

DIRECTIVES ENVIRONNEMENTALES, SANITAIRES ET SECURITAIRES RAFFINAGE DU PETROLE

INTRODUCTION

1. Les Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires (Directives EHS) sont des documents de références techniques qui présentent des exemples de bonnes pratiques internationales¹, de champ d'application générale ou concernant une branche d'activité particulière. Lorsqu'un ou plusieurs États membres participent à un projet du Groupe de la Banque mondiale, les Directives EHS doivent être suivies conformément aux politiques et normes de ces pays. Les Directives EHS établies pour les différentes branches d'activité sont conçues pour être utilisées conjointement avec les **Directives EHS générales**, qui guident les utilisateurs sur des questions environnementales, sanitaires et sécuritaires courantes, éventuellement applicables à toutes les branches. Les projets complexes peuvent exiger l'application de plusieurs directives couvrant des branches d'activité différentes. La liste complète de ces directives figure à l'adresse suivante : www.ifc.org/ehsguidelines.
2. Les Directives EHS indiquent les mesures et les niveaux de performance qui sont généralement considérés réalisables dans de nouvelles installations avec les technologies existantes à un coût raisonnable. L'application des Directives EHS dans des installations existantes peut nécessiter la définition d'objectifs spécifiques à chaque site et l'établissement d'un calendrier adapté pour atteindre ces objectifs.
3. Le champ d'application des Directives EHS doit être adapté aux aléas et risques identifiés pour chaque projet en fonction d'une évaluation environnementale qui prend en compte des éléments spécifiques au site du projet, comme les conditions en vigueur dans le pays dans lequel le projet est réalisé, la capacité d'assimilation de l'environnement et d'autres facteurs propres au projet. La mise en œuvre de recommandations techniques particulières doit être établie en fonction de l'opinion professionnelle des personnes ayant les qualifications et l'expérience nécessaires.
4. Si les seuils et normes stipulés dans les réglementations du pays d'accueil diffèrent de ceux indiqués dans les Directives EHS, les normes les plus rigoureuses seront retenues pour les projets menés dans ce pays. Si des niveaux moins contraignants que ceux des Directives EHS peuvent être retenus pour des raisons particulières dans le contexte du projet, une justification détaillée pour chacune de ces alternatives doit être présentée dans le cadre de l'évaluation environnementale du site considéré. Cette justification devra montrer que les niveaux de performance proposés permettent de protéger la santé de la population humaine et l'environnement.

¹ C'est-à-dire les pratiques que l'on peut raisonnablement attendre de professionnels qualifiés et chevronnés faisant preuve de compétence professionnelle, de diligence, de prudence et de prévoyance dans le cadre de la conduite d'activités du même type dans des circonstances identiques ou similaires partout dans le monde. Les circonstances que des professionnels qualifiés et chevronnés peuvent rencontrer lorsqu'ils évaluent toute la gamme des techniques de prévention de la pollution et de contrôle applicables dans le cadre d'un projet peuvent inclure, sans toutefois s'y limiter, divers degrés de dégradation environnementale et de capacité d'assimilation de l'environnement ainsi que différents niveaux de faisabilité financière et technique.

CHAMP D'APPLICATION

5. Les **Directives EHS pour le raffinage du pétrole** concernent les opérations de transformation du pétrole brut vierge en produits finis, tels que les gaz combustibles des raffineries, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), l'essence, le kérosène, les gazoles, le mazout (fioul), le bitume, l'asphalte, les lubrifiants, les cires, le soufre, le coke de pétrole et les produits intermédiaires pour l'industrie pétrochimique (p. ex. mélanges propane/propylène, naphta vierge, distillats moyens et distillats sous vide, composés aromatiques). L'annexe A décrit en détail cette branche d'activité.

Les questions d'ordre environnemental, sanitaire et sécuritaire concernant les réservoirs de stockage figurent dans les Directives EHS pour les terminaux pétroliers de pétrole brut et de produits pétroliers.

Ce document se compose des sections suivantes :

1. Description et gestion de l'impact propre aux activités considérées	2
1.1 Environnement.....	2
1.2 Hygiène et sécurité au travail.....	14
1.3 Santé et sécurité des populations.....	17
2. Indicateurs de performance et suivi des résultats	18
2.1 Environnement.....	18
2.2 Hygiène et sécurité au travail.....	22
3. Bibliographie	24
Annexe A. Description générale des activités	27

1. DESCRIPTION ET GESTION DE L'IMPACT PROPRE AUX ACTIVITES CONSIDEREES

6. Cette section comporte un résumé des questions d'ordre environnemental, sanitaire et sécuritaire associées au raffinage du pétrole qui peuvent survenir dans le cadre des opérations, ainsi que des recommandations sur la manière de les gérer. Les recommandations relatives à la gestion des questions communes à la plupart des projets de grande envergure durant la construction et le démantèlement des installations figurent dans les **Directives EHS générales**.

1.1 Environnement

7. Les questions environnementales associées au raffinage du pétrole rentrent dans les catégories suivantes :

- Émissions atmosphériques ;
- Gestion et rejet des eaux usées industrielles (stockage, transport et traitement) ;
- Gestion des matières dangereuses et des déchets ; et
- Nuisances sonores dues au fonctionnement des machines.

Émissions atmosphériques

Gaz de combustion

8. Les émissions atmosphériques de dioxyde de carbone (CO₂), d'oxydes d'azote (NO_x), d'oxydes de soufre (SO_x), de monoxyde de carbone (CO) et de matières particulaires (MP) provenant des gaz de combustion lors du raffinage du pétrole résultent de la combustion du gaz et du pétrole dans les turbines à gaz, les chaudières, les moteurs et les réchauffeurs servant à la production d'énergie, de vapeur et de chaleur. Les gaz de combustion peuvent également être produits par les chaudières à récupération associées à certains procédés lors de la régénération catalytique continue ou de la combustion du coke de pétrole. Ainsi, le soufflage du bitume et la régénération des catalyseurs lors du craquage catalytique fluide et du craquage catalytique de résidus émettent des gaz de combustion dans l'atmosphère. Les unités de récupération du soufre peuvent émettre de petites quantités de SO_x et de sulfure d'hydrogène (H₂S).

9. Les directives concernant la gestion des émissions de petites sources de combustion d'une capacité inférieure ou égale à 50 mégawatts thermiques (MWth), y compris les normes d'émissions atmosphériques pour les émissions de gaz d'échappement, figurent dans les Directives EHS générales. Lorsque la puissance installée dépasse 50 MWth, les Directives **EHS pour l'électricité thermique** sont applicables.

10. S'agissant des réchauffeurs, les principales mesures suivantes sont à envisager pour prévenir et combattre la pollution :

- Installer des préchauffeurs d'air de combustion pour accroître l'efficacité des fours ;
- Optimiser le fonctionnement des fours, et donc l'efficacité de la combustion, en surveillant en permanence les variables des opérations et en les soumettant à des contrôles de haut niveau (température et concentration en oxygène des gaz de combustion pour optimiser la combustion, dosage air-carburant dans le mélange de combustibles, optimisation des excès d'air pour minimiser les pertes de chaleur dues aux gaz ou résidus non brûlés) ;
- Installer des modèles de réchauffeurs à haute efficacité thermique, avec de bons systèmes de contrôle (p. ex. régulateurs des niveaux d'oxygène) ;
- Prévenir la condensation des gaz d'échappement sur les surfaces ;
- Minimiser les besoins énergétiques en utilisant des pompes, ventilateurs et autres équipements à haut rendement ;
- Appliquer des techniques de lutte contre les émissions de CO, comme la bonne gestion et la maîtrise des opérations, l'alimentation permanente des systèmes de chauffage secondaire en combustibles fluides, le bon mélange des gaz d'échappement, et la postcombustion catalytique ;
- Nettoyer régulièrement la surface de chauffe (soufflage de la suie) pour les combustibles liquides ou la combustion combinée ; et
- Utiliser des réfractaires à hauts niveaux d'émissivité pour améliorer le transfert de chaleur radiante, par exemple par l'application de revêtements céramiques comme réflecteur.

Rejet dans l'atmosphère et torchage

11. Le rejet dans l'atmosphère et le torchage des gaz sont d'importantes activités menées à des fins opérationnelles et sécuritaires dans les installations de raffinage de pétrole, notamment pendant des périodes d'exploitation anormales comme en cas de dysfonctionnement ou d'incident, pour éliminer les vapeurs de gaz dans de bonnes conditions de sécurité. Des hydrocarbures sont émis dans le cadre des

purges de sécurité et au niveau des soupapes de surpression. Ils sont collectés dans le circuit de purge et envoyés à la torche.

12. Lors du démarrage et de l'arrêt prévus des installations, il convient d'utiliser un système de récupération des gaz de torche. Pour les rejets hors situation d'urgence, les gaz excédentaires purgés doivent être récupérés ou contrôlés, et le volume de gaz envoyé à la torche réduit au minimum.

13. De par la combustion, le brûlage des gaz modifie la nature chimique des substances émises (p. ex. la combustion de H₂S produit du dioxyde de soufre (SO₂) et la combustion d'hydrocarbures produit du CO₂ et de la vapeur d'eau). La surveillance des émissions de gaz doit porter à la fois sur la concentration des polluants au niveau du sol et sur la quantité totale de polluants rejetés chaque année. Avant d'adopter la solution du torchage, il convient d'évaluer les autres utilisations qui peuvent être faites des gaz et – lorsque cela est réalisable, raisonnable et sûr – de les intégrer dans toute la mesure du possible dans le modèle de production. Il importe d'estimer les volumes de gaz qui seront brûlés à la torche dans les nouvelles installations lors de la période initiale de mise en service, de façon à pouvoir définir des objectifs fixes pour ces volumes. Les volumes de gaz torchés doivent être enregistrés pour chaque opération de brûlage. Il convient de préparer et d'appliquer des plans de gestion du torchage des gaz².

14. Les mesures suivantes sont à envisager pour prévenir et combattre la pollution liée au torchage des gaz :

- Appliquer des mesures de réduction des gaz à la source dans toute la mesure du possible ;
- Utiliser des embouts de torchère efficaces (à savoir, optimiser le flux sonique du gaz rejeté pour éviter le dysfonctionnement de la torchère par extinction de la flamme) et optimiser la taille et le nombre des embouts de tuyère (au moins trois – jouant le rôle de veilleuses, positionnées à 120° l'une de l'autre – garantissant ainsi la continuité du brûlage) ;
- Maximiser l'efficacité de la combustion par torchère en contrôlant et en optimisant les débits de combustible, d'air ou de vapeur afin d'assurer le bon ratio courant de gaz torchés ;
- Réduire le plus possible le torchage des gaz de purge et le brûlage des gaz par les veilleuses sans compromettre la sécurité, grâce à des mesures comprenant l'installation d'appareils de réduction des gaz de purge et d'unités de récupération des gaz de torche (essentiellement pour les rejets en continu ou prévisibles), la mise en place de ballons de détente en amont (séparateur vapeur-liquide utilisé pour éviter l'entraînement de liquides dans la tour de torche), l'adoption de vannes à sièges souples (le cas échéant), l'utilisation de veilleuses pour conserver l'énergie, les purges par inertage, et le détournement des flux vers le réseau de distribution des gaz combustibles de la raffinerie ;
- Réduire le plus possible les risques d'extinction des veilleuses en assurant une vitesse de libération suffisante au niveau des pointes de torchère et en mettant en place des coupe-vent ;
- Utiliser un système fiable d'allumage automatique des veilleuses ;
- Installer si nécessaire des systèmes dotés d'instruments de protection pour limiter les cas de surpression (High integrity pressure protection system – HIPPS), et éviter ou atténuer les éruptions ;
- Réduire le plus possible l'entraînement de liquides dans le courant de gaz torchés en utilisant un système approprié de séparation des liquides ;
- Minimiser les décrochages et les retours de flamme ;

² Comme la réglementation *40 CFR 60 Standard of Performance for New Stationary Sources- Subpart Ja (2015)* de l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA).

17 novembre 2016

- Exploiter les torchères de façon à limiter les odeurs et les émissions visibles de fumée en utilisant des instruments optiques adaptés, tels que les détecteurs de flamme, qui agissent sur l'injection de vapeur en cas de fumée noire à l'orifice de la torchère ;
- Situer les torchères à une distance assurant la sécurité des communautés locales et des travailleurs, notamment des lieux d'hébergement de ces derniers ;
- Exécuter des programmes d'entretien et de remplacement des becs de torche pour assurer systématiquement l'efficacité maximum des torchères ;
- Mesurer mensuellement les gaz de torche à des fins d'évaluation de la pollution, surtout en ce qui concerne le CO₂ et le SO₂, et les quantités de chaleur dégagée (pour estimer indirectement les émissions de gaz à effet de serre – GES) ;
- Éviter l'excès de vapeur, qui peut réduire la performance de la torchère ;
- Éviter une flamme dominée par le flux de sortie. Un fort vent transversal soufflant à une vitesse élevée peut avoir un effet important sur les dimensions et la forme de la flamme de la torchère, qui se trouve alors dominée par le flux de sortie (en d'autres termes, la flamme est rabattue de côté sous le vent de la torchère et est emprisonnée dans le flux de sortie à l'orifice de la torche), ce qui réduit la performance de la torchère et peut endommager son orifice ; et
- Éviter le décrochage de la flamme, une situation dans laquelle la flamme se sépare du nez de la torche, laissant alors un espace entre sa base et l'orifice de la torchère suite à l'excès d'air admis en raison des vitesses de sortie des gaz de torche et du flux de vapeur centrale. Une flamme de ce type peut réduire la performance de la torchère et atteindre le point où elle s'éteint complètement.

15. Pour minimiser les opérations de torchage de gaz à la suite d'une panne ou de problèmes au niveau des installations, celles-ci doivent être extrêmement fiables (> 95 %). Des arrêts d'exploitation doivent être prévus pour permettre le déroulement de programmes d'entretien des équipements et de protocoles de révision des installations sans dépasser les 8 000 heures de fonctionnement par an pour la raffinerie (soit un arrêt programmé d'un mois par an de la raffinerie pour un entretien général). Cela suppose un coefficient d'entretien de la raffinerie de 91 % (ou 8 000 heures d'exploitation/24 heures par jour x 365 jours = 0,91).

Émissions fugitives

16. Les émissions fugitives des installations de raffinage de pétrole peuvent provenir de tuyaux, vannes, raccords, collerettes, joints, purgeurs de vapeur, anneaux de remplissage, canalisations ouvertes, réservoirs à toit flottant et joints de pompes, systèmes d'acheminement du pétrole, joints de compresseurs, vannes de détente, soupapes de respiration, citernes ou bacs/conteneurs ouverts, séparateurs huile-eau ; elles peuvent aussi se produire lors des opérations de stockage, de chargement et de déchargement d'hydrocarbures. Selon le procédé de raffinage utilisé, les émissions fugitives se composent de :

- Hydrogène ;
- Méthane ;
- Composés organiques volatils (COV) (p. ex. éthane, éthylène, propane, propylène, butanes, butylènes, pentanes, pentènes, alkylats en C6-C9, benzène, toluène, xylènes, phénol et composés aromatiques en C9) ;
- Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et autres composés organiques semi-volatils ;
- Gaz inorganiques, notamment l'ammoniac (NH₃), le CO, le CO₂, le SO₂ et le trioxyde de soufre (SO₃) résultant de la régénération de l'acide sulfurique lors de l'alkylation à l'acide sulfurique, les NO_x, le méthyltertiobutyléther (MTBE), le l'éthyltertiobutyléther (ETBE), le tertioamylméthyléther (TAME), le méthanol et l'éthanol ; et
- Parfois, acide fluorhydrique (HF) résultant de l'alkylation au fluorure d'hydrogène et H₂S.

17. Il existe un risque non négligeable de pollution par les COV émis lors du remplissage des réservoirs à toit conique par suite de rejets diffus à travers les reniflards, par les émissions fugitives d'hydrocarbures provenant des joints des réservoirs de stockage à toit flottant, par les émissions diffuses provenant des brides ou des vannes et des joints de machines, par les COV provenant des réservoirs de mélange, des vannes, des pompes et des opérations de mélange, et par les COV provenant des réseaux d'évacuation des eaux usées huileuses et des unités de traitement des eaux usées. Les réservoirs de stockage du bitume peuvent aussi émettre de l'azote susceptible de contenir des hydrocarbures et des composés soufrés à température d'entreposage (150–180°C) sous forme d'aérosols. Les autres sources potentielles d'émissions fugitives sont les événements des unités de récupération de vapeur et les gaz émis par l'oxydation alcaline.

18. Les mesures recommandées pour prévenir et combattre les émissions diffuses sont notamment les suivantes :

- Il convient d'exécuter un programme structuré de détection et de réparation des fuites s'appuyant sur un examen systématique des diagrammes de processus et d'instrumentation pour identifier les flux et les équipements (p. ex. canalisations, vannes, joints, réservoirs et autres composants) susceptibles de générer des émissions diffuses de COV (du fait de la dégradation de leurs éléments constitutifs, par exemple), et prioriser leur surveillance à l'aide d'appareils de détection de vapeurs, puis assurer leur maintenance et le remplacement des pièces si nécessaire.
- Les soupapes, brides, accessoires, garnitures et joints d'étanchéité voulus doivent être choisis en fonction de leur capacité à réduire les fuites de gaz et les émissions fugitives³.
- Pour minimiser leur rejet dans l'atmosphère, les vapeurs d'hydrocarbures doivent être confinées (p. ex. en utilisant un système de mise sous atmosphère d'azote, un toit flottant interne pour les réservoirs ou un système de couverture pour le séparateur), ou renvoyer dans le système.
- Installer une unité de récupération des vapeurs au lieu du rejet dans l'atmosphère ou du brûlage. Dans certaines unités (p. ex. production de bitume, rampes de chargement), il convient d'envisager l'utilisation d'épurateurs pour les gaz évacués afin d'éliminer les huiles ou autres produits d'oxydation présents dans les vapeurs de tête.
- Les gaz doivent être incinérés à haute température (environ 800°C) pour assurer une destruction complète des composants présents à l'état de trace (p. ex. H₂S, aldéhydes, acides organiques et composés phénoliques) et réduire au minimum les émissions et les nuisances olfactives.
- Les émissions des unités d'alkylation à l'HF doivent être récupérées et neutralisées en éliminant l'HF à l'aide d'un épurateur, avant d'envoyer les gaz à la torche.
- Il convient d'équiper de systèmes de contrôle des vapeurs, comme les unités de récupération de vapeur, les stations de chargement/déchargement du naphta, de l'essence, du méthanol/éthanol et des éthers, notamment le MTBE, l'ETBE et le TAME.
- Des directives supplémentaires pour la prévention et la maîtrise des émissions fugitives des réservoirs de stockage sont fournies dans les **Directives EHS pour les terminaux pétroliers de pétrole brut et de produits pétroliers**.

Oxydes d'azote

19. Les chaudières, les réchauffeurs, les fours, les unités de cogénération de chaleur et d'électricité, les turbines à gaz, les régénérateurs de craquage catalytique fluide, les torches, les unités de combustion et

³ Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles pour le raffinage du pétrole et du gaz (2015).

les autres opérations des raffineries peuvent émettre des NO_x. Les trois mécanismes suivants sont à l'origine de la formation de NO_x : le mécanisme « NO-combustible » (du fait de la présence d'azote dans le combustible), le mécanisme « NO-thermique » (du fait de l'azote dans l'air à température élevée et de l'excès d'air pendant la combustion) et le mécanisme « NO-précoce » (du fait de la réaction de l'azote atmosphérique – N₂ – avec des radicaux libres tels que les fragments hydrocarbonés C, CH, et CH₂ au stade initial de la combustion). Les brûleurs bas-NO_x sont la technologie la plus couramment installée sur les dispositifs de combustion pour réduire les émissions de NO_x. Pour les émissions liées au craquage catalytique fluide, on envisage généralement de faire appel à la réduction catalytique sélective ou aux technologies de-NO_x pour l'azote thermique.

20. L'ammoniac (NH₃) qui se forme pendant l'hydrodésulfuration du naphta et du gazole entre dans la composition des gaz acides alimentant le réacteur thermique de l'unité de désulfuration où il est converti en NO_x-combustible. En outre, du NO_x-thermique se forme pendant la récupération du soufre du fait de l'oxydation de l'azote de l'air à haute température (environ 1 400°C).

21. Outre les indications relatives à la gestion de ces questions présentées dans les **Directives EHS générales**, les mesures recommandées de prévention et de minimisation de la pollution sont notamment la combustion avec de l'air à haute température, aussi appelée combustion sans flamme (ou sans couleur), qui peut être employée dans les unités de désulfuration, notamment celles utilisant des gaz acides pauvres ne pouvant être brûlés sans combustible auxiliaire ou enrichissement en oxygène dans des conditions normales. Ce mode de combustion permet de brûler ces gaz en obtenant un champ thermique uniforme sans ajout de combustible ou d'oxygène. La répartition uniforme de la température favorise un brûlage propre et efficace, et présente en outre l'avantage d'une réduction importante des émissions de NO_x, de CO et d'hydrocarbures.

Oxydes de soufre

22. Les chaudières, réchauffeurs et différents procédés de traitement (tels que les unités de récupération du soufre, les régénérateurs à craquage catalytique fluide, les torchères, le strippage des eaux usées, les incinérateurs d'effluents gazeux non condensables, les opérations de décokage et les calcinations de coke) peuvent émettre des oxydes de soufre (SO_x) et du H₂S. Les émissions varieront en fonction de la teneur en soufre du pétrole brut transformé, de la teneur en soufre du combustible brûlé, du degré de récupération du soufre, et du niveau du contrôle des émissions de SO_x. La régénération de l'acide sulfurique lors de l'alkylation à l'acide sulfurique peut produire du SO₂ et du SO₃. Les concentrations en SO₂ dans les gaz résiduels de raffinerie peuvent atteindre, avant traitement, 1 500 à 7 500 milligrammes par mètre cube (mg/m³)⁴.

23. Pour réduire les émissions de SO_x et améliorer la qualité des produits, les effluents de raffinerie contenant du soufre sont généralement dirigés vers les unités d'hydrotraitement dans lesquelles l'hydrogène se combine au soufre pour former du H₂S ; ce produit est alors acheminé vers l'unité de traitement aux amines d'où un flux unique, à forte concentration de H₂S, est envoyé à l'unité de récupération du soufre, généralement en s'appuyant sur le procédé Claus⁵.

24. Les mesures recommandées pour prévenir et réduire le plus possible la pollution sont notamment les suivantes :

⁴ Document de référence sur les meilleures technologies disponibles du Bureau européen de la prévention et de la maîtrise intégrées des pollutions – EIPPCB (2003)

⁵ Voir annexe A : Description générale des activités.

17 novembre 2016

- Dans la mesure du possible, réduire au minimum les émissions de SO_x par la désulfuration des carburants ou ne traiter les carburants à haute teneur en soufre que dans les installations équipées de systèmes de contrôle des SO_x.
- Récupérer le soufre des gaz résiduaux dans des unités de récupération très efficaces (p. ex. unités Claus équipées de la section spécifique de traitement des gaz résiduaux)⁶.
- Traiter les gaz de combustion issus des tours d'absorption des unités d'alkylation à l'aide d'épurateurs à la soude caustique (caustification des gaz acides pour en extraire les acides).

Particules en suspension

25. Les particules émises par les raffineries sont dues aux gaz de combustion des fours et des chaudières, aux fines de catalyseurs provenant des unités de régénération lors du craquage catalytique fluide et d'autres procédés chimiques utilisant des catalyseurs, à la manutention du coke de pétrole, aux fines et cendres produites lors de l'incinération des boues, et au décokage et soufflage de la suie des fours et des torchères. Les particules peuvent contenir des métaux (p. ex. vanadium, nickel). Les MP_{2,5} condensables (p. ex. nitrates, sulfates) sont un autre type d'émissions particulières. Les mesures de lutte contre les particules peuvent également contribuer à diminuer les émissions de métaux lors du raffinage du pétrole⁷.

26. Les mesures recommandées pour prévenir et limiter la pollution sont notamment les suivantes :

- Pour les sources d'émission importantes de matières particulaires, telles que les unités de régénération lors du craquage catalytique fluide et les incinérateurs de boues, installer des dispositifs antipollution à très haute efficacité (p. ex. filtres à poche, précipitateurs électrostatiques, épurateurs, cyclones à trois étages). Envisager d'utiliser ces dispositifs parallèlement à des technologies de lutte contre les émissions de NO_x et de SO_x (p. ex. épurateurs par voie humide) si la maîtrise des MP_{2,5} se justifie. Utilisées conjointement, ces techniques permettent d'éliminer plus de 99 % des particules en suspension.
- Appliquer des techniques de réduction des émissions de particules lors de la manutention du coke, notamment :
 - stocker le coke (spongieux vert) en vrac dans des bâtiments fermés ;
 - garder le coke constamment humide ;
 - broyer le coke dans un broyeur pour le transporter dans un silo de stockage intermédiaire (hydrobins) ;
 - vaporiser sur le coke une fine couche d'huile pour coller les fines ;
 - utiliser des convoyeurs à bande couverts et dotés de dispositifs d'extraction conçus pour maintenir une pression négative ;
 - utiliser des systèmes d'aspiration pour extraire et collecter la poussière de coke ; et
 - utiliser des systèmes pneumatiques pour transporter les fines récupérées par les cyclones dans un silo équipé de filtres d'air et recycler et stocker les fines récupérées.
- Envisager de passer à d'autres combustibles, par exemple en remplaçant le mazout lourd par du mazout léger, du gaz naturel ou des gaz de raffinerie.

⁶ Un système de récupération du soufre récupérant au moins 97 %, mais de préférence 99 %, de soufre doit être utilisé lorsque la concentration en sulfure d'hydrogène des gaz résiduaux est importante.

⁷ Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles pour le raffinage du pétrole et du gaz (2015).

Gaz à effet de serre

27. Le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane (CH₄) sont les principaux gaz à effet de serre (GES) produits lors du raffinage du pétrole et peuvent être émis en grande quantité lors de ces opérations et des procédés de combustion connexes. Le dioxyde de carbone et les autres gaz (p. ex. le N₂O) peuvent être dégagés dans l'atmosphère lors de la régénération sur site des catalyseurs à base de métaux nobles. Les émissions totales de GES doivent être quantifiées annuellement au moyen des méthodes reconnues au plan international.

28. Lors de la phase de conception ou lorsqu'ils envisagent des transformations majeures, les opérateurs doivent prévoir d'améliorer les installations de combustion fixe (chaudières produisant de la vapeur, réchauffeurs, production combinée de chaleur et d'électricité), de moderniser les systèmes de gaz combustibles et les torchères, et d'installer des unités de récupération de chaleur à des fins de production d'électricité pour minimiser les émissions de GES. L'objectif doit être d'abaisser les émissions de GES et d'étudier les solutions techniquement fiables et les plus rentables pour réduire les émissions⁸. On trouvera d'autres recommandations pour la gestion des gaz à effet de serre – qui s'ajoutent aux méthodes de conservation et d'utilisation rationnelle de l'énergie – dans les **Directives EHS générales**.

Eaux usées

Eaux usées industrielles

29. Les principales eaux usées provenant du raffinage du pétrole sont les eaux « acides » et les eaux industrielles non huileuses/non acides. Les eaux acides sont produites lors du dessalage, de la distillation atmosphérique, de la distillation sous vide, du prétraitement, de l'hydrodésulfuration des distillats légers et moyens, de l'hydrocraquage, du craquage catalytique, de la cokéfaction et de la viscoréduction/du craquage thermique. Les eaux acides peuvent être contaminées par des hydrocarbures, du H₂S, du NH₃, des composés organiques soufrés (mercaptans R-S-H), des acides organiques et du phénol. Les eaux industrielles à teneur élevée en H₂S et/ou NH₃ sont traitées dans une colonne de désulfuration à la vapeur pour éliminer ces composés ainsi que d'autres, avant d'être recyclées dans l'usine ou de subir un traitement final dans l'unité de traitement des eaux usées du site et d'être rejetées. Les eaux usées industrielles non huileuses/non acides peuvent provoquer des problèmes au niveau des stations d'épuration des eaux usées. Les purges des chaudières et les usines de déminéralisation produisent des effluents qui, s'ils ne sont pas correctement neutralisés, peuvent extraire des phénols de la phase huileuse pour les entraîner dans la phase aqueuse et causer des émulsions dans la station d'épuration des eaux usées. Des effluents liquides peuvent également découler de rejets accidentels ou de fuites de faible volume provenant des équipements, des procédés, des machines et des zones et réservoirs de stockage. Une fois traitées, les eaux acides sont généralement renvoyées vers la colonne de désulfuration à la vapeur, pour strippage, plutôt que vers une unité d'épuration des eaux usées de la raffinerie.

30. Les mesures recommandées de gestion des eaux usées industrielles sont notamment les suivantes :

- Prévenir et maîtriser les rejets accidentels de liquides en procédant à des contrôles réguliers et en assurant la maintenance des systèmes de stockage et de convoyage, notamment au niveau

⁸ Des informations détaillées sur les possibilités d'amélioration de l'efficacité énergétique des raffineries de pétrole sont présentées dans Université de Californie, "Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries" (2005) <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=ibnl>; et dans Agence américaine de protection de l'environnement (EPA), "Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry" (2010).

17 novembre 2016

des presse-étoupe des pompes et vannes et autres endroits où des fuites peuvent se produire. Établir et mettre en œuvre des plans d'intervention en cas de déversements ;

- Prévoir une capacité régulatrice des fluides industriels suffisante pour maximiser leur recyclage dans la production et éviter ainsi leur rejet massif dans le système de drainage des eaux huileuses ;
- Concevoir et construire, pour les eaux usées et les matières dangereuses, des bassins de confinement aux parois étanches afin de prévenir toute infiltration d'eau contaminée dans le sol et les eaux souterraines ;
- Tenir les eaux industrielles à l'écart des eaux de ruissellement et séparer les bassins de confinement des eaux usées de ceux contenant des matières dangereuses ; et
- Appliquer de bonnes pratiques pour une saine gestion, notamment en conduisant les activités de transfert des produits sur des surfaces pavées et en nettoyant immédiatement les petits déversements.

31. Les recommandations spécifiques à prendre en compte pour la gestion des différentes catégories d'eaux usées sont notamment les suivantes :

- Acheminer la soude caustique utilisée dans les unités d'adoucissement et des traitements chimiques vers le système de traitement des eaux usées après oxydation alcaline.
- Acheminer la liqueur caustique provenant de l'oxydation alcaline (contenant des thiosulfates, des sulfites et des sulfates solubles) vers le système de traitement des eaux usées.
- Installer un système de drainage en circuit fermé pour collecter et recycler les fuites et déversements de MTBE, ETBE et TAME. Ces substances ne réagissent pas au traitement biologique et ne doivent donc pas pénétrer dans le système de traitement des eaux usées qu'elles peuvent endommager.
- Neutraliser, le cas échéant, les effluents acides et alcalins provenant de la préparation d'eau déminéralisée avant de les envoyer dans le système de traitement des eaux usées.
- Refroidir les effluents résultant des purges des circuits de production de vapeur avant rejet. Ces effluents ainsi que les purges des tours de refroidissement peuvent contenir des additifs (p. ex. biocides) et devoir être traités dans la station d'épuration avant leur rejet.
- Les opérations de nettoyage programmées pendant la révision générale des installations produisent de l'eau contaminée par les hydrocarbures. Ces eaux usées ainsi que celles qui contiennent des hydrocarbures provenant de fuites doivent être traitées à la station d'épuration.

Traitement des eaux usées industrielles

32. Les techniques de traitement des déchets liquides de cette branche d'activité sont la séparation à la source et le prétraitement des flux concentrés d'eaux usées. Généralement, les étapes du traitement des eaux usées sont les suivantes :

- Adoption de bacs à graisses, d'écumeurs d'hydrocarbures, de séparateurs à plaques coalescentes, de systèmes de flottation à air dissous ou de séparateurs huile/eau qui permettent de séparer les huiles des solides flottables ;
- Filtration permettant de récupérer les solides filtrables ;
- Répartition des flux et des charges ;
- Sédimentation des solides en suspension dans des clarificateurs ;

- Traitements biologiques – le plus souvent aérobies – qui permettent de réduire la quantité de matière organique soluble, mesurée par la demande biochimique en oxygène (DBO) ;
- Élimination des produits chimiques ou des nutriments biologiques en vue de la réduction des quantités d'azote et de phosphore ;
- Chloration des eaux usées si une décontamination s'avère nécessaire ; et
- Déshumidification et élimination des résidus dans des décharges destinées spécifiquement aux déchets dangereux.

33. Des mesures de contrôle d'ingénierie supplémentaires peuvent s'avérer nécessaires pour : i) contenir et traiter les composés organiques volatils récupérés après traitement des eaux usées issues des différentes unités opérationnelles ; ii) éliminer les métaux par des procédés avancés en utilisant la filtration sur membrane ou d'autres technologies de traitement physique/chimique ; iii) éliminer les composés organiques récalcitrants et la DBO non biodégradable à l'aide de charbon actif ou par oxydation chimique avancée ; iv) réduire la toxicité des eaux usées à l'aide de technologies adaptées (osmose inversée, échange d'ions, charbon actif) ; et v) contenir et neutraliser les nuisances olfactives.

34. La gestion des eaux industrielles est traitée dans les **directives EHS générales**, qui présentent des exemples de modes de traitement. L'application de ces technologies et des bonnes pratiques en matière de gestion des eaux usées doit permettre aux installations de satisfaire aux valeurs recommandées dans les présentes directives pour les décharges des eaux usées, comme indiqué dans le tableau applicable de la section 2 du présent document.

Autres eaux usées et consommation d'eau

35. Les directives sur la gestion des eaux usées non contaminées provenant des équipements sanitaires, des eaux de pluie non contaminées et des eaux d'égout sont présentées dans les **Directives EHS générales**. Les écoulements d'eau contaminée doivent être acheminés de manière à passer par le système de traitement des eaux usées industrielles. Des recommandations pour réduire la consommation d'eau, en particulier là où la ressource est limitée, sont fournies dans les **Directives EHS générales**.

36. Eaux des essais hydrostatiques. Les tests hydrostatiques du matériel et des conduites comprennent des essais sous pression avec de l'eau (en général de l'eau non traitée filtrée) pour vérifier l'intégrité du système et détecter d'éventuelles fuites. Des additifs chimiques (tels qu'inhibiteurs de corrosion, désoxygénants et colorants) sont souvent employés pour prévenir la prévention interne et mettre en évidence les fuites. Dans le cadre de la gestion des eaux des essais hydrostatiques, il importe de prendre des mesures de prévention et de dépollution qui consistent à :

- Utiliser la même eau pour plusieurs tests ;
- Réduire l'emploi d'inhibiteurs de corrosion et autres produits chimiques en minimisant le temps pendant lequel l'eau des essais reste dans le matériel ou la conduite ; et
- S'il faut utiliser des additifs chimiques, choisir des additifs efficaces avec le potentiel de toxicité, de biodisponibilité et de bioaccumulation le plus faible, et la plus forte biodégradabilité.

37. Si l'immersion des eaux d'essais hydrostatiques est la seule option possible, il convient d'établir un plan d'évacuation de ces eaux couvrant l'emplacement des points d'immersion en mer ou dans les eaux de surface, le taux de déversement, l'utilisation et la dispersion de produits chimiques, les risques environnementaux et les opérations de contrôle requises. L'immersion dans les eaux côtières peu profondes est à éviter.

Gestion des matières dangereuses

38. Les installations de raffinage de pétrole produisent, consomment et stockent des quantités importantes de matières dangereuses, qu'il s'agisse de matières premières ou intermédiaires ou de produits finis. Les pratiques recommandées en matière de gestion et en particulier de manutention, de stockage et de transport des matières dangereuses sont présentées dans les **Directives EHS pour les terminaux pétroliers de pétrole brut et de produits pétroliers** et dans les **Directives EHS générales**.

Déchets

39. Il existe un grand nombre et un gros volume de matières et déchets dangereux et non dangereux produits par les procédés de raffinage et les opérations d'entretien. Des recommandations générales sur le stockage, la manutention, le traitement et l'élimination des matières et déchets dangereux et non dangereux sont présentées dans les **directives EHS générales**.

Catalyseurs usagés

40. Les catalyseurs sont utilisés dans plusieurs unités de raffinage de pétrole, notamment le prétraitement et le reformage catalytique, l'hydrodésulfuration des distillats légers et moyens, l'hydrocraquage, le craquage catalytique fluide, le craquage catalytique de résidus, la production de MTBE/ETBE et TAME, l'isomérisation du butane, l'hydrogénation des diènes et l'hydroisomérisation du butylène, la régénération de l'acide sulfurique, l'hydrodésulfuration catalytique sélective et la production de soufre et d'hydrogène. Les catalyseurs usés peuvent contenir du molybdène, du nickel, du cobalt, du platine, du palladium, du vanadium, du fer, du cuivre et de la silice et/ou de l'oxyde d'aluminium, qui leur servent de base. Ils sont de plusieurs types et leurs propriétés physicochimiques influenceront sur ce à quoi ils sont destinés. Deux grands aspects sont à prendre en considération : le fait de savoir si les catalyseurs en question sont considérés comme « dangereux » ou « non dangereux » par nature, et si les métaux qu'ils contiennent sont précieux ou récupérables. L'analyse de ces aspects déterminera la destination à leur donner.

41. Les méthodes de gestion recommandées pour les catalyseurs dangereux sont notamment les suivantes :

- Utiliser des catalyseurs ayant une longue durée de vie et régénérer ces catalyseurs pour augmenter leur cycle de vie ;
- Employer des méthodes de stockage et de manutention sur site appropriées pour éviter tout risque de réaction exothermique incontrôlée ; et
- Retourner les catalyseurs usagés au fabricant pour régénération ou récupération ou les envoyer à des sociétés extérieures en vue de leur gestion, de la récupération et du recyclage des métaux lourds ou précieux qu'ils contiennent, et de leur mise en décharge conformément aux recommandations relatives à la gestion des déchets industriels présentées dans les **Directives EHS générales**.

Autres matières dangereuses

42. Outre les catalyseurs usagés, les déchets industriels dangereux sont par exemple les solvants, les filtres, le white-spirit, les adoucissants usés, les amines ayant servi à l'élimination du CO₂, du H₂S et du sulfure de carbone (COS), les filtres à charbon actif et les boues huileuses provenant des séparateurs huile/eau et du dessalage, les émulsions et fonds de cuve, et les fluides industriels ou de maintenance usés (p. ex. huiles et liquides de test). Les réservoirs de pétrole brut, le dessalage, la distillation atmosphérique, la cokéfaction, les sécheurs fonctionnant au propane, au propylène, au butane et l'isomérisation du butane peuvent également produire des déchets dangereux, notamment des boues

contaminées, des boues issues du nettoyage des circuits des pompes à eau, des tamis moléculaires usagés et de l'oxyde d'aluminium provenant de l'alkylation à l'acide fluorhydrique. Les boues produites par les stations d'épuration des eaux usées et par les bassins et dispositifs de lagunage peuvent aussi être considérées comme des matières dangereuses, en fonction du procédé de traitement utilisé et des eaux usées à traiter.

43. Les déchets industriels sont testés et classifiés comme dangereux ou non dangereux en fonction de la réglementation locale en vigueur ou toute autre certification reconnue internationalement. Des recommandations détaillées sur le stockage, la manutention, le traitement et l'élimination des déchets dangereux ou non dangereux sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

44. Les stratégies de gestion recommandées pour les matières dangereuses propres à cette branche d'activité sont notamment les suivantes :

- Dans la mesure du possible, acheminer les boues huileuses, telles que celles provenant des réservoirs de stockage du pétrole brut (drainage par le fond) et du dessalage (drainage par le fond), vers le tambour à coke de la cokéfaction retardée, pour récupérer les hydrocarbures.
- S'assurer que la viscoréduction ne conduit pas à un craquage excessif afin d'éviter la production de mazout instable, ce qui augmenterait la quantité de boues et de sédiments formés lors du stockage.
- Maximiser la récupération de l'huile dans les eaux usées et les boues huileuses. Réduire au minimum les pertes en huile dans le circuit des effluents. Il est possible de récupérer l'huile des résidus par séparation (p. ex. par gravité ou centrifugation).
- Traiter les boues par épandage (bioremédiation) ou extraction par solvant, puis par la combustion des résidus et/ou leur utilisation dans les fours à asphalte ou à ciment, si cela est faisable. Dans certains cas, les résidus peuvent devoir être stabilisés avant d'être éliminés pour réduire les possibilités de lessivage de métaux toxiques. En l'absence de traitement, les boues dangereuses des raffineries de pétrole brut doivent être mises en décharge de façon sûre, comme indiqué dans les **Directives EHS générales**.

Déchets non dangereux

45. L'alkylation à l'acide fluorhydrique produit des boues de neutralisation pouvant contenir du fluorure de calcium, de l'hydroxyde de calcium, du carbonate de calcium, du fluorure de magnésium, de l'hydroxyde de magnésium et du carbonate de magnésium. Après séchage et compression, les boues peuvent être vendues – à des aciéries, par exemple – ou éliminées par enfouissement. Des recommandations détaillées relatives au stockage, à la manutention, au traitement et à l'élimination des déchets non dangereux sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

Nuisances sonores

46. Les principales sources de bruit dans les installations de raffinage de pétrole sont les machines tournantes de grande taille telles que compresseurs et turbines, pompes, moteurs électriques, refroidisseurs d'air (le cas échéant), soufflantes, ventilateurs et réchauffeurs. En outre, les fuites de vapeur, si elles sont importantes, peuvent être bruyantes. Lors des dépressurisations en urgence, les niveaux élevés de bruit sont dus à l'envoi dans les torches de gaz à haute pression ou aux rejets de vapeur dans l'atmosphère. Des recommandations générales relatives à la gestion des nuisances sonores sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

1.2 Hygiène et sécurité au travail

47. Les problèmes d'hygiène et de sécurité au travail susceptibles de se poser durant la construction et le démantèlement des installations de raffinage de pétrole peuvent être semblables à ceux rencontrés dans d'autres installations industrielles et les mesures à prendre pour les gérer sont décrites dans les **Directives EHS générales**.

48. De manière générale, la planification des mesures de gestion de l'hygiène et de la sécurité pendant les opérations doit suivre une démarche systématique et structurée visant à prévenir et à maîtriser les risques physiques, chimiques, biologiques et radiologiques pour la santé et la sécurité, tels qu'ils sont décrits dans les **Directives EHS générales**.

49. Les risques majeurs pour l'hygiène et la sécurité au travail doivent être évités par la mise en œuvre de programmes de gestion de la sécurité comprenant au minimum les éléments indiqués dans les chapitres correspondants des **Directives EHS générales**, à savoir :

- Analyses spécifiques des risques à l'échelle de l'intégralité des installations, et notamment des conséquences possibles (p. ex. analyse des modes de défaillance et de leurs effets, étude d'identification des risques, étude sur les risques et l'exploitabilité, ou évaluation quantitative des risques). Ces analyses doivent être conduites parallèlement au dossier technique initial et au dossier technique détaillé, avant la mise en service des installations ;
- Formation du personnel portant sur les risques opérationnels ;
- Procédures de gestion des changements dans le fonctionnement, analyse des dangers industriels, maintenance de l'intégrité mécanique, examen préalable à la mise en route, permis de travail à chaud, systèmes de travail sûrs et autres aspects essentiels de la sécurité industrielle mentionnés dans les **Directives EHS générales** ;
- Système de gestion du transport en toute sécurité, comme indiqué dans les **Directives EHS générales** si le projet envisage le transport de matières premières ou de produits finis ;
- Procédures de manutention, de transport et de stockage des matières dangereuses.

50. Les risques les plus importants en matière de santé et de sécurité au travail qui sont associés à l'exploitation d'une installation de raffinage de pétrole rentrent dans les catégories suivantes :

- Sécurité des opérations
- Atmosphères pauvres en oxygène
- Risques chimiques
- Incendies et explosions.

Sécurité des opérations

51. Des programmes garants de la sécurité des opérations doivent être suivis du fait des caractéristiques propres à cette branche d'activité, qui fait notamment intervenir des réactions chimiques complexes, l'utilisation de matières dangereuses (p. ex. matières toxiques, réactives, volatiles, inflammables ou explosives) et des réactions à plusieurs étapes.

52. Pour gérer la sécurité des opérations, il importe de prendre des mesures pour :

- Évaluer les dangers physiques que les matériaux utilisés et les réactions chimiques peuvent présenter.
- Réaliser des analyses des risques liés aux pratiques de chimie industrielle et d'ingénierie utilisées, y compris en matière de thermodynamique et de cinétique.
- Appliquer des programmes efficaces d'entretien préventif et examiner l'intégrité mécanique des installations et des équipements industriels.
- Former des opérateurs/techniciens et développer leurs compétences.
- Mettre au point des systèmes de travail sûrs, des consignes d'exploitation et des procédures d'intervention d'urgence.

Atmosphères pauvres en oxygène

53. Les rejets et l'accumulation d'azote gazeux dans les zones de travail peuvent déplacer l'oxygène et créer une atmosphère asphyxiante. Les mesures recommandées de prévention et de maîtrise des dégagements de gaz asphyxiants sont notamment les suivantes :

- Concevoir et installer les systèmes d'extraction d'azote conformément aux normes industrielles applicables.
- Installer un système d'arrêt d'urgence automatique qui détecte tout dégagement incontrôlé d'azote (notamment la présence d'une atmosphère pauvre en oxygène dans les zones de travail⁹) en déclenchant une alarme, lance automatiquement un système de ventilation forcée et arrête les installations pour limiter la durée des dégagements.
- Mettre en œuvre des procédures d'accès aux espaces confinés, comme indiqué dans les **Directives EHS générales**, en prenant en compte les dangers spécifiques aux installations considérées.

Risques chimiques

54. Les rejets d'acide fluorhydrique, de monoxyde de carbone, de méthanol et de H₂S peuvent représenter des dangers d'exposition professionnels. La régénération des amines et la récupération du soufre peuvent entraîner des fuites de H₂S. Le craquage catalytique de résidus, le craquage catalytique fluide et la fabrication du gaz de synthèse dans les usines de production d'hydrogène peuvent produire des fuites de CO. Les mélanges CO/air sont explosifs et spontanés ; une réinflammation explosive peut se produire. Le H₂S pose un risque immédiat d'incendie lorsqu'il entre en contact avec l'air.

55. Lors du fonctionnement normal des unités, les opérateurs peuvent être exposés à l'inhalation de produits dangereux (p. ex. H₂S, CO, COV, HAP). Les risques de contact dermique concernent les acides, la vapeur et les surfaces à haute température. Les risques chimiques doivent être gérés sur la base des résultats d'une analyse de la sécurité des tâches et d'une enquête sur l'hygiène industrielle, et conformément aux recommandations relatives à la santé et à la sécurité au travail figurant dans les **Directives EHS générales**. Les mesures de protection comprennent la formation du personnel,

⁹ Les zones de travail présentant un risque d'être exposées à des atmosphères pauvres en oxygène doivent être équipées de systèmes de surveillance capables de détecter ces situations. Les opérateurs devront également être équipés de systèmes personnels de détection. Ces deux types d'équipements doivent comporter un seuil d'alarme réglé à une concentration de 19,5 % O₂ dans l'air.

l'application d'un système de permis de travail, l'utilisation d'équipements de protection individuelle (EPI) et des systèmes de détection des gaz toxiques équipés d'alarmes¹⁰.

Acide fluorhydrique

56. Les opérateurs risquent d'être exposés à l'acide fluorhydrique (HF) dans les unités d'alkylation. Les mesures de sécurité au travail sont notamment les suivantes¹¹ :

- Réduire le caractère volatil de l'HF par l'ajout d'additifs faisant baisser la pression de vapeur.
- Minimiser le volume des rétentions d'HF (quantités présentes dans le circuit).
- Concevoir l'usine de manière à limiter les zones exposées aux risques dus à l'HF et prévoir des issues de secours pour les opérateurs.
- Identifier clairement les zones exposées à ce risque et signaler les endroits où le port d'équipement de protection individuelle est obligatoire.
- Appliquer une procédure de décontamination pour les opérateurs, dans un lieu réservé à cet effet.
- Respecter une distance tampon de sécurité entre l'unité d'alkylation à l'acide fluorhydrique, les autres procédés et les limites de la raffinerie.
- Utiliser des épurateurs pour neutraliser et éliminer l'HF avant d'envoyer les gaz à la torche.
- Utiliser un bassin de neutralisation de l'HF avant de rejeter les effluents dans les réseaux d'évacuation des eaux usées huileuses.
- Prévoir un réservoir réservé à la collecte des alkylats et mesurer régulièrement le pH avant de le mélanger avec l'essence.
- Traiter le butane et le propane à l'aide d'oxyde d'aluminium activé pour éliminer les fluorures organiques, puis éliminer tout HF restant à l'aide d'une solution alcaline.
- Transporter l'HF vers l'usine ou hors de l'usine selon les recommandations relatives au transport des matières dangereuses mentionnées dans les **Directives EHS générales**.

Incendies et explosions

57. Les risques d'incendies et d'explosions sont dus au dégagement accidentel de gaz de synthèse (composé de monoxyde de carbone et d'hydrogène), d'oxygène, de méthanol et de gaz de raffineries. Le gaz de raffineries peut déclencher des « **feux propulsés** » s'il s'enflamme à l'endroit où il est dégagé, ou entraîner l'explosion d'un nuage de gaz, des boules de feu ou des incendies instantanés, en fonction de la quantité de matières inflammables présentes et du degré de confinement du nuage. Le méthane, l'hydrogène, le monoxyde de carbone et le H₂S peuvent s'enflammer spontanément, si leurs températures dépassent les points d'auto-inflammation, soit 580°C, 500°C, 609°C et 260°C, respectivement. Les déversements de liquides inflammables lors du raffinage du pétrole peuvent déclencher des « **feux en nappe** ». Les risques d'explosions peuvent également être associés à l'accumulation de vapeurs dans les réservoirs de stockage (p. ex. acide sulfurique et bitume).

¹⁰ L'OSHA (*Occupational Safety and Health Administration* – Agence américaine pour la sécurité et la santé au travail) donne une description détaillée des questions de santé et de sécurité et des stratégies de prévention et de lutte relatives au raffinage du pétrole (notamment les risques d'incendies et d'explosions et les risques dus aux produits chimiques) : *Technical Manual Section IV Safety Hazards*, Chapitre 2 (1999) *Petroleum Refining Process* (http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html).

¹¹ Les recommandations relatives à la manipulation d'acide fluorhydrique sont données par American Petroleum Institute (API), *Recommended Practice* (RP) 751, "Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units" (Troisième édition, juin 2007).

58. Les mesures recommandées pour prévenir et combattre les incendies et explosions dus aux opérations de transformation sont notamment les suivantes¹² :

- Concevoir, construire et exploiter les raffineries de pétrole conformément aux normes internationales¹³ de prévention et de maîtrise des risques d'incendies et d'explosions, notamment en séparant les zones de production, de stockage et de service et les zones sûres. Les distances de sécurité peuvent être déterminées à partir d'analyses de la sûreté des installations et de l'évaluation quantitative des risques, et par l'application des normes de sécurité incendie internationalement reconnues¹⁴.
- Prévoir des systèmes de préalerte, comme la surveillance de la pression dans les circuits de transport des gaz et des liquides, en plus des détecteurs de fumée et de chaleur des systèmes anti-incendie.
- Évaluer le potentiel d'accumulation de vapeur dans les réservoirs de stockage et appliquer des techniques de prévention et de contrôle (p. ex. placer les stocks d'acide sulfurique et de bitume sous atmosphère d'azote).
- Supprimer les sources potentielles d'inflammation (p. ex. concevoir le tracé des canalisations de manière à éviter tout déversement sur des canalisations ou des équipements à haute température ou sur des machines rotatives).
- Installer des protections passives contre les incendies dans les zones indiquées par les modèles, capables de résister aux températures prévues pendant un temps suffisant pour permettre à l'exploitant de mettre en œuvre la stratégie pertinente de lutte contre l'incendie.
- Limiter/confiner les zones pouvant être accidentellement touchées par les déversements de liquides inflammables :
 - Définir des zones de feu et équiper ces zones d'un système de drainage permettant de récupérer les rejets accidentels de liquides inflammables pour les acheminer vers une zone sécurisée comprenant des réservoirs de stockage munis d'enceintes de confinement secondaire ;
 - Installer des murs de séparation contre les incendies et les explosions dans les zones où il est impossible de respecter les distances de sécurité ; et
 - Concevoir les réseaux d'évacuation des eaux usées huileuses de manière à éviter la propagation des incendies.

59. D'autres recommandations relatives à la gestion des risques d'incendies et d'explosions figurent dans les **Directives EHS pour les terminaux de pétrole brut et de produits pétroliers**.

1.3 Santé et sécurité des populations

60. Les effets de la construction et du démantèlement des installations de raffinage de pétrole sur la santé et la sécurité des populations sont les mêmes que dans la plupart des autres branches d'activité industrielle et sont présentés dans les **Directives EHS générales**.

¹² D'autres recommandations concernant les risques d'incendies et d'explosions sont données dans la norme API RP 2001 : *Fire Protection in Refineries* (2012).

¹³ National Fire Protection Association (NFPA) (États-Unis) donne un exemple de bonnes pratiques dans son code 30 : « Flammable and Combustible Liquids » (Quincy, MA: NFPA, 2003), <http://www.nfpa.org/>. D'autres recommandations visant à limiter les expositions à l'électricité statique et à la foudre sont présentées dans API, RP, « Protection against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents » (2003).

¹⁴ On trouvera des informations supplémentaires sur les distances de sécurité, par exemple, dans le code 30 de l'Association nationale de protection contre les incendies (NFPA, États-Unis) (2003).

61. Les risques les plus importants pour la santé et la sécurité des populations locales sont ceux liés aux opérations de raffinage du pétrole, car des incendies et des explosions sur le site peuvent causer des accidents graves, et des rejets accidentels de matières premières ou de produits finis peuvent intervenir pendant le transport à l'extérieur des installations. Les directives relatives à la gestion de ces questions sont présentées ci-après et dans les **Directives EHS générales**.

62. D'autres recommandations relatives au transport maritime, au transport ferroviaire et aux installations côtières sont présentées dans les différentes **Directives EHS pour le transport maritime, pour les chemins de fer et pour les ports et terminaux**, et dans les **Directives EHS pour les terminaux pétroliers de pétrole brut et de produits pétroliers**.

Risques majeurs¹⁵

63. Les risques les plus importants pour la sécurité sont ceux liés à la manipulation et au stockage de substances liquides et gazeuses. Les effets possibles sont une forte exposition du personnel et, dans certains cas, des populations avoisinantes, en fonction de la quantité et du type de substances chimiques volatiles et inflammables accidentellement libérées, et des conditions susceptibles de générer des réactions ou des catastrophes, telles que les incendies et les explosions¹⁶. Les principales mesures de réduction de ces risques sont présentées à la section 1.2. Pour la prévention des risques majeurs pesant sur les populations locales, la planification des interventions d'urgence doit au minimum comporter la préparation et l'exécution d'un plan de gestion des situations d'urgence, élaboré avec la participation des autorités locales et des populations susceptibles d'être touchées. Des recommandations supplémentaires sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

2. INDICATEURS DE PERFORMANCE ET SUIVI DES RESULTATS

2.1 Environnement

Directives pour les émissions et les effluents

64. Les tableaux 1 et 2 présentent les directives pour les émissions et les effluents dans le raffinage du pétrole. Les valeurs indiquées pour les émissions résultant des opérations (telles que le craquage catalytique fluide, la récupération du soufre et les unités de combustion) et les effluents dans cette branche d'activité correspondent aux bonnes pratiques internationales en usage, qui se retrouvent dans les normes applicables des pays ayant des cadres réglementaires bien établis. Les valeurs données dans les directives sont censées être réalisables dans des conditions normales d'exploitation d'installations bien conçues et bien gérées au moyen des techniques de prévention et de maîtrise de la pollution examinées dans les sections précédentes du présent document.

65. Les directives concernant les émissions produites par les opérations de combustion associées aux activités de cogénération de centrales ayant une puissance installée ne dépassant pas 50 MWth figurent dans les **Directives EHS générales**. Les émissions provenant des turbines, chaudières et moteurs de centrales de plus de 50 MWth sont prises en compte dans les **Directives EHS pour les centrales thermiques**. Le tableau 1 est consacré aux émissions produites par des unités de combustion alimentées par différents combustibles, comme les réchauffeurs et les chaudières, et aux émissions générées par

¹⁵ L'OSHA (*Occupational Safety and Health Administration* – Agence américaine pour la sécurité et la santé au travail) donne une description détaillée des questions de santé et de sécurité et des stratégies de prévention et de lutte dans le domaine du raffinage du pétrole dans *Technical Manual* Section IV *Safety Hazards*, Chapitre 2 (1999) *Petroleum Refining Process* (http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html)

¹⁶ D'autres recommandations relatives aux risques d'incendies et d'explosions sont données dans la norme API RP 2001 « *Fire Protection in Refineries* » (2012).

d'autres opérations. Des recommandations relatives aux conditions ambiantes basées sur la charge totale des émissions sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

66. Les directives relatives aux effluents s'appliquent aux effluents traités et rejetés directement dans des eaux de surface destinées à une utilisation générale. Les niveaux de rejets propres à un site donné peuvent être établis selon les conditions d'utilisation des systèmes de collecte et de traitement des eaux usées gérés par un opérateur public, lorsqu'ils existent, ou dans le cas de rejets directs dans les eaux de surface, selon la classification de l'utilisation des eaux réceptrices, qui est décrite dans les **Directives EHS générales**.

Tableau 1. Niveaux de référence pour les émissions atmosphériques – raffineries de pétrole ^a		
Polluant	Unité	Valeur recommandée
NO_x ^b	mg/Nm ³	300 100 pour le craquage catalytique fluide
SO_x ^c	mg/Nm ³	150 pour la récupération du soufre ; 300 pour le craquage catalytique fluide 500
Matières particulaires (MP10) ^d	mg/Nm ³	25
Vanadium ^e	mg/Nm ³	5
Nickel	mg/Nm ³	1
H₂S ^e	mg/Nm ³	5

a. Gaz sec à 3 % O₂.
b. NO_x signifie NO+NO₂ exprimé en équivalent de NO₂. Valeur du Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles pour le raffinage du pétrole et du gaz (2015).
c. SO_x signifie SO₂ + SO₃, exprimé en équivalent de SO₂.
d. Valeur de référence du Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles pour le raffinage du pétrole et du gaz (2015). Valeur recommandée pour les matières particulaires ; également applicable au craquage catalytique fluide.
e. De G.S.R. 186(E) et 820(E), Notification du ministère indien de l'Environnement et des Forêts, http://envfor.nic.in/legis/env_stand.htm.

Tableau 2. Niveaux de référence pour les effluents liquides – raffineries de pétrole^a

Polluant	Unité	Valeur recommandée
pH	pH	6-9
DBO5	mg/l	30 ^b
DCO	mg/l	125 ^c
Matières en suspension (MES)	mg/l	30
Huiles et graisses	mg/l	10
Chrome (total)	mg/l	0,5
Chrome (hexavalent)	mg/l	0,05
Cuivre	mg/l	0,5
Fer	mg/l	3
Cyanure Total	mg/l	1
Libre		0,1
Plomb	mg/l	0,1
Nickel	mg/l	0,5
Mercure	mg/l	0,003 ^d
Arsenic	mg/l	0,1
Vanadium	mg/l	1
Phénol	mg/l	0,2
Benzène	mg/l	0,05 ^e
Benzo[a]pyrène	mg/l	0,05
Sulfures	mg/l	0,2
Azote total	mg/l	10 ^f
Phosphore total	mg/l	2
Augmentation de température	°C	<3 ^g

N. B.

- Pour une raffinerie de pétrole intégrée
- Valeur de référence du Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles (2015) Tableau 3.16. Certaines législations nationales, comme celle de la Chine, peuvent avoir des valeurs plus faibles : 20 mg/l.
- Valeur de référence du Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles (2015). Certaines législations nationales, comme celle de la Chine, peuvent avoir des valeurs plus faibles : 120 mg/l.
- Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles (2015) Tableau 3.16
- Valeur de référence du Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles (2015)
- La concentration en azote total dans l'effluent peut atteindre 40 mg/l dans les procédés incluant l'hydrogénation.
- À la limite d'une zone de mélange établie scientifiquement qui tient compte de la qualité de l'eau ambiante, de l'utilisation des eaux réceptrices, des récepteurs potentiels et de la capacité d'assimilation.

Suivi de l'impact sur l'environnement

67. Des programmes de suivi de l'impact sur l'environnement dans cette branche d'activité doivent être mis en place de manière à couvrir toutes les activités qui peuvent avoir un impact important dans des conditions normales ou anormales d'exploitation (situations d'urgence obligeant à envoyer les gaz à la torche). Les activités de suivi de l'impact sur l'environnement doivent être basées sur des indicateurs directs ou indirects d'émissions, d'effluents et d'utilisation des ressources applicables au projet considéré, et pour les sources ponctuelles d'émission, la concentration et le flux massique de polluants doivent être inclus.

68. Les activités de suivi doivent être suffisamment fréquentes pour fournir des données représentatives sur les paramètres considérés. Elles doivent être menées par des personnes ayant reçu la formation nécessaire à cet effet, suivant des procédures satisfaisantes de suivi et de tenue des statistiques et utilisant des instruments régulièrement calibrés et bien entretenus. Les données produites par les activités de suivi doivent être analysées et examinées à intervalles réguliers et comparées aux normes d'exploitation afin de permettre l'adoption de toute mesure corrective nécessaire. D'autres recommandations sur les méthodes d'échantillonnage et d'analyse applicables aux émissions et aux effluents figurent dans les **Directives EHS générales**.

69. Afin d'améliorer la gestion des émissions fugitives produites par les raffineries de pétrole et pour protéger la santé des populations touchées, un système de surveillance des concentrations de benzène dans un périmètre de sécurité doit être appliqué dans les conditions prévues par les méthodes internationalement reconnues¹⁷, en plus des dispositions requises en matière de surveillance et de gestion qui sont décrites à la section 1.1 de la présente directive. Lorsque les concentrations moyennes annuelles de benzène liées aux émissions de la raffinerie dépassent la valeur recommandée au tableau 3, des mesures correctives doivent être prises pour réduire ces émissions de benzène. Les mesures correctives et les résultats du suivi doivent être consignés.

Tableau 3. Périmètre de sécurité et de surveillance : seuil d'intervention	
Polluant	Valeur recommandée
Benzène	9 µg/m ³ ^a
a. Concentrations moyennes annuelles corrigées de la contribution de la pollution de fond. Valeur de référence de l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA 40CFR63), Subpart CC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries (2015).	

Utilisation des ressources, consommation d'énergie, volume d'émission et production de déchets

70. Les tableaux 4 et 5 présentent, à titre d'exemple, des indicateurs relatifs à la consommation de ressources, aux émissions et à la production de déchets par million de tonnes de pétrole brut raffiné. Les normes industrielles utilisées sont indiquées uniquement à des fins de comparaison. Les projets doivent viser une amélioration systématique de leurs performances dans ces domaines.

¹⁷ Telles que celles de l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA), 40 CFR 63 Subpart CC- National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries (2015).

Tableau 4. Consommation de ressources et d'énergie

Paramètre	Définition du paramètre	Unité	Norme industrielle
Consommation d'énergie totale ⁽¹⁾	Énergie totale consommée par les opérations, dont combustion directe, vapeur, électricité, etc.	MJ par tonne de pétrole brut transformé	2 300-3 300
Consommation d'énergie électrique ⁽¹⁾	Électricité totale consommée par les opérations	kWh par tonne de pétrole brut transformé	22-31
Eau fraîche d'appoint ⁽²⁾	Apports d'eau brute filtrée ; comprend les pertes par entraînement vésiculaire, évaporation et purge.	m ³ par tonne de pétrole brut transformé	0,07-0,66
<p>N. B.</p> <p>1. D'après CONCAWE, EU refinery energy systems and efficiency, Report No. 3/12. (2012); CONCAWE, Oil Refining Report No. 1/13 (2013); Agence américaine pour l'information sur l'énergie (EIA), Short Term Energy Outlook (2013).</p> <p>2. D'après Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles pour le raffinage du pétrole et du gaz (2015).</p>			

Tableau 5. Émissions et production de déchets

Paramètre	Unité	Norme industrielle
Eaux usées	m ³ /tonne de pétrole brut	0,1-1,5 ¹
Émissions	Tonne/million de tonnes de pétrole brut transformé	CO ₂ ²
NO _x ³		105 000-276 000
Matières particulaires		70-450
SO _x ⁴		60-150
COV		60-300
Déchets solides		65-300
		10-100
<p>N. B.</p> <p>1. D'après Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles pour le raffinage du pétrole et du gaz (2015).</p> <p>2. N'inclut pas tous les GES, total des CO₂ seulement. D'après Centre commun de recherche de la Commission européenne, Document de référence, Meilleures techniques disponibles pour le raffinage du pétrole et du gaz (2015).</p> <p>3. NO+NO₂, exprimé en équivalent de NO₂.</p> <p>4. SO₂+SO₃, exprimé en équivalent de SO₂.</p>		

2.2 Hygiène et sécurité au travail

Directives sur l'hygiène et la sécurité au travail

71. Les résultats obtenus dans le domaine de l'hygiène et la sécurité au travail doivent être évalués par rapport aux valeurs limites d'exposition professionnelle publiées à l'échelle internationale, comme les directives sur les valeurs limites d'exposition (TLV®) et les indices d'exposition à des agents biologiques (BEIs®) publiés par l'*American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)*¹⁸, *Pocket Guide to Chemical Hazards* publié par l'*United States National Institute for Occupational Health and Safety*

¹⁸ Voir <http://www.acgih.org/store/>.

(NIOSH)¹⁹, les valeurs plafonds autorisées (PELs) publiées par l'*Occupational Safety and Health Administration of the United States* (OSHA)²⁰, les valeurs limites d'exposition professionnelle de caractère indicatif publiées par les États membres de l'Union européenne²¹, ou d'autres sources similaires.

Fréquence des accidents mortels et non mortels

72. Il faut s'efforcer de ramener à zéro le nombre d'incidents ou de quasi-incidents dont peuvent être victimes les travailleurs (employés et sous-traitants) dans le cadre d'un projet, en particulier les incidents qui peuvent entraîner des jours de travail perdus, des incapacités physiques de différents niveaux, ou qui peuvent être mortels. Les chiffres enregistrés pour le projet concerné peuvent être comparés à ceux des installations de pays développés opérant dans la même branche d'activité, présentés dans des publications statistiques (par exemple *US Bureau of Labor Statistics* et *UK Health and Safety Executive*)²².

Suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail

73. Il est nécessaire d'assurer le suivi des risques professionnels liés aux conditions de travail spécifiques au projet considéré. Ce suivi doit être conçu et mis en œuvre par des experts agréés²³ dans le cadre d'un programme de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail. Les installations doivent par ailleurs tenir un registre des accidents et des maladies du travail, et des situations dangereuses et autres incidents. D'autres recommandations sur les programmes de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail sont données dans les **Directives EHS générales**.

¹⁹ Voir <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

²⁰ Voir http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992.

²¹ Voir <https://osha.europa.eu/en/legislation/directives/exposure-to-chemical-agents-and-chemical-safety/osh-related-aspects/council-directive-91-414-ee>.

²² Voir <http://www.bls.gov/iif/> and <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

²³ Les professionnels agréés sont entre autres les hygiénistes industriels accrédités, les médecins du travail, les professionnels accrédités de la sécurité ou équivalents.

3. BIBLIOGRAPHIE

- American Petroleum Institute (API). 1992. *Recommended Practice (RP) 751*. "Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units." Third Edition, June 2007. Washington, DC: API. Voir <http://www.api.org/environment-health-and-safety/process-safety/process-safety-standards/standard-rp-751>.
- 2008. *Recommended Practice (RP) 2003*. "Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents." Seventh Edition. Washington, DC: API. Voir <http://publications.api.org>.
- 2012. *Recommended Practice (RP) 2001*. "Fire Protection in Refineries." Washington, DC: API. Voir <http://publications.api.org>.
- Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 1999. "Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries." Brussels: CONCAWE.
- 2009. "Refining BREF Review. Air Emissions." Report No. 4/09. Brussels: CONCAWE. Voir <https://www.concawe.eu>.
- 2012. "EU Refinery Energy Systems and Efficiency." Report No. 3/12. Brussels: CONCAWE. Voir https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_12-03-2012-01520_en_-01-e.pdf.
- 2013. "Oil Refining." Report No. 1/13. Brussels: CONCAWE. Voir https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_13-1r-2013-01142-01-e.pdf.
- European Commission (EC). 2003. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). "Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Refineries (BREF)." Seville: EIPPCB.
- 2015. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). "Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas." Voir http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf.
- European Union (EU). "Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe." Brussels/Strasbourg: European Union.
- German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety (BMU). 2002. "First General Administrative Regulation Pertaining to the Federal Emission Control Act (Technical Instructions on Air Quality Control – TA Luft)." Berlin: BMU.
- 2004. "Waste Water Ordinance – AbwV. (Ordinance on Requirements for the Discharge of Waste Water into Waters)." Promulgation of the New Version of the Waste Water Ordinance of 17 June 2004. Berlin: BMU. Voir http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/wastewater_ordinance.pdf.
- IFP Energies Nouvelles. Water in Fuel Production, Oil Production, and Refining. Rueil-Malmaison Cedex – France. Voir www.ifpenergiesnouvelles.com.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2005. Special Report. "Carbon Dioxide Capture and Storage." Geneva: IPCC. Voir https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf.

17 novembre 2016

- Italian Ministry of the Environment (Ministero dell'Ambiente). 1999. *Servizio Inquinamento Atmosferico e Acustico e le Industrie a Rischio*. Italian Refining Industry. Rome: Ministero dell'Ambiente.
- Maheu, A. 2009. *Energy Choices and Their Impacts on Demand for Water Resources: An Assessment of Current and Projected Water Consumption in Global Energy Production*. McGill University.
- Meyers, Robert. A. 1997. *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York, NY: McGraw-Hill Handbooks.
- UNESCO. 2008. IHE "Water Footprint of Bio-Energy and Other Primary Energy Carriers."
- United States (U.S. Energy Information Administration (EIA). 2011. *Annual Energy Review 2010*. DOE/EIA-0384(2010). Washington, DC. Voir <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/038410.pdf>.
- 2010. *Petroleum Supply Annual 2009*. DOE/EIA-0340(2009)/1. Washington, DC. Voir http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2009/psa_volume1_2009.html.
- 2011. *Petroleum Supply Annual 2010*. DOE/EIA-0340(2010)/1. Washington, DC. Voir http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2010/psa_volume1_2010.cfm.
- AEO2012 National Energy Modeling System run REF2012.D020112C. Voir <http://www.eia.gov/>.
- "Short Term Energy Outlook." May 2013. Voir <http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/may13.pdf>.
- United States (U.S.) Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 60 "Standard of Performance for New Stationary Sources." Subpart Kb—"Standards of Performance for Volatile Organic Liquid Storage Vessels (Including Petroleum Liquid Storage Vessels) for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced after July 23, 1984." Washington, DC: U.S. EPA. Voir http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.k_0b&rqn=div6.
- 40 CFR Part 60 "Standard of Performance for New Stationary Sources." Subpart J—"Standards of Performance for Petroleum Refineries." Washington, DC: U.S. EPA. Voir <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.j&rqn=div6>.
- 40 CFR 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart Ja—Standards of Performance for Petroleum Refineries for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After May 14, 2007. Washington, DC: Voir http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.j_0a&rqn=div6.
- 40 CFR Part 60 "Standard of Performance for New Stationary Sources." Subpart QQQ—"Standards of Performance for VOC Emissions From Petroleum Refinery Wastewater Systems." Washington, DC: U.S. EPA. Voir <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-60/subpart-QQQ>.
- 40 CFR Part 63. Subpart CC—"National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries." Washington, DC: U.S. EPA. Voir <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-CC>.
- 40 CFR Part 63. Subpart VV—"National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators." Washington, DC: U.S. EPA. Voir <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-VV>.

17 novembre 2016

-
- 40 CFR Part 419. “Petroleum Refining Point Source Category.” Washington, DC: U.S. EPA. Voir <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=6b51273d47e8dc451e0aac10f60cdfce&mc=true&node=pt40.31.419&rgn=div.5>.
- 1995. “Compilation of Air Pollutants Emission Factors- AP42, Fifth Edition” (1995). Voir <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emission-factors>.
- 2010. *Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry*. Research Triangle Park, NC. Voir <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-12/documents/refineries.pdf>
- “Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries” (2015). Voir <https://www3.epa.gov/ttn/chief/efpac/protocol/Protocol%20Report%202015.pdf>.
- U.S. National Fire Protection Association (NFPA). 2003. Code 30: “Flammable and Combustible Liquids.” Quincy, MA: NFPA. Voir <http://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards?mode=code&code=30>.
- University of California. 2005. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. “Energy Efficiency Improvement and Cost-Saving Opportunities for Petroleum Refineries.” Voir <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbnl>.
- World Refining Association. 1999. “Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe. Improving Environmental Procedures and Energy Production.” Vienna: Honeywell.

ANNEXE A. DESCRIPTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS

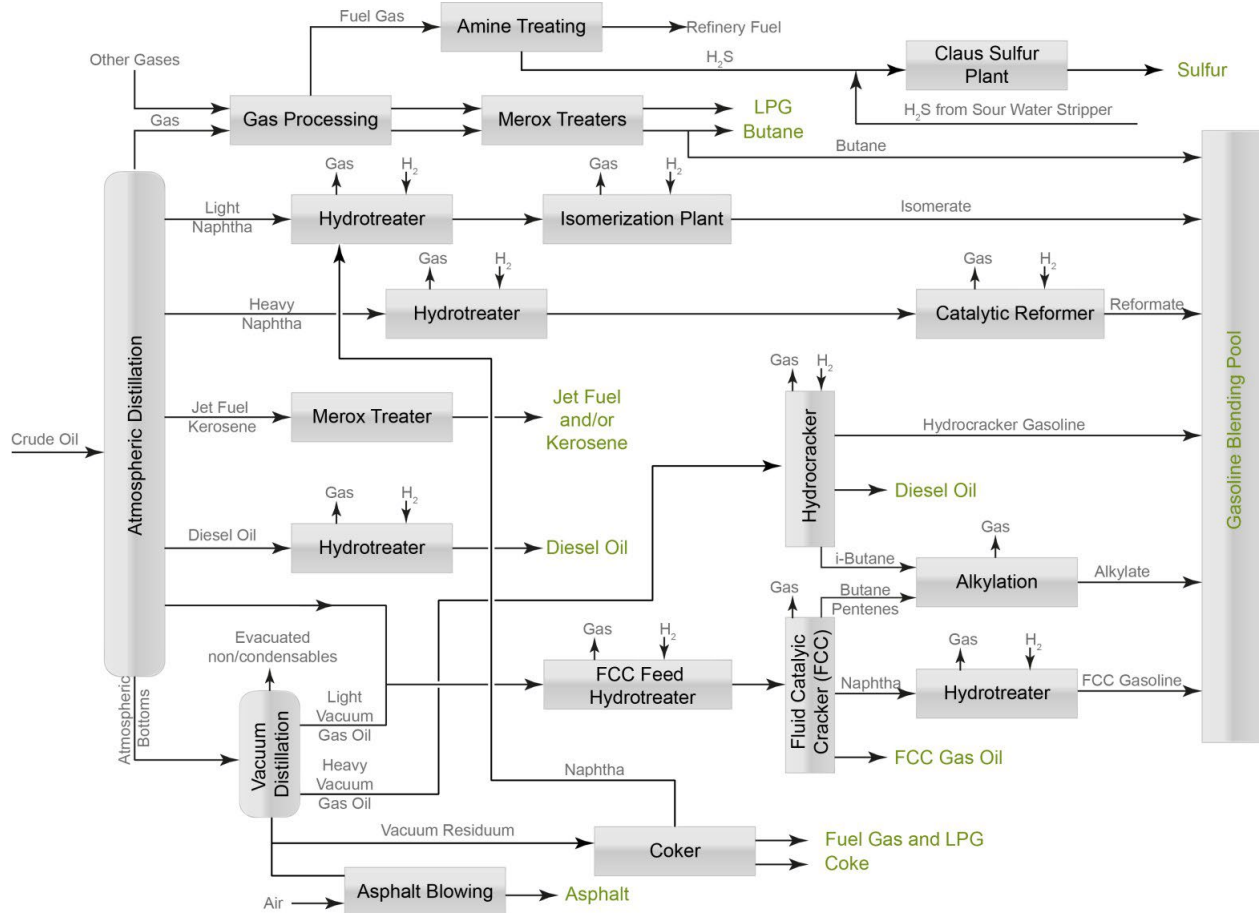
74. Les **Directives EHS pour le raffinage du pétrole** concernent les opérations de transformation du pétrole brut en produits et sous-produits commerciaux finis, raffinés, gazeux, liquides et solides tels que les gaz combustibles des raffineries, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), l'essence, le kérosène, les gazoles, le mazout (fioul), le bitume, l'asphalte, les lubrifiants, les cires, le soufre, le coke de pétrole et les produits intermédiaires pour l'industrie pétrochimique (p. ex. mélanges propane/propylène, naphta vierge, composés aromatiques, distillats moyens et distillats sous vide). Les produits commercialisables sont obtenus par mélange de différents produits intermédiaires. La gamme des produits à la sortie des unités de mélange comprend l'essence (naphta issu du craquage, reformats, isomérats, alkylats, méthyltertiobutyléther [MTBE], tertioamylméthyléther [TAME], ou éthanol, butane, etc.), les gazoles, le GPL, etc. Leur composition dépend de la configuration du processus de raffinage.

75. Les raffineries de pétrole sont des usines complexes ; leur conception dépend des produits finis qu'elles souhaitent produire et des propriétés du pétrole brut qu'elles convertissent. Elles peuvent être partiellement ou entièrement intégrées (conversion totale), en fonction des unités qui la composent. Les raffineries modernes se composent de différentes unités qui permettent des procédés de haute conversion (cokéfaction), de conversion moyenne (craquage) ou de faible conversion (distillation-reformatage). Elles peuvent transformer différents types de pétrole brut (léger, moyen, lourd, paraffinique, aromatique, naphthénique/cycloparaffinique) à différentes teneurs en soufre, qu'ils aient une haute densité, une viscosité élevée, un point d'écoulement élevé, etc. L'indice de complexité Nelson (NCI) permet d'évaluer la complexité d'une raffinerie de pétrole. Ainsi, une raffinerie ayant un indice Nelson élevé ($6 < \text{NCI} < 9$), soit une capacité de conversion secondaire, par opposition à primaire (distillation), peut produire des produits raffinés de haute qualité (essence norme Euro-5), même à partir de bruts lourds et acides.

76. La matière première des raffineries est le pétrole brut qui est un mélange de composés d'hydrocarbures²⁴. Les hydrocarbures contenus dans le pétrole brut sont un mélange de trois groupes de produits chimiques, à savoir les paraffines (normales et isoparaffines), les cyclanes (ou cycloparaffines) et les aromatiques. Les types de pétrole brut sont le plus couramment classés dans deux catégories, à savoir « sucrés » et « acides ». Le pétrole brut sucré a normalement une faible teneur en soufre et est légèrement paraffinique. Le pétrole brut acide a généralement une forte teneur en soufre (plus de 0,5 % en poids) et est hautement naphthénique. Les pétroles bruts se classent également en « lourd », « moyen » et « léger » selon leur teneur en paraffines et en chaînes carbonées cycliques naphthéniques ou aromatiques.

²⁴ Les mélanges d'hydrocarbures diffèrent par leur composition chimique, leur structure moléculaire et leur teneur en impuretés. Certaines impuretés, comme le soufre (principalement sous forme de composés organiques : mercaptans et sulfures), l'azote, le vanadium et le nickel, sont liées chimiquement aux hydrocarbures ; d'autres sont des composés minéraux : le sable et l'argile, l'eau et les sels solubles de zinc, le chrome et le sodium.

Activité des installations composant la raffinerie



English	Translation
Other Gases	Autres gaz
Gas	Gaz
Gas Processing	Traitement du gaz
Fuel Gas	Gaz de combustion
Amine Treating	Traitement aux amines
Refinery Fuel	Gaz combustibles des raffineries
H ₂ S	H ₂ S
Claus Sulfur Plant	Unité Claus
Sulfur	Soufre
H ₂ S from Sour Water Stripper	H ₂ S de la rectification des eaux acides
Merox Treaters	Procédés Merox (adoucissement)
LPG	GPL
Butane	Butane
H ₂	H ₂
Light Naphtha	Naphta léger
Hydrotreater	Hydrotraitement

Isomerization Plant	Isomérisation
Isomérate	Isomérats
Heavy Naphtha	Naphta lourd
Catalytic Reformer	Reformage catalytique
Reformate	Reformats
Gasoline Blending Pool	Pool essence
Crude Oil	Pétrole brut
Atmospheric Distillation	Distillation atmosphérique
Jet Fuel Kerosene	Carburéacteur Kérosène
Merox Treater	Procédé Merox (adoucissement)
Jet Fuel and/or Kerosene	Carburéacteur et/ou kérosène
Diesel Oil	Gazole
Hydrocracker	Hydrocraquage
Hydrocracker Gasoline	Essence d'hydrocraquage
i-Butane	Isobutane
Alkylation	Alkylation
Alkylate	Alkylats
Butane Pentenes	Butane Pentènes
Fluid Catalytic Cracker (FCC)	Craquage catalytique fluide (FCC)
Naphtha	Naphta
FCC Gasoline	Essence FCC
FCC Gas Oil	Gazole FCC
Evacuated non/condensables	Non-condensables évacués
Atmospheric Bottoms	Résidu atmosphérique
Vacuum Distillation	Distillation sous vide
Light Vacuum Gas Oil	Distillat sous vide léger
Heavy Vacuum Gas Oil	Distillat sous vide lourd
FCC Feed Hydrotreater	Hydrotraitement des charges alimentant le FCC
Vacuum Residuum	Résidus sous vide
Coker	Cokéfaction
Fuel Gas and LPG	Gaz combustible et GPL
Coke	Coke de pétrole
Air	Air
Asphalt Blowing	Soufflage de l'asphalte
Asphalt	Asphalte

Dessalage

77. Le dessalage consiste à laver le pétrole brut à l'aide d'eau douce, d'eau saumâtre ou même d'eau de mer sous haute température et haute pression pour dissoudre, séparer et éliminer les sels, l'eau et les solides initialement présents. L'eau de lavage, généralement injectée à contre-courant en un ou plusieurs points, permet de faire passer dans l'eau le sel contenu dans le brut par dissociation électrolytique grâce à un champ électrostatique modulé avec précision. Le pétrole brut et/ou le brut réduit (résidus lourds) et l'eau de lavage entrent alors dans l'unité de dessalage, qui produit du pétrole lavé, asséché et dessalé, et de

l'eau contaminée. Les sels contenant certains des métaux qui peuvent empoisonner les catalyseurs sont dissous dans la solution aqueuse. Une fois le pétrole lavé et une émulsion eau-brut obtenue, l'adjonction d'agents chimiques désémulsifiants et l'utilisation de champs électrostatiques permettent de provoquer la coalescence et la désémulsification.

Unités de distillation primaire

78. Elle comprend une distillation atmosphérique suivie d'une distillation sous vide. Le pétrole brut dessalé entre dans une tour de distillation sous pression atmosphérique où les différentes fractions composant le brut sont séparées selon leurs températures d'ébullition. Les fractions les plus lourdes sont récupérées en bas de la tour (résidu atmosphérique), ne se vaporisent pas à la pression atmosphérique et doivent être fractionnées dans une tour de distillation sous vide. Elles subiraient en effet une dégradation thermique sous l'effet de températures d'ébullition excessivement élevées si elles étaient soumises à la distillation atmosphérique. La distillation sous vide permet de récupérer une plus grande quantité de distillats (gazoles sous vide, distillats sous vide et cires) à partir des résidus lourds de la distillation atmosphérique ; c'est là son principal avantage.

Production d'asphalte/de bitume

79. L'asphalte/le bitume est issu des résidus de distillation sous vide. On insuffle de l'air dans l'unité de soufflage du bitume (également appelée unité d'oxydation des bitumes), ce qui déclenche des réactions de déshydrogénation et de polymérisation, et permet d'obtenir un produit plus dur et de plus grande viscosité, un point de ramollissement plus élevé et une pénétration plus faible, se prêtant à toute une série d'applications, dont le revêtement des routes. L'asphalte/le bitume soufflé est récupéré dans le bas de la colonne d'oxydation et refroidi avant stockage. L'asphalte/le bitume est généralement stocké à une température de 150–180°C sous atmosphère d'azote dans des réservoirs à toit conique, chauffés et isolés, qui sont équipés de soupapes de sûreté. L'azote dégagé dans l'atmosphère peut contenir des hydrocarbures et des composés soufrés sous forme de gouttelettes liquides chargées en aérosols.

Consommation d'hydrogène

80. Les produits de la distillation atmosphérique et les matières premières des autres unités contiennent certaines impuretés naturelles, telles que le soufre, l'azote et d'autres contaminants. L'hydrotraitement permet d'éliminer ces impuretés afin de réduire la pollution lors de l'utilisation et de la combustion des carburants (essence, gazole, mazout). L'hydrofinition est aussi utilisée pour modifier d'autres propriétés (contenu aromatique). Les pétroles lourds à haute teneur en soufre et en azote doivent aussi être traités avant de passer aux procédés de craquage catalytique en aval.

81. **Hydrotraitement (hydrodésulfuration et hydrodésazotation)** sont des procédés catalytiques utilisant l'hydrogène pour provoquer une très légère hydrogénation du soufre et de l'azote dans les hydrocarbures. Lors de l'hydrotraitement, le soufre et l'azote sont convertis en sulfure d'hydrogène (H₂S) et en ammoniacque (NH₃). La réaction catalytique (catalyseurs à base de cobalt [Co] et/ou de nickel [Ni]-molybdène [Mo]) se produit entre 370°C et 415°C ; à plus haute température, la formation de coke serait trop importante et la durée de vie des catalyseurs entre leurs régénérations serait trop courte. Le naphta, les carburéacteurs, les gazoles, les lubrifiants et le mazout peuvent tous être traités selon ce procédé pour éliminer les substances nocives.

82. L'hydrotraitement²⁵ et l'hydrorafinage ont pour but d'éliminer les impuretés telles que le soufre, l'azote, l'oxygène, les halogénures et les traces d'impuretés métalliques susceptibles de désactiver et

²⁵ L'hydrotraitement comprend plusieurs réactions : hydrotraitement du naphta (or prétraitement, s'il se situe en amont

même d’empoisonner les catalyseurs à base de métaux nobles tels que le platine, le palladium et le nickel. L’hydrotraitement améliore également la qualité des fractions obtenues en convertissant les alcènes et les dialcènes en paraffines, ce qui réduit la formation de gomme (polyoléfines) dans les carburants. L’hydroraffinage réalise le craquage des molécules lourdes en molécules plus légères, plus facilement commercialisables. Ces deux procédés sont situés généralement en amont du reformage catalytique et de l’hydrocraquage,²⁶ car le soufre et l’azote pourraient perturber l’action du catalyseur. La tendance mondiale à extraire les bruts lourds de puits parvenus à la fin de leur cycle de vie suppose l’existence d’unités de production d’hydrogène de plus en plus grandes pour faire face à la teneur plus élevée en soufre (du fait du raffinage de fractions plus lourdes). Dans ce contexte, des règles plus strictes s’appliquent aujourd’hui aux concentrations maximales autorisées de H₂S (produits raffinés) ou de dioxyde de soufre (SO₂) (gaz de combustion de combustion). L’isomérisation de coupe C5-C6 est une isomérisation de squelette (p. ex. avec ou sans recyclage) et convertit une molécule linéaire en molécule ramifiée de même formule brute. En règle générale, les paraffines de bas poids moléculaire (C4-C6) sont converties en isoparaffines d’indice d’octane beaucoup plus élevé. Ce procédé fait actuellement appel à trois types de catalyseurs : à base de chlore, de zéolite et de zirconium sulfaté.

83. L’hydrogénation des diènes et l’hydro-isomérisation du butylène se situent en amont de l’alkylation et mettent en œuvre des procédés catalytiques hautement sélectifs. Ces procédés consistent à hydrogéner les acétylènes et les diènes en monoalcènes correspondants, sans modifier la teneur en alcènes de la matière première. Ils convertissent le butène-1 linéaire en butènes-2 linéaires qui, lors de l’alkylation, produisent de l’essence d’indice d’octane plus élevé que celle provenant du butène-1.

Prétraitement et reformage catalytique

84. Les quatre réactions principales qui se produisent lors du reformage sont : 1) la déshydrogénation des cyclanes en composés aromatiques ; 2) la déshydrocyclisation des paraffines en composés aromatiques ; 3) l’isomérisation ; et 4) l’hydrocraquage. Il existe plusieurs procédés de reformage catalytique, qui peuvent être classés en trois catégories : le procédé continu, avec des réacteurs à lits mobiles, le procédé cyclique et le procédé semi-régénératif, tous deux avec des réacteurs à lits fixes. Le **reformage catalytique semi-régénératif** fait généralement appel à trois réacteurs, chacun avec un catalyseur à lit fixe. Tout le catalyseur est régénéré *in situ* à l’occasion de sa régénération périodique, qui intervient tous les 6 à 24 mois. Le **reformage catalytique continu** se caractérise par la régénération continue *in situ* d’une partie du catalyseur par un régénérateur spécial, et par l’adjonction en continu du catalyseur régénéré aux réacteurs en service. Les dépôts de coke sur le catalyseur provoquent une baisse d’activité, parallèlement à une réduction du nombre d’octanes et du rendement en reformat. Le catalyseur est régénéré par l’admission d’air chaud pour en éliminer le carbone, formant du monoxyde de carbone (CO) et du dioxyde de carbone (CO₂), puis par sa chloration. Sous l’effet de la température élevée requise pendant la régénération, les pores du catalyseur se désintègrent. L’ensemble de l’unité de reformage devra donc être arrêté tous les deux à trois ans pour permettre le remplacement du catalyseur. Les principaux avantages du reformage catalytique continu sont les suivants : taux élevé de conversion des alcènes en paraffines, qui sont ensuite reformées à un indice d’octane élevé pour les mélanges de carburants, en

du reformage), hydrodésulfuration (HDS, comprenant l’hydrodésulfuration des distillats moyens, l’hydrodésulfuration catalytique sélective et l’hydrodésulfuration des gazoles), hydrocraquage sélectif (ou élimination des cires), hydrodénitrification, saturation des alcènes et saturation des composés aromatiques, hydrotraitement des résidus.

²⁶ L’hydrocraquage est le procédé le plus polyvalent du raffinage, capable de convertir n’importe quelle fraction, depuis les gazoles atmosphériques et les huiles résiduelles désasphaltées, en produits de poids moléculaire inférieur. Les réactions d’hydrocraquage se déroulent sous haute pression partielle d’hydrogène, dans des réacteurs catalytiques, sous haute pression (35 à 200 bars) et à des températures situées entre 280 et 475 °C. Le catalyseur (Co/Ni/Mo) sert à l’hydrogénation et au craquage. Les réacteurs les plus courants sont du type à lit fixe ou à lit à bulles. La teneur en métaux de la matière première détermine le choix de la technologie.

conformité avec la production d'essence norme Euro V. La forte réduction des concentrations de soufre issues des carburants, l'augmentation de l'indice d'octane « recherche » (RON) du naphta lourd, et les ressources importantes en hydrogène pour l'hydrotraitement, résultant des réactions de déshydrogénation, typiques du reformage catalytique, comptent parmi les autres avantages de ce procédé.

Craquage catalytique

85. Le craquage catalytique est de loin le procédé de conversion le plus utilisé pour transformer les hydrocarbures lourds en fractions de point d'ébullition plus bas, plus recherchées. Par l'action de la chaleur et d'un catalyseur, les molécules d'hydrocarbures de grande taille sont cassées en molécules plus petites et plus légères. Contrairement à l'hydrocraquage, ce procédé n'utilise pas d'hydrogène et, en conséquence, la désulfuration est limitée. Le craquage catalytique comprend des réacteurs à lits mobiles ou à lits fluidisés (p. ex. **craquage catalytique fluide**, **craquage catalytique de résidus**) et des unités sans recyclage. Le distillat sous vide lourd et désulfuré provenant de l'hydrocraquage est la matière première du craquage catalytique fluide. Le craquage catalytique de résidus traite des produits plus lourds, comme les résidus de la distillation atmosphérique.

86. Dans ces deux procédés, les hydrocarbures et la vapeur entrent en contact avec le catalyseur chaud dans la colonne montante. Le craquage se produit en présence d'un catalyseur à la zéolite. Le catalyseur fluidisé et les vapeurs d'hydrocarbure sont séparés mécaniquement dans un cyclone et l'huile restant dans le catalyseur est récupérée à la vapeur dans la section de distillation du réacteur. Le craquage catalytique produit du coke, qui se dépose à la surface du catalyseur dont il réduit l'activité et la sélectivité. Les catalyseurs doivent donc être continuellement régénérés, essentiellement par combustion à haute température du coke dans le régénérateur. Les produits sont séparés par fractionnement. Les procédés actuels de craquage catalytique sont tous à lit fluidisé et font appel à des catalyseurs en poudre (de 20 à 50 microns). La régénération se déroule en continu, une partie du catalyseur étant transférée du réacteur au régénérateur, puis renvoyée au réacteur. Les gazoles sous vide, les gazoles atmosphériques, les résidus atmosphériques, les résidus sous vide, les gazoles de cokéfaction, les gazoles de viscoréduction et les huiles désasphaltées sont les matières premières généralement utilisées dans le craquage catalytique. L'essence, les gazoles, les mazouts légers et les gaz riches en alcènes en sont les principaux produits.

87. Le craquage catalytique fluidisé est l'une des principales sources d'émissions atmosphériques d'une raffinerie. Ces émissions – CO, CO₂, NO_x, matières particulaires (surtout les fines de catalyseurs, dont les métaux lourds qui les composent) et SO₂ – sont essentiellement liées au régénérateur.

Production de gaz

88. Les hydrocarbures à bas point d'ébullition sont généralement traités ensemble dans une unité de séparation, sous haute pression. Les unités de traitement des gaz permettent de récupérer par distillation les hydrocarbures de coupes C1-C5 et supérieures, présents dans les différents effluents gazeux des raffineries. Elles comprennent un train de fractionnement qui sépare les fractions suivantes : C1-C2, C3 (propane), C4 (butane) et essence débutanisée. Le traitement aux amines élimine le H₂S et le sulfure de carbonyle (COS) de tous les flux de produits. Avant le stockage, les produits liquides passent dans l'unité d'adoucissement qui exécute une adsorption sélective sur tamis moléculaires.

Éthérification

89. Les hydrocarbures en C4 provenant du craquage catalytique fluide, le méthanol (CH₃OH) ou l'éthanol (C₂H₅OH) alimentent les unités de production de méthyltertiobutyléther (**MTBE**)/éthyltertiobutyléther (**ETBE**). L'isobutylène réagit avec le CH₄O ou le C₂H₆O pour produire

respectivement du MTBE ou de l'ETBE. Les réacteurs sont du type adiabatique ou tubulaire ou sont associés à une tour de fractionnement (ce type de réacteur se nomme réacteur de distillation catalytique ou réacteur colonne). Le catalyseur est une résine sulfonique. Le naphta léger craqué (composé d'hydrocarbures en C5, de paraffines et d'alcènes) alimente les unités de production de tertioamylméthyléther (TAME). Seuls les isoamylènes réactifs (2-méthyl-butène-1 et 2-méthyl-butène-2) réagissent avec le CH_4O pour produire directement du tertioamylméthyléther (TAME). Les réacteurs de type adiabatique et le catalyseur sont les mêmes que dans les unités de production de MTBE/ETBE. À l'origine, les composés oxygénés comme le MTBE, l'ETBE et le TAME étaient simplement utilisés comme additifs pour accroître l'indice d'octane. Compte tenu de leur teneur en oxygène, ils le sont aujourd'hui pour réduire le CO et les hydrocarbures dans les gaz d'échappement.

Alkylation

90. L'alkylation a pour but de produire des mélanges de carburants de haute qualité appelés alkylats. Elle associe les alcènes de faible poids moléculaire (essentiellement un mélange de propylène et de butylène) à l'isobutane en présence d'un catalyseur – de l'acide sulfurique ou de l'acide hydrofluorique (HF) – pour produire des isoparaffines de poids moléculaire et d'indice d'octane plus élevés (les isoocanes sont les plus recherchés). Le produit (les alkylats) est composé d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques (alcanes) à chaîne ramifiée, d'un indice d'octane élevé, qui est une essence supercarburant (RON inférieur ou égal à 98). L'indice d'octane des alkylats dépend du type d'alcènes utilisés et des conditions d'exploitation.

91. Ce procédé consiste en une réaction à basse température en présence d'acides forts (HF ou acide sulfurique non fumant). L'alkylation à l'HF produit des fractions huileuses solubles dans l'acide qui, après neutralisation, sont brûlées dans un four, à l'aide d'un brûleur spécial. L'alkylation à l'acide sulfurique produit des boues acides (acides usagés), qui sont brûlées pour récupérer l'acide sulfurique (régénération de l'acide sulfurique) dans un four de décomposition avec du gaz combustible, où, à 1 050 °C, l'acide sulfurique se décompose en SO_2 . À la sortie du four, le gaz est refroidi à 350 °C dans une chaudière à récupération, puis refroidi de nouveau et filtré. Le gaz et l'eau condensée entrent ensuite dans le circuit de traitement du gaz.

Polymérisation

92. La polymérisation est le processus de transformation d'un mélange de monomères conduisant à une liaison de covalence pour former des macromolécules (polymères), une substance à masse moléculaire élevée liant plusieurs molécules.

93. Lors de la polymérisation, les alcènes en C3 et C4 sont dimérisés et oligomérisés pour obtenir de l'essence polymérique, un mélange de carburants à haut indice d'octane. Les matières premières et les produits finis sont similaires à ceux de l'alkylation, mais la polymérisation étant moins coûteuse, elle est plus souvent utilisée. Les réactions se déroulent sous haute pression, en présence d'un catalyseur à l'acide phosphorique adsorbé sur de la silice naturelle.

Cokéfaction

94. La cokéfaction est un craquage thermique sévère, dont le but premier est de limiter la production de mazouts résiduels de faible valeur pour les transformer en carburants pour le transport comme l'essence et les gazoles lourds et légers. La cokéfaction produit également du coke de pétrole, qui est essentiellement du carbone solide contenant des teneurs variables d'impuretés et 5-6 % d'hydrocarbures. Fondamentalement, ce procédé permet de convertir les fractions résiduelles de faible valeur en produits plus légers à plus forte valeur commerciale (gaz riches, gazoles légers et lourds) et en coke de pétrole. Il

17 novembre 2016

existe deux types de cokéfaction : la cokéfaction retardée et la cokéfaction fluide. Le *flexi-coking* – ou cokéfaction en lit fluidisé avec gazéification – est semblable à la cokéfaction fluide, mais comprend un réacteur de gazéification intégré permettant de gazéifier le coke fluidisé pour produire du gaz de coke. Les vapeurs chaudes issues des tambours à coke contiennent des hydrocarbures craqués légers, du H₂S et du NH₃, et sont réintroduites dans l'unité de fractionnement où ces hydrocarbures légers passent dans le système de traitement aux gaz acides. Les hydrocarbures condensés sont ensuite retraités et l'eau obtenue est réutilisée pour refroidir les tambours à coke ou dans des applications de découpage.

95. **Les unités de cokéfaction** sont équipées de deux, quatre ou huit tambours à coke. La charge d'alimentation est introduite dans un tambour pendant que le ou les autres tambours sont soumis à un stripage à la vapeur, sont refroidis à l'eau et font l'objet d'un décokage, l'un après l'autre. La vapeur est généralement envoyée dans les tubes du réchauffeur pour contrôler la vitesse de formation du coke et empêcher la cokéfaction prématurée. Les réactions chimiques de la cokéfaction retardée sont complexes, mais on peut en distinguer trois : vaporisation partielle et craquage modéré (viscoréduction) de la charge d'alimentation lors de son passage dans le four de l'unité ; craquage de la phase vapeur lors de son passage dans le tambour à coke ; puis craquage et polymérisation du liquide confiné dans le tambour à coke jusqu'à sa conversion en vapeur et coke.

96. Lors du décokage, une fois le tambour de service plein, on l'isole pour des questions de sécurité, on le traite à la vapeur pour en extraire les hydrocarbures non traités, on le refroidit en injectant de l'eau, on l'ouvre, on le vide, puis on en enlève le coke. La plupart des unités industrielles procèdent au décokage hydrauliquement en fracturant le lit de coke avec un jet d'eau injectée sous haute pression et l'assistance d'une tarière rotative. Le coke, qui tombe du tambour, est directement enlevé par des wagonnets ou pompé sous forme de boue liquide vers un point de stockage. Puis, il doit être calciné à environ 1 200-1 250 °C pour en éliminer toutes les matières volatiles ; cette opération n'en réduit pas la teneur en soufre. Le soufre qu'il contient est converti dans des gazéificateurs de *flexi-coking*, en H₂S, puis en traces de sulfure de carbone (COS). L'azote contenu dans le coke est converti en NH₃.

Viscoréduction

97. La viscoréduction est un procédé bien connu de craquage thermique non catalytique qui convertit les résidus atmosphériques ou sous vide en gaz, naphta, distillats et goudrons. Il nécessite de la chaleur et de la pression pour casser les molécules d'hydrocarbures de grande taille en molécules plus petites et plus légères. La souplesse de ce procédé, qui permet de traiter directement les résidus de pétrole lourd, la relative simplicité de la technologie et la modicité des frais d'équipement et d'exploitation en sont les principaux avantages. La viscoréduction se caractérise par la faible conversion des résidus de pétrole, mais permet de réduire de plus de 10 fois la viscosité, et produit en outre un mazout classique, libérant ainsi la majorité du gazole de distillation sous vide.

98. Les facteurs les plus importants permettant de contrôler l'intensité du craquage sont la stabilité et la viscosité des résidus viscoréduits qui entrent dans la composition du mazout. En général, une augmentation de la température ou du temps de résidence a pour résultat d'augmenter l'intensité du craquage. Une augmentation de l'intensité augmente le rendement en essence et produit des résidus craqués (mazout) de viscosité plus basse. En revanche, un craquage excessif produit un mazout instable, entraînant la formation de boues et de sédiments lors du stockage.

99. Le procédé de viscoréduction se présente sous deux versions : le craquage en bobine ou en four, et le craquage par trempage. Le gaz produit entre dans l'unité de traitement aux amines pour élimination du H₂S.

Production de lubrifiants

100. La production d'huile de base comprend les éléments suivants : distillation sous vide, désasphaltage, extraction des composés aromatiques, élimination des cires et, en option, hydrogénation sous haute pression et hydrofinition pour obtenir la couleur et la stabilité voulues selon le produit fini, et éliminer les impuretés. Ce type de production exige une main-d'œuvre importante, car les opérations sont discontinues et les nombreux types d'huile de base produits nécessitent une manutention lourde.

Traitement du gaz et récupération du soufre

101. Le soufre est éliminé des effluents gazeux des raffineries (gaz acide) afin de respecter les limites d'émission de SO_x et de récupérer le soufre élémentaire qui est commercialisable. Les effluents gazeux provenant de l'unité de cokéfaction, du craquage catalytique fluide, de l'hydrotraitement et de l'hydrorafinage contiennent de fortes concentrations en H₂S et en COS mélangés avec les gaz combustibles légers des raffineries. Avant récupération du soufre élémentaire, les gaz combustibles (principalement CH₄ et éthane) doivent être séparés du H₂S et du COS. Cette séparation s'obtient en dissolvant le H₂S et le COS dans un solvant chimique. Les solvants les plus communément utilisés sont les amines, comme la monoéthanolamine (MEA), la diéthanolamine (DEA) et la méthyldiéthanolamine (MDEA). Le procédé utilise également un adsorbant sec, comme les tamis moléculaires, le charbon actif et les éponges de fer.

102. Dans les procédés aux amines, la solution de DEA (ou autre solvant faiblement aminé) est pompée vers le sommet d'une tour d'absorption où elle entre en contact à contre-courant avec les gaz acides ascendants : le H₂S et le COS sont dissous dans la solution, ainsi que le CO₂, s'il est présent. Les gaz combustibles, débarrassés du H₂S et du COS, sont récupérés, sous forme de mélange gazeux « adouci », et envoyés dans le circuit correspondant de la raffinerie. La solution amines/H₂S/COS est régénérée par chauffage et distillation à la vapeur pour éliminer le H₂S gazeux avant recyclage dans l'absorbeur. Le H₂S et le COS sont envoyés dans l'unité CLAU_S de récupération du soufre. Les émissions atmosphériques produites par les unités de récupération du soufre comprennent des émissions diffuses et du H₂S, des SO_x et des NO_x présents dans les gaz résiduaire_s.

103. Le procédé CLAU_S donne lieu à une combustion partielle d'un gaz riche en H₂S et COS, suivie d'une réaction entre le SO₂ et le H₂S imbrûlé, en présence d'un catalyseur à l'oxyde d'aluminium pour produire du soufre élémentaire. Ce procédé permet de récupérer 90 % du soufre, avec un réacteur catalytique, et 98 %, avec trois réacteurs. Le traitement des gaz résiduaire_s donne lieu à une récupération additionnelle de soufre, qui porte l'efficacité totale du procédé à 98 % ou plus.

104. Les émissions atmosphériques résultant de la récupération du soufre comprennent généralement du H₂S, des SO_x et des NO_x. La récupération du soufre peut aussi produire des eaux usées industrielles contenant du H₂S, du NH₃ et les amines et déchets résiduaire_s des catalyseurs usés.

Rectification des eaux acides

105. De nombreuses unités produisent des eaux contaminées par les sulfures et le NH₃, dites eaux acides. L'épuration par rectification permet de réutiliser les eaux acides après élimination des sulfures et du NH₃. L'opération est compliquée par la présence d'autres produits chimiques comme le phénol et le cyanure. L'épuration par rectification permet de traiter les eaux acides résultant des différents procédés mis en œuvre et d'éliminer les gaz acides. Ce strippage des eaux acides peut s'appuyer sur différentes technologies. Dans une unité de strippage à un étage, les eaux acides sont épurées à contre-courant dans une seule colonne par injection de vapeur pour en éliminer le H₂S et le NH₃. Dans une unité à deux étages, la première colonne, où le pH est faible (6), permet d'éliminer en grande partie le H₂S, la deuxième colonne, au pH élevé (10), permettant d'éliminer en grande partie le NH₃. Avantages : L'eau traitée peut être

réutilisée comme eau de lavage pour le dessalage. Une unité à deux étages permet d'éliminer 98 % du H₂S et 95 % du NH₃, et de limiter leur concentration résiduelle à 0,1-10 mg/l et 1-10 mg/l, respectivement. Le NH₃ produit peut être utilisé dans la raffinerie.

Production d'hydrogène

106. La matière première des unités de production d'hydrogène est le méthane issu des raffineries, le GPL ou le gaz naturel, quand il est disponible, mais le naphta hydrodésulfuré peut également être utilisé. Ces unités consistent en un **vaporeformeur** (four aux brûleurs latéraux ou supérieurs), dans lequel les hydrocarbures vaporisés envoient de la vapeur par les tubes contenant le catalyseur. Dans sa réaction avec la vapeur, généralement à une pression d'environ 40 bars, le catalyseur produit du gaz de synthèse, un mélange de CO et d'hydrogène. Après un passage dans une importante unité de récupération de chaleur, le gaz de synthèse froid entre dans un réacteur de conversion déplacée où, en présence d'un catalyseur au fer ou au cuivre, le CO réagit avec l'eau pour augmenter la production d'hydrogène et de dioxyde de carbone. Ce dernier est séparé dans une unité d'absorption aux amines et de régénération. Un circuit fermé de drainage collecte les amines et en récupère les déversements, évitant ainsi leur rejet dans l'unité de traitement des eaux usées. La plupart des unités de production d'hydrogène font intervenir un **procédé d'adsorption modulée en pression**, lors duquel la concentration en hydrogène purifié s'accroît, du fait du tamis moléculaire, retenant ainsi les composants au poids moléculaire plus élevé tels que l'azote, etc.

Traitements chimiques

107. Les traitements chimiques permettent d'obtenir des produits aux spécifications particulières. Les unités d'adoucissement ou d'extraction sont conçues pour réduire la teneur en mercaptans des hydrocarbures, limiter les nuisances olfactives et réduire le caractère corrosif des produits. Ces traitements consistent, soit en une extraction, soit en une oxydation (comme avec le procédé **MEROX**, déjà utilisé dans les raffineries « à l'ancienne », qui ne comprenaient qu'une unité de distillation atmosphérique), soit en une combinaison des deux procédés, en fonction des flux traités. L'extraction élimine les mercaptans par extraction alcaline, ce qui diminue la teneur en soufre. L'adoucissement convertit les mercaptans en disulfures moins nauséabonds et moins corrosifs qui restent dans le produit. L'adoucissement n'est pas une réduction de la teneur en soufre total et, en conséquence, il ne s'applique qu'aux produits dont la teneur en soufre ne pose aucun problème.

108. Le liquide alcalin usagé provenant de l'unité d'adoucissement par extraction est l'un des effluents les plus problématiques des raffineries, principalement en raison de sa forte concentration en sulfures qui le rend impropre à un rejet direct dans l'unité de traitement des eaux usées. Les fortes concentrations en sulfures peuvent également produire des odeurs et entraîner des problèmes de sécurité quand ils sont dégagés sous forme gazeuse.

109. Dans l'unité d'oxydation alcaline, les sulfures réactifs contenus dans la liqueur alcaline usagée sont oxydés en thiosulfates, sulfites et sulfates solubles. Cet effluent peut alors être rejeté dans l'unité de traitement des eaux usées.

Gazéification

110. Cette étape comprend la gazéification du coke, la gazéification des hydrocarbures (oxydation partielle) et la purification de l'hydrogène (c'est-à-dire par épuration par voie humide, systèmes à membranes, séparation cryogénique et adsorption modulée en pression). Le gaz de synthèse produit par gazéification du coke contenant du H₂S et du COS, il doit être traité dans l'unité d'épuration aux amines.

Mélange

111. Le mélange est l'opération finale du raffinage du pétrole. Il consiste à mélanger les produits en proportions variées pour obtenir des produits finis possédant les spécifications commerciales requises. Le mélange peut s'effectuer en ligne (à l'aide d'un progiciel reposant sur une base de données statistique de paramètres principaux liés à l'essence, rapidement et facilement mesurable en temps réel et utilisable pour déterminer les proportions voulues des mélanges) ou par lots, dans des réservoirs.

112. Les émissions atmosphériques dues au mélange comprennent des COV diffus provenant des réservoirs, des vannes, des pompes et des opérations de mélange.

Opérations auxiliaires

113. Dans une raffinerie de pétrole, les opérations auxiliaires sont le traitement des eaux usées, le dégazage et le torchage, les unités de récupération de vapeur (p. ex. oxydation thermique, absorption, adsorption, séparation sur membrane et condensation cryogénique) et la production d'énergie et d'électricité (p. ex. chaudières, fours, turbines à gaz).

114. Systèmes de brûlage des vapeurs de gaz – Les systèmes de torchage servent principalement à :

- évacuer les gaz pendant l'exploitation normale des installations ;
- évacuer les gaz pendant les purges de sécurité ;
- se préparer à la réparation ou à l'entretien des équipements de la raffinerie ;
- faire face aux situations d'urgence ; et
- éviter les rejets dans l'atmosphère.