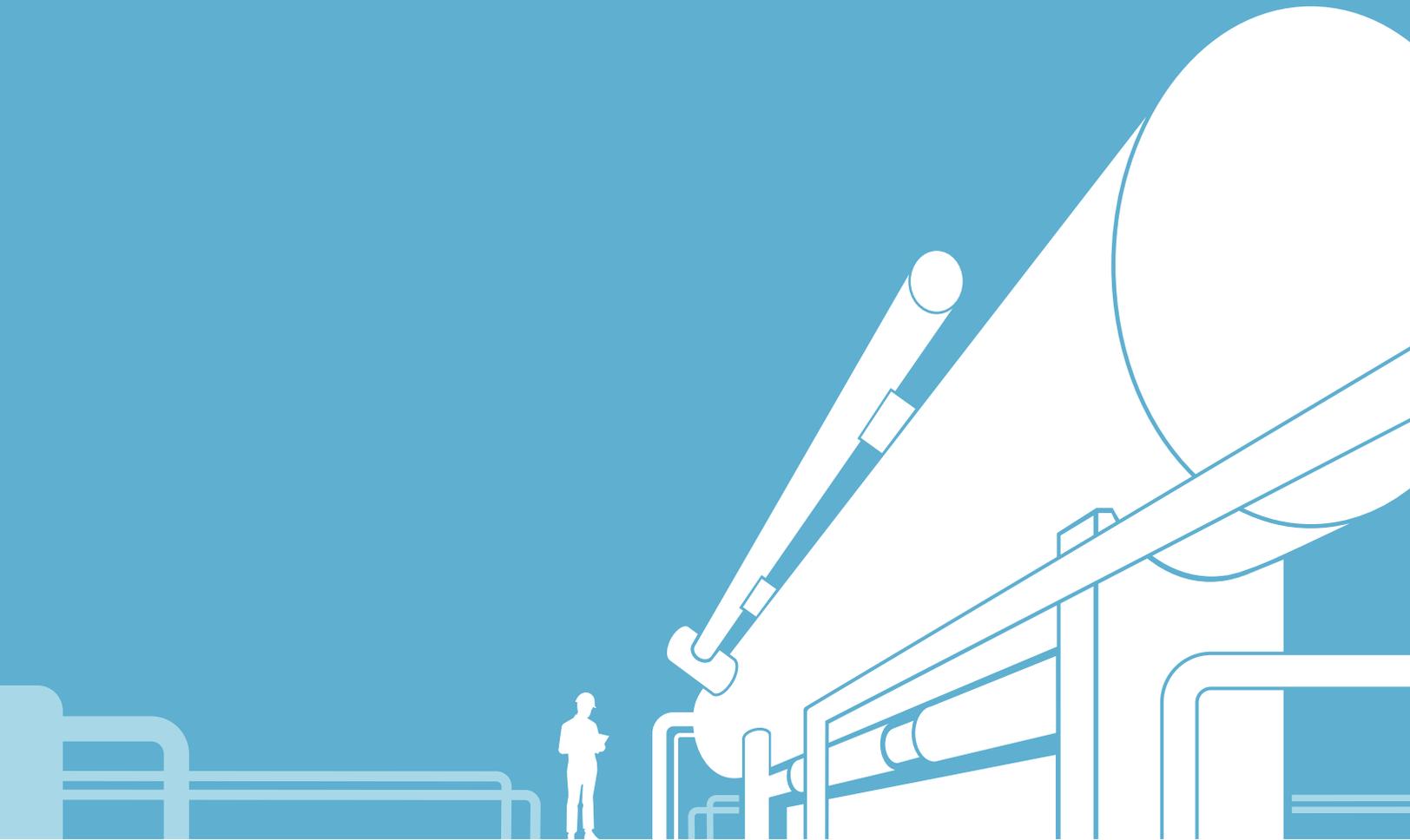


INTERFACE SUR LE TERRAIN

Comment réaliser des mesures d'interface fiables pour optimiser le procédé et augmenter le temps de fonctionnement



Un livre blanc Magnetrol® de la collection Level Matters



INTERFACE SUR LE TERRAIN

Comment réaliser des mesures d'interface fiables pour optimiser le procédé et augmenter le temps de fonctionnement

Objectif

Les mesures de niveau d'interface ou multiphase sont monnaie courante dans l'industrie pétrolière, gazière et pétrochimique. Or si les technologies de mesure du niveau ont plutôt bien évolué pour garantir une mesure efficace des liquides et des solides, la mesure du niveau multiphase reste actuellement le plus grand défi et la plus grande opportunité qui soient puisqu'il n'existe à ce jour aucune technologie idéale.

L'expérience a toutefois prouvé qu'il est possible d'optimiser le procédé et d'augmenter le temps de fonctionnement dans de nombreuses applications de séparation en recourant à des technologies de niveau fiables et de qualité supérieure.

Ce livre blanc fait un tour d'horizon des défis que pose la mesure d'interface, des technologies actuellement utilisées, des expériences menées sur le terrain pour optimiser le procédé et augmenter le temps de fonctionnement dans diverses applications, et de ce que nous réserve l'avenir en matière de mesure d'interface fiable.



Figure 1 : Divers types de séparateurs

Aperçu

Ce livre blanc aborde les sujets suivants :

- Défis posés par la mesure d'interface (émulsion)
- Technologies de niveau actuellement utilisées pour la mesure d'interface
- Expériences d'optimisation du procédé et d'augmentation du temps de fonctionnement sur le terrain
- La mesure d'interface fiable de demain

Défis posés par la mesure d'interface (émulsion)

Dans l'industrie pétrolière, gazière et pétrochimique, la mesure d'interface s'impose lorsque des liquides immiscibles (qui ne se mélangent pas) se retrouvent dans un même réservoir. Le fluide le plus lourd s'accumule au fond du réservoir, tandis que le plus léger monte à la surface. Dans la production pétrolière par exemple, on utilise de l'eau ou de la vapeur pour extraire le pétrole d'un puits. Les fluides extraits sont ensuite acheminés vers des séparateurs de production où ils reprennent leur constitution première et forment alors une interface d'hydrocarbures sur de l'eau.

