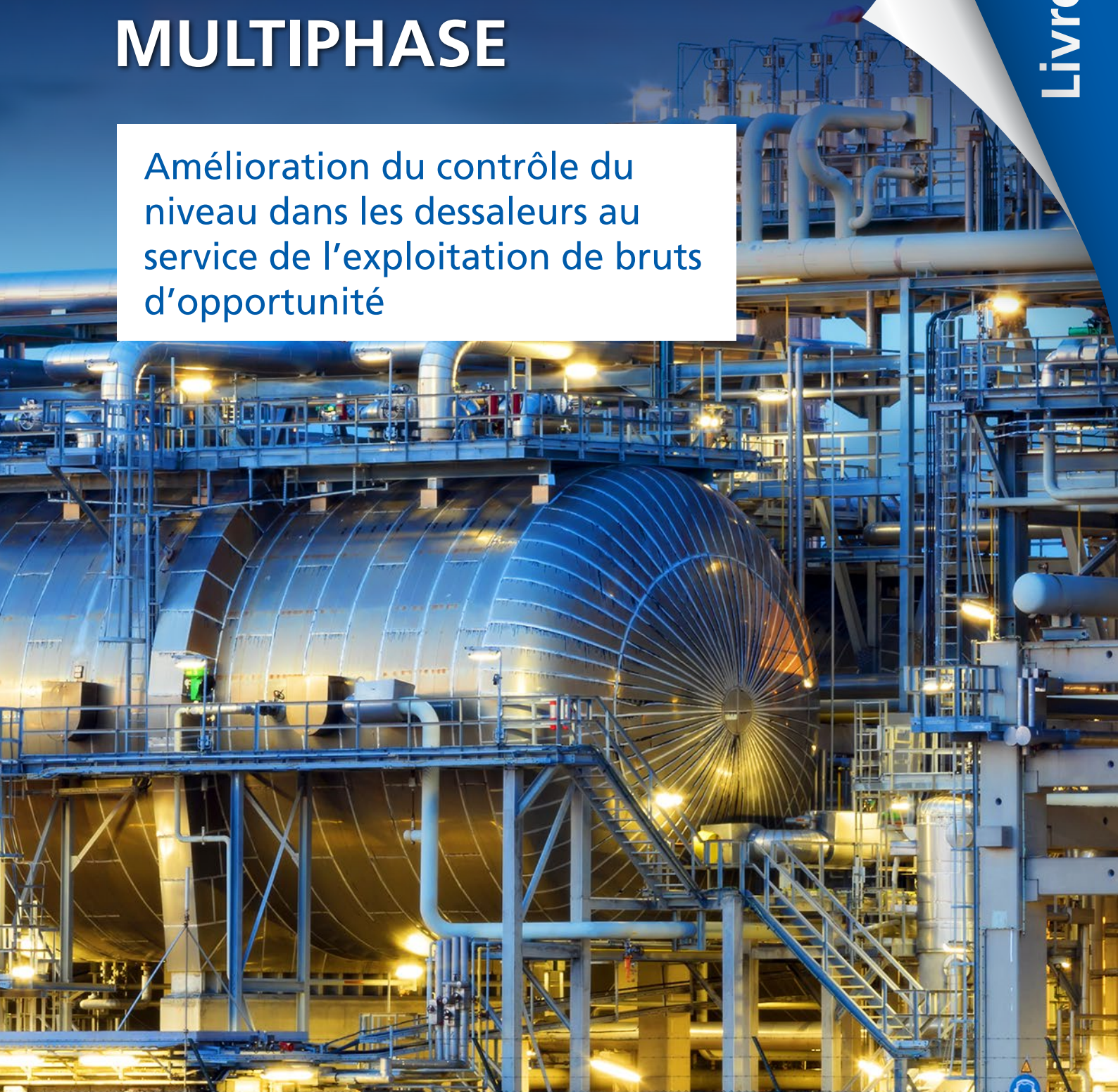


MESURE DE NIVEAU MULTIPHASE

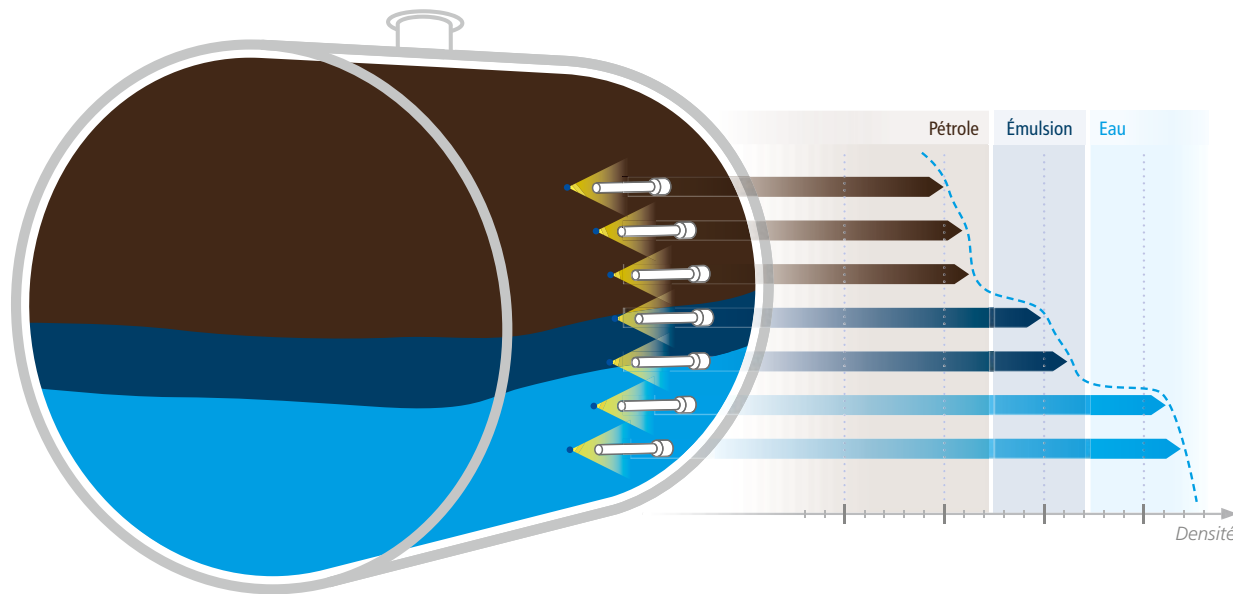
Amélioration du contrôle du
niveau dans les dessaleurs au
service de l'exploitation de bruts
d'opportunité



