux du Centre régional Méditerranéen pour l'intervention d'urgence contre la pollution marine accidentelle (REMPEC) (Malte, 11-13 juin 2019), de la quatorzième réunion des points focaux thématiques pour les aires spécialement protégées et la biodiversité (ASP/DB) (Portoroz, Slovénie, 18-21 juin 2019) et de la deuxième réunion du sous-groupe sur les incidences environnementales du Groupe du pétrole et du gaz en mer de la Convention de Barcelone (OFOG) (Athènes, Grèce, 27-28 juin 2019),

1. *Adoptent* les Normes et lignes directrices communes pour l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et pour l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage, présentées en Annexe I de la présente Décision,
2. *Adoptent* les Normes et lignes directrices communes sur les restrictions ou conditions spéciales pour les aires spécialement protégées dans le cadre du Plan d'action offshore pour la Méditerranée, présentées en Annexe II de la présente Décision,
3. *Demandent* aux Parties contractantes d'entreprendre tous les efforts possibles en vue de la mise en œuvre effective des Normes et lignes directrices communes pour l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et pour l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage, en tenant compte des meilleures techniques disponibles, efficaces sur le plan environnemental et économiquement adaptées et des normes internationalement acceptées concernant l'utilisation, le stockage et le déversement de substances et de matières dangereuses ou nocives,
4. *Demandent* aux Parties contractantes d'entreprendre tous les efforts possibles en vue de la mise en œuvre effective des Normes et lignes directrices communes sur les restrictions ou conditions spéciales pour les aires spécialement protégées (ASP) dans le cadre du Plan d'action offshore pour la Méditerranée, en gardant à l'esprit que toutes les mesures nécessaires doivent être prises afin de prévenir, réduire, combattre et maîtriser la pollution résultant des activités offshore et, si nécessaire, d'interdire les activités offshore dans les ASP,
5. *Exhortent* les Parties contractantes à effectuer un contrôle et à transmettre en temps voulu des rapports sur l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage, en s'appuyant sur le Système de communication en ligne de la Convention de Barcelone (BCRS), conformément aux obligations en matière de rapports telles que stipulées dans l'Article 26 de la Convention de Barcelone et l'Article 30 du Protocole « offshore »,

6. *Demandent* aux Parties contractantes de consentir tous les efforts possibles pour garantir une mise en œuvre des Lignes directrices efficace, gardant à l'esprit qu'elles doivent être sans préjudice des dispositions et/ou des règles plus strictes définies dans d'autres instruments ou programmes nationaux ou internationaux existants ou futur ;

7. *Exhortent* les Parties contractantes à transmettre des rapports concernant l'adoption de mesures particulières visant à prévenir, réduire, combattre et maîtriser la pollution résultant des activités offshore dans les aires spécialement protégées (ASP), en utilisant le Système de communication en ligne de la Convention de Barcelone (BCRS) conformément aux obligations en matière de rapports, telles que stipulée dans l'Article 26 de la Convention de Barcelone, l'Article 30 du Protocole « offshore » et l'Article 23 du Protocole relatif aux aires spécialement protégées et à la diversité biologique en Méditerranée,

8. *Invitent* les Parties contractantes, le Secrétariat, les organisations internationales concernées et le secteur industriel à envisager la possibilité d'une approche collaborative afin de renforcer les ressources humaines et financières du système du Plan d'action pour la Méditerranée (PAM), en vue de mettre en place un soutien durable et adapté visant à faciliter la mise en œuvre du Protocole « offshore » et du Plan d'action offshore pour la Méditerranée, et

9. *Demandent* au Secrétariat et aux composantes concernées du Plan d'action pour la Méditerranée (PAM) de soutenir les Parties contractantes dans la mise en œuvre du Protocole « offshore » et des Normes et lignes directrices offshore méditerranéennes, notamment à travers des réunions techniques, l'échange des meilleures pratiques et le renforcement des capacités, dans la mesure des ressources disponibles, de garantir également une évaluation régulière des lignes directrices dans un intervalle maximal de deux ans et leur mise à jour, le cas échéant,

10. *Demandent* au Secrétariat de poursuivre son travail et de finaliser les Lignes directrices sur l'évaluation de l'impact environnemental (EIE), comme le prévoit le Plan d'action offshore (Objectif spécifique 8), en tenant compte des propositions et suggestions additionnelles transmises par les Parties contractantes pour examen lors de la prochaine réunion de l'OFOG pendant la première année de l'exercice biennal 2020-2021, en vue d'une soumission à la 22^e réunion des Parties contractantes (CdP 22).

