

# Guide de l'INRP sur l'estimation des émissions atmosphériques des réservoirs de stockage



## RÉSUMÉ

Le présent document présente un guide pour estimer les émissions atmosphériques des réservoirs de stockage. Ces lignes directrices touchent à la fois l'évaluation des émissions des réservoirs de stockage recevant des produits stabilisés ou altérés, et celle des réservoirs contenant des produits à évaporation flash. Une approche progressive est utilisée pour tenir compte de l'éventail de données disponibles et de l'importance relative des contributions aux émissions évaluées.

Le modèle TANKS de l'agence américaine pour la protection de l'environnement (Environmental Protection Agency ou EPA) est un outil standard utilisé depuis de nombreuses années par les praticiens pour estimer les émissions des réservoirs recevant des produits stabilisés ou altérés. Par le passé, TANKS a mis en place les procédures de calcul présentées dans le chapitre 7 « Liquid Storage Tanks » du document AP-42. En mars 2020, une mise à jour du chapitre 7 de l'AP-42 a été publiée pour aborder précisément les erreurs et les lacunes connues dans la version 4.09d de TANKS, mais le modèle TANKS lui-même n'a pas été actualisé. L'EPA a annoncé que, bien que l'outil continue d'être disponible, l'agence ne le prenait plus en charge.

Le présent document résume les principales modifications techniques apportées au chapitre 7 de l'AP-42 et on s'attend à ce que les utilisateurs créent leur propre tableur ou d'autres outils logiciels pour pouvoir appliquer la version la plus récente du chapitre 7 de l'AP-42 ou qu'ils obtiennent les solutions commerciales qui pourraient devenir disponibles.

Ni le chapitre 7 du document AP-42 ni le modèle TANKS 4.09d ne traitent de l'évaluation des émissions de vapeur flash, d'où les conseils spécifiques fournis à ce sujet.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>RÉSUMÉ</b> .....	i
<b>TABLE DES MATIÈRES</b> .....	ii
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	iii
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	iv
<b>LISTE DES ABRÉVIATIONS</b> .....	v
Introduction .....	1
Estimation des émissions des réservoirs contenant des liquides pétroliers altérés ou stabilisés .....	3
Approche recommandée (AP-42).....	3
Principales modifications de la nouvelle version .....	3
Exigences en matière d'information de base.....	4
Spéciation des émissions .....	9
Détermination des paramètres météorologiques locaux.....	9
Considérations importantes .....	10
Estimation des pertes par évaporation flash des réservoirs de stockage de production .....	13
Techniques de mesure .....	15
Utilisation de simulateurs de procédés et du logiciel E&P TANKS .....	15
Information requise .....	15
Limites.....	17
Options disponibles .....	17
Utilisation des corrélations empiriques .....	18
Information requise .....	19
Limites.....	19
Options disponibles .....	19
Exemples de calculs .....	21
Références .....	22
Glossaire.....	23
Annexes .....	29
Conversion des analyses d'une base humide à une base sèche .....	29
Conversion des analyses d'une base sèche à une base humide .....	30
Calcul de la composition moyenne d'échantillons multiples .....	31
Correction d'un profil de composition sur une base sans air .....	31

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Méthodes d'estimation du volume annuel total de déplacement positif à utiliser pour le calcul des pertes liées aux opérations. ....	6
Tableau 2 : Légende des différentes sections numérotées de la Figure 1.....	13
Tableau 3 : Critères d'acceptation des contrôles d'intégrité des échantillons effectués selon la différence entre la pression de fonctionnement du séparateur et la pression calculée du point de bulle des résultats de l'analyse des hydrocarbures liquides du séparateur. ....	16
Tableau 4 : Liste des valeurs pour les paramètres C et VAR de l'équation 12. ....	20
Tableau 5 : Composition par défaut de l'air sec.....	32

## **LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Schéma simplifié d'un scénario de base de l'évaporation flash. ....	13
--	----

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

AP-42	-	Document codifiant les facteurs d'émission de polluants atmosphériques pour les sources fixes, disponible auprès de l'Emission Inventory Branch de l'Office of Air Quality Planning and Standards de l'EPA des États-Unis ( <a href="#">AP-42: Compilation of Air Emissions Factors   Air Emissions Factors and Quantification   US EPA</a> ).
API	-	American Petroleum Institute
CDPHE	-	Colorado Department of Public Health and Environment
COV	-	Composés organiques volatils
ECCC	-	Environnement et Changement climatique Canada
INRP	-	Inventaire national des rejets de polluants
PAD	-	Polluant atmosphérique dangereux
PVR	-	Pression de vapeur Reid
TCEQ	-	Texas Commission on Environmental Quality
US EPA (EPA)	-	Environmental Protection Agency des États-Unis

## Introduction

Le présent document présente un guide pour estimer les émissions atmosphériques des réservoirs de stockage de pétrole aux fins de déclaration à l'INRP d'ECCE. Deux types d'émissions sont pris en compte : les pertes habituelles par évaporation des réservoirs contenant des liquides pétroliers altérés ou stabilisés (voir la section [Estimation des émissions de réservoirs contenant des liquides pétroliers altérés ou stabilisés](#)), et les pertes par évaporation flash (voir la section [Estimation des pertes par évaporation flash des réservoirs de stockage de production](#)).

L'objectif général est d'orienter les utilisateurs vers les procédures établies d'estimation des émissions des réservoirs de stockage, de fournir des conseils utiles sur les endroits où trouver les renseignements nécessaires et la façon de combler les lacunes en matière de données, et de définir des hypothèses ou des méthodes simplifiées qui peuvent être appliquées en fonction des circonstances particulières de l'utilisateur.

L'EPA a publié en mars 2020 une mise à jour du chapitre 7 intitulé « Liquid Storage Tanks » du document AP-42 comptant plus de 200 pages qui présente des méthodes d'estimation des émissions pour des réservoirs de stockage de différents types et pour différentes conditions d'utilisation. Cette nouvelle mise à jour indique également de façon claire que TANKS 4.09d contient des erreurs connues et n'est plus pris en charge, mais le logiciel est toujours disponible sur le site Web de l'US EPA à l'adresse suivante : <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/tanks-emissions-estimation-software-version-409d>. Voici la raison pour laquelle TANKS 4.09d n'est plus pris en charge :

*Le modèle TANKS a été développé à partir d'un logiciel maintenant désuet. Pour cette raison, le modèle n'est pas fonctionnellement fiable sur des ordinateurs utilisant certains systèmes d'exploitation comme Windows Vista ou Windows 7. Nous prévoyons que d'autres problèmes surviendront lorsque les ordinateurs passeront à d'autres systèmes d'exploitation. Par conséquent, nous ne pouvons plus fournir d'aide aux utilisateurs de TANKS 4.09d. Le modèle restera sur le site Web et devra être utilisé à votre discrétion et à vos propres risques. Nous continuerons de recommander l'utilisation des équations et des algorithmes précisés dans le chapitre 7 du document AP-42 pour estimer les émissions des COV provenant des réservoirs de stockage. Les équations indiquées au chapitre 7 de l'AP-42 (<https://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch07/index.html>) peuvent être utilisées avec de nombreux tableaux ou logiciels actuels. [traduction]*

Les lignes directrices de l'INRP fournies dans le présent document résument les éléments de base des méthodes d'estimation des émissions des réservoirs de stockage selon la mise à jour du chapitre 7 de l'AP-42 de l'US EPA (mars 2020). Ce guide se veut plus simple et plus court que le volumineux chapitre 7 de l'AP-42. Il reflète la compréhension actuelle du fonctionnement des réservoirs de stockage de liquides hors sol, de la façon dont ils produisent des émissions et dont ils sont surveillés ou testés, ainsi que les données qui sont généralement plus facilement disponibles pour déterminer les émissions.

Les méthodes du chapitre 7 du document AP-42 pour estimer les émissions atmosphériques (c.-à-d. les pertes au repos et les pertes liées aux opérations) des réservoirs à toit fixe et à toit flottant s'appliquent aux réservoirs contenant des liquides pétroliers altérés ou stabilisés. Les méthodes présentées tiennent compte des activités courantes et de certaines situations inhabituelles (c.-à-d. pose des toits flottants, nettoyage et dégazage des réservoirs, utilisation de réservoirs à atmosphère intérieure variable, baisse des temps moyens à un mois, réservoirs à toit flottant interne avec systèmes de ventilation en circuit fermé, situations particulières d'estimation des températures de surface des liquides, et cycles de chauffage dans les réservoirs à toit fixe). La section [Estimation des émissions des réservoirs contenant des liquides pétroliers altérés ou stabilisés](#) présente un guide simplifié pour l'application des méthodes du chapitre 7 de l'AP-42. Les émissions provenant de fuites fugitives d'équipement monté sur des réservoirs conçus comme des systèmes fermés (c.-à-d. des réservoirs dotés d'un système de collecte et de contrôle des vapeurs) sont considérées comme faisant partie des émissions dues à des fuites fugitives d'équipement à l'échelle de l'installation (à déclarer à l'INRP comme « émissions fugitives dans l'atmosphère »), et non comme des pertes de stockage.

Lorsqu'un hydrocarbure liquide est en contact avec un gaz sous pression, il a tendance à absorber une partie de ce gaz. En plaçant ensuite ce liquide dans un réservoir de stockage sous pression atmosphérique, le gaz dissous est libéré sous forme de pertes par évaporation flash, qui est une forme rapide d'évaporation (p. ex., par un phénomène d'ébullition). Les pertes par évaporation flash se produisent généralement dans des installations de production de pétrole et de gaz naturel riche en liquides, et le pourraient dans certaines installations pétrolières et gazières en aval. La section [Estimation des pertes par évaporation flash des réservoirs de stockage de production](#) décrit les méthodes d'estimation de ces pertes.

Les rejets à l'air liés au stockage de liquides dans des réservoirs, rejets à l'air associés au transfert, au chargement et au déchargement de liquides depuis ou dans un réservoir de stockage, pertes à l'air associées au stockage de liquides dans des réservoirs et pertes à l'air associées au nettoyage, dégazage et entretien de réservoirs de stockage doivent être déclarés sous les Rejets sur place/Rejets dans l'atmosphère/ Rejets liés aux réservoirs de stockage et à la manutention connexe. Vous trouverez des renseignements complets sur les exigences de déclaration à l'INRP pour toutes les substances et tous les secteurs dans Exigences réglementaires : avis dans la [Gazette du Canada](#) et dans le [Guide de déclaration aux fins de l'Inventaire national des rejets de polluants](#).