Introduction

Les raffineries forment un ensemble complexe d'unités de traitement conçues pour transformer le pétrole brut en produits finis, tels que l'essence, le gazole, le kérosène et les bases de milliers de produits que nous utilisons au quotidien. Les raffineurs exploitent leurs unités au maximum de leur rendement afin d'optimiser leurs marges, mais pour ne pas compromettre la sécurité et l'efficacité du process, ils doivent le maîtriser à la perfection. Or, dans le secteur du raffinage, certains process constituent un véritable défi, même pour les ingénieurs les plus expérimentés. Lord Kelvin a dit un jour : « Si vous ne pouvez pas le mesurer, vous ne pouvez pas l'améliorer », et H. James Harrington d'approfondir cette pensée en déclarant : « La mesure est la première étape menant au contrôle et, au final, à l'amélioration. Si vous ne pouvez pas mesurer quelque chose, vous ne pouvez pas le comprendre. Si vous ne pouvez pas le comprendre, vous ne pouvez pas le maîtriser. Si vous ne pouvez pas le maîtriser, vous ne pouvez pas l'améliorer. » Ces affirmations sont directement transposables au secteur du raffinage actuel. Ainsi, pour maximiser ses marges, une raffinerie moderne doit être capable de produire davantage avec l'équipement existant. Mais pour un contrôle efficace et sûr des process, il convient de réaliser des mesures fiables de différents paramètres dans toute la raffinerie.

Fig. 1 Mesure du profil de densité par le système EmulsionSENS de Berthold



Optimisation des dessaleurs existants

Comment tirer le meilleur parti d'un dessaleur en place ? En s'assurant que les grilles fonctionnent au maximum de leur capacité et en exploitant tout le volume utilisable de la cuve pour augmenter le temps de séjour, ce qui optimise le dessalage du pétrole (Lobo, Kremer & Cornelius, 2010, diapo. 23). Ce gain d'efficacité rend indispensable le contrôle du niveau d'interface, une désignation en réalité inexacte puisqu'il n'existe pas véritablement de séparation franche entre le pétrole brut et l'eau / la saumure, mais plutôt une zone de transition dans laquelle le liquide passe lentement du brut à l'eau / la saumure. Cette zone non définie peut, dans certains cas, varier considérablement en épaisseur (épaisseur de l'émulsion, voir Fig. 2).

La vérification du niveau d'interface par échantillonnage révèle une variation de la quantité de pétrole et d'eau mélangés à différentes hauteurs. De nombreux raffineurs utilisent l'échantillonnage comme méthode principale de contrôle du niveau d'interface dans leur dessaleur car ils ne font pas confiance aux technologies actuelles. Celles-ci présentent, en effet, chacune leurs défauts s'agissant de la fiabilité de la mesure, et donc du contrôle, du niveau d'interface. Mais malgré les efforts de mise en conformité des raffineurs aux normes nationales, locales et internes, la méthode d'échantillonnage entraîne des risques pour la sécurité et soulève des inquiétudes quant à son impact environnemental. Qu'en est-il du liquide à purger des lignes d'échantillonnage ? Conformément aux réglementations environnementales, cette eau mazouteuse doit être collectée et traitée. Combien de temps faut-il rincer les lignes ? La durée de rinçage peut accroître la quantité de liquide à recueillir dans la conduite et à traiter, et un rinçage insuffisant peut provoquer des erreurs. Comment limiter l'erreur humaine ? Pour un même échantillon, un individu peut déterminer qu'il s'agit uniquement de pétrole, et un autre, d'une émulsion. Parmi les risques de sécurité potentiels, l'on peut citer l'augmentation de la température jusqu'à 150 °C afin de favoriser la séparation de l'eau / des sels du pétrole. Les lignes d'échantillonnage doivent alors être munies de systèmes de refroidissement pour éviter que la personne

qui prélève l'échantillon ne se brûle. Par ailleurs, le raffinage pétrochimique peut engendrer des émanations accrues de benzène susceptibles de causer des problèmes en cas d'inhalation.

