



# Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires pour le raffinage du pétrole

## Introduction

Les Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires (Directives EHS) sont des documents de références techniques qui présentent des exemples de bonnes pratiques internationales<sup>1</sup>, de portée 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 présentent des principes directeurs environnementaux, sanitaires et sécuritaires applicables dans tous les domaines. 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 : <http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>

Les Directives EHS indiquent les mesures et les niveaux de performances 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

<sup>1</sup> 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 poursuite 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 dépollution 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.

d'objectifs spécifiques et l'établissement d'un calendrier adapté pour atteindre ces objectifs. Le champ d'application des Directives EHS doit être fonction des aléas et des risques identifiés pour chaque projet sur la base des résultats d'une évaluation environnementale qui prend en compte des éléments spécifiques au 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 sur base de l'opinion professionnelle des personnes ayant les qualifications et l'expérience nécessaires. Si les seuils et normes stipulés dans les réglementations du pays d'accueil diffèrent de ceux indiqués dans les Directives EHS, 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

## Champ d'application

Les Directives EHS pour le raffinage du pétrole concernent les opérations de transformation du pétrole brut en produits finis liquides destinés à l'industrie pétrochimique : gaz de pétrole liquéfié (GPL), essence, kérosène, diesel, mazout (fioul), bitume, asphalte, soufre et produits intermédiaires (ex. mélanges propane/propylène, naphta vierge, distillats moyens et distillats sous vide). 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 ci-après :

Section 1.0 — Description et gestion des impacts propres aux activités considérées

Section 2.0 — Indicateurs de performance et suivi des résultats

Section 3.0 — Bibliographie

Annexe A — Description générale des activités

## 1.0 Description et gestion des impacts propres aux activités considérées

Cette section résume les questions d'ordre environnemental, sanitaire et sécuritaire associées au raffinage du pétrole qui surviennent 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 figurent dans les **Directives EHS générales**.

### 1.1 Environnement

Les problèmes environnementaux qui peuvent résulter du raffinage du pétrole rentrent dans les catégories suivantes :

- Émissions atmosphériques
- Eaux usées
- Matières dangereuses
- Déchets
- Bruit

#### Émissions atmosphériques

##### *Gaz d'échappement*

Les gaz d'échappement et les gaz brûlés (dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) et monoxyde de carbone (CO)) émis par le raffinage du pétrole résultent de la combustion du

gaz, du mazout ou du diesel dans les turbines, les chaudières, les compresseurs et autres moteurs servant à la production d'énergie et de chaleur. Les gaz brûlés sont également produits par les chaudières à récupération associées à certains procédés lors de la régénération catalytique continue ou de la combustion du coke de pétrole. Le soufflage du bitume et la régénération des catalyseurs lors du craquage catalytique fluide et du craquage catalytique de résidus émettent des gaz brûlés dans l'atmosphère. Les unités de production de soufre peuvent émettre de petites quantités d'oxydes de soufre. Il convient d'installer des brûleurs bas-NO<sub>x</sub> pour réduire les émissions d'oxydes d'azote.

Il importe de déterminer l'impact sur la qualité de l'air au moyen d'évaluations de la qualité de l'air initiale et de modèles de dispersion afin de déterminer les concentrations possibles dans l'air ambiant au niveau du sol durant la conception et la planification des opérations comme indiqué dans les **Directives EHS générales**.

Les directives concernant les émissions produites par les opérations de combustion associées aux activités de centrales ayant une puissance installée ne dépassant pas 50 MWth figurent dans les **Directives EHS générales** ; les recommandations relatives aux émissions des centrales électriques de plus grande taille sont présentées dans les **Directives EHS pour l'électricité thermique**.

##### *Rejet dans l'atmosphère et torchage*

Le rejet dans l'atmosphère et le torchage des gaz sont d'importantes activités menées à des fins opérationnelles et sécuritaires par les installations de raffinage de pétrole pour éliminer les vapeurs de gaz dans de bonnes conditions de sécurité. Des hydrocarbures de pétrole 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.

Les gaz excédentaires ne doivent pas être rejetés dans l'atmosphère mais être acheminés vers un système efficace de torchage. Un rejet dans l'atmosphère en situation d'urgence peut être acceptable dans certaines conditions, lorsqu'il n'est pas possible de brûler les flux de gaz à la torche, sur base d'une analyse précise des risques et compte tenu de la nécessité de protéger l'intégrité du système. Si l'on décide de ne pas utiliser un système de torchage, il convient de justifier pleinement cette décision, documents à l'appui, avant d'envisager l'adoption d'un dispositif d'urgence de rejet des gaz.

Avant d'adopter le système du torchage, il convient d'évaluer les autres utilisations qui peuvent être faites des gaz et 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 fixer des objectifs fixes pour ces volumes. Les volumes de gaz torchés doivent être enregistrés et déclarés pour chaque opération de brûlage. Les installations doivent, en adoptant les meilleures pratiques et de nouvelles technologies, faire état d'améliorations continues au niveau du torchage.

Diverses mesures doivent être envisagées pour prévenir ou maîtriser la pollution par torchage de gaz, qui consistent à :

- Appliquer des mesures de réduction des gaz sources dans toute la mesure du possible ;
- Utiliser des pointes de torchère efficaces et optimiser la taille et le nombre des embouts de tuyère ;
- 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 ;
- 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, d'unités de

récupération de gaz de torche, des gaz de purge inertes, de vannes à sièges souples le cas échéant et installer des veilleuses pour conserver l'énergie ;

- Réduire le plus possible les risques d'éruption au niveau des veilleuses en assurant une vitesse de libération suffisante et en mettant en place des coupes-vent ;
- Utiliser un système fiable d'allumage des veilleuses ;
- Installer si nécessaire des systèmes dotés d'instruments de protection en cas de surpression (High integrity pressure protection system - HIPPS), afin de réduire les cas de surpression et éviter ou atténuer les éruptions ;
- Installer des ballons de détente pour éviter les émissions de condensat, le cas échéant ;
- Réduire le plus possible l'entraînement de liquides dans le courant de gaz torchés en utilisant un système approprié de séparation des liquides ;
- Limiter le plus possible la montée des flammes ou leur propagation ;
- Employer les torchères de façon à limiter les odeurs et les émissions visibles de fumée (veiller à ne pas produire de fumée noire) ;
- Situer les torchères suffisamment loin des communautés locales et des employés, notamment des unités de logement de ces derniers à des fins de sécurité ;
- Exécuter des programmes d'entretien et de remplacement des torchères pour assurer systématiquement une efficacité maximum ;
- Mesurer les gaz de torche.