# Estimation des émissions des réservoirs contenant des liquides pétroliers altérés ou stabilisés

## Approche recommandée (AP-42)

L'approche recommandée pour estimer les émissions atmosphériques des réservoirs de stockage contenant des produits altérés ou stabilisés consiste à appliquer les méthodes détaillées au chapitre 7 du document AP-42.

ECCC ne recommande pas l'utilisation de TANKS 4.0d. Les utilisateurs doivent soit mettre en place les dernières procédures du chapitre 7 de l'AP-42 sous la forme d'un tableur ou d'un autre outil logiciel approprié, soit accéder à des solutions offertes sur le marché comprenant les dernières procédures. L'effort requis pour mettre en œuvre votre propre solution de logiciel dépendra de votre situation particulière (c.-à-d. que certains cas peuvent ne pas s'appliquer à votre situation).

## Principales modifications de la nouvelle version

Le chapitre 7 du document AP-42 présente un guide détaillé pour l'estimation et la spéciation des émissions atmosphériques des réservoirs de stockage contenant des produits altérés ou stabilisés.

Les principaux changements apportés au chapitre 7 de l'AP-42 sur les erreurs ou les lacunes de TANKS 4.09d sont décrits ci-dessous:

1. **Effets de température** – Les procédures de calcul faisaient auparavant appel à des techniques simplifiées pour estimer les effets de température, et ces méthodes étaient sujettes à une grande incertitude (en partie à cause des simplifications et des hypothèses qui ont été appliquées, et en partie en raison de l'utilisation d'une métrologie moyenne). Leur utilisation était un vestige inutile de l'époque où l'accès aux ordinateurs n'était pas largement répandu. Les procédures mises à jour ont désormais recours à des méthodes plus raffinées et plus fiables, et permettent d'utiliser les températures mesurées du liquide en vrac lorsque ces données sont disponibles.
2. **Réservoirs entièrement isolés** – Ces réservoirs étaient auparavant considérés comme n'ayant pas de pertes par respiration et aucune disposition n'était prise pour tenir compte de celles dues aux variations de température causées par les chauffe-réservoirs. Les nouvelles procédures tiennent désormais compte des pertes par respiration causées par le chauffage.
3. **Réservoirs partiellement isolés** – Les procédures de calcul ont été mises à jour pour englober ces cas, qui sont assez courants dans la pratique. Un réservoir partiellement isolé est un réservoir dont la robe est isolée, mais pas le toit. Traiter ce type de réservoir comme s'il était entièrement isolé entraînerait une sous-estimation de la quantité d'émissions puisque d'importants transferts de chaleur peuvent se produire à travers le toit du réservoir.

4. **Pertes lors de la pose du toit flottant** – Des procédures ont été élaborées pour estimer ces contributions aux émissions qui n'étaient pas comptabilisées auparavant. La pratique normale consiste à réduire au minimum le potentiel de ces pertes. Néanmoins, lorsqu'elles se produisent (p. ex. lorsque les réservoirs sont mis hors service ou pour réduire la PVR pendant l'été), ces pertes peuvent constituer une source importante d'émissions.
5. **Pertes lors du nettoyage des réservoirs** – Des procédures ont été élaborées pour estimer ces contributions aux émissions. Les réservoirs plus grands peuvent être nettoyés qu'une fois tous les 10 ans. Les plus petits peuvent être nettoyés beaucoup plus régulièrement, surtout les réservoirs de production qui présentent une accumulation de sable ou de boue. La méthode actuelle est spécifiquement destinée à l'estimation des émissions lorsque la ventilation forcée fonctionne dans le réservoir, que des activités de nettoyage aient lieu ou non.
6. **Pertes liées aux opérations** – Les procédures d'estimation des pertes liées aux opérations reposaient auparavant sur les différences entre les débits d'entrée et de sortie pour déterminer ces pertes. Cette approche est beaucoup moins fiable que l'utilisation des données réelles sur les changements de niveau de liquide pour déterminer la quantité réelle de déplacement physique de la vapeur.
7. **Fuites des soupapes à pression et à dépression** – Le modèle ne tient pas compte des fuites des soupapes à pression et à dépression et des trous d'échantillonnage sur le réservoir. Les fuites provenant de ces événements doivent être estimées et déclarées à l'INRP (voir section 7 sous [Considérations importantes](#)).
8. **Cas particuliers** – Les procédures mises à jour traitent désormais les cas de réservoirs à toit flottant interne avec systèmes de ventilation en circuit fermé. Il s'agit de réservoirs qui possèdent des événements à fermeture automatique plutôt que des événements ouverts plus caractéristiques pour évacuer l'air dans l'atmosphère. L'US EPA renvoie à un document de l'API tout en recommandant de simplement appliquer une réduction de 5 % par rapport aux émissions estimées pour un réservoir à toit flottant interne librement aéré.
9. **Autres points** – L'utilisation des profils de spéciation par défaut est déconseillée. On privilégie l'utilisation de résultats réels d'analyse des vapeurs particuliers au cas, ou la prédiction des compositions des vapeurs selon les compositions liquides connues propres au cas. Le problème potentiel avec cette dernière approche est qu'elle ne détectera pas nécessairement tous les composés d'intérêt. Par exemple, certains composés plus légers seront présents dans le liquide en concentrations trop faibles pour être détectées, mais beaucoup d'entre eux sont encore présents à des concentrations importantes dans l'atmosphère intérieure (p. ex., H<sub>2</sub>S et autres composés soufrés réduits).

## Exigences en matière d'information de base

Voici les données de base nécessaires pour estimer les pertes pendant le stockage des réservoirs contenant ces liquides :

1. **Données sur le réservoir** – Elles comprennent, pour chaque réservoir, le type de réservoir (c.-à-d. à toit fixe ou à toit flottant), ses dimensions physiques, son volume utile, la couleur et l'état de la

peinture, les détails sur les surfaces isolées (c.-à-d. robe, toit ou les deux), les types et le nombre d'armatures utilisées pour les toits flottants (les valeurs par défaut sont indiquées dans les tableaux 7.1-12 à 7.1-15 du chapitre 7 de l'AP-42 si les valeurs réelles sont inconnues), les seuils de déclenchement des soupapes à pression et à dépression utilisées sur le réservoir, le code d'identification ou le nom du produit entreposé, et les détails de tout système utilisé pour chauffer le réservoir. Ces données sont habituellement disponibles dans les fiches techniques du réservoir figurant dans les manuels sur les équipements du site, et les plans de conception du réservoir.

2. **Caractéristiques du liquide pétrolier** – Les données minimales requises sur le produit liquide sont sa densité API, son poids moléculaire et la PVR, ou une analyse chimique détaillée. La PVR peut varier selon la période de l'année et, dans certains cas, aura généralement tendance à être plus importante en hiver qu'en été. Les variations pourraient être moindres pour les autres paramètres. Les sources potentielles sur les propriétés d'un produit comprennent sa fiche de données de sécurité, le site Crude Monitor (une base de données en ligne sur les pétroles bruts, disponible à l'adresse <https://www.crudemonitor.ca>) et le livret sur les caractéristiques des bruts publié par Enbridge Pipelines Inc. à l'adresse [https://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Shippers/Crude\\_Characteristics\\_Booklet.pdf?la=en](https://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Shippers/Crude_Characteristics_Booklet.pdf?la=en)
3. **Composition de la vapeur** – Les procédures de base pour l'estimation des pertes pendant le stockage permettent de déterminer la quantité totale de vapeur de pétrole émise. Elles exigent une estimation de la masse molaire de la vapeur, mais ne fournissent pas une spéciation détaillée de ces émissions, comme il est nécessaire pour la déclaration à l'INRP. Pour calculer les émissions de certaines substances à déclarer à l'INRP, il est important d'effectuer la spéciation des émissions évaluées. Cette spéciation peut être faite en effectuant une analyse des vapeurs aux émissions évaluées à l'aide des procédures présentées dans la section [Spéciation des émissions](#).
4. **Niveaux d'activité** – Le principal paramètre d'activité devant être déterminé est la quantité cumulée des augmentations progressives du niveau de liquide dans le réservoir pendant une période particulière (p. ex., par mois ou par année). Les augmentations graduelles du niveau de liquide (c.-à-d. les changements progressifs positifs des niveaux) déplacent physiquement les vapeurs du réservoir. Les émissions atmosphériques qui en résultent sont appelées pertes liées aux opérations (voir l'équation 1-35 du chapitre 7 de l'AP-42). La somme de toutes ces augmentations du niveau du liquide est souvent exprimée en nombre de renouvellements du volume utile du réservoir par année (également appelée simplement renouvellements par année), N, qui peut être exprimée par la relation suivante :

$$N = \frac{V_Q}{V_W}$$

Équation 1

Où,

$V_Q$  Débit net des pertes liées aux opérations (comme défini pour l'équation 1-35 du chapitre 7 de l'AP-42), qui est aussi le volume annuel cumulatif du déplacement physique positif en raison de la somme de toutes les augmentations progressives du niveau de liquide ( $m^3$ ).

$V_W$  Volume utile du réservoir de stockage ( $m^3$ ).

$$V_W = (H_{LX} - H_{LN}) \cdot \pi \frac{D^2}{4}$$

Équation 2

Où,

$H_{LX}$  Hauteur maximale du liquide (m). Si la valeur est inconnue, on recommande, au chapitre 7 de l'AP-42, d'utiliser une valeur de 0,348 m de moins que la hauteur de la robe pour les réservoirs verticaux, et pour les réservoirs horizontaux, d'utiliser la formule  $\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot D$  où  $D$  est le diamètre intérieur (m) d'une coupe transversale verticale du réservoir horizontal.

$H_{LN}$  Hauteur minimale du liquide (m). Si la valeur est inconnue, on recommande, au chapitre 7 de l'AP-42, d'utiliser la valeur de 0,348 m pour les réservoirs verticaux et de 0 m pour les réservoirs horizontaux.

$D$  Diamètre intérieur du réservoir (m).

Le Tableau 1 ci-dessous montre les procédures permettant d'estimer le débit net des pertes liées aux opérations d'un réservoir en fonction de son mode de fonctionnement et de ses niveaux d'activités.

Tableau 1 : Méthodes d'estimation du volume annuel total de déplacement positif à utiliser pour le calcul des pertes liées aux opérations.		
Type d'entrée	Type de sortie	Détermination du volume annuel total de déplacement positif
Lot	Lot	<p>Égal au volume annuel de réception s'il n'y a pas de chevauchement des événements d'entrée et de sortie des lots.</p> $V_Q = V_{AR}$ <p>Équation 3</p> <p>Où,</p> <p><math>V_{AR}</math> = Volume annuel d'hydrocarbures liquides reçu par le réservoir de stockage (<math>m^3</math>).</p>

Tableau 1 : Méthodes d'estimation du volume annuel total de déplacement positif à utiliser pour le calcul des pertes liées aux opérations.