Compte tenu des nombreux bruts d'opportunité actuellement présents sur le marché, il est important de connaître les réactions des différents pétroles bruts en mélange pour s'assurer de leur compatibilité. Si des pétroles incompatibles sont mélangés, ils sont susceptibles de former des émulsions très difficiles à désémulsifier (Garrett, Rattanakhambay, Robbins, Wunder & Yeung, 2016, p. 1). Lorsque ce phénomène se produit dans le dessaleur, il convient de déterminer non seulement la teneur en eau / saumure, mais également la limite supérieure de la couche d'émulsion afin de garantir le bon fonctionnement de l'unité. Il existe plusieurs modes de mesure de la teneur en eau dans le dessaleur :

- la pression différentielle (delta P),
- l'absorption RF par sonde,
- le profil de densité par système nucléaire.

Les deux premiers sont des modes de mesure directe, et le dernier, un mode de mesure indirecte. Les appareils de mesure directe évaluent une caractéristique physique des fluides (constante diélectrique (dK), capacité électrique, densité, etc.) par contact direct avec les fluides de process. Ces modes présentent chacun des avantages et des inconvénients. Ils sont performants en présence d'une interface marquée entre les deux fluides, mais les caractéristiques opérationnelles du dessaleur peuvent entraîner un dégradé de densités au niveau de la séparation des fluides. Dans ce cas, la mesure nucléaire du profil de densité se révèle la meilleure solution. Elle fournit, en effet, à l'utilisateur le profil de densité du dessaleur permettant de déterminer, surveiller et contrôler les niveaux d'eau et d'émulsion. Dans le présent Livre blanc, nous expliquerons brièvement comment la delta P, les sondes d'absorption RF et les systèmes nucléaires de profilage de la densité mesurent le niveau d'interface dans le dessaleur et aborderons les inconvénients de chaque mode de mesure.

Pression différentielle

La delta P représente la 2^e utilisation la plus courante de la mesure de la pression après celle du débit. Ce mode de mesure économique des niveaux dans des cuves s'appuie sur le principe de Pascal et met en corrélation le niveau, la pression et la densité du fluide, soit $P = \rho * h$, où P = la pression (en pascals, Pa), ρ = la densité du fluide (en kg/m³) et h = la hauteur de la colonne de fluide (en mètres, m). D'où : $h = P / \rho$ (Meribout, Al Naamany & Al Busaidi, 2011, p. 2). Ainsi, une cuve de 2 m d'eau exercera une pression de 2000 mmH₂O ou 0,196 bar. Si le fluide est du kérosène d'une densité relative égale à 0,82, la pression exercée sera de 1640 mmH₂O ou 0,161 bar. Ces exemples illustrent l'influence colossale de la densité du fluide sur la pression. En mesure de niveau calibrée sur l'eau pour mesurer une amplitude de 2 m, si le fluide de process était du kérosène d'une densité relative de 0,82, l'erreur obtenue à 50 % du niveau serait de 9 %, soit une valeur affichée de 41 % pour un niveau réel de 50 %.

Les erreurs se compliquent pour les niveaux de delta P lors d'une tentative de mesure de niveaux d'interface dans des cuves, surtout en présence d'émulsions. La différence de pression mesurée correspond à la différence entre la pression exercée par la cuve remplie du fluide de densité supérieure et celle exercée par la cuve remplie du fluide de densité inférieure. Dans la mesure où deux fluides sont mesurés, l'erreur peut être aggravée par la modification de leur densité respective. L'épaisseur de l'émulsion peut également poser problème dans ce mode de mesure. La Fig. 2 illustre une zone de transition relativement réduite (en haut) et une zone de transition plus large (en bas). Même si nous employons le terme « émulsion » pour décrire la zone de transition entre le pétrole clair et la saumure claire, il est impropre s'agissant d'un dessaleur car une émulsion implique un fluide de densité constante. Cette zone correspond, en fait, à une variation du gradient de densité entre le fluide de densité inférieure et celui de densité supérieure. La delta P mesure uniquement la densité moyenne sur toute l'amplitude de mesure, sans indiquer si la valeur de niveau obtenue correspond à la partie inférieure, médiane ou supérieure de l'émulsion.