Annexe I

Lignes Directrices et Normes Méditerranéennes dans le cadre du Protocole Offshore : Normes communes et lignes directrices concernant l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage

Liste des abréviations / acronymes

OSPAR	Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est
IOGP	Association internationale des producteurs de gaz et de pétrole
SFI	Société financière internationale
OCNS	Système de déclaration des produits chimiques offshore
CEFAS	Centre pour l'environnement, la pêche et l'aquaculture
WBM	Fluides de forage à base d'eau
NADF	Fluides de forage non aqueux
MPE	Meilleure pratique environnementale
ASP	Aires spécialement protégées
FPSO	Installations flottantes de production, de stockage et de déchargement
FSU	Installations de stockage flottantes
MRN	Matières radioactives naturelles
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène (ortho-xylène, méta-xylène et para-xylène)
GC FID	Chromatographie en phase gazeuse et de la détection à ionisation de flamme
GC MS	Chromatographie en phase gazeuse - la spectrométrie de masse
OMI	Organisation Maritime Internationale

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 et déblais 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 conformément à l'évaluation d'impact environnemental (EIE) pour toutes les activités offshore. 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 (système de déclaration des produits chimiques offshore) 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.

1.3.2 Fluides de forage à base d'eau

7. 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).

8. 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 des cas spécifiques, 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 et des déblais de WBM, comme indiqué dans la section 1.3.1 ci-dessus.

1.3.3 Fluides de forage non aqueux

9. 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 qui ne sont pas à base d'eau, les fluides à base de produits non-hydro-dispersables, y compris les fluides à base d'huile synthétique et minérale (OGP, 2003 ; IOGP, 2016)

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

11. 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.

12. Les déblais de forage contaminés aux NADF peuvent être déversés en offshore seulement s'ils sont soumis à un traitement (thermique) et si leur teneur en hydrocarbures est inférieure à 1% en

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.

poids sec (à savoir, moins de 10 grammes d'hydrocarbures par kg de déblais secs). Le point de déversement en offshore des déblais traités doit être en dessous de la surface de la mer (à savoir 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

13. Lors du perçage de sections du réservoir du puits, les déblais de la zone productive (formation pétrolifère) retournant à la surface avec leurs fluides de forage 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, ou, si cela est autorisé par l'Autorité compétente, ils peuvent être traités et nettoyés afin de répondre aux limites de performances environnementales (cf. paragraphe 12) pour pouvoir être déversés en mer. Les déversements autorisés doivent faire l'objet d'une surveillance et de rapports à l'Autorité compétente.

2. Élimination des hydrocarbures et des mélanges d'hydrocarbures

2.1. Introduction

14. 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.

15. 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

16. 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.

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

18. 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 ».

19. 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.

20. 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.

21. La mer Méditerranée est désignée comme une « Zone spéciale » en vertu de l'Annexe I de MARPOL 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

22. 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.

23. Dans la mesure du possible, l'eau produite doit être réinjectée dans un réservoir approprié. 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

24. Les rejets d'eau produite sont autorisés seulement si la teneur en hydrocarbures ne dépasse pas 30 mg/l en moyenne par mois civil, alors que tous les efforts doivent être faits pour minimiser cette teneur à 15mg/l en tenant compte des meilleures techniques disponibles (MTD), par exemple le guide européen des meilleures techniques disponibles sur l'exploration et la production d'hydrocarbure en amont, 2019. Si des limites plus strictes sont applicables dans la réglementation nationale des Parties, alors celles-ci doivent être appliquées à cette Partie.

25. 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.

26. Les rejets par lots d'eau produite traitée 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 ou d'autres polluants dont les seuils peuvent être définis par chaque Partie contractante.

2.3.2. Échantillonnage

27. La stratégie d'échantillonnage pour les hydrocarbures dispersés dans l'eau produite dépend du volume d'eau produite déversé et du type d'installation. La fréquence et le calendrier définis pour l'échantillonnage doivent s'assurer que les échantillons sont représentatifs de l'effluent, en tenant compte des aspects opérationnels et logistiques. 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'une surveillance continue ou d'échantillons prélevés au moins deux (2) fois par jour. 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. Lorsque la législation nationale appelle à une surveillance plus fréquente, les exigences plus strictes s'appliquent.