Pour minimiser les opérations de torchage de gaz à la suite d'une panne ou de problèmes au niveau des installations, il importe de veiller à ce que ces dernières soient extrêmement fiables (> 95 %) et de prévoir le stockage de matériels de rechange et des protocoles de ralentissement des opérations.

### *Émissions fugitives*

Les émissions fugitives des installations de raffinage de pétrole peuvent provenir d'événements, de tuyaux, vannes, raccords, collerettes ou revêtements non étanches, des canalisations ouvertes, des réservoirs à toit flottant, des joints de pompes ou de compresseurs, des systèmes d'acheminement du pétrole, soupapes d'échappement, des citernes ou des bacs ou conteneurs ouverts ; elles peuvent aussi se produire lors des opérations 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), (ex. éthane, éthylène, propane, propylène, butanes, butylènes, pentanes, pentènes, alkylats en C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>, benzène, toluène, xylènes, phénol et composés aromatiques en C<sub>9</sub>)
- Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et autres composés organiques semi-volatils
- Gaz inorganiques, notamment de l'acide fluorhydrique résultant de l'alkylation au fluorure d'hydrogène, du sulfure d'hydrogène, de l'ammoniac, du dioxyde de carbone, du monoxyde de carbone, du dioxyde de soufre et du trioxyde de soufre résultant de la régénération de l'acide sulfurique lors de l'alkylation à l'acide sulfurique, des NO<sub>x</sub>, du méthyltertiobutyléther (MTBE), de l'éthyltertiobutyléther (ETBE), du tertioamylméthyléther (TAME), du méthanol et de l'éthanol.

Les principaux polluants sont les COV émis lors du remplissage et par suite de la respiration des réservoirs à toit conique, les émissions diffuses d'hydrocarbures provenant des joints des réservoirs de stockage à toit flottant, les émissions diffuses provenant des brides ou des vannes et des joints de machines, les COV provenant des réservoirs de mélange, des vannes, des

pompes et émis lors des opérations de mélange et les COV émis par les réseaux d'évacuation des eaux usées huileuses et les unités de traitement des eaux usées. Les réservoirs de stockage du bitume peuvent émettre de l'azote contenant éventuellement des hydrocarbures et des composés soufrés 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.

Les mesures recommandées pour prévenir et maîtriser les émissions diffuses consistent, notamment, à :

- Examiner les processus et l'instrumentation pour identifier les flux et les équipements susceptibles de générer des émissions de COV (ex. canalisations, vannes, joints, réservoirs et autres composants). Assurer en priorité leur surveillance à l'aide d'appareils de détection de vapeurs, puis assurer leur maintenance et le remplacement des pièces si nécessaire ;
- Choisir les soupapes, brides, accessoires, garnitures et joints d'étanchéité appropriés en fonction de leur capacité à réduire les fuites de gaz et les émissions fugitives ;
- Confiner ou renvoyer les vapeurs d'hydrocarbures dans le système, si la pression le permet ;
- Envisager, dans certaines unités (ex. production de bitume) l'utilisation d'épurateurs pour les gaz évacués afin d'éliminer les huiles ou autres produits d'oxydation présents dans les vapeurs de tête ;
- Incinérer les gaz à haute température (environ 800 °C) pour assurer une destruction complète des composants présents à l'état de trace (ex. H<sub>2</sub>S, aldéhydes, acides organiques et composés phénoliques) et réduire au minimum les émissions et les nuisances olfactives ;
- Récupérer et neutraliser les émissions des usines d'alkylation à l'acide fluorhydrique (HF) en éliminant l'HF à l'aide d'un épurateur, avant d'envoyer les gaz à la torche ;

- Équiper d'unités de récupération de vapeur les stations de chargement/déchargement du naphta, de l'essence, du méthanol/éthanol et de MTBE / ETBE / 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 de soufre*

Les chaudières, réchauffeurs et autres équipements peuvent émettre des oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) et du sulfure d'hydrogène, selon la teneur en soufre du pétrole brut utilisé. La régénération de l'acide sulfurique lors de l'alkylation à l'acide sulfurique peut produire du dioxyde et du trioxyde de soufre. Les concentrations en dioxyde de soufre dans les gaz résiduaux de raffinerie peuvent atteindre, avant traitement, 1 500 à 7 500 milligrammes par mètre cube (mg/m<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Les mesures recommandées pour prévenir et réduire le plus possible la pollution consistent, à :

- Dans la mesure du possible, réduire au minimum les émissions de SO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> ;
- Récupérer le soufre des gaz résiduaux dans des unités de récupération très efficaces, comme les unités CLAUS<sup>3</sup> ;
- Éliminer les émissions de brouillard contenant de l'acide sulfurique à l'aide de précipitateurs (précipitateurs électrostatiques ou filtres Brink antibuée, par exemple) ;

<sup>2</sup> Document BREF de l'EIPPCB (2003)

<sup>3</sup> Utiliser un système avec un taux de récupération du soufre de 97 % au minimum (>99 % préférable) si la concentration en sulfure d'hydrogène dans les gaz résiduaux est importante.

- Traiter les gaz brûlés issus des tours d'absorption des unités d'alkylation à l'aide d'épurateurs à la soude caustique.

### *Particules en suspension*

Les particules émises par les raffineries sont dues aux gaz brûlés des fours, aux fines de catalyseurs provenant des unités de régénération lors du craquage catalytique fluide et autres procédés utilisant des catalyseurs, à la manutention du coke et aux fines et cendres produites lors de l'incinération des boues. Les particules peuvent contenir des métaux (ex. vanadium, nickel). Les mesures de lutte contre les particules peuvent également contribuer à diminuer les émissions de métaux lors du raffinage du pétrole<sup>4</sup>.

Les mesures recommandées pour prévenir et limiter la pollution consistent à :

- Installer des cyclones, des précipitateurs électrostatiques, des filtres à poche et/ou des épurateurs par voie humide pour réduire les émissions de particules provenant de sources ponctuelles. 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 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 ;

<sup>4</sup> Document BREF de l'EIPPCB (2003)

- utiliser des systèmes d'aspiration pour extraire et collecter la poussière de coke ;
- 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.

### *Gaz à effet de serre (GES)*

Le raffinage du pétrole émet de grandes quantités de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), en particulier lors de la combustion (ex. production d'énergie électrique), du torchage et de la production d'hydrogène. Le dioxyde de carbone et les autres gaz (ex. oxydes d'azote et monoxyde de carbone) peuvent être dégagés dans l'atmosphère lors de la régénération sur site des catalyseurs à base de métaux nobles.

Les exploitants doivent s'efforcer d'améliorer les rendements énergétiques et concevoir les installations de manière à limiter la consommation d'énergie (par ex. en saisissant les possibilités d'accroître l'efficacité des services de réseau, le rendement des réchauffeurs à combustibles, des échangeurs de chaleur, des moteurs et des machines motorisées et d'optimiser les processus). L'objectif doit être de réduire les émissions atmosphériques et d'étudier les solutions techniquement fiables et les plus rentables pour réduire les émissions. On trouvera d'autres recommandations pour la gestion des gaz à effet de serre, en sus des méthodes d'utilisation rationnelle et de conservation d'énergie dans les **Directives EHS générales**.

### **Eaux Usées**

#### *Eaux usées industrielles*

Les effluents les plus importants provenant du raffinage du pétrole sont les eaux acides et les eaux non huileuses/non acides, mais hautement alcalines. 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/craquage thermique. Les eaux acides peuvent être contaminées par des hydrocarbures, du sulfure d'hydrogène, de l'ammoniac, des composés organiques soufrés, des acides organiques et du phénol. Les eaux industrielles sont traitées dans une colonne de désulfuration à la vapeur, qui doit éliminer les hydrocarbures, le sulfure d'hydrogène, l'ammoniac et les autres composés, 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 rejetée. Les eaux non huileuses/non acides mais hautement alcalines peuvent provoquer des problèmes au niveau des stations d'épuration des eaux usées. Les purges des chaudières et les usines de déminéralisation, en particulier, 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 provenant des équipements, des procédés, des machines et des zones et réservoirs de stockage.

Les mesures recommandées de gestion des eaux usées industrielles consistent notamment à :

- 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 des presse-étoupe des pompes et vannes et autres endroits où des fuites peuvent se produire. Établir 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 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 ;
- Appliquer de bonnes pratiques de tenue des lieux, notamment en poursuivant les activités de transfert des produits sur des surfaces pavées et en nettoyant immédiatement les petits déversements.

Les recommandations spécifiques à prendre en compte pour la gestion des différentes catégories d'eaux usées consistent, notamment, à :

- 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 peuvent subir de 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 (ex. biocides) et devoir être traitées dans la station d'épuration avant leur rejet ;

- Les opérations de nettoyage programmées pendant la révision générale des installations (elles ont lieu généralement et peuvent durer plusieurs semaines) 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*

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. Le traitement des eaux usées donne généralement recours à : des bacs à graisses, des écumeurs, la flottation à air dissous, des séparateurs huile/eau qui permettent de séparer les huiles des solides flottables, des systèmes de filtration permettant de récupérer les solides filtrables, des systèmes de répartition des flux et des charges, la sédimentation des solides en suspension dans des clarificateurs, des traitements biologiques, le plus souvent aérobies, qui permettent de réduire la quantité de matière organique soluble (dbo), l'élimination des produits chimiques ou des nutriments biologiques en vue de la réduction des quantités d'azote et de phosphore, la chloration des effluents si une décontamination s'avère nécessaire, la déshumidification et l'élimination des résidus dans des décharges destinées spécifiquement aux déchets dangereux. 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 opérations industrielles ; ii) éliminer les composés organiques récalcitrants et les ingrédients actifs à l'aide de charbon actif ou par oxydation chimique avancée ; iii) réduire la toxicité des effluents à l'aide de technologies adaptées (osmose

inversée, échange d'ions, charbon actif etc.) ; iv) contenir et neutraliser les nuisances olfactives.

La gestion des eaux industrielles est traitée dans les directives EHS générales, qui présentent des exemples de modes de traitement. En ayant recours à ces technologies et en suivant les bonnes pratiques en matière de gestion des eaux usées, les installations devraient satisfaire aux directives pour les valeurs des décharges des eaux usées indiquées dans le tableau de la section 2 du document pour cette branche d'activité.

### *Autres eaux usées et consommation d'eau*

Les directives sur la gestion des eaux usées non contaminées provenant des équipements sanitaires, des eaux de pluies 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 dans les sites où les ressources naturelles en eau sont limitées, sont fournies dans les **Directives EHS Générales**.

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. 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 ;

- S'il faut utiliser des additifs chimiques, choisir les additifs efficaces qui présentent les meilleures caractéristiques suivantes : concentration et dose, toxicité, biodégradabilité, biodisponibilité et bioaccumulation potentielle.

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 écologiques et les opérations de contrôle requises. L'immersion dans les eaux côtières peu profondes est à éviter.

### **Matières dangereuses**

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**

#### *Matières dangereuses : catalyseurs usagés*

Les catalyseurs sont utilisés dans plusieurs unités de raffinage de pétrole, notamment le prétraitement et le reformage catalytique, de l'hydrodésulfuration des distillats légers et moyens, de l'hydrocraquage, du craquage catalytique fluide, du craquage catalytique de résidus, de la production de MTBE/ETBE et TAME, de l'isomérisation du butane, de l'hydrogénation des diènes et de l'hydroisomérisation du butylène, de la régénération de l'acide sulfurique, de l'hydrodésulfuration catalytique sélective et de 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.

Les méthodes de gestion recommandées pour les catalyseurs usés consistent, notamment, à :

- Utiliser des catalyseurs ayant une longue durée de vie et régénérer ces catalyseurs pour augmenter leur cycle de vie ;
- Employer des méthodes de gestion sur site appropriées (telles que l'immersion des catalyseurs pyrophoriques usés dans l'eau lors de leur stockage et transport temporaire jusqu'à leur lieu de traitement final, pour éviter tout risque de réaction exothermique incontrôlée) ;
- Retourner les catalyseurs usés au fabricant pour régénération ou récupération ou envoyer ces catalyseurs à des sociétés extérieures en vue de leur manutention, de la récupération et du recyclage des métaux lourds ou précieux et de la mise en décharge conformément aux recommandations relatives à la gestion des déchets industriels présentées dans les **Directives EHS générales**.

### *Autres matières dangereuses*

Outre les catalyseurs usés, 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 CO<sub>2</sub>, du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et du sulfure de carbone (COS), les filtres à charbon actif et les boues huileuses des séparateurs huile/eau, les fonds de cuve et les fluides industriels ou de maintenance usés (ex. huiles et liquides de test). Les réservoirs de pétrole brut, le dessalage, la distillation atmosphérique, la cokéfaction, les sècheurs fonctionnant au propane, au propylène, au butane et l'isomérisation du butane produisent également des déchets dangereux, notamment des boues contaminées, des boues issues du nettoyage des circuits

des pompes à eau, des tamis moléculaires usés et de l'oxyde d'aluminium provenant de l'alkylation à l'acide fluorhydrique.

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. Les recommandations relatives au stockage, à la manutention, au traitement et à l'élimination des déchets dangereux ou banals sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

Les pratiques de gestion des déchets dangereux spécifiques à ce secteur industriel consistent notamment à :

- Dans la mesure du possible, acheminer les boues huileuses provenant des réservoirs de stockage du pétrole brut et du dessalage 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 (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 l'asphalte, 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.

### *Déchets non dangereux*

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 dans les aciéries 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**.

## **Bruit**

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) et réchauffeurs. Lors des dépressurisations en urgence, les niveaux élevés de bruit sont dus à l'envoi dans les torches de gaz à haute pression envoyés ou aux rejets de vapeur dans l'atmosphère. Les pratiques recommandées en matière de gestion du bruit sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

## **1.2 Hygiène et sécurité au travail**

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 sont semblables à ceux rencontrés dans d'autres installations industrielles et les mesures à prendre pour gérer ces problèmes sont décrites dans les **Directives EHS générales**.

Les questions d'hygiène et de sécurité au travail propres à chaque installation doivent être identifiées sur base d'une analyse de la sécurité au travail ou d'une évaluation globale des risques, en utilisant une méthode établie telle qu'une étude d'identification des risques [HAZID], une étude sur les risques et l'exploitabilité [HAZOP] ou une évaluation quantitative des risques [QRA]. De manière générale, la planification des mesures de gestion de la santé et de la sécurité 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**.

Les risques les plus significatifs en matière d'hygiène et de sécurité au travail sont associés à l'exploitation d'une installation de raffinage de pétrole et rentrent dans les catégories suivantes :

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

## **Sécurité des opérations**

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

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 ;
- Examiner les procédures d'entretien préventif et l'intégrité mécanique des installations et des équipements industriels ;
- Former les travailleurs ;
- Formuler des consignes d'exploitation et des procédures d'intervention d'urgence.

## Atmosphères pauvres en oxygène

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

- Concevoir et installer les systèmes d'extraction d'azote conformément aux normes industrielles applicables ;
- Installer un système d'arrêt d'urgence automatique qui détecte et rapporte tout dégagement incontrôlé d'azote (notamment la présence d'une atmosphère pauvre en oxygène dans les zones de travail<sup>5</sup>), déclenche un système de ventilation forcée et limite la durée des dégagements.
- Mettre en œuvre des procédures d'accès dans les espaces confinés comme stipulé dans les **Directives EHS générales** en prenant en compte les dangers spécifiques aux installations considérées.

## Risques chimiques

Les expositions aux produits chimiques sont dues aux dégagements d'acide fluorhydrique, de monoxyde de carbone, de méthanol et de sulfure d'hydrogène. La régénération des amines et la récupération du soufre peuvent entraîner des fuites de sulfure d'hydrogène. 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 monoxyde de carbone. Le mélange monoxyde de carbone/air est explosif et une réinflammation spontanée et explosive peut se produire. Le sulfure d'hydrogène pose un risque immédiat d'incendie lorsqu'il entre en contact avec l'air.

<sup>5</sup> Les zones de travail présentant un risque d'être exposées à des atmosphères pauvres en oxygène doivent être équipées de système 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 % O<sub>2</sub> dans l'air.

Lors du fonctionnement normal des unités, les opérateurs risquent d'être exposés à l'inhalation de produits dangereux (ex. sulfure d'hydrogène, monoxyde de carbone, COV, hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)). Les risques de contact dermique concernent les éléments allergènes (chrome, nickel, plomb et béryllium). Les risques chimiques doivent être gérés sur base des résultats d'une analyse de la sécurité des tâches et d'une enquête sur l'hygiène industrielle et conformément aux directives en matière d'hygiène et de sécurité au travail figurant dans les **Directives EHS générales**. Les mesures de protection comprennent la formation du personnel, 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'alarmes.<sup>6</sup>

## Acide fluorhydrique

Les opérateurs risquent d'être exposés à l'acide fluorhydrique (HF) dans les unités d'alkylation. Les mesures de sécurité au travail consistent notamment à<sup>7</sup> :

- Réduire le caractère volatil de l'HF par l'ajout d'additifs faisant baisser la pression de vapeur ;
- Minimiser les rétentions d'HF ;
- 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 ;

<sup>6</sup> 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*, disponible à l'adresse : [http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm\\_iv/otm\\_iv\\_2.html](http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html)

<sup>7</sup> Les recommandations relatives à la manipulation d'acide fluorhydrique sont données par la Norme API RP 751. *Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units* (1999).

- Mettre en œuvre 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 dédié à cet effet pour collecter les 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 dangereuse mentionnées dans les **Directives EHS générales**.

### *Incendies et explosions*

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 sulfure d'hydrogène 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 (ex. acide sulfurique et bitume).

Les mesures recommandées pour prévenir et maîtriser les incendies et les explosions dus aux opérations de transformation consistent notamment à<sup>8</sup> :

- Concevoir, construire et exploiter les raffineries de pétrole conformément aux normes internationales<sup>9</sup> 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 être conformes aux normes de sécurité incendie internationalement reconnues<sup>10</sup> ;
- Installer des moyens de détection précoce des dégagements, 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 mettre en œuvre des techniques de prévention et de contrôle (ex. placer les stocks d'acide sulfurique et de bitume sous atmosphère d'azote).
- Supprimer les sources potentielles d'inflammation (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) ;

<sup>8</sup> D'autres recommandations concernant les risques d'incendies et d'explosions sont données dans la norme API RP 2001 : *Fire Protection in Refineries* (2005).

<sup>9</sup> National fire protection association (nfpa) (états-unis) donne un exemple de bonnes pratiques dans son code 30 : flammable and combustible liquids. d'autres recommandations visant à limiter les expositions à l'électricité statique et à la foudre sont présentées dans api recommended practice protection against ignitions arising out of static, lightning, and stray currents (2003).

<sup>10</sup> 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).

- 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 les zones pouvant être accidentellement touchées par les déversements :
  - 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.
  - Concevoir les réseaux d'évacuation des eaux usées huileuses de manière à éviter la propagation des incendies.

De plus amples informations concernant la gestion des risques d'incendies et d'explosions figurent dans les **Directives EHS pour les terminaux pétroliers pour pétrole brut et dérivés**.

### 1.3 Santé et sécurité de la population

Les impacts de la construction et du démantèlement des installations de raffinage du pétrole sur la santé et la sécurité de la population sont les mêmes que dans la plupart des branches d'activité et sont examinés dans les **Directives EHS générales**.

Les risques les plus graves pour la santé et la sécurité des populations locales sont ceux liés à l'exploitation des installations de raffinage de pétrole car des accidents graves peuvent se produire par suite d'incendies et d'explosions sur le site, et des rejets accidentels de matières premières ou de produits finis peuvent se produire durant leur transport à

l'extérieur des installations. Les directives concernant la gestion de ces questions sont présentées ci-après et dans les sections pertinentes des **Directives EHS générales**.

De plus amples recommandations concernant les transports par mer et les transports ferroviaires ainsi que les installations côtières figurent dans les Directives EHS pour les transports maritimes, pour les transports ferroviaires, pour les ports et les terminaux et pour les terminaux pétroliers de pétrole brut et de produits pétroliers.

#### Risques majeurs <sup>11</sup>

Les risques les plus graves pour la sécurité se posent au niveau de la manutention et du stockage de substances liquides et gazeuses. Ces accidents peuvent causer une forte exposition des employés et, dans certains cas, des populations locales, selon la quantité et le type de substances chimiques volatiles et inflammables accidentellement libérées.<sup>12</sup>

Les risques majeurs 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** :

- Analyses spécifiques des risques à l'échelle de l'intégralité des installations sur les conséquences détaillées des événements dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 10<sup>-6</sup>/an (ex. HAZOP, HAZID ou QRA) ;
- Formation du personnel portant sur les risques opérationnels ;
- Procédures de gestion des changements dans le fonctionnement, analyse des dangers industriels, intégrité

<sup>11</sup> 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 : *Technical Manual* Section IV *Safety Hazards*, Chapitre 2 (1999) *Petroleum Refining Process*, disponible à l'adresse : [http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm\\_iv/otm\\_iv\\_2.html](http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html)

<sup>12</sup> D'autres recommandations concernant les risques d'incendies et d'explosions sont données dans la norme API RP 2001 : *Fire Protection in Refineries* (2005).

mécanique, examen préalable à la mise en route, permis de travail à chaud et autres aspects essentiels de la sécurité industrielle mentionnés dans les **Directives EHS générales** ;

- Système de gestion du transport comme indiqué dans les **Directives EHS générales** si le projet envisage le transport de matières premières ou de produits finis ;
- Procédures de manutention et stockage des matières dangereuses ;
- Planification des mesures d'urgence, qui doivent au minimum inclure un plan de gestion d'urgence élaboré avec les autorités locales et les communautés concernées.

## 2.0 Indicateurs de performance et suivi des résultats

### 2.1 Environnement

#### Directives pour les émissions et les effluents

Les tableaux 1 et 2 présentent les directives pour les émissions et les effluents dans cette branche d'activité. Les valeurs indiquées pour les émissions et les effluents industriels dans cette branche d'activité correspondent aux bonnes pratiques internationales dans ce domaine, telles qu'exprimées par les normes pertinentes des pays qui ont des cadres réglementaires reconnus. En principe, il doit être possible de suivre ces directives dans des conditions normales d'exploitation dans des installations conçues et gérées selon les règles en appliquant les techniques de prévention et de contrôle de la pollution examinées dans les sections précédentes du présent document.

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 **Directives EHS générales** ; les émissions des centrales électriques de plus grande taille sont présentées dans les **Directives EHS pour**

**l'électricité thermique**. Des informations sur les conditions ambiantes basées sur la charge totale des émissions sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

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

**Tableau 1. Émissions atmosphériques applicables aux raffineries de pétrole<sup>a</sup>**

Polluant	Unité	Valeur donnée dans les directives
<b>NOX</b>	mg/Nm <sup>3</sup>	450
<b>SOX</b>	mg/Nm <sup>3</sup>	150 (unités de récupération du soufre) 500 (autres unités)
<b>Particules en suspension</b>	mg/Nm <sup>3</sup>	50
<b>Vanadium</b>	mg/Nm <sup>3</sup>	5
<b>Nickel</b>	mg/Nm <sup>3</sup>	1
<b>H<sub>2</sub>S</b>	mg/Nm <sup>3</sup>	10
a. Gaz sec à 3 % O <sub>2</sub> .		

#### Suivi des impacts environnementaux

Des programmes de suivi des impacts environnementaux dans cette branche d'activité doivent être mis en place de manière à couvrir toutes les activités qui peuvent avoir des impacts environnementaux importants dans des conditions normales ou anormales d'exploitation. Les activités de suivi des impacts environnementaux doivent être basées sur des indicateurs directs ou indirects d'émissions, d'effluents et d'utilisation des

ressources applicables au projet considéré. 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 de suivi et de tenue des statistiques et utilisant des instruments bien calibrés et 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. De plus amples informations sur les méthodes d'échantillonnage et d'analyse des émissions et des effluents applicables figurent dans les **Directives EHS générales**.

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

Les tableaux 3 et 4 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 valeurs de référence utilisées sont indiquées uniquement à des fins de comparaison. Les projets industriels doivent s'efforcer d'améliorer systématiquement leurs performances dans ces domaines.

**Tableau 2. Effluents applicables aux raffineries de pétrole<sup>a</sup>**

Polluant	Unité	Valeur donnée dans les directives
Ph	pH	6-9
DBO5	mg/l	30
COD	mg/l	150
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 Libre	mg/l	1 0,1
Plomb	mg/l	0,1
Nickel	mg/l	0,5
Mercure	mg/l	0,02
Vanadium	mg/l	1
Phénol	mg/l	0,2
Benzène	mg/l	0,05
Benzo[a]pyrène	mg/l	0,05
Sulfures	mg/l	1
Azote total	mg/l	10 <sup>b</sup>
Phosphore total	mg/l	2
Augmentation de température	C	<3 <sup>c</sup>
<b>Notes :</b>		
a. Pour une raffinerie de pétrole intégrée		
b. La concentration en azote total dans l'effluent peut atteindre 40 mg/l dans les procédés incluant l'hydrogénation.		
c. 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.		

**Tableau 3. Utilisation des ressources et consommation énergétique**

Paramètre	Unité	Référentiel
Terres <sup>(1)</sup>	Hectares	200-500
Énergie totale <sup>(1)</sup>	MJ par tonne de pétrole brut transformé	2 100 – 2 900
Énergie électrique <sup>(1) (2)</sup>	KWh par tonne de pétrole brut transformé	25 – 48
Eau douce d'appoint	m <sup>3</sup> par tonne de pétrole brut transformé	0,07 – 0,14

Notes :

- D'après le BREF Raffineries de la CE
- Nouvelles installations

**Tableau 4. Emissions et déchets**

Paramètre	Unité	Référentiel
Eaux usées		0,1 - 5
Émissions		
Dioxyde de carbone	Tonnes / million tonnes de pétrole brut transformé	25 000 – 40 000
Oxydes d'azote		90 – 450
Particules en suspension		60 – 150
Oxydes de soufre		60 – 300
Composés organiques volatils		120 - 300
Déchets solides		20 - 100

Notes :

- En partie d'après le BREF Raffineries de la CE

## 2.2 Hygiène et sécurité au travail

### Directives sur l'hygiène et la sécurité au travail

Les résultats obtenus dans le domaine de l'hygiène et de 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 American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)<sup>13</sup>, *Pocket Guide to Chemical Hazards* publié par United States National Institute for Occupational Health and Safety (NIOSH)<sup>14</sup>, les valeurs plafonds autorisées (PEL) publiées par Occupational Safety and Health Administration of the United States (OSHA)<sup>15</sup>, les valeurs limites d'exposition professionnelle de caractère indicatif publiées par les États membres de l'Union européenne<sup>16</sup>, ou d'autres sources similaires.

### Fréquence des accidents mortels et non mortels

Il faut s'efforcer de ramener à zéro le nombre d'accidents du travail dont peuvent être victimes les travailleurs (employés et sous-traitants) dans le cadre d'un projet, en particulier les accidents qui peuvent entraîner des jours de travail perdus, des lésions d'une gravité plus ou moins grande, ou qui peuvent être mortels. Il est possible de comparer les chiffres enregistrés pour les installations des projets à ceux d'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)<sup>17</sup>.

### Suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail

Il est nécessaire d'assurer le suivi des risques professionnels posés par les conditions de travail dans le cadre du projet considéré. Ces activités doivent être conçues et poursuivies par des professionnels agréés<sup>18</sup> dans le contexte d'un programme de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail. Les installations doivent par ailleurs tenir un registre des accidents du travail, des maladies, des événements dangereux et autres incidents. De

<sup>13</sup> Consulter : <http://www.acgih.org/TLV/> et <http://www.acgih.org/store/>

<sup>14</sup> Consulter : <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

<sup>15</sup> Consulter :

[http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDAR DS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDAR DS&p_id=9992)

<sup>16</sup> Consulter : [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/)

<sup>17</sup> Consulter : <http://www.bls.gov/iif/> and

<http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

<sup>18</sup> Les professionnels agréés peuvent être des hygiénistes industriels diplômés, des hygiénistes du travail diplômés, des professionnels de la sécurité brevetés ou tout titulaire de qualifications équivalentes.

plus amples informations sur les programmes de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail sont données dans les **Directives EHS générales**.

### 3.0 Bibliographie et sources d'informations supplémentaires

Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents. Washington, DC: API.

API. 1992. Recommended Practice 751. Safe Operation of Hydrochloric Acid Alkylation Units. First Edition, June 1992. Washington, DC: API.

API. 1993. Publication 311. Environmental Design Considerations for Petroleum Refining Crude Processing Units. Washington, DC: API.

API. 1997. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 19 – Evaporative Loss Measurement, Section 2 - Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks. Second Edition. Formerly API Publications 2517 and 2519. Washington, DC: API.

API. 1998. API Standard 650. Welded Steel Tanks for Oil Storage. Third Edition, November 1998. Washington, DC: API.

API. 1999. API Publication 2218. Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants. Second Edition, August 1999. Washington, DC: API.

Commission européenne. 2003. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). Best Available Techniques Reference (BREF) Document for Refineries. Séville: EIPPCB. Disponible à <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>

Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 1999. Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries. Bruxelles: CONCAWE.

German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (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. Disponible à [http://www.bmu.de/english/water\\_management/downloads/doc/3381.php](http://www.bmu.de/english/water_management/downloads/doc/3381.php)

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. Disponible à [http://www.bmu.de/english/air\\_pollution\\_control/ta\\_luft/doc/36958.php](http://www.bmu.de/english/air_pollution_control/ta_luft/doc/36958.php)

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), 2006. Special Report, Carbon Dioxide Capture and Storage. Geneva: IPCC. Disponible à <http://www.ipcc.ch/>

Irish Environmental Protection Agency (EPA). 1992. BATNEEC Guidance Note. Class 9.2. Crude Petroleum Handling and Storage. Dublin: Irish EPA. Disponible à <http://www.epa.ie/Licensing/BATGuidanceNotes/>

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.

Meyers, Robert. A. 1997. Handbook of Petroleum Refining Processes. New York, NY: McGraw-Hill Handbooks.

United States (US) 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: US EPA. Disponible à <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

University of California, 2005. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. Disponible à : <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbln>

US EPA, 40 CFR Part 419. Petroleum Refining Point Source Category. Washington : US EPA. Disponible à <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA, 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart J—Standards of Performance for Petroleum Refineries. Washington : US EPA. Disponible à <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 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 : US EPA. Disponible à <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart CC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries. Washington : US EPA. Disponible à <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart VV—National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators. Washington : US EPA. Disponible à <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US National Fire Protection Association (NFPA). 2003. Code 30: Flammable and Combustible Liquids. Quincy, MA: NFPA. Disponible à <http://www.nfpa.org/>

World Refining Association. 1999. Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe. Improving Environmental Procedures and Energy Production. Vienne: Honeywell.

## **Annexe A : Description générale des activités**

Ces Directives EHS pour le raffinage du pétrole concernent les opérations de transformation du pétrole brut en produits finis liquides destinés à l'industrie pétrochimique : gaz de pétrole liquéfié (GPL), essence, kérosène, diesel, mazout (fioul), bitume, asphalte, soufre et produits intermédiaires (ex. mélanges propane/propylène, naphta vierge, 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, le diesel, le GPL, etc. Leur composition dépend de la configuration de la raffinerie.

Les raffineries de pétrole sont des usines complexes, leur conception dépend des produits finis qu'elles doivent produire et des propriétés du pétrole brut. Les raffineries peuvent être partiellement ou entièrement intégrées (conversion totale), en fonction des unités qui la composent.

La matière première des raffineries est le pétrole brut qui est un mélange d'hydrocarbures<sup>19</sup> des trois groupes suivants : paraffines (et isoparaffines), cyclanes et composés aromatiques. Le pétrole peut être légèrement paraffinique à faible teneur en soufre ou à prédominance naphthénique et à forte teneur en soufre (plus de 0,5 % en poids). Les pétroles bruts se classent également en « lourd », « moyen » et « léger » selon leur teneur en paraffines et en chaînes carbonées cycliques naphthéniques ou aromatiques.

<sup>19</sup> 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.

### **Activités des installations composant la raffinerie**

#### *Dessalage*

Le dessalage consiste à laver le pétrole brut à l'aide d'eau douce, sous haute température et haute pression pour dissoudre les sels et les solides qui seront ensuite séparés. Le pétrole brut ou le brut réduit et l'eau douce entrent dans l'unité de dessalage qui produit du pétrole brut dessalé et de l'eau contaminée.

#### *Distillation primaire*

Elle comprend une distillation atmosphérique suivie d'une distillation sous vide (DSV). Le pétrole brut dessalé entre dans une tour de distillation sous pression atmosphérique où les différentes fractions composant le pétrole brut sont séparées selon leurs températures d'ébullition. Les fractions lourdes sont récupérées en bas de la tour (résidu atmosphérique), elles ne se vaporisent pas à la pression atmosphérique et doivent être fractionnées dans une tour de distillation sous vide.

#### *Production de bitume*

Le résidu sous vide sert à alimenter l'unité de production de bitume. Dans les unités de soufflage du bitume, l'air est injecté dans le bitume chaud 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. Le bitume soufflé est récupéré dans le bas de la colonne d'oxydation et refroidi avant stockage. Le bitume est stocké sous atmosphère d'azote dans des réservoirs à toit conique, chauffés et isolés. Ces réservoirs 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*

L'hydrotraitement<sup>20</sup> et l'hydrorafinage ont pour but d'enlever les impuretés telles que le soufre, l'azote, l'oxygène, les halogénures et les traces d'impuretés métalliques susceptibles de désactiver les catalyseurs à base de métaux nobles.

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 dans les carburants. L'hydrorafinage 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<sup>21</sup>, car le soufre et l'azote pourraient perturber l'action du catalyseur. La consommation en hydrogène est élevée et nécessite une unité de production d'hydrogène dans les raffineries.

L'isomérisation de coupe C<sub>5</sub>-C<sub>6</sub> est une isomérisation de squelette (ex. avec ou sans recyclage) et convertit une molécule linéaire en molécule ramifiée de même formule brute. Les paraffines de bas poids moléculaire (C<sub>4</sub>-C<sub>6</sub>) sont converties en isoparaffines d'indice d'octane beaucoup plus élevé. Ce procédé fait appel à trois types de catalyseurs : à base de chlore, de zéolite et de zirconium sulfaté.

L'hydrogénation des diènes et l'hydroisomérisation du butylène se situent en amont de l'alkylation et mettent en œuvre des

<sup>20</sup> L'hydrotraitement comprend plusieurs réactions : hydrotraitement du naphta (ou prétraitement, s'il se situe en amont du reformage), hydrodésulfuration (HDS), comprenant l'hydrodésulfuration des distillats moyens, l'hydrodésulfuration catalytique sélective et l'hydrodésulfuration du diesel), hydrocraquage sélectif (ou élimination des cires), hydrodénitrification, saturation des alcènes et saturation des composés aromatiques, hydrotraitement des résidus.

<sup>21</sup> L'hydrocraquage est le procédé le plus polyvalent du raffinage, capable de convertir n'importe quelle fraction, depuis les diesels 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.

procédés catalytiques hautement sélectifs. Ces procédés consistent à hydrogéner les acétylènes et les diènes en mono-alcènes 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*

Le naphta lourd vierge provenant de la distillation et, dans la mesure du possible, le naphta lourd hydrotraité après hydrocraquage sont les matières premières de ces unités. Le naphta, mélangé à un gaz riche en hydrogène, est chauffé et vaporisé, puis introduit dans le réacteur d'hydrotraitement (prétraitement) qui comprend un lit fixe de catalyseur au cobalt/nickel/molybdène. Les hydrocarbures inférieurs à C<sub>5</sub> que contient le produit après séparation de l'hydrogène sont éliminés dans une tour de distillation. Le naphta lourd, débarrassé de l'azote et des composés soufrés, quitte la section d'hydrotraitement et entre dans la section de reformage catalytique afin d'être valorisé, puis utilisé comme essence d'indice d'octane élevé.

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.
- 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.

### *Craquage catalytique*

Le craquage catalytique est jusqu'à présent 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 (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.

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 de 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. Il 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.

### *Production de gaz*

Les hydrocarbures à bas point d'ébullition sont généralement traités ensemble dans une unité de séparation, sous haute pression. Les usines de production de gaz permettent de récupérer par distillation les hydrocarbures de coupe C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> et supérieures présents dans les différents effluents gazeux des

raffineries. Elles comprennent un train de fractionnement qui sépare les fractions suivantes : C<sub>1</sub>-C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub> (propane), C<sub>4</sub> (butane) et essence débutanisée. Le traitement aux amines élimine le sulfure d'hydrogène et le sulfure de carbonyle 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.

### *Ethérification*

Les hydrocarbures en C<sub>4</sub> provenant du craquage catalytique fluide, le méthanol ou l'éthanol alimentent les unités de production de MTBE/ETBE. L'isobutylène réagit avec le méthanol ou l'éthanol pour produire respectivement du MTBE (méthyltertiobutyléther) ou de l'ETBE (éthyltertiobutyléther). 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 C<sub>5</sub>, de paraffines et d'alcènes) alimente les unités de production de TAME. Seuls les isoamylènes réactifs (2-méthyl-butène-1 et 2-méthyl-butène-2) réagissent avec le méthanol pour produire directement du TAME (tertioamylméthyléther). Les réacteurs de type adiabatique et le catalyseur sont les mêmes que dans les unités de production de MTBE/ETBE.

### *Alkylation*

L'alkylation a pour but de produire des mélanges de carburants de haute qualité appelés alkylats. C'est une réaction entre les alcènes en C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> et l'isobutane, elle produit des isoparaffines de poids moléculaire et d'indice d'octane plus élevés (les iso-octanes sont les plus recherchés). Ce procédé consiste en une réaction à basse température en présence d'acides forts (acide fluorhydrique ou acide sulfurique non fumant). L'alkylation à l'acide fluorhydrique produit des fractions 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).

Les boues acides sont introduites dans un four de décomposition avec du gaz combustible, où, à 1 050 °C, l'acide sulfurique se décompose en dioxyde de soufre. 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*

Lors de la polymérisation, les alcènes en C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> 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 est moins coûteuse et est souvent utilisée en remplacement de l'alkylation. Les réactions se déroulent sous haute pression, en présence d'un catalyseur à l'acide phosphorique adsorbé sur de la silice naturelle.

### *Cokéfaction*

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 (essence et diesels 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. Il existe deux types de cokéfaction : la cokéfaction retardée et la cokéfaction fluide. Le *flexi-coking* 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 sulfure d'hydrogène et de

l'ammoniac. Elles 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.

Le soufre contenu dans le coke est converti dans des gazéificateurs de *flexi-coking*, en sulfure d'hydrogène, puis en traces de sulfure de carbonyle. L'azote contenu dans le coke est converti en ammoniac.

### *Viscoréduction*

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.

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.

Le procédé de viscoréduction se présente sous deux versions : un four ou un four et un maturateur. Le gaz produit entre dans l'unité de traitement aux amines pour élimination du sulfure d'hydrogène.

### *Production de lubrifiants*

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 voulue selon le produit fini et éliminer les impuretés. Ce type de production demande une nombreuse main d'œuvre, 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*

Le soufre est éliminé des effluents gazeux des raffineries (gaz acide) afin de respecter les limites d'émission de SO<sub>x</sub> 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 sulfure d'hydrogène et en sulfure de carbonyle mélangés avec les gaz combustibles légers des raffineries. Avant récupération du soufre élémentaire, les gaz combustibles (principalement méthane et éthane) doivent être séparés du sulfure d'hydrogène et du sulfure de carbonyle. Cette séparation s'obtient en dissolvant le sulfure d'hydrogène et le sulfure de carbonyle dans un solvant chimique. Les solvants les plus communément utilisés sont les amines, comme la diéthanolamine (DEA). Le procédé utilise également un adsorbant sec, comme les tamis moléculaires, le charbon actif et les éponges de fer.

Dans les procédés aux amines, la solution de DEA (ou autre solvant aminé) est pompée vers une tour d'absorption où les gaz sont mis en contact, le sulfure d'hydrogène et le sulfure de carbonyle sont dissous dans la solution. Les gaz combustibles, débarrassés du sulfure d'hydrogène et du sulfure de carbonyle, sont récupérés et envoyés dans le circuit correspondant de la raffinerie. La solution amine/sulfure d'hydrogène/sulfure de carbonyle est régénérée par chauffage et distillation à la vapeur

pour éliminer le sulfure d'hydrogène gazeux avant recyclage dans l'absorbeur. Le sulfure d'hydrogène et le sulfure de carbonyle sont envoyés dans l'unité CLAU<sub>S</sub> de récupération du soufre. Les émissions atmosphériques produites par les unités de récupération du soufre comprennent des émissions diffuses et du sulfure d'hydrogène, des SO<sub>x</sub> et des NO<sub>x</sub> présents dans les gaz résiduaux.

Le procédé CLAU<sub>S</sub> donne lieu à une combustion partielle d'un gaz riche en sulfure d'hydrogène et en sulfure de carbonyle, suivie d'une réaction entre le dioxyde de soufre et le sulfure d'hydrogène imbrûlé, en présence d'un catalyseur à la bauxite pour produire du soufre élémentaire. Les unités CLAU<sub>S</sub> n'éliminent que 90 % du sulfure d'hydrogène et du sulfure de carbonyle et doivent être suivies d'autres procédés pour compléter l'élimination du soufre (> 99,5 %).

### **Rectification des eaux acides**

De nombreuses unités produisent des eaux contaminées par les sulfures et l'ammoniac, dites eaux acides. L'épuration par rectification permet de réutiliser les eaux acides après élimination des sulfures et de l'ammoniac. L'opération est compliquée par la présence d'autres produits chimiques comme le phénol et le cyanure.

### *Production d'hydrogène*

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. Ces unités consistent en un reformage et produisent du gaz de synthèse, un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Après un passage dans l'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 monoxyde de carbone 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.

### *Traitements chimiques*

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, 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.

Le liquide alcalin usagé provenant de l'unité d'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 sulfures peuvent également produire des odeurs et entraîner des problèmes de sécurité quand ils sont dégagés sous forme gazeuse.

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*

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 contient du sulfure d'hydrogène et du sulfure de carbonyle, il doit être traité dans l'unité d'épuration aux amines.

### **Mélange**

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 ou par lots, dans des réservoirs.

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

### *Opérations auxiliaires*

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 (ex. oxydation thermique, absorption, adsorption, séparation sur membrane et condensation cryogénique) et la production d'énergie et d'électricité (ex. chaudières, fours, turbines à gaz).