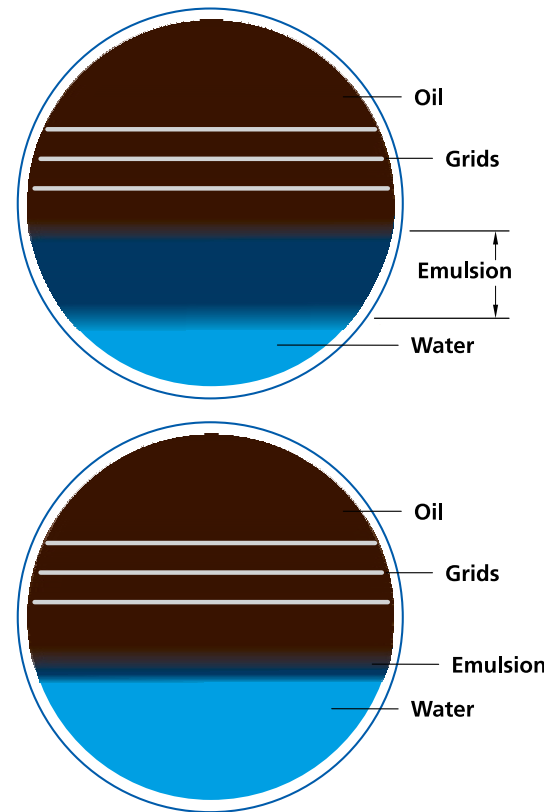


Fig. 2 Épaisseurs d'émulsion différentes dans la cuve

Absorption RF

Les sondes d'absorption RF sont également des appareils de mesure couramment employés dans les dessaleurs. Elles s'appuient sur la même base de mesure que les systèmes nucléaires de profilage de la densité, à savoir l'absorption d'énergie, RF pour les sondes, et gamma pour les systèmes nucléaires. L'absorption de l'énergie RF repose sur la constante diélectrique (dK) du fluide, et l'absorption gamma, sur la densité du produit. En dehors de ce principe commun, ces modes de mesure sont très différents. Les détecteurs d'énergie RF sont généralement utilisés en configuration de deux à quatre sondes. Deux détecteurs minimum sont requis, dont l'un doit être monté à une trentaine de centimètres sous les grilles afin de servir d'alarme de niveau haut et de contrôler l'injection chimique. Un autre détecteur doit être incliné pour contrôler la sortie d'eau / de saumure et donc l'épaisseur de l'interface. Le recours à deux autres détecteurs peut être utile. Un troisième détecteur installé au bas du dessaleur peut servir d'alarme de niveau bas et/ou surveiller l'accumulation de boue au fond de la cuve.

Un quatrième détecteur peut être posé au niveau de la sortie d'eau / de saumure pour mesurer la quantité d'hydrocarbures que le dessaleur est susceptible d'évacuer avec l'eau / la saumure (Agar Corp, 2018). Les sondes d'absorption d'énergie RF sont calibrées dans une plage de 0 à 100 % d'eau. Elles mesurent la quantité d'énergie RF absorbée par le produit qui les entoure, l'eau absorbant davantage d'énergie RF que le pétrole. Les détecteurs d'énergie RF sont des appareils de référence, c'est-à-dire qu'ils doivent être calibrés avec du pétrole et de l'eau pour mesurer la différence de quantité d'énergie absorbée. Le changement de panier de bruts par le raffineur peut conduire à des erreurs de mesure car les bruts absorbent différentes quantités d'énergie RF. Par exemple, si les sondes d'énergie RF sont calibrées avec de l'eau et du pétrole d'une densité API de 26 pour obtenir 0 à 100 % d'eau, et que le brut est passé à une API de 16, les sondes d'énergie RF peuvent relever 15 à 20 % d'eau dans du pétrole totalement brut, car le pétrole d'une densité API de 16 absorbe plus d'énergie RF que celui d'une API de 26. Dans ce cas, il convient de recalibrer l'appareil pour assurer le bon fonctionnement du dessaleur. Le revêtement de la sonde et la mesure de l'absorption d'énergie RF du revêtement et non du produit autour de la sonde peuvent également être sources d'erreurs. La sonde doit alors être retirée et nettoyée. Comme le montre la Fig. 3, le dessaleur peut accumuler une grande quantité de dépôts.



Fig. 3 Intérieur d'un dessaleur ayant accumulé une grande quantité de dépôts

La sonde d'absorption d'énergie RF (contrôleur) effectue une mesure localisée et fournit des informations à cette hauteur uniquement, aux fins, notamment, du contrôle du niveau d'interface dans un séparateur si l'émulsion reste relativement faible. Si la sonde d'absorption d'énergie RF au point de contrôle ne détecte pas l'épaississement de la couche d'émulsion à l'intérieur de la cuve, il se peut que l'opérateur ne s'en rende compte qu'à la survenue d'autres problèmes. Par exemple, si le point de contrôle est réglé à 50 % d'eau et que la « bande » d'émulsion passe de 75 à 300 mm d'épaisseur, la sonde RF peut lire 50 % d'eau mais indiquer une limite supérieure de la bande 150 mm plus bas qu'en réalité. Il en va de même pour la limite inférieure de la bande d'émulsion, qu'elle présente 150 mm plus haut. La Fig. 4 montre différentes zones de transition, fournissant toutes une teneur en eau de 50 %, quelle que soit la limite supérieure de l'émulsion.

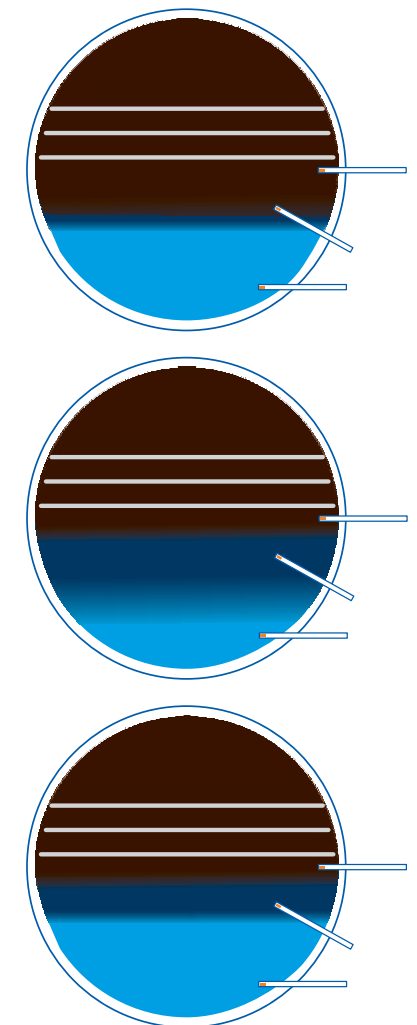


Fig. 4 Utilisation de sondes d'absorption RF dans des cuves présentant des épaisseurs d'émulsion différentes