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

Tableau 1 : 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 (ortho-xylène, méta-xylène et para-xylène)		

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.

30. Ces polluants doivent être limités, y compris en ajoutant des recommandations de normes ou des recommandations relatives à l'utilisation de technologies permettant de réduire ces substances polluantes MTD, par exemple le guide européen des meilleures techniques disponibles sur l'exploration et la production d'hydrocarbure en amont, (2019) afin de respecter les limites environnementales applicables pour chaque Partie contractante conformément aux législations nationales en vigueur.

2.3.3. Analyse de la teneur en hydrocarbures dispersés et en BTEX

31. 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 l'Accord 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.

32. 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* »).

33. 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.

34. Des directives supplémentaires sur les autres méthodes d'échantillonnage peuvent être trouvées dans un document d'orientation publié par le ministère britannique des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle (BEIS) : Méthodologie pour l'échantillonnage et l'analyse de l'eau produite et autre déversement d'hydrocarbures (juin 2018) (« *Methodology for the Sampling and Analysis of Produced Water and Other Hydrocarbon Discharges* »).

35. 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

36. Les rejets provenant des systèmes de vidange (ouverts/fermés, déversements dangereux et non dangereux) devraient avoir une limite de concentration mensuelle d'hydrocarbures de 40 mg/l ou des valeurs maximum de 30 mg/l d'hydrocarbures pétroliers totaux (TPH)/huiles et graisses totales (TOG) et de 15 mg/l d'huile minérale. Les seuils des rejets d'autres polluants peuvent être définis par chaque Partie contractante.

2.4.1. Rejets de vidange de l'espace machines

37. 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.

38. 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.

39. 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.

40. Pour les nouvelles et futures installations, un échantillonnage des déchets collectés par le système de vidange ouvert doit être réalisé une fois par mois.

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 raccordements, 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.

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.

Méthodologie pour l'échantillonnage et l'analyse de l'eau produite et autre déversement d'hydrocarbures. Ministère britannique des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle (BEIS). Juin 2018

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*.

Annexe II

Lignes Directrices et Normes Méditerranéennes dans le cadre du Protocole Offshore : Normes et de lignes directrices communes pour les restrictions ou conditions spéciales pour les aires spécialement protégées (ASP) dans le cadre du Plan d'Action Offshore en Méditerranée

Liste des abréviations/ acronymes

ASP	Aires spécialement protégées
ASPIM	Aires spécialement protégées d'importance méditerranéenne
EIE	Evaluation de l'impact sur l'environnement
JNCC	Comité Conjoint pour la Conservation de la Nature
MARPOL	Convention Internationale pour la prévention de la pollution par les navires
OMI	Organisation Maritime Internationale
OSPAR	Convention pour la protection de l'environnement marin de l'Atlantique du Nord-Est
PAM	Surveillance acoustique passive
ROV	Véhicule télécommandé

1. Introduction

1. Le document présent fournit des lignes directrices sur les restrictions ou conditions spéciales applicables aux activités offshore pour les aires spécialement protégées (ASPs), telles que prévues dans le Protocole relatif aux aires spécialement protégées et à la diversité biologique en Méditerranée, et pour toute autre aire déjà retenue par les Parties, selon les cas, comme prévu dans l'Article 21 du Protocole Offshore, avec une référence particulière à l'industrie pétrolière et gazière offshore comme exemple d'industrie d'exploration et d'exploitation concernée par le Protocole Offshore. Elles sont tirées d'un examen des meilleures pratiques existantes et des directives industrielles et réglementaires déjà en place dans les pays ayant des industries pétrolières et gazières bien établies et reflètent une gamme de mesures mises en œuvre ou recommandées pour atténuer les effets négatifs potentiels de l'exploration et de l'exploitation des activités sur des habitats et des espèces appréciées à la fois en Méditerranée et dans le monde.

2. Les lignes directrices concernent l'ensemble des étapes du cycle de développement des activités offshore y compris le levé géophysique initial, le forage exploratoire, le développement sur le terrain et le démantèlement et contribuent à l'harmonisation des pratiques de travail des Parties contractantes conformément aux Objectifs spécifiques 3, 7 et 8 du Plan d'action offshore pour la Méditerranée dans le cadre du 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 (Décision IG.22/3). Les lignes directrices suivantes sont fournies pour les aspects-clés des différentes phases de développement des développements offshore.