Type d'entrée	Type de sortie	Détermination du volume annuel total de déplacement positif
		Si un certain chevauchement des événements d'entrée et de sortie des lots est possible, alors la valeur de $V_Q$ sera inférieure à $V_{AR}$ , mais l'Équation 3 peut toujours être utilisée pour obtenir une estimation prudente de $V_Q$ .
En continu	Lot	<p>Si le débit d'entrée est relativement constant, mais que le débit sortant se produit par lots, alors la valeur de <math>V_Q</math> peut être estimée à l'aide de l'équation suivante :</p> $V_Q = V_{AR} \cdot \left(1 - \frac{Q_{IF}}{Q_{OF}}\right)$ <p>Équation 4</p> <p>Où,</p> <p><math>Q_{IF}</math> = Débit moyen d'entrée d'hydrocarbures liquides (m<sup>3</sup>/h)</p> <p><math>Q_{OF}</math> = Débit moyen de sortie d'hydrocarbures liquides par lot (m<sup>3</sup>/h).</p>
Lot	En continu	<p>Si le débit entrant se présente comme une série de lots et que le débit de sortie se fait de manière continue et relativement constante, alors la valeur de <math>V_Q</math> peut être estimée à l'aide de l'équation suivante :</p> $V_Q = V_{AR} \cdot \left(1 - \frac{Q_{OF}}{Q_{IF}}\right)$ <p>Équation 5</p> <p>Où,</p> <p><math>Q_{IF}</math> = Débit moyen d'entrée d'hydrocarbures liquides par lot (m<sup>3</sup>/h)</p> <p><math>Q_{OF}</math> = Débit moyen de sortie d'hydrocarbures liquides (m<sup>3</sup>/h).</p>
En service continu ou semi-continu	En service continu ou semi-continu	<p>Dans ces cas, la valeur de <math>V_Q</math> peut être évaluée à l'aide de l'équation suivante pour les réservoirs cylindriques verticaux :</p> $V_Q = \frac{\pi D^2}{4} \sum \Delta h_+$

Tableau 1 : Méthodes d'estimation du volume annuel total de déplacement positif à utiliser pour le calcul des pertes liées aux opérations.

Type d'entrée	Type de sortie	Détermination du volume annuel total de déplacement positif
		<p style="text-align: center;">Équation 6</p> <p>Où,</p> <p><math>D</math> = Diamètre intérieur du réservoir (m).</p> <p><math>\Delta h_+</math> = Augmentations progressives du niveau de liquide dans le réservoir entre les lectures successives des niveaux pour une année particulière (m).</p> <p style="text-align: right;">Les variations nulles et négatives sont ignorées.</p> <p>Sinon, la valeur de <math>V_Q</math> doit être évaluée à l'aide de l'équation générale suivante :</p> $V_Q = \sum \Delta V_+$ <p style="text-align: center;">Équation 7</p> <p>Où,</p> <p><math>\Delta V_+</math> = Augmentations progressives de l'inventaire du produit dans le réservoir entre les lectures successives d'inventaire (m<sup>3</sup>).</p> <p style="text-align: right;">Les variations nulles et négatives sont ignorées.</p>

5. **Espace vide du réservoir** – Pour les réservoirs de stockage à toit fixe, les données sur le niveau habituel de liquide dans le réservoir sont nécessaires pour déterminer les pertes par respiration. La plupart des réservoirs et des parcs de stockage sont conçus avec une certaine capacité excédentaire pour parer à d'éventuelles perturbations des systèmes d'approvisionnement et de vente des produits. Dans d'autres cas, les réservoirs peuvent être utilisés à des fins de stockage marchand et rester remplis pendant les périodes de faible demande, et être vidés pendant les périodes de forte demande du marché. Il convient donc d'examiner attentivement la quantité réelle d'espace vide et sa variabilité dans le temps. Voici quelques règles générales à suivre :

- Les réservoirs en service continu seront généralement maintenus à un niveau de liquide égal à 50 % de la capacité utile du réservoir.
- Dans les installations de production, les niveaux des réservoirs sont souvent maintenus à 50 % ou moins de leur capacité utile.

6. **Conditions météorologiques propres au site** – Ces conditions comprennent notamment la température ambiante moyenne quotidienne, la température maximale moyenne horaire, la température minimale moyenne horaire, la vitesse moyenne du vent, le facteur d’insolation moyen et la pression atmosphérique. Certains de ces paramètres varient sensiblement selon la saison et le mois de l’année.

## Spéciation des émissions

La meilleure option de spéciation des émissions de vapeurs de produits provenant des réservoirs de stockage consiste à utiliser des analyses de vapeur propres au site et applicables aux contributions aux émissions évaluées. Il convient d’être prudent dans l’utilisation d’analyses de vapeur par défaut fondées simplement sur le type de produit, car il peut y avoir des variations importantes de composition au sein d’une catégorie de produits donnée. Cette situation est particulièrement vraie pour les constituants à l’état de trace ou les constituants secondaires d’un produit.

La composition de la vapeur émise par un liquide pétrolier sera différente de celle du liquide pétrolier même et variera avec la température du produit. Les deux phases comprendront le même mélange de composants. Toutefois, la phase vapeur contiendra de plus grande concentration des composants les plus volatils et de plus faibles concentrations des composants moins volatils. De plus, certains composants d’intérêt peuvent être facilement détectés dans la phase vapeur, et ne pas être décelés dans la phase liquide (c.-à-d. exister dans la phase liquide à des concentrations en dessous des limites inférieures de détection de la méthode d’analyse appliquée), ou être exclus en tant qu’analyte cible pour une analyse liquide régulière.

La section 7.1.4 du chapitre 7 du document AP-42 définit les procédures pour estimer la composition des vapeurs à partir d’une analyse liquide connue. L’utilisation de la loi de Raoul est recommandée pour les mélanges d’hydrocarbures et celle de la loi de Henry pour les solutions aqueuses diluées telles que les eaux usées.

Si aucune donnée de la phase vapeur n’est disponible, la méthode privilégiée pour déterminer les émissions de H<sub>2</sub>S libérées pendant l’entreposage consiste à effectuer un échantillonnage et une analyse de l’atmosphère intérieure du réservoir propre au site.

## Détermination des paramètres météorologiques locaux

Pour calculer les émissions du réservoir d’une installation donnée, on peut utiliser les températures moyennes observées à partir de l’ensemble de données météorologiques historiques ou de l’ensemble des données « Normales climatiques au Canada » pour les données météorologiques les plus proches et représentatives. Ces données peuvent être obtenues en ligne via le portail de données historiques d’ECCC à l’adresse [Données climatiques historiques - Climat - Environnement et Changement climatique Canada \(meteo.gc.ca\)](https://donnees.climat.gc.ca/).

Les liens suivants fournissent des données solaires pour le Canada :

1. [Données sur la ressource solaire, disponibles pour le Canada \(RNCan\).](#)
2. [Prévisions de la NASA des ressources énergétiques mondiales \(en anglais\).](#)

## Considérations importantes

### 1. Réservoirs d'eau produite

Les réservoirs d'eau produite ayant une couche de pétrole sur le dessus doivent être modélisés comme des réservoirs de stockage de pétrole. Deux séries de calculs doivent être faites : une pour estimer les pertes par évaporation flash en raison de la quantité d'hydrocarbures liquides transférés dans les réservoirs (le cas échéant), et l'autre pour prévoir les pertes liées aux opérations et les pertes par respiration habituelles du réservoir comme s'il contenait du pétrole brut compatible avec les résidus des hydrocarbures liquides. Ces dernières contributions aux émissions doivent être évaluées conformément à la version la plus récente du chapitre 7 de l'AP-42.

### 2. Réservoirs isolés au gaz

Les réservoirs isolés au gaz qui évacuent l'air dans l'atmosphère, les réservoirs avec un système d'équilibrage de la vapeur et ceux qui subissent des pertes par évaporation flash doivent être modélisés à l'aide d'un facteur de renouvellement (saturation) des pertes liées aux opérations ( $K_N$ ) de 1 (voir l'équation 1-35 du chapitre 7 de l'AP-42).

### 3. Volume utile des réservoirs

Si la hauteur maximale du liquide est inconnue, pour les réservoirs verticaux, il faut utiliser 0,3048 m de moins que la hauteur de la robe et pour les réservoirs horizontaux, il faut utiliser le diamètre intérieur du réservoir. Si la hauteur minimale du liquide est inconnue, il faut utiliser la valeur 0,3048 m pour les réservoirs verticaux et 0 pour les réservoirs horizontaux.

### 4. Pose du toit flottant

Lorsqu'un toit flottant atteint sa position verticale minimale permise dans le réservoir, les soupapes casse-vides s'ouvrent automatiquement et demeurent ouvertes jusqu'à ce que le toit soit remis à flot. Lorsque les soupapes casse-vides sont ouvertes et qu'il reste du liquide dans le réservoir, ce dernier se comporte comme un réservoir de stockage à toit fixe, ce qui entraîne une augmentation des émissions. Pour cette raison, les opérateurs ont tendance à éviter de poser un toit flottant dans la mesure du possible. Si une telle action se produit dans une année donnée, elle doit être évaluée séparément et ajoutée aux contributions aux émissions de pertes liées aux opérations et par respiration calculées lorsque le toit n'est pas posé. Ces contributions doivent être mesurées séparément à l'aide des procédures présentées à la section 7.1.3.2 du chapitre 7 du document AP-42.



## 5. Nettoyage du réservoir

Les émissions provenant du nettoyage du réservoir sont attribuées aux émissions de ventilation pour chaque jour de ventilation forcée tant que des matières volatiles demeurent dans le réservoir. Lorsque de telles émissions sont applicables, elles doivent être évaluées séparément en utilisant les procédures présentées à la section 7.1.3.4 du chapitre 7 de l'AP-42.

Pour les réservoirs à toit flottant, toutes les émissions associées à la pose du toit avant le début du dégazage du réservoir et pendant le renflouage du toit lorsque le réservoir est remis en service doivent être calculées séparément (voir la section 7.1.3.2 du chapitre 7 de l'AP-42) et ajoutées aux émissions évaluées pour le nettoyage du réservoir.

Sur les sites de production, les réservoirs peuvent être nettoyés régulièrement afin d'éliminer le sable et les boues accumulés. Cependant, en aval de ces sites, l'accumulation de solides et de boues est gérée par l'application de normes sévères en matière d'eau et de sédiments et éventuellement par l'utilisation de mélangeurs pour maintenir les solides en suspension. Par conséquent, la fréquence du nettoyage des réservoirs en aval des sites de production a tendance à être assez faible. De nombreux réservoirs ne sont nettoyés qu'une fois tous les 10 ans pour permettre les inspections API 653, ou plus tôt si des problèmes nécessitant un nettoyage du réservoir se présentent. Lorsque le réservoir est nettoyé, il est d'abord vidé de ses liquides, isolé, dégazé, puis les boues ou les solides sont physiquement enlevés (p. ex., à l'aide de jets d'eau sous pression pour briser la matière et de camions aspirateurs pour l'enlever). Parfois, un solvant léger et des produits chimiques peuvent être introduits dans le réservoir pour aider à dissoudre et à gérer les émissions provenant de la boue.

La ventilation forcée du réservoir est maintenue pendant la phase de dégazage et par après, selon les besoins, afin de maintenir les concentrations de vapeur en dessous de la limite inférieure d'inflammabilité, et, lorsque les travailleurs doivent entrer dans le réservoir sans appareil respiratoire, selon les lignes directrices professionnelles applicables.

## 6. Pertes par évaporation flash

Le chapitre 7 de l'AP-42 ne donne aucune procédure pour évaluer les émissions des réservoirs dues à des pertes par évaporation flash. Ces procédures sont décrites à la section [Estimation des pertes par évaporation flash des réservoirs de stockage de production](#).

## 7. Réservoir sous pression

Les réservoirs qui sont utilisés à des pressions comprises entre 17,2 et 103,4 kPa (psig) (ou 2,5 et 15 lb/po<sup>2</sup> [psig]) sont des réservoirs à basse pression et constituent des sources potentielles de pertes pendant le stockage lorsque ces réservoirs sont équipés d'une soupape de surpression qui n'est pas reliée à un système de collecte et de contrôle des vapeurs. L'ampleur des émissions dans ces cas dépend du réglage de la pression sur la soupape. Les pertes au repos et liées aux opérations peuvent être évaluées à l'aide des procédures décrites à la section 7.1.3.1 du chapitre 7 de l'AP-42.

Les pertes fugitives des réservoirs à haute pression sont évaluées comme des fuites de l'équipement et il ne sont pas traité dans le chapitre 7 de l'AP-42. Ces pertes devraient être prises en compte dans la déclaration à l'INRP, mais elles ne sont pas couvertes par le présent document.

elles totales.

## Estimation des pertes par évaporation flash des réservoirs de stockage de production

Les émissions provenant d'un réservoir qui affiche des pertes par évaporation flash seront généralement dues à ces pertes, mais le réservoir peut également subir des pertes liées aux opérations et au repos en plus des incidents dus à l'évaporation flash. Les pertes liées aux opérations et au repos décrites à la section [Approche recommandée \(AP-42\)](#) doivent aussi être calculées et ajoutées aux pertes par évaporation flash estimées.

La Figure 1 présente un schéma simplifié d'un scénario de base d'évaporation flash. La légende des différentes sections de la Figure 1 est présentée au Tableau 2. Les données sur les activités pour les réservoirs de stockage doivent inclure le taux réel de production de pétrole ou de condensat et tout volume recyclé. Si les vapeurs sont acheminées vers un dispositif de contrôle, l'efficacité du contrôle de ce dernier doit être appliquée aux pertes par évaporation flash ainsi qu'aux pertes au repos et liées aux opérations. Si les vapeurs sont acheminées vers un compresseur pour être injectées dans une conduite de gaz ou pour un traitement, l'efficacité du contrôle est de 100 % lorsque le compresseur est en marche.

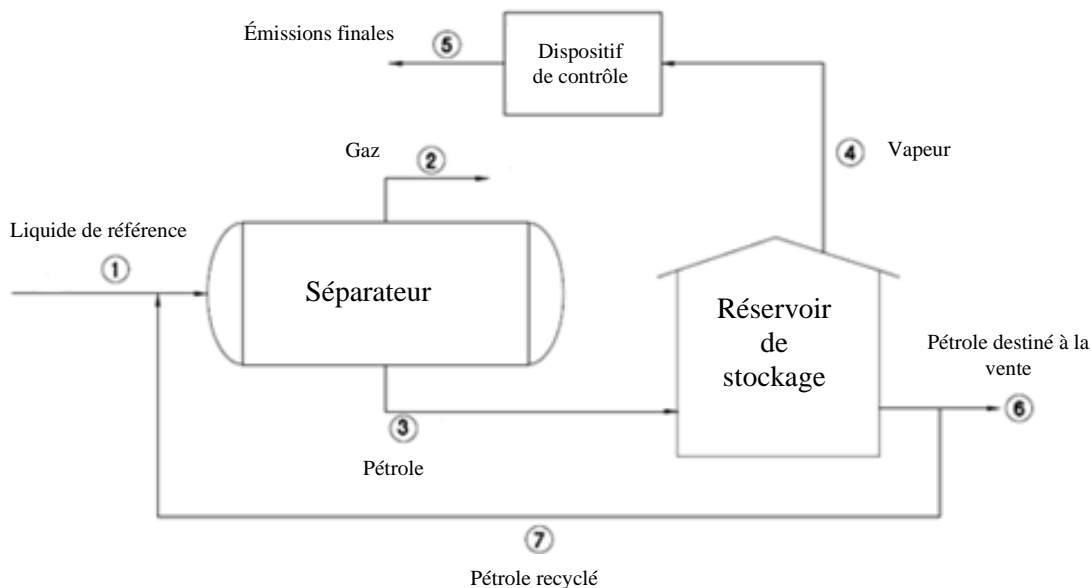


Figure 1 : Schéma simplifié d'un scénario de base de l'évaporation flash.

Tableau 2 : Légende des différentes sections numérotées de la Figure 1.		
N° de flux	Nom de flux	Description/commentaire
1	Liquide de référence	Désigne la composition globale du flux de production à phases multiples qui entre dans le site de production concerné. Généralement, le flux

		entrant comprend un mélange de pétrole ou de condensat, du gaz naturel associé et de l'eau.
2	Gaz	Il s'agit du gaz associé séparé du flux entrant (flux 1).
3	Pétrole	Il s'agit de la phase des hydrocarbures liquides séparés du flux entrant (flux 1). Il contient une certaine quantité de gaz naturel dissous, qui se vaporise lorsque le pétrole est soumis aux conditions de basse pression en aval du réservoir de stockage sous pression atmosphérique.
4	Vapeur	Il s'agit de la vapeur flash libérée du pétrole qui est reçu du séparateur.
5	Émissions finales	La quantité et la composition des émissions finales varient en fonction du type de dispositif installé pour le contrôle des vapeurs (le cas échéant).
6	Pétrole destiné à la vente	Il s'agit du pétrole altéré (c.-à-d. qui contient peu, voire pas du tout, de gaz naturel dissous).
7	Pétrole recyclé	Il s'agit d'un produit hors spécification renvoyé à l'unité de production et de comptage automatiques ou prélevé automatiquement au fond des réservoirs de stockage pour être retraité. Le recyclage peut avoir lieu lorsque le réservoir sous pression, situé en amont des réservoirs de stockage, est un séparateur chauffé ou une unité de traitement thermique. Toutes les installations de production ne permettent pas le recyclage du pétrole.

La quantité d'émissions peut être mesurée directement à l'aide de débitmètres et spécifiée sur la base d'analyse du gaz évacué. Cependant, il s'agit d'une méthode coûteuse. La pratique courante consiste à estimer la quantité d'émissions. La contribution des émissions non contrôlées en raison de l'évaporation flash,  $L_F$ , du produit peut être estimée à l'aide de la relation suivante :

$$L_F = k_F \cdot V_O \cdot (1 + k_R)$$

Équation 8

Où,

$k_F$  Facteur moyen de vapeur flash ( $m^3$  de vapeur flash par  $m^3$  de pétrole produit).

$k_R$  Facteur moyen du recyclage de pétrole (valeur non dimensionnelle entre 0 et 1).

La valeur par défaut est 0, ce qui signifie qu'il n'y a pas de recyclage. S'il y a un recyclage, la valeur type est de 0,15. Toutefois, des valeurs précisées par l'utilisateur peuvent être saisies.

$V_O$  Volume de pétrole produit ( $m^3$ )

Si les données mensuelles d'entrée sont disponibles, la relation suivante peut être appliquée :

$$L_F = \sum_{j=1}^{j=12} L_{Fj} = \sum_{j=1}^{j=12} k_{Fj} \cdot V_{Oj} \cdot (1 + k_R)$$

Équation 9

Où,

$k_{Fj}$  Facteur moyen de vapeur flash ( $m^3$  de vapeur flash par  $m^3$  de pétrole produit) pour le mois « j ».

$V_{Oj}$  Volume de pétrole produit ( $m^3$ ) pendant le mois « j ».

Les sections suivantes décrivent les méthodes permettant de déterminer le facteur de vapeur flash.

## Techniques de mesure

Dans le présent cas, un échantillon pressurisé du liquide distribué dans le réservoir de stockage est obtenu aux conditions souhaitées de fonctionnement du séparateur et est ensuite soumis à un test physique de libération flash par un laboratoire qualifié. Les résultats de cet essai constituent le facteur de vapeur flash mesurée et l'analyse de vapeur flash (ou profil de spéciation).

Une méthode permettant de réaliser des tests de libération flash est présentée par le CDPHE (2017) dans le PS Memo 17-01. L'échantillon d'hydrocarbures liquides pressurisé est conditionné en laboratoire et dépressurisé dans un environnement contrôlé représentatif des conditions sur le terrain (température et pression). Lors de la dépressurisation, le volume de gaz libéré des hydrocarbures liquides initialement pressurisés (c.-à-d. le pétrole brut ou le condensat pré-flash) et les hydrocarbures liquides dépressurisés récupérés (c.-à-d. le pétrole brut ou le condensat du réservoir de stockage) sont directement mesurés pour déterminer la proportion gaz-pétrole (*GOR*) dans les conditions de température et de pression sur le terrain. Le gaz libéré est recueilli et analysé pour déterminer la composition molaire de la vapeur flash. Avec les données dérivées de cette méthode, les entreprises pétrolières et gazières peuvent calculer directement la masse des émissions flash d'un réservoir de stockage de liquides hydrocarbonés sans utiliser un logiciel de simulation de processus supplémentaire (p. ex., E&P Tanks, simulateurs de procédés commerciaux, etc.), sauf exigence contraire.

## Utilisation de simulateurs de procédés et du logiciel E&P TANKS

### Information requise

En général, les données de base suivantes sont nécessaires :

1. **Analyse du pétrole** – Une analyse détaillée du pétrole sous pression dans les conditions de fonctionnement du séparateur est nécessaire (de préférence), ou une analyse du pétrole destiné à la vente. Une analyse des hydrocarbures  $C_1$  à  $C_{10+}$  ou une analyse approfondie du pétrole est requise.
2. **Analyse des effluents gazeux du séparateur** : Une analyse des hydrocarbures  $C_1$  à  $C_{10+}$  ou une analyse approfondie des gaz est recommandée.

3. **Conditions de fonctionnement du séparateur** : La température et la pression du séparateur ainsi que la proportion gaz-pétrole (*GOR*) approximative lorsque les échantillons de pétrole et de gaz ci-dessus ont été prélevés.
4. **Propriétés du pétrole destiné à la vente** : La densité API et la PVR du pétrole destiné à la vente sont nécessaires.

Lorsqu'un échantillon d'hydrocarbures liquides sous pression ou de gaz associé provenant d'un séparateur ou d'une unité de traitement est prélevé pour être analysé en laboratoire, les résultats doivent être soumis à un contrôle de la qualité. Pour une analyse d'hydrocarbures liquides sous pression, il s'agit de déterminer la différence entre la pression de fonctionnement du séparateur, enregistrée au moment où l'échantillon a été prélevé, et la pression calculée au point de bulle du liquide à la température enregistrée du séparateur (l'échantillon est prélevé en amont de la vanne de décharge pendant que la vanne est fermée). La pression au point de bulle est calculée en fonction de la composition du liquide et des valeurs de température du séparateur en utilisant la méthode du point de bulle. La plupart des simulateurs de processus commerciaux offrent les fonctionnalités nécessaires pour effectuer ces calculs. Les critères d'acceptation sont présentés au Tableau 3 ci-dessous en fonction de la pression à l'échantillonnage :

Tableau 3 : Critères d'acceptation des contrôles d'intégrité des échantillons effectués selon la différence entre la pression de fonctionnement du séparateur et la pression calculée du point de bulle des résultats de l'analyse des hydrocarbures liquides du séparateur.	
Plage acceptable	Pression de l'échantillon sur place
± 5 %	≥ 500 lb/po <sup>2</sup> (psig)
± 7 %	250 – 499 lb/po <sup>2</sup> (psig)
± 10 %	100 – 249 lb/po <sup>2</sup> (psig)
± 15 %	50 – 99 lb/po <sup>2</sup> (psig)
± 20 %	20 – 49 lb/po <sup>2</sup> (psig)
± 30 %	< 20 lb/po <sup>2</sup> (psig)

Source : CDPHE (2017)

La qualité d'un échantillon de gaz ou de vapeur est évaluée selon le pourcentage de différence entre la pression d'échantillonnage enregistrée et la pression calculée du point de rosée du gaz. La pression du point de rosée est déterminée en fonction de la composition du gaz et de la température d'échantillonnage. Un critère d'acceptation de ± 30 % est recommandé.

Si les résultats d'un échantillon échouent au contrôle de la qualité, c'est une indication potentielle d'un ou de plusieurs facteurs d'écoulement : mauvaises procédures d'échantillonnage, erreurs excessives dans les échantillons de pression et de température enregistrés, perte d'intégrité de l'échantillon pendant la

manipulation et le transport, ou mauvaises procédures de laboratoire. Si la source de l'écart ne peut être déterminée et réglée, il faut prélever et analyser un nouvel échantillon ou évaluer le liquide de référence à l'entrée du séparateur en utilisant les procédures décrites à la section [Options disponibles](#) ci-dessous (méthode 2).

## Limites

Les estimations des pertes par évaporation flash déterminées à l'aide d'un simulateur de procédés sont aussi bonnes que la qualité des données entrées utilisées dans les simulations, les hypothèses de modélisation appliquées, la fiabilité du modèle de simulation et la pertinence de l'équation d'état sélectionnée.

L'API a mis au point un logiciel appelé E&P Tanks permettant d'estimer les pertes par évaporation flash des réservoirs de stockage. Bien que le programme continue d'être utilisé, l'API a cessé de vendre le E&P Tanks le 31 décembre 2018 et de prendre en charge les problèmes d'installation du logiciel après le 31 mars 2019. L'API continue d'offrir de l'aide aux clients existants qui relèvent des erreurs lors de la saisie de données dans le logiciel, conformément au guide d'utilisation E&P Tanks (publication 4697).

En outre, divers progiciels de simulation de procédés sont offerts sur le marché. Ils nécessitent habituellement un droit de licence annuel et peuvent être relativement coûteux.

## Options disponibles

En fonction de l'information en main, deux options de simulation différentes peuvent être envisagées pour estimer le facteur de vapeur flash et ses compositions. Ces méthodes ont, dans l'ordre, des exigences de calcul croissantes et une précision potentiellement décroissante :

1. **Méthode 1 – Simulation de vapeur flash à l'aide de liquide pressurisé** : Dans ce cas, un échantillon des hydrocarbures liquides sous pression est prélevé dans les conditions de fonctionnement du séparateur et analysé par un laboratoire pour en déterminer la composition. Un calcul de l'évaporation flash est effectué à l'aide d'un programme approprié (p. ex., E&P Tanks ou simulateur de procédés). La température et la pression de fonctionnement du séparateur sont tirées du rapport du laboratoire. Deux options peuvent être envisagées pour définir le calcul de point final de l'évaporation flash : 1) le point final de l'évaporation flash est la température du produit dans le réservoir de stockage et la pression barométrique locale ou 2) le point final de l'évaporation flash est la PVR<sup>1</sup> du pétrole destiné à la vente dans le réservoir de stockage et une température de 37,8 °C (100 °F) :
  - L'option 1 ne tient pas compte de toute l'altération qui a lieu lorsque les hydrocarbures liquides produits entrent dans le réservoir, car la pression de vapeur réelle du produit est généralement réduite à une valeur inférieure à la pression atmosphérique locale.
  - L'option 2 équivaut à réaliser un bilan de masse fondé sur le débit et la composition des hydrocarbures liquides entrant dans le réservoir de stockage et le débit et la composition du produit altéré destiné à la vente quittant le réservoir de stockage. La PVR du pétrole destiné à la vente varie selon les mois, les valeurs en hiver étant supérieures à celles de l'été. Par

---

<sup>1</sup> La pression de vapeur Reid (PVR) est la pression de vapeur mesurée à 37,8 °C (100 °F) et à un rapport vapeur/liquide de 4:1.

conséquent, les valeurs de la PVR en été entraîneront des débits de vapeur flash maximaux les plus élevés dans le cadre de l'option 2.

2. **Méthode 2 – Simulation de vapeur flash à l'aide du liquide de référence** : Cette approche est appliquée lorsque la composition du liquide sous pression distribué dans le réservoir de stockage est inconnue pour une température et une pression de fonctionnement du séparateur souhaitées, mais que des données d'entrée suffisantes sont disponibles pour rétrocalculer la composition du liquide entrant dans le séparateur. Une simulation est d'abord effectuée pour prédire la composition des hydrocarbures liquides sous pression quittant le séparateur en amont. Ensuite, la méthode 1 est appliquée pour déterminer le facteur de vapeur flash et la composition selon celle prédite des hydrocarbures liquides pressurisés.

Pour effectuer ces calculs, l'analyse des liquides sous pression doit comprendre au moins des hydrocarbures C<sub>1</sub> à C<sub>9</sub> et C<sub>10+</sub>, les PAD, He, H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, et CO<sub>2</sub>. Les concentrations de H<sub>2</sub>S et la teneur en soufre total doivent être déterminées séparément pour chaque phase ou échantillon. Si de l'O<sub>2</sub> est présent dans les résultats d'analyse, de l'air est probablement entré pendant les activités d'échantillonnage et d'analyse, et les résultats doivent alors être exprimés sur une base sans air.

Si la PVR du pétrole destiné à la vente est utilisée comme condition du point final de l'évaporation flash, cela revient à effectuer un véritable bilan de masse fondé sur la composition et le débit du liquide sous pression distribué au parc de stockage et sur la composition et le débit du produit altéré destiné à la vente quittant le réservoir. Le calcul du point final de l'évaporation flash est effectué à une pression égale à la PVR du produit destiné à la vente et à une température de 37,8 °C (100 °F), qui est la température à laquelle la PVR est déterminée conformément à la méthode ASTM D-323. La PVR du produit destiné à la vente varie normalement d'un mois à l'autre à cause des effets saisonniers, et aura tendance à être plus importante en hiver qu'en été en raison de la réduction de l'altération par temps froid. Une évaluation des pertes annuelles par évaporation devrait calculer les émissions en fonction de la somme des contributions mensuelles.

Si les conditions de fonctionnement du réservoir sont utilisées comme conditions du point final de l'évaporation flash, des calculs supplémentaires doivent être alors effectués pour prédire les pertes au repos et liées aux opérations conformément aux corrélations applicables de l'API des pertes par évaporation.

## Utilisation des corrélations empiriques

Le principal avantage de l'utilisation d'une corrélation empirique pour estimer un facteur de vapeur flash est qu'elle réduit au minimum les données qui doivent être saisies par l'utilisateur et élimine la nécessité de prélever un échantillon de liquide sous pression et de le faire analyser. Toutefois, cette méthode se fait au détriment d'une certaine précision et de la capacité à prédire la composition des vapeurs flash. Des compositions de vapeurs flash par défaut sont généralement appliquées dans ces circonstances (p. ex., pour estimer les émissions de CH<sub>4</sub>, de COV et de certains PAD comme le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et les xylènes [BTEX]).



## Information requise

Les données requises sont les suivantes :

1. Température et pression de fonctionnement du séparateur.
2. Densité API du pétrole destiné à la vente
3. Masse molaire et profil de spéciation du gaz dans le réservoir de stockage

## Limites

Si les conditions d'application se situent en dehors de la plage d'utilisation valide de la corrélation sélectionnée, une autre méthode doit être choisie pour déterminer le facteur de vapeur flash.

Dans tous les cas, l'utilisateur peut préciser des données d'entrée conservatrices pour l'application de la corrélation ou un facteur de sécurité à appliquer aux prédictions de la corrélation si nécessaire.

## Options disponibles

Les auteurs McCain, Spicey et Lenn (2011) fournissent une évaluation de diverses corrélations récentes et établies pour prédire les propriétés des liquides des réservoirs pétroliers. De nombreuses options peuvent être envisagées, comme celle de Vazques Beggs (VBE) (1980), de Rollins, McCain et Creeger (RMC) (1990), et de nombreuses autres. Chacune a son propre champ d'application et sa propre précision, les corrélations les plus récentes ayant tendance à offrir des améliorations par rapport aux précédentes. Néanmoins, il est important d'en choisir une qui est valable pour les conditions prises en compte.

Actuellement, la corrélation de Valko et McCain (2003) est peut-être la plus utilisée pour prédire les facteurs de vapeur flash pour le pétrole brut ou le condensat pressurisé distribué dans un réservoir de production (ou réservoir de stockage) en raison de sa précision et de son champ d'application relativement large. Cette corrélation nécessite des données sur les conditions de fonctionnement (c.-à-d. la température et la pression) du premier contenant sous pression en amont (appelé ici séparateur) à partir duquel le pétrole est distribué, et la densité API du produit altéré, des réservoirs de stockage, destiné à la vente.

La plage de fonctionnement validée de la corrélation de Valko et McCain (2003) est :

- |  |                               |
|--|-------------------------------|
| 1. Température du séparateur :                       | 1,7 à 90 °C (35 à 194 °F)     |
| 2. Pression du séparateur :                          | 83 à 6550 kPa (12 à 950 psig) |
| 3. Densité API du pétrole du réservoir de stockage : | 6,0 à 56,8                    |
| 4. Gravité spécifique du gaz du séparateur :         | 0,561 à 1,237                 |

La proportion gaz-pétrole du produit vaporisé entrant dans le réservoir de stockage (ou le facteur de vapeur flash,  $k_F$ ) est déterminée à l'aide des relations suivantes :

$$k_F = \exp(\ln k_F)$$

Équation 10

Où,

$$\ln k_F = 3,955 + 0,83z - 0,024z^2 + 0,075z^3$$

Équation 11

Où,

$$z = \sum_{n=1}^3 z_n$$

Équation 12

Où,

$$z_n = C_{0,n} + C_{1,n}VAR_n + C_{2,n}VAR_n^2$$

Équation 13

Et,

$k_F$  Facteur de vapeur flash pour le réservoir de stockage (pieds cubes standards de vapeur flash/barils de pétrole du réservoir de stockage).

$z, z_n$  Paramètres de calcul (non dimensionnel)

$C, VAR$  Paramètres de corrélation (voir Tableau 4).

Tableau 4 : Liste des valeurs pour les paramètres C et VAR de l'équation 12.				
n	VAR	C <sub>0</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
1	$\ln P_{SP}$	-8,005	2,7	-0,161
2	$\ln T_{SP}$	1,224	-0,5	0
3	API	-1,587	0,0441	$2,29 \times 10^{-5}$

Dans le Tableau 4,

$P_{SP}$	Pression (lb/po <sup>2</sup> [abs.]).
$T_{SP}$	Température du séparateur (°F).
API	Densité API du pétrole du réservoir de stockage (°API).

#### Exemples de calculs

Un tableur permettant d'appliquer la corrélation de Valko et McCain est offert avec le présent document.

## Références

CDPHE. 2017. *PS Memo 17-01: Flash Gas Liberation Analysis Method for Pressurized Liquid Hydrocarbon Samples*. 8 p.

Disponible à l'adresse : [Flash Gas Liberation Analysis Method for Pressurized Liquid Hydrocarbon Samples 17-01 7/17/2017 \(hylandcloud.com\)](https://www.hilandcloud.com/Flash-Gas-Liberation-Analysis-Method-for-Pressurized-Liquid-Hydrocarbon-Samples-17-01-7/17/2017).

MCCAIN, W.D., J.P. SPIVEY, et C.P. LENN. 2011. *Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations*. PennWell Corporation. Tula, Ok. ISBN 978-1-59370-187-1. 220 p.

ROLLINS, J.B., W.D. MCCAIN, et T.J. CREEGER. 1990. *Estimation of Solution GOR of Black Oils*. Journal of Petroleum Technology. N42 (01). 92-94 p., janvier 1990.

TCEQ. 2012. *Calculating Volatile Organic Compounds (VOC) Flash Emissions from Crude Oil and Condensate Tanks at Oil and Gas Production Sites*.

Disponible à l'adresse :

[https://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/air/Guidance/NewSourceReview/guidance\\_flashemission.pdf](https://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/air/Guidance/NewSourceReview/guidance_flashemission.pdf).

TCEQ. 2010. *Emission Factor Determination for Produced Water Storage Tanks*. TCEQ Project 2010-29. Préparé par ENVIRON International Corporation. Novato, CA. 52 p.

Disponible à l'adresse :

[TCEQ Produced Water Report \(archive-it.org\)](#).

TCEQ. 2009. *Upstream Oil and Gas Storage Tank Project Flash Emissions Model Evaluation*. Rapport préparé par Hy-Bon Engineering Company, Inc. for TCEQ and Eastern Research Group. 73 p. Disponible à l'adresse : [20090716-ergi-UpstreamOilGasTankEIModels.pdf \(archive-it.org\)](#).

US EPA. 2020. AP-42, cinquième édition, volume 1, *Chapter 7: Liquid Storage Tanks*. Disponible à l'adresse : <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch07/final/ch07s01.pdf>.

VASQUEZ, M.E., et H.D. BEGGS. *Correlations for Fluid Physical Property Prediction*. Journal of Petroleum Technology. 968-970 p. juin 1980.

## Glossaire

Activités courantes et non courantes sur les réservoirs	Les activités courantes sur les réservoirs sont des activités au cours desquelles tous les dispositifs de contrôle des vapeurs installés dans le réservoir sont actifs et fonctionnent correctement. Les activités non courantes sont des situations où un ou plusieurs des dispositifs de contrôle des vapeurs installés ont été contournés ou sont mis hors service. Pour les réservoirs à toit flottant, les activités non courantes se produisent lorsque le toit flottant est endommagé ou qu'il est posé, ce qui entraîne l'ouverture des soupapes casse-vides.
Batterie pétrolière	- Système ou arrangement de réservoirs ou d'autres équipements de surface recevant principalement le pétrole d'un ou de plusieurs puits avant la livraison sur le marché ou toute autre disposition. Une batterie de réservoirs de pétrole peut comprendre des équipements de mesure, de séparation des flux d'entrée de pétrole, de gaz ou d'eau, de nettoyage et de traitement du pétrole, d'élimination de l'eau et de conservation du gaz produit. Une batterie de réservoirs peut aussi comprendre un déshydrateur de glycol et un compresseur pour la conservation de la production de gaz associé si le site se trouve à une distance économique d'un système de collecte de gaz.
Batterie pétrolière à puits multiples	- Site de production de pétrole brut qui reçoit la production de deux ou plusieurs puits de pétrole par des conduites d'écoulement et qui comporte des équipements individuels de séparation et de mesure, tous les équipements se partageant un emplacement de surface commun.
Condensat	- Hydrocarbures liquides séparés du gaz naturel qui se condensent en raison de changements de température, de pression ou les deux, et qui restent liquide dans des conditions de référence normalisées.
Conditions normales de référence	- La plupart des fabricants d'équipement indiquent les données relatives au débit, à la concentration et aux performances des équipements dans des conditions normalisées ISO à 15 °C, à 101,325 kPa au niveau de la mer et à une humidité relative de 0,0 %.
Constituant à l'état de trace	- Un constituant d'un mélange chimique qui ne contribue pas de manière substantielle à la masse totale du mélange. La plupart des constituants à l'état de trace sont présents en quantités extrêmement faibles et n'ont aucun effet sur les propriétés du mélange. Aux concentrations où ils se trouvent, ils ne présentent aucun intérêt ni aucune préoccupation pour d'autres raisons (p. ex., leur valeur marchande, les risques qu'ils présentent pour la santé, leurs effets néfastes sur l'environnement, leurs propriétés catalytiques ou inhibitrices, etc.). La pertinence ou l'importance des constituants à l'état de trace tend à être spécifique à l'application et à la concentration, et est généralement limitée à un petit sous-ensemble du nombre total de ces constituants présents dans un mélange chimique. Par conséquent, seuls les

constituants à l'état de trace (s'il y en a) présentant un intérêt sont habituellement quantifiés.

- Densité API
- Une mesure inverse (exprimée en degrés) de la densité relative d'un liquide pétrolier. Par conséquent, si un liquide pétrolier est moins dense qu'un autre, il a une densité API plus grande. La plupart des valeurs se situent entre 10° et 70°. La formule utilisée pour déterminer la densité API est la suivante :

$$\text{Densité API} = (141,5/\text{Gravité spécifique à } 60 \text{ } ^\circ\text{F}) - 131,5$$

- Eau produite
- Eau qui est extraite de la terre à partir d'un puits de production de pétrole brut ou de gaz naturel, ou qui est séparée du pétrole brut, du condensat ou du gaz naturel après extraction.

- Émissions contrôlées
- Le flux d'émission qui se produit à partir d'une source cible lorsque son dispositif de contrôle installé est correctement entretenu et fonctionne conformément aux spécifications de conception.

- Émissions non contrôlées
- Le flux d'émissions qui se produiraient en l'absence d'un dispositif de contrôle ou pendant les périodes où le dispositif de contrôle ne fonctionne pas.

- Émulsion, pétrole
- Mélange de pétrole brut contenant de l'eau de formation en suspension ou en dispersion relativement stable qui nécessite un traitement avant que le pétrole et l'eau ne se séparent. La séparation peut se faire par l'action du temps et de la chaleur, de produits chimiques (appelés émulsifiants ou briseurs d'émulsion) ou de l'électricité.

- Épurateur
- Dispositif utilisé pour éliminer les gouttelettes ou les particules de poussière entraînées dans le flux de gaz (dont les proportions gaz-liquide sont généralement élevées) afin de protéger les équipements rotatifs ou autres situés en aval ou de récupérer des liquides précieux dans le gaz. Les épurateurs sont généralement utilisés conjointement avec des déshydrateurs, des unités d'extraction, des instruments ou des compresseurs.

- Facteur de vapeur flash
- Quantité de vapeur flash libérée par baril de pétrole produit (p. ex., pi<sup>3</sup> [absolu]/baril de pétrole) lorsque le pétrole provenant d'une source pressurisée est distillé dans un ensemble particulier de conditions. Pour déterminer les taux maximaux de libération de la vapeur flash, le facteur de vapeur flash est normalement établi à la température et à la pression de fonctionnement (p. ex., pression barométrique locale) du réservoir de stockage.

Afin de calculer la quantité totale de vapeur flash libérée par le produit, les facteurs de vapeur flash (p. ex., pi<sup>3</sup> [absolu]/baril de pétrole) sont calculés à la PVR déclarée du pétrole destiné à la vente.

Si le facteur de vapeur flash est déterminé par l'évaporation du gaz dans des conditions normales de 1 atmosphère et à 60 °F (p. ex., dans un laboratoire), le résultat est désigné « proportion vapeur flash-pétrole (*GOR*)» (p. ex., pi<sup>3</sup> [absolu]/baril de pétrole).

Gaz associé	- Gaz naturel qui a été en contact avec le pétrole dans le réservoir.
Gaz dissous	- Gaz naturel dissous dans le pétrole brut et maintenu sous pression dans le réservoir de pétrole.
Gaz entraîné	- Gaz en suspension sous forme de bulles dans un courant de liquide tel que l'eau ou le pétrole.
Gaz isolant	- Les réservoirs de stockage peuvent être équipés de systèmes d'isolation au gaz pour réduire les émissions de vapeur (surtout lorsque les vapeurs sont acides) et pour que l'oxygène ne pénètre pas dans l'atmosphère intérieure du réservoir lorsqu'il est relié à un réseau-torche ou à une unité de récupération des vapeurs. Le gaz isolant est habituellement du gaz combustible, mais tout autre gaz inerte peut être utilisé (p. ex., azote ou dioxyde de carbone).  Les réservoirs de stockage équipés de systèmes d'isolation au gaz sont généralement reliés à un réseau-torche ou à une unité de récupération des vapeurs, mais dans certains cas (si le gaz n'est pas acide et si les règlements applicables le permettent), les vapeurs du réservoir et le gaz isolant peuvent être rejetés sans traitement dans l'atmosphère par un système de ventilation.
Gaz de terrain	- Gaz naturel extrait d'un puits de production avant qu'il n'entre dans la première étape de traitement, telle que la déshydratation.
Installation de production et de comptage automatiques	- Système automatisé de mesure et de transfert du pétrole des réservoirs du producteur au pipeline de l'acheteur sans qu'un représentant de l'une ou de l'autre partie ne soit présent. Une installation de production et de comptage automatiques contrôle aussi normalement la teneur en eau et en sédiments du pétrole pour s'assurer que le produit est conforme aux spécifications de la vente. Si un produit non conforme est détecté, l'installation met fin au transfert du produit ou redirige le produit non conforme vers un réservoir de décantation désigné en vue d'un retraitement ultérieur par l'unité de traitement ou directement à l'unité de traitement.
Liquides pétroliers altérés ou stabilisés	Tout produit dont la pression de vapeur réelle est inférieure à 76 kPa à 21,1 °C s'il est entreposé dans des conditions ambiantes, ou à sa température de stockage si le produit est chauffé.
Liquide de référence	- Liquide ayant une composition et un débit représentatifs du liquide en vrac entrant dans un récipient sous pression situé en amont des réservoirs de stockage de production. Le liquide de référence est utilisé dans les calculs de simulation du processus pour prédire la composition du liquide sous pression distribué dans les réservoirs de stockage pour toutes les conditions de fonctionnement d'intérêt. On le définit en combinant mathématiquement

la composition et le débit du flux de gaz associé et du flux de liquide sous pression quittant un récipient dans un ensemble particulier de conditions de fonctionnement. Si la composition et le débit du liquide pressurisé sont inconnus, on peut alors définir un liquide de référence approximatif en combinant mathématiquement la composition et le débit du gaz associé et du pétrole destiné à la vente, ce qui n'est valable que lorsque la proportion gaz-pétrole est suffisamment élevée pour que l'évaporation flash du liquide de référence approximatif soit capable de restituer essentiellement la même composition de gaz associé et le même débit de pétrole destiné à la vente. Cependant, certains ajustements du liquide de référence approximatif peuvent encore être nécessaires pour obtenir un bilan massique correct.

- |  |   |
|--|---|
| Pétrole brut, extra lourd                | - Pétrole brut ayant une densité API inférieure à 10° (c.-à-d. une densité de plus de 1000 kg/m <sup>3</sup> ).   |
| Pétrole brut, léger                      | - Pétrole brut ayant une densité API supérieure à 31,1° (c.-à-d. une densité inférieure à 870 kg/m <sup>3</sup> ).  |
| Pétrole brut, lourd                      | - Pétrole brut ayant une densité API inférieure à 22,3° et supérieure ou égale à 10° (c.-à-d. une densité supérieure à 920 kg/m <sup>3</sup> et inférieure ou égale à 1000 kg/m <sup>3</sup> ).   |
| Pétrole brut, moyen                      | - Pétrole brut ayant une densité API inférieure ou égale à 31,1° et supérieure ou égale à 22,3° (c.-à-d. une densité supérieure ou égale à 870 kg/m <sup>3</sup> et inférieure ou égale à 920 kg/m <sup>3</sup> ).  |
| Polluants atmosphériques dangereux (PAD) | - Il s'agit de substances qui présentent un risque pour la santé humaine; elles sont également appelées toxiques atmosphériques par l'US EPA.   |
| Pression de vapeur réelle                | - Mesure de la pression partielle d'équilibre exercée par un liquide à une température donnée. La pression de vapeur réelle d'un liquide organique peut être déterminée à l'aide de la méthode d'essai ASM D 2879.  |
| Pression de vapeur Reid (PVR)            | - Mesure de la volatilité d'un hydrocarbure liquide (c.-à-d. le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés) à 37,8 °C (100 °F), déterminée par la méthode d'essai ASTM-D-323. En raison de la présence d'air dans l'atmosphère intérieure du récipient de l'échantillon de la méthode, ainsi que d'une petite quantité de vaporisation de l'échantillon pendant le réchauffement de l'échantillon à la température d'essai, la PVR diffère légèrement de la pression de vapeur réelle de l'échantillon à cette température.<br><br>La méthode ASTM-D-5191 peut être utilisée comme autre moyen pour déterminer la PVR des produits pétroliers. Cependant, elle ne doit pas être utilisée pour les pétroles bruts. |
| Proportion gaz flash-pétrole (GOR)       | - Facteur de gaz (p. ex., pi3 [absolu]/baril de pétrole) déterminé par l'évaporation flash d'un échantillon de pétrole pressurisé à des conditions  |
| Racleur                                  | - finales normalisées de 1 atmosphère (101,325 kPa) et à 60 °F (15,6 °C) (p. ex., en laboratoire).  |



Dispositif inséré dans une conduite d'écoulement à débit normal dans le but de nettoyer les accumulations de cire, de paraffine brute et de débris, et dans les gazoducs dans le but de déplacer les liquides (p. ex., eau ou condensat). Le racleur utilisé dans les conduites d'écoulement nettoie les parois des tuyaux au moyen de lames ou de brosses qui y sont fixées. Celui utilisé pour les gazoducs est généralement un sphéroïde de déplacement en néoprène.

- Réservoir
- Récipient conçu pour contenir les liquides produits, générés et utilisés par l'industrie pétrolière. Les réservoirs sont construits en matériaux imperméables, tels que le béton, le plastique, le plastique renforcé de fibres ou l'acier, et sont conçus pour fournir un soutien structurel adéquat pour le contenu prévu et satisfaire aux limites spécifiques de pression et de vide ainsi qu'aux charges de vent et de neige. Les normes de conception telles que les normes API 620 et 650 et API Specification 12B, 12D, 12F et 12P, établissent les procédures de conception applicables et fixent les valeurs de pression et de vide par défaut en l'absence d'exigences particulières de la part de l'acheteur.
- Réservoirs à vapeur équilibrée
- Les réservoirs à vapeur équilibrée sont dotés d'une tuyauterie qui permet aux vapeurs de circuler librement entre les espaces vides des différents réservoirs, ce qui permet l'échange de vapeurs entre les réservoirs qui se remplissent et ceux qui se vident en même temps.
- Séparateur
- Réservoir utilisé pour séparer un écoulement multiphase en ses phases constitutives (p. ex., gaz, hydrocarbures liquides, eau et solides) par décantation gravitaire ou action centrifuge. Un séparateur peut être biphasé (p. ex., gaz/liquide), triphasé (p. ex., gaz/hydrocarbures liquides/eau) ou quadriphasé (p. ex., gaz/hydrocarbures liquides/eau/sable). Il est possible que les séparateurs reçoivent un apport occasionnel de chaleur, mais si la chaleur ajoutée ou retirée est plus que fortuite, le récipient fait partie de la famille des unités de traitement thermique.
- Soupape de contre-pression
- Valve conçue pour contrôler les débits de telle manière que la pression en amont reste constante. Ce type de valve peut être actionné par une tringle à membrane, un levier à ressort ou un levier à contrepoids.
- Substance entièrement spécifiée
- Un liquide ou un mélange chimique qui a été adéquatement caractérisé en ce qui concerne ses principaux constituants pour permettre la prédiction des propriétés rhéologiques et thermodynamiques de la substance, et en ce qui concerne tout constituant à l'état de trace pour satisfaire les besoins particuliers de l'application de l'utilisateur. Les constituants à l'état de trace peuvent présenter un intérêt particulier ou susciter des inquiétudes en raison de leur valeur marchande, des risques qu'ils présentent pour la santé, de leurs effets néfastes sur l'environnement, de leurs propriétés catalytiques ou inhibitrices, etc. En réalité, aucune substance n'est jamais entièrement spécifiée; même une substance hautement purifiée peut contenir des centaines ou plus de constituants à l'état de trace, dont la plupart n'ont aucune

conséquence ou ne causent aucune préoccupation aux concentrations auxquelles ils se trouvent. Pour obtenir un liquide entièrement spécié, le profil de composition élaboré est normalisé de manière à ce que les fractions molaires et massiques des composants quantifiés soient égales à 1.

- |   |  |
|---|--|
| Système de recyclage                    | - Système automatisé permettant d'extraire le pétrole brut hors normes du fond des réservoirs et de le pomper dans la conduite d'entrée de l'unité de traitement thermique pour le retraiter.  |
| Système de ventilation en circuit fermé | - Un système qui n'est pas ouvert à l'atmosphère et qui est composé de tuyaux, de gaines, de raccords et, si nécessaire, de dispositifs de protection, d'équipement d'élimination des liquides et de dispositifs d'induction du débit qui transportent le gaz ou la vapeur depuis un ou plusieurs points d'émission vers un ou plusieurs dispositifs de contrôle.  |
| Tour de récupération des vapeurs (TRP)  | - Séparateur vertical haut ou surélevé installé immédiatement en amont d'un réservoir de stockage. Il est utilisé pour récupérer la vapeur flash du pétrole à des pressions légèrement supérieures à la pression atmosphérique locale. Le pétrole est déversé d'un séparateur ou d'une unité de traitement dans la TRP et s'écoule par gravité vers le réservoir de stockage. L'utilisation d'une TRP permet de capturer la vapeur flash sans risque de contamination des vapeurs par l'air, tout en réduisant considérablement la quantité des vapeurs flash qui se produisent dans les réservoirs de stockage. |
| Transport involontaire de gaz -         | - Le gaz naturel peut être involontairement transporté vers un réservoir de stockage lors d'un déversement du liquide (p. ex., en raison de l'entraînement de gaz causé par une séparation gaz/liquide inefficace attribuable à un séparateur sous-dimensionné, ou en raison de la formation d'un tourbillon à l'entrée de la conduite de sortie du liquide) ou par une vanne de décharge qui est bloquée en position ouverte ou partiellement ouverte (c.-à-d. lorsqu'une vanne n'a pas pu se refermer correctement).   |
| Trou d'échantillonnage                  | - Couvercle à charnière sur une ouverture située sur le dessus du réservoir par lequel le prélèvement d'échantillons de liquide ou les mesures du niveau de liquide sont effectués manuellement. Le trou est doté d'un dispositif de sécurité intégré pour la décharge de la pression et du vide ou simplement de la pression, selon la conception du dispositif de sécurité et les exigences de l'application.  |
| Unité de récupération des vapeurs (URV) | - Ensemble de compresseurs spécialisés (p. ex., rotatif à palettes, rotatif à vis, à injection de vapeur ou à éjecteur) conçu pour capter les flux de gaz humide à basse pression provenant de réservoirs de pétrole et de condensat et pour comprimer le gaz dans la conduite d'aspiration du compresseur de conservation du gaz ou dans un système de collecte de gaz à basse pression.  |
| Unité de traitement thermique           | - Unité de traitement permettant de séparer le gaz, le pétrole et l'eau des flux émulsifiés d'un puits par gravité et par des moyens accrus pour briser les émulsions, comme les sections de chauffage, chimiques ou de coalescence.   |

## Annexes

Les calculs présentés dans cette section servent à convertir les résultats des analyses de laboratoire en un profil de composition normalisé et entièrement spécié pour un échantillon de gaz ou de liquide.

Calcul des fractions massiques à partir de fractions molaires

Si la composition d'un liquide à plusieurs composants est connue en ce qui concerne la fraction molaire de chaque composant, alors la fraction massique de ces composants peut être calculée en utilisant la relation suivante :

$$x_i = \frac{y_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^N y_i \cdot M_i} \text{ pour } i = 1 \text{ à } N$$

Équation 14

Où,

$x_i$	Fraction massique du composant $i$ .
$y_i$	Fraction molaire du composant $i$ .
$M_i$	Masse moléculaire du composant $i$ .
$N$	Nombre de composants dans le mélange.

Calcul des fractions molaires à partir des fractions massiques

Si la composition d'un liquide à plusieurs composants est connue en ce qui concerne la fraction massique de chaque composant, alors la fraction molaire de ces composants peut être calculée à l'aide de la relation suivante :

$$y_i = \frac{x_i/M_i}{\sum_{i=1}^N x_i/M_i} \text{ pour } i = 1 \text{ à } N$$

Équation 15

## Conversion des analyses d'une base humide à une base sèche

Les résultats des analyses de laboratoire sont généralement, mais pas toujours, exprimés sur une base sèche (c.-à-d. sans humidité). Si les résultats d'une analyse sont exprimés sur une base humide, ils peuvent être convertis en base sèche en appliquant la relation suivante où les indices *Dry* et *Wet* désignent respectivement la base sèche et la base humide :

$$y_{Dry_{H_2O}} = 0$$

Équation 16

$$y_{Dry_i} = \frac{y_{Wet_i}}{1 - y_{Wet_{H_2O}}} \text{ pour } i \neq H_2O$$

Équation 17

Ainsi, il s'ensuit que,

$$y_{Dry_{CH_4}} = \frac{y_{Wet_{CH_4}}}{1 - y_{Wet_{H_2O}}}$$

Équation 18

Et,

$$y_{Dry_{CO_2}} = \frac{y_{Wet_{CO_2}}}{1 - y_{Wet_{H_2O}}}$$

Équation 19

## Conversion des analyses d'une base sèche à une base humide

Pour convertir un profil de composition d'une base sèche en une base humide, il faut disposer de la composition sèche et des données sur la quantité d'humidité présente dans la composition humide. Idéalement, la teneur en eau devrait être une valeur mesurée, bien que dans certains cas, il puisse être raisonnable d'estimer la teneur en eau en se fondant sur la limite de saturation par rapport à l'eau et d'une valeur d'humidité relative connue ou supposée.

$$y_{Wet_i} = y_{Dry_i} \cdot (1 - y_{Wet_{H_2O}}) \text{ pour } i \neq H_2O$$

Équation 20

Ainsi, il s'ensuit que,

$$y_{Wet_{CH_4}} = y_{Dry_{CH_4}} \cdot (1 - y_{Wet_{H_2O}})$$

Équation 21

Et,

$$y_{Wet_{CO_2}} = y_{Dry_{CO_2}} \cdot (1 - y_{Wet_{H_2O}})$$

Équation 22

## Calcul de la composition moyenne d'échantillons multiples

Le profil de composition moyen de plusieurs échantillons est déterminé à l'aide de la relation suivante :

$$\bar{y}_i = \frac{\sum_{j=1}^{N_S} y_{i,j}}{N_S} \quad \text{pour } i = 1, N_C$$

Équation 23

Où,

$\bar{y}_i$	Fraction molaire moyenne du composant i déterminée à partir d'analyses d'échantillons multiples.
$y_{i,j}$	Fraction molaire du composant i dans l'échantillon j.
$N_C$	Nombre de composants.
$N_S$	Nombre d'échantillons.

## Correction d'un profil de composition sur une base sans air

La composition d'un gaz ou d'une vapeur est corrigée en fonction de l'absence d'air à l'aide de l'Équation 24, de l'Équation 25 et de l'Équation 26 en série. La première de ces équations est présentée ci-dessous :

$$y_i'' = y_{Gas_i} - y_{Air_i} \cdot \left( \frac{y_{Gas_{O_2}}}{y_{Air_{O_2}}} \right) \quad \text{pour } i = 1, N$$

Équation 24

Où,

$y_i''$	Fraction molaire du composant i dans l'analyse cible, exprimée sur une base sans air (kmol/kmol).
$y_{Gas_i}$	Fraction molaire du composant i dans l'analyse du gaz cible, exprimée sur la base avec air (kmol/kmol).
$y_{Gas_{O_2}}$	Fraction molaire de l'O <sub>2</sub> dans l'analyse du gaz cible, exprimée sur la base avec air (kmol/kmol).
$y_{Air_i}$	Fraction molaire du composant i dans l'analyse de l'air de fond (kmol/kmol).
$y_{Air_{O_2}}$	Fraction molaire de l'O <sub>2</sub> dans l'analyse de l'air de fond (kmol/kmol).

L'équation suivante doit être appliquée pour mettre à zéro tout terme négatif.

$$y_i'' = 0 \quad \text{si } y_i'' < 0 \quad \text{pour } i = 1, N$$

Équation 25

La composition sans air est ensuite normalisée à l'aide de la relation suivante :

$$y_i'' = \frac{y_i''}{\sum y_i''} \quad \text{pour } i = 1, N$$

Équation 26

Une composition de l'air par défaut est présentée au Tableau 5. Lorsque la concentration d'un composant donné est indiquée sous forme d'une fourchette de valeurs, il convient d'utiliser la moyenne de cette fourchette. Le terme « trace » doit être interprété comme signifiant la valeur zéro, étant donné que la limite de détection minimale des méthodes d'analyse appliquées n'est pas connue.

Substance	Symbole chimique	Poids moléculaire	N°CAS	Fraction molaire	Fraction molaire normalisée
Azote	N <sub>2</sub>	28,01344	7727-37-9	0,78084	0,7808187719
Oxygène	O <sub>2</sub>	15,99943	7782-44-7	0,20947	0,2094643053
Argon	Ar	39,9481	7440-37-1	0,00934	0,0093397461
Dioxyde de carbone	CO <sub>2</sub>	58,93320	124-38-9	0,350 × 10 <sup>-3</sup>	0,0003499905
Néon	Ne	20,17976	7440-01-9	0,1818 × 10 <sup>-4</sup>	0,0000181795
Hélium	He	4,00260	7440-59-7	0,524 × 10 <sup>-5</sup>	0,0000052399
Méthane	CH <sub>4</sub>	16,04257	74-82-8	0,17 × 10 <sup>-5</sup>	0,0000017000
Krypton	Kr	83,7982	7439-90-9	0,114 × 10 <sup>-5</sup>	0,0000011400
Hydrogène	H <sub>2</sub>	2,01589	1333-74-0	0,53 × 10 <sup>-6</sup>	0,0000005300
Oxyde de diazote	N <sub>2</sub> O	44,01287	10024-97-2	0,31 × 10 <sup>-6</sup>	0,0000003100

Tableau 5 : Composition par défaut de l'air sec.

Substance	Symbole chimique	Poids moléculaire	N°CAS	Fraction molaire	Fraction molaire normalisée
Xénon	Xe	131,2936	7440-63-3	$0,87 \times 10^{-7}$	0,0000000870
Ozone <sup>1</sup>	O <sub>3</sub>	47,99829	10028-15-6	trace à $0,8 \times 10^{-5}$	0,0000039999
Monoxyde de carbone	CO	28,01021	630-08-0	trace à $0,25 \times 10^{-6}$	0,0000001250
Dioxyde de soufre	SO <sub>2</sub>	64,0644	7446-09-5	trace à $0,1 \times 10^{-6}$	0,0000000500
Dioxyde d'azote	NO <sub>2</sub>	46,00558	10102-44-0	trace à $0,2 \times 10^{-7}$	0,0000000100
Ammoniac	NH <sub>3</sub>	17,03056	7664-41-7	trace à $0,3 \times 10^{-8}$	0,0000000015

Source : Mackenzie, F.T. et J.A. Mackenzie (1995) *Our changing planet*. Prentice-Hall, Upper Saddle River, NJ, p. 288-307. (D'après Warneck, 1988; Anderson, 1989; Wayne, 1991). Adresse Web : [http://eesc.columbia.edu/courses/ees/slides/climate/table\\_1.html](http://eesc.columbia.edu/courses/ees/slides/climate/table_1.html)

<sup>1</sup> Faibles concentrations dans la troposphère; maximum d'ozone dans le régime à 30 à 40 km de la région équatoriale.