Systèmes nucléaires de profilage de la densité

Les exploitants se tournent de plus en plus vers les systèmes nucléaires de profil de densité, qui leur offrent une vue interne du dessaleur. Un raffineur de renommée mondiale a ainsi déclaré : « J'ai conscience que le système nucléaire de profilage de la densité est plus coûteux à installer, mais il est toujours opérationnel, quel que soit le brut à traiter. Les autres technologies, elles, ne sont parfois efficaces que 85 % du temps. Cet écart de performances de 15 % engendre, au final, un coût supérieur au prix de ce système. » Ce raisonnement a poussé les principaux raffineurs de pétrole à opter pour ce type de système.

Les systèmes nucléaires de profilage de la densité utilisent des radioéléments et un détecteur radiométrique pour mesurer la densité de fluides à l'intérieur de cuves à différentes hauteurs afin de fournir à l'opérateur le profil de densité interne de ces fluides lors de leur séparation. Cette mesure s'appuie sur l'irradiation détectée, la quantité de rayonnement absorbée étant constante, prévisible et directement proportionnelle à la densité du fluide de process. Elle est ainsi particulièrement fiable. La mesure de densité radiométrique a pour principe de base l'atténuation du rayonnement par les produits à un débit donné, cette atténuation pouvant être calculée via la loi de Beer-Lambert ($I = I_0 \cdot e^{-\mu \rho x}$). La variation de l'irradiation d'un radioélément peut alors servir au calcul de la densité du fluide se trouvant entre la source et le détecteur. La variation détectée est mesurée, puis convertie en valeur de densité pour chaque hauteur. L'opérateur peut, par conséquent, observer en temps réel les zones de transition, là où l'eau / la saumure se sépare du pétrole.

Différentes configurations

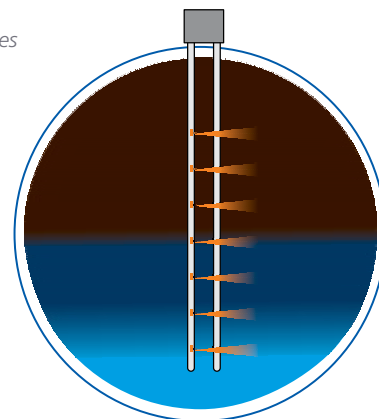
Il existe plusieurs types de systèmes de profilage de la densité, tous présentant des avantages et des inconvénients, mais appliquant le même principe de base. Ces systèmes peuvent être configurés de quatre manières, qui se distinguent principalement par l'orientation des radioéléments et par leurs détecteurs :

- Sources et détecteurs internes
- Sources internes et détecteurs externes
- Source interne unique et détecteurs externes
- Source unique et détecteurs externes

Sources et détecteurs internes

Dans cette configuration, les sources et détecteurs se trouvent dans des tubes immergés ou des sondes à niveau d'eau à l'intérieur de la cuve (voir Fig. 5). Les détecteurs possèdent tous leur propre source, et la densité est mesurée à chacune de leur hauteur afin de fournir à l'opérateur un profil de densité. Ce type de système de profilage exploite généralement un radioélément Am-241, inséré dans la sonde à niveau d'eau par un ouvrier qualifié, travaillant sous rayonnements. Émetteur gamma de faible énergie, l'Am-241 est très sensible à la moindre variation de densité, mais réclame un parcours de process extrêmement court (souvent 75 mm maximum), l'accumulation de dépôts pouvant donc poser problème, car elle couvre alors une part importante de l'amplitude de mesure. Par exemple, avec une accumulation de dépôts de 10 mm au niveau de la sonde de la source et du détecteur, 26 % du process mesuré correspondrait à des dépôts et non des fluides. Par ailleurs, la faible énergie gamma impose que la sonde soit en titane, dont la densité est inférieure à celle de l'acier. L'acier au carbone atténuant une trop grande part de l'énergie gamma, il n'en resterait pas assez pour obtenir une mesure utile de la densité. Étant donné que les détecteurs se trouvent dans la cuve, l'électronique doit être refroidie si le process est porté en température.