2. Levé géophysique

a. Autorisations

3. Les bruits sous-marins produits pendant les levés géophysiques peuvent perturber les espèces marines protégées, y compris les mammifères, les reptiles et les poissons, ce qui peut entraîner des dommages physiologiques ou des modifications du comportement. Par conséquent, lorsque cela est proposé, les levés géophysiques doivent être autorisés et approuvés par l'autorité compétente pertinente en utilisant les connaissances les plus récentes relatives aux distributions spatiales et temporelles et aux stades du cycle de vie des espèces protégées dans la zone d'étude proposée de sorte que les emplacements et périodes sensibles puissent être évités.

4. Les levés géophysiques doivent être entrepris pendant la période la moins sensible, en termes de frai, de nidification et de migration des espèces protégées, comme convenu avec l'autorité compétente avant le début de l'étude. Les périodes pendant laquelle le frai, la nidification et la migration sont au plus fort doivent être évitées.

5. Avant la délivrance des permis de levé géophysique, les sous-traitants de levé / étude ou les promoteurs de projets doivent démontrer de façon adéquate à l'autorité compétente la nécessité de mener le levé géophysique proposé et présenter les alternatives envisagées.

2.2. Réalisation du levé géophysique sur le terrain

6. Le rapport OGP 436 de l'IPIECA et les lignes directrices de la Convention sur la gestion des eaux de ballast, ainsi que les priorités stratégiques et les actions de la Stratégie méditerranéenne sur la

gestion des eaux de ballast des navires doivent être respectées lors des levés géophysiques maritimes et les mesures suivantes doivent être adoptées :

- Des navires locaux doivent être utilisés, chaque fois que possible, pour la réalisation du levé géophysique. Cela comprend les navires hydrographiques utilisés pour le déploiement de l'équipement géophysique ainsi que les navires de poursuite qui sont utilisés pour protéger les câbles sismiques et autres équipements remorqués,
- Les navires utilisés lors des levés géophysiques doivent être limités à ceux qui ont des capacités documentées sur les espèces non indigènes, comme des systèmes de gestion et de traitement des eaux de ballast, conformément à la Convention internationale de l'OMI pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires,
- Un examen des registres des espèces marines concernant la présence d'espèces exotiques envahissantes dans les ports devant être utilisés pour la mobilisation et la démobilitation des levés géophysiques doit être entrepris avant le début de l'enquête, dont les résultats doivent être communiqués à l'autorité compétente dans le cadre de la demande de permis,
- À la lumière des données d'inventaire des espèces pour les ports de mobilisation et de démobilitation, les capacités des espèces non indigènes du navire, l'origine du navire et la zone d'activité prévue, une évaluation des risques d'introduction et de propagation d'espèces exotiques envahissantes doit être menée et notifiée aux autorités compétentes avant le début de l'étude et dans le cadre de la demande de permis. Les évaluations des risques doivent faire référence aux recherches émergentes pertinentes sur les relations entre le trafic maritime et les espèces exotiques envahissantes,
- Les Lignes directrices de l'IPIECA sur la façon de minimiser le risque d'introduction et de propagation des espèces exotiques doivent être adoptées et les navires doivent se conformer aux exigences de la Convention BMW, le cas échéant. La dépose de l'encrassement biologique de la coque des navires, de l'équipement, des installations de forage et de l'usine doit être effectuée à la source de l'encrassement et de manière à ne pas accroître le risque de propagation d'espèces non indigènes. Le cas échéant, les Lignes directrices pour le contrôle et la gestion de l'encrassement biologique des navires afin de réduire au minimum le transfert d'espèces aquatiques envahissantes (Directives sur l'encrassement biologique) (résolution MEPC.207 (62)) doivent être mises en œuvre.

7. Il est recommandé que les levés géophysiques soient effectués en utilisant les intensités sonores les plus faibles et sur la plus petite zone géographique possible.

8. En l'absence de directives nationales, et pour les zones de haute mer au-delà des juridictions nationales, le Guide d'enquête sismique du JNCC pour l'atténuation des effets potentiels sur les mammifères marins doit servir de référence, en tenant compte des circonstances locales particulières. Des observateurs certifiés doivent effectuer des recherches à partir d'une plate-forme suffisamment élevée pour surveiller une zone de sécurité de 500 m autour de la source sonore afin de détecter la présence d'espèces sensibles pendant au moins 30 minutes dans des eaux profondes de moins de 200 m ou 60 minutes dans les eaux de plus de 200 m de profondeur pendant chaque démarrage en douceur et avant que l'équipement de mesure émettant du bruit ne fonctionne à plein régime. Si des mammifères marins, des cétacés ou des tortues sont détectés dans la zone de sécurité lors de la recherche avant tir (visuellement ou acoustiquement), le démarrage en douceur doit être retardé jusqu'à leur passage ou jusqu'au transit du navire, ce qui met ces mammifères en dehors de la zone de sécurité. Un délai minimum de 20 minutes doit être respecté entre le moment de la dernière détection dans la zone de sécurité et le début de la procédure de démarrage en douceur. Le tir peut continuer si

un mammifère marin est observé dans la zone de sécurité après que les tirs ont commencé. L'équipement de surveillance acoustique passive (PAM) doit être utilisé par un personnel qualifié pour détecter la présence de mammifères marins pendant les périodes d'obscurité et de mauvaise visibilité. Les procédures relatives aux tours de lignes doivent être convenues avec l'autorité compétente concernée, ou conformément à l'avis 2017 du JNCC. La documentation relative aux démarrages en douceur doit être présentée à l'autorité compétente pendant et après le levé, en tant que preuve de la réalisation du démarrage en douceur.

9. Les tortues risquent de s'emmêler dans les bouées de la queue pendant les études sur le terrain causant dommages physiologiques et mortalité. Par conséquent, des gardes doivent être montés sur toutes les bouées de queue utilisées lors des relevés sur le terrain dans des zones susceptibles d'accueillir des tortues, par exemple à proximité de sites connus de nidification ou d'alimentation. Un équipement permettant d'éviter tout emmêlement des tortues doit être utilisé par le navire de levé.

10. Les navires doivent se conformer aux lignes directrices de MARPOL pour le contrôle des rejets d'hydrocarbures, reconnaissant les niveaux supplémentaires de contrôles imposés en vertu de la désignation par l'OMI de l'ensemble de la Méditerranée en tant que Zone spéciale.

3. Opérations de forage offshore

3.1. Autorisations

11. Les activités menées au sein des ASP et de toute autre aire déjà retenue par les Parties, selon les cas, comme prévu dans l'Article 21 du Protocole Offshore, sont assujetties à une évaluation de l'impact sur l'environnement (EIE), conformément à l'Article 17 du Protocole relatif aux aires spécialement protégées et à la diversité biologique en Méditerranée, et ne peuvent être entreprises que conformément aux conditions du permis accordé individuellement.

12. Les concentrations de tous les additifs chimiques et substances proposés pour la décharge doivent être identifiées et quantifiées et les risques doivent être évalués au sein d'une demande de permis, comme indiqué dans les Lignes directrices pour l'évaluation d'impact sur l'environnement (EIE), avant le commencement des activités offshore. L'autorité compétente examinera la demande de permis et n'accordera son consentement que si aucun effet environnemental important ne résultera des activités prévues, avec une attention particulière accordée aux objectifs de conservation pour lesquels l'ASP, ainsi que toute autre aire déjà retenue par les Parties, selon les cas, tel que prévu dans l'Article 21 du Protocole Offshore, sont désignées.

3.2 Choix du site

13. Les puits et autres infrastructures sous-marines doivent être situés dans des zones qui causent le moins de dommages aux habitats et aux espèces sensibles, et en tenant compte des autres impacts potentiels sur les fonds marins, comme le positionnement de l'ancre. Si cela n'est pas possible, d'autres alternatives doivent être examinées pour minimiser le risque de dommages aux habitats et aux espèces sensibles.

14. Les puits et autres infrastructures sous-marines doivent être situés après l'examen des caractéristiques d'intérêt potentiel des aires spécialement protégées qui sont susceptibles d'être désignées à l'avenir, par exemple les ASPIM offshore proposées, dans la mesure du possible.

3.3 Réalisation des activités de forage

15. Les activités de forage exploratoire doivent être adoptées ou adaptées pour une utilisation dans les situations méditerranéennes en incluant les mesures suivantes :

- Utiliser le positionnement dynamique des derricks afin d'éviter l'utilisation des blocs d'ancrage dans les zones des fonds marins potentiellement sensibles,
- Poser les ancrs avant l'arrivée du derrick afin de parvenir à une plus grande précision dans le positionnement des ancrs et des chaînes et afin d'éviter les coraux et les habitats écologiquement sensibles,
- Éviter les grappins pour le ramassage des chaînes d'ancre et employer des ROV ou des bouées de ramassage à cet effet,
- Remplacer en partie les chaînes d'ancre par des fils en fibres (nylon) et les rendre flottants en attachant des bouées au fil de fibres afin d'éviter les interférences avec les éléments sensibles du fond marin,
- Utiliser des ancrs plus grandes et plus lourdes ou des chaînes d'ancre de plus grande dimension pour réduire l'empreinte et rendre le positionnement des ancrs plus flexible.

16. Les méthodes de surveillance des activités de forage dans les aires spécialement protégées ainsi que toute autre aire déjà retenue par les Parties, selon les cas, tel que prévu dans l'Article 21 du Protocole Offshore, doivent être adaptées aux caractéristiques du site désigné et se conformer aux normes existantes (par exemple : PERSGA/GEF, 2004). Les programmes de surveillance doivent inclure des méthodes de détection d'habitats sensibles jusque-là non répertoriés pouvant être affectés par l'activité, par exemple en utilisant un sonar latéral et des études par ROV des cibles de sonar.

17. Les Normes et lignes directrices communes concernant l'élimination des hydrocarbures et mélanges d'hydrocarbures et l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage présentées en Annexe I au présent document fournissent une orientation quant à l'utilisation et l'élimination des fluides et déblais de forage et doivent servir de référence lors de la proposition d'activités de forage offshore. En particulier, le profil environnemental des fluides de forage et d'autres additifs chimiques doit être pris en compte et les alternatives les moins nocives pour l'environnement doivent être choisies, dans la mesure du possible. Le rejet de déblais et de fluides de forage non aqueux (huile) est interdit dans les ASP.

18. L'orientation MARPOL doit être respectée comme norme minimale en ce qui concerne le contrôle des déchets, les eaux de ballast et rejets huileux, en reconnaissant les niveaux de contrôles supplémentaires imposés en vertu de la désignation par l'OMI de l'ensemble de la Méditerranée en tant que Zone spéciale.

19. Des moyens dédiés d'intervention en cas de déversement doivent être maintenus le plus près possible (sur la plateforme de forage et les navires d'assistance) et à un emplacement approprié à terre si le forage se situe au sein ou à proximité d'une aire spécialement protégée ainsi que de toute autre aire déjà retenue par les Parties, selon les cas, tel que prévu dans l'Article 21 du Protocole Offshore, conformément aux exigences du Protocole Offshore. Le cas échéant, des ressources locales supplémentaires doivent être envisagées afin d'améliorer la résilience au déversement de pétrole et la planification d'urgence.

4. Développement sur le terrain

4.1. Autorisations

20. Les concentrations des rejets de tous les additifs chimiques proposés pour la décharge doivent être identifiées et quantifiées et les risques doivent être évalués au sein d'une demande de permis avant le commencement des activités. L'autorité compétente examinera la demande de permis et n'accordera son consentement qu'une fois convaincue qu'aucun effet environnemental important ne résultera des activités prévues, comme indiqué dans les Lignes directrices pour l'évaluation d'impact sur l'environnement.

21. Toute demande de permis pour des opérations à l'intérieur ou à proximité d'une aire de protection spéciale nécessitera une évaluation environnementale solide sur le plan scientifique, conformément aux Lignes directrices pour l'évaluation d'impact sur l'environnement.

4.2. Activités offshore

22. Les Parties contractantes doivent restreindre ou interdire dans l'espace ou dans le temps les rejets dans les zones sensibles ou pendant les étapes importantes du cycle de vie et doivent réduire au minimum le torchage pendant les périodes critiques de migration des oiseaux.

23. Le profil environnemental des additifs chimiques doit être pris en compte et les alternatives les moins nocives pour l'environnement doivent être choisies dans la mesure du possible.

24. Tous les rejets en mer doivent être surveillés et déclarés à l'autorité compétente, conformément aux conditions du consentement.

25. L'utilisation d'espèces biologiquement pertinentes est recommandée pour les études de bioaccumulation et d'écotoxicologie. Une liste des principales espèces indicatrices doit être élaborée et convenue pour des types d'habitats et des régions spécifiques pour permettre la surveillance de l'état écologique, lorsque cela est nécessaire.

26. L'intégration de programmes de surveillance environnementale spécifiques à un site avec des programmes régionaux doit être adoptée, le cas échéant, pour permettre l'interprétation des données dans le contexte plus large. L'équipement de surveillance doit être adapté à l'habitat et aux espèces surveillés. Des techniques d'échantillonnage non destructives, telles que la surveillance vidéo et photographique par des techniques à distance ou en plongée, sont recommandées dans les zones de substrat dur, dans les herbiers marins et dans les zones où une forte densité d'espèces sensibles existe.

27. Les pipelines, les câbles, les prises d'eau et les exutoires côtiers, les jetées, les mouillages et autres structures des fonds marins ne doivent pas avoir d'impact direct sur les espèces et les habitats biologiquement sensibles. Les panaches de sédiments provenant des travaux de construction des fonds marins doivent être réduits autant que possible. Des zones de séparation minimales ou l'utilisation de rideaux de turbidité doivent être appliquées, le cas échéant, pour protéger les habitats et les espèces-clés contre les effets préjudiciables prévisibles sur les sédiments, comme convenu avec l'autorité compétente. Dans les cas où la sédimentation due au dragage est susceptible d'atteindre un habitat sensible, un Programme de surveillance et de gestion environnementale (EMMP) doit être développé. L'EMMP doit inclure une surveillance en ligne de la turbidité, avec une capacité d'intervention sur

site lorsque la turbidité entre les travaux et l'habitat sensible dépasse les niveaux ambiants, afin d'éviter que le nuage de sédiments n'atteigne ledit habitat sensible.

28. Les émissions de lumière doivent être réduites autant que possible conformément aux [lignes directrices actuelles de l'OSPAR](#) (Lignes directrices pour réduire l'impact de l'éclairage des installations offshore sur les oiseaux dans la Zone maritime OSPAR (Accord OSPAR 2015-08)).

29. Des moyens dédiés d'intervention en cas de déversement doivent être maintenus le plus près possible (sur la plateforme de forage et les navires d'assistance) et à un emplacement approprié à terre si le développement se situe au sein ou à proximité d'une aire spécialement protégée et de toute autre aire déjà retenue par les Parties, selon les cas, comme prévu dans l'Article 21 du Protocole Offshore, conformément aux exigences du Protocole Offshore. Le cas échéant, des ressources locales supplémentaires doivent être envisagées afin d'améliorer la résilience au déversement de pétrole et la planification d'urgence.

5. Démantèlement

30. Toutes les structures de la plate-forme doivent être retirées des limites des aires spécialement protégées à moins qu'il n'existe des raisons spéciales et convenues expliquant pourquoi elles doivent rester in situ, auquel cas la pertinence d'une conversion en récif doit être évaluée.

31. Tous les fluides de production, les mazouts, les matières solides produites et autres produits chimiques et huiles de graissage doivent être vidangés ou éliminés des éléments démantelés et transportés à terre pour élimination.

32. Les pipelines doivent faire l'objet d'une évaluation comparative pour déterminer les options de démantèlement les plus appropriées parmi les options décrites dans l'Article 20.2 du Protocole Offshore.

33. Si des tas de déblais sont présents sur les fonds marins, une évaluation doit être menée pour confirmer s'il est plus sûr d'un point de vue environnemental de les laisser sur place ou de les enlever, lors du démantèlement sauf s'il existe des raisons majeures justifiant leur enlèvement.

34. L'utilisation d'outils mécaniques de déblais doit être privilégiée à la place de l'utilisation d'explosifs. Si des explosifs sont utilisés, leur utilisation doit être pleinement justifiée et étayée par une évaluation de l'impact potentiel sur les espèces protégées et sensibles devant s'intégrer dans l'EIE et la demande de permis. Les lignes directrices du JNCC, ou d'autres lignes directrices similaires, doivent être utilisées en vue d'atténuer les effets sur les espèces protégées.

35. Des observations des fonds marins doivent être menées après démantèlement. La portée et le nombre d'enquêtes environnementales de démantèlement doivent être définis en fonction des risques et définis en consultation avec l'autorité compétente concernée.

36. La recherche et les enquêtes d'enlèvement des débris après démantèlement du site doivent être effectuées afin de s'assurer qu'aucun débris ne reste sur les fonds marins. Les enquêtes doivent couvrir une zone d'un rayon de 500 m autour de l'emplacement de l'installation démantelée et de 100 m de part et d'autre de tous les pipelines démantelés.