Fig. 5 Sources et détecteurs internes

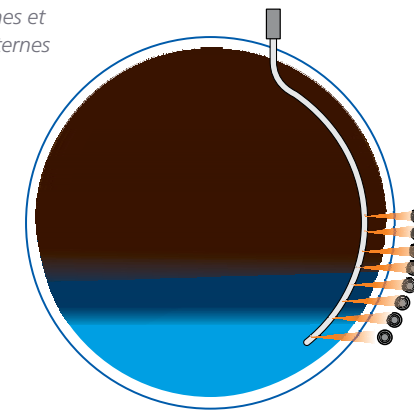


Sources internes et détecteurs externes

Dans cette configuration adoptée par le système EmulsionSENS de Berthold, les sources sont montées dans un puits sec ou un tube immergé à l'intérieur de la cuve (voir Fig. 6). Il peut s'agir de Cs-137 ou de Co-60. Le blindage abritant en toute sécurité les capsules radioactives avant leur introduction dans la cuve se trouve dans la partie supérieure du puits sec. Ainsi, une personne ayant reçu une formation de base en radioprotection

peut, sans risque, insérer ou rétracter les sources dans leur porte-source et les verrouiller pour accéder à la cuve à des fins de maintenance. La source Cs-137 émettant une énergie supérieure à celle de l'Am-241, elle peut être composée d'un matériau standard comme l'acier au carbone, l'inox ou le monel. Le parcours de process est, ici, long, généralement entre 450 et 650 mm. Les sources et détecteurs sont alignés à la même hauteur ou décalés pour permettre aux détecteurs de mesurer la densité

Fig. 6 Sources internes et détecteurs externes



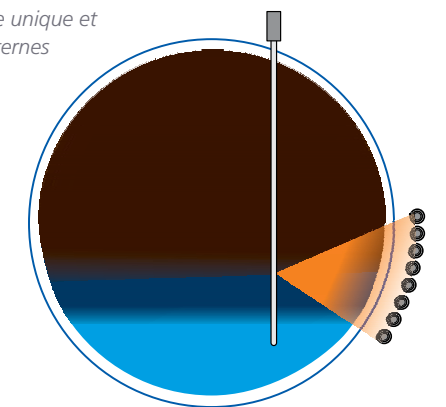
moyenne entre deux sources situées à des hauteurs différentes. Les détecteurs sont montés à l'extérieur de la cuve et peuvent être placés dans un collimateur pour recevoir le maximum d'énergie gamma émanant de la source située directement en face et ainsi offrir une précision de mesure optimale. Sans collimateur, les détecteurs sont capables de détecter de légères variations de densité entre les hauteurs d'installation et donc de délivrer une valeur de niveau plus précise. Les détecteurs possèdent tous leur propre source ou sont disposés entre les sources, et la densité est mesurée à chacune de leur hauteur afin de fournir à l'opérateur un profil de densité. Le puits sec peut être incurvé pour s'adapter à la forme de la cuve, garantissant de fait un parcours de process quasi identique à chaque hauteur et une résolution appropriée. Un parcours de process correct limite l'effet de l'accumulation de dépôts sur le puits ou la paroi de la cuve. Par exemple, une couche de 10 mm de dépôts sur la cuve et le puits sec affecte seulement 3 % environ d'un parcours de 600 mm. Si cette couche présente une densité de 950 kg/m³, et le fluide, de 920 kg/m³, l'erreur n'est que de 0,9 kg/m³ (soit 0,3 % avec une amplitude de process de 700-1000 kg/m³). Aucun recalibrage n'est alors nécessaire. Étant donné que les détecteurs se trouvent à l'extérieur de la cuve, l'électronique n'a pas besoin d'être refroidie, et la maintenance s'en trouve facilitée.

Source interne unique et détecteurs externes

Dans cette configuration, une source unique est placée à l'intérieur de la cuve, tandis que plusieurs détecteurs se trouvent à l'extérieur (voir Fig. 7).

Ces derniers utilisent l'algorithme pointu d'un automate ou contrôleur supplémentaire pour déterminer la densité à toutes les hauteurs en fonction de celle à la hauteur au-dessous et/ou au-dessus. La portée de chaque source Cs-137 est limitée à environ 1200 mm. La source dispose d'un porte-source monté dans la partie supérieure du puits sec et peut être rétractée en toute sécurité par une personne ayant reçu une formation de base en radioprotection et verrouillée à des fins d'accès à la cuve. Pour accroître l'amplitude de mesure, il est possible d'utiliser plusieurs puits secs contenant des sources sur toute la longueur de la cuve.

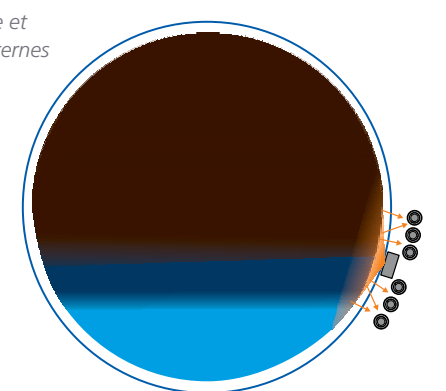
Fig. 7 Source interne unique et détecteurs externes



Source unique et détecteurs externes

Dans cette configuration, une source unique est placée à l'extérieur de la cuve, avec plusieurs détecteurs situés au-dessous et au-dessus (voir Fig. 8). Ces détecteurs mesurent l'irradiation rétrodiffusée et non la quantité de rayonnement absorbé. Ils utilisent un algorithme pointu pour calculer la densité à toutes les hauteurs en fonction de celle à la hauteur au-dessous et/ou au-dessus.

Fig. 8 Source unique et détecteurs externes



EmulsionSENS

Le système de mesure de niveau multiphase EmulsionSENS de Berthold se compose de densimètres radiométriques installés à différentes hauteurs de l’amplitude de mesure (voir configuration « Sources internes et détecteurs externes », Fig. 1 et Fig. 6) et d’unités de traitement LB 478 en option. Cette configuration assure une mesure précise de la densité à chaque hauteur et fournit un profil de densité des fluides au niveau de leur séparation à l’intérieur de la cuve. La différence de densité des fluides constitue le principe de base du séparateur. La densité est calculée au niveau de chaque détecteur, puis transmise au DCS via un communicateur HART 4 ... 20 mA, pouvant servir à afficher le profil de densité sur l’écran principal du DCS. Un algorithme intégré à l’unité de traitement LB 478 permet de déterminer les niveaux d’interface à partir des valeurs de densité mesurées. Les valeurs de densité des différents détecteurs sont communiquées à l’unité de traitement LB 478, et les niveaux d’interface calculés, au DCS, au moyen d’un signal 4 ... 20 mA. Les niveaux d’interface calculés peuvent ensuite être utilisés pour réguler automatiquement la vanne de sortie d’eau / de saumure, garantissant la transmission d’un signal redondant au DCS. L’unité de traitement est employée pour le calcul, mais également pour l’affichage numérique et graphique des valeurs de densité et de niveau. L’opérateur peut ainsi observer les limites supérieure et inférieure de l’émulsion. La Fig. 9 montre les points de rupture entre le pétrole clair, les émulsions et l’eau dus à leur différence de densité. La vanne de sortie d’eau peut ainsi être réglée pour s’assurer que la teneur en eau reste

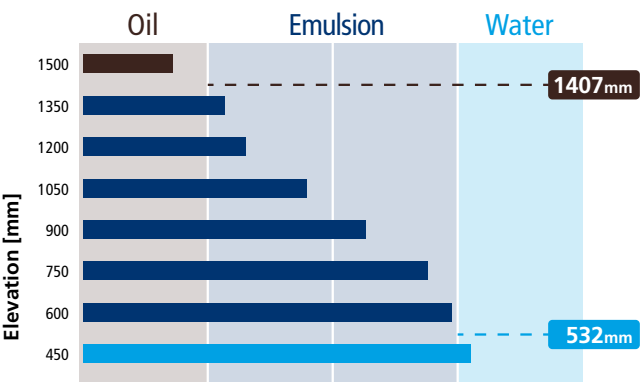


Fig. 9 Exemple de profil de densité

correcte dans la cuve. Les détecteurs de densité peuvent être calibrés dans n’importe quelle unité (kg/m³, densité relative, etc.).

Avec un système EmulsionSENS installé sur un dessaleur, lorsque le raffineur passe d’un brut d’une densité API de 26 à un autre d’une API de 16, nul besoin de changer de calibrage ou de configuration car les détecteurs de densité mesurent en limite haute une irradiation plus faible du pétrole brut de densité supérieure, mais une quantité de rayonnement inchangée en limite basse (eau / saumure) due à une densité des fluides identique.

Amélioration du contrôle du niveau

En deux ans d’utilisation d’un système nucléaire de profilage de la densité, des raffineurs sont passés de 2 à 6 dysfonctionnements de leurs dessaleurs par an à aucun, notamment grâce à la fonction de régulation automatique. La vanne de sortie de saumure est normalement commandée manuellement par l’opérateur. Le délai entre un ajustement de son réglage et le changement effectif de niveau peut atteindre 6-7 heures, ce qui tend à conduire à des variations démesurées du niveau dans un sens ou dans l’autre. La Fig. 10 illustre l’évolution sur une semaine d’une configuration de sources internes et de détecteurs externes avec réglage manuel de la vanne de sortie d’eau, l’axe vertical présentant la densité de chaque détecteur à une hauteur donnée par rapport au fond de la cuve.

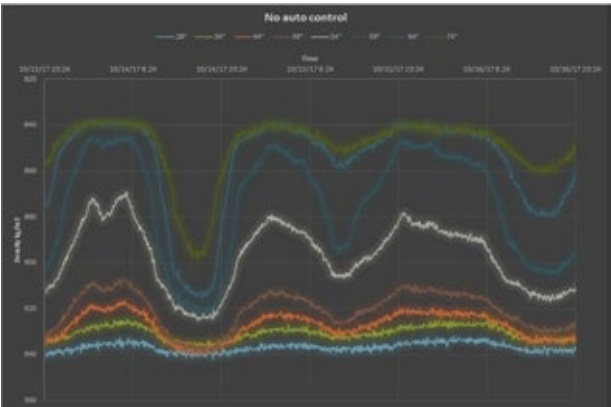


Fig. 9 Courbes de densité types avec un réglage manuel de la sortie d’eau

Cet axe a été inversé pour afficher en bas la densité la plus élevée, correspondant aux détecteurs montés au bas de la cuve, et en haut la densité des détecteurs montés dans la partie supérieure de la cuve. L’axe horizontal indique le

temps, soit environ une semaine. Vers la fin du deuxième jour, toutes les densités commencent à augmenter, ce qui indique une hausse du niveau d’eau / de saumure dans la cuve, susceptible d’entraîner un transfert d’eau, de sels et de minéraux. L’opérateur règle alors manuellement la vanne de régulation de la sortie d’eau, ramenant le niveau à la normale. Mais, au début du quatrième jour et en milieu de sixième jour, les densités hautes recommencent à augmenter, traduisant une hausse du niveau d’eau / de saumure, une situation normale dans les dessaleurs dont la vanne de sortie d’eau est commandée manuellement. Une fois le système en mode de régulation automatique avec les données de densité émanant des sources internes et détecteurs externes, la vanne de sortie d’eau est réglée en continu pour une régulation optimale et un risque de transfert de sels, d’eau et de minéraux limité (voir Fig. 11).



Fig. 10 Courbes de densité types avec un réglage automatique de la sortie d’eau

Les opérateurs gardent ainsi la maîtrise sur les niveaux de la cuve, et les entreprises de traitement chimique sont en mesure de contrôler l’efficacité des traitements chimiques. Certains raffineurs constatent une augmentation de l’utilisation de produits chimiques à des fins de gestion des émulsions dans le dessaleur. Il est courant d’observer une hausse de 3 à près de 35 ppm de désémulsifiants ajoutés. Les produits chimiques capables d’éliminer un élément spécifique, comme le fer, coûtent généralement 3 à 5 €/kg. Pour une raffinerie d’une capacité de 270 000 barils par jour (b/j), le coût de 3 ppm de produits chimiques s’élève à 436 € par jour, soit 159 200 € par an. À raison de 35 ppm, ce coût atteindrait 5 100 € par jour, ou 1 857 300 € par an, c’est-à-dire près de 1,7 million d’euros de plus à l’année. Grâce au système nucléaire de profilage de la densité, il est possible de réduire la consommation de produits chimiques de 25 % (de 35 à 26 ppm), ce qui peut représenter une économie d’environ 500 000 € par an. Outre une baisse des dysfonctionnements et les économies de produits chimiques, un raffineur peut également bénéficier d’une amélioration sensible de la fiabilité des équipements de dessalage en aval en limitant drastiquement la corrosion causée par le transport de sel et en allongeant la durée de vie du catalyseur via une augmentation de l’efficacité du dessaleur. De manière globale, il peut nettement gagner en rentabilité.

Références

Lobo, K., Kremer, L. et Cornelius, S. (13 octobre 2010) « Fundamentals of Desalter Operations », présentation au séminaire de la National Petrochemical and Refiners Association (NPRA). Site Web : <https://www.slideshare.net/leonardoarboleda2/2010-npra-seminar-fundamentals-of-desalter-operation>

Thorntwaite, P. (3^e trimestre 2018) « Opening the crude flexibility window: automation manages threats in real time », revue PTQ, Hydrocarbon Publishing Company. Site Web : https://www.digitalrefining.com/article/1001548#.XTW_3HtCSUk

Pereira, J., Velasquez, I., Blanco, R., Sanchez, M., Pernalet, C. et Canelon, C. (2015) Chapitre 4 « Crude Oil Desalting Process », publ. dans « Advances in Petrochemical », Patel V. IntechOpen Limited, Londres, R.-U. Site Web : <https://www.intechopen.com/books/advances-in-petrochemicals/crude-oil-desalting-process>

Meribout, M., Al Naamany, A. et Al Busaidi, K. (2011) Chapitre 10 « Interface Layers Detection in Oil Field

Tanks: A Critical Review », publ. dans « Expert Systems for Human, Materials and Automation », Vizureanu, P., IntechOpen Limited, Londres, R.-U. Site Web : <https://www.intechopen.com/books/expert-systems-for-human-materials-and-automation/interface-layers-detection-in-oil-field-tanks-a-critical-review>

Garrett, T., Rattanakhambay, Q., Robbins, N., Wunder, M. et Yeung, T. (1^{er} trimestre 2016) « The challenges of Crude Blending – Part 1 », revue PTQ, Hydrocarbon Publishing Company. Site Web : <https://www.digitalrefining.com/article/1001216#.XTXAEXtCSUk>

Garrett, T., Christensen, P., Vukovich, W. et Yeung, T. (2^e trimestre 2016) « The challenges of Crude Blending – Part 2 », revue PTQ, Hydrocarbon Publishing Company. Site Web : <https://www.digitalrefining.com/article/1001276#.XTXANXtCSUk>

Agar Corporation (2018) « Desalter Interface Control ». Site Web : https://www.agarcorp.com/wp-content/uploads/2018/12/Desalter_12132018.pdf



L'EXPERT EN MESURE DES RAYONNEMENTS

Berthold Technologies est le pionnier de la mesure radiométrique en industrie. L'entreprise est spécialisée dans cette technologie depuis plus de 70 ans. L'image de Berthold Technologies est associée à son savoir-faire, à la qualité et la fiabilité de ses produits.

Nos solutions sont orientées clients, nous considérons et apprenons votre métier et ses contraintes. Notre expérience, nos connaissances, notre large gamme de produits, sont autant d'atouts pour une collaboration étroite avec les utilisateurs et les prescripteurs sur les besoins de mesure spécifiques, sur la conception, le développement d'applications et de solutions dans tous les secteurs de l'industrie.

Nous sommes présents à vos côtés... dans le monde entier

Les équipes de Berthold technologies sont à votre écoute quel que soit l'endroit où vous vous trouvez. Notre réseau mondial vous garantit une assistance rapide et efficace. Il est disponible dans les délais les plus brefs pour apporter la réponse appropriée à vos demandes et besoins.

BERTHOLD FRANCE SAS

8, route des Bruyères · 78770 Thoiry · France

Tél. : +33 (0)1 34 94 79 00 · berthold-france@berthold.com · www.berthold.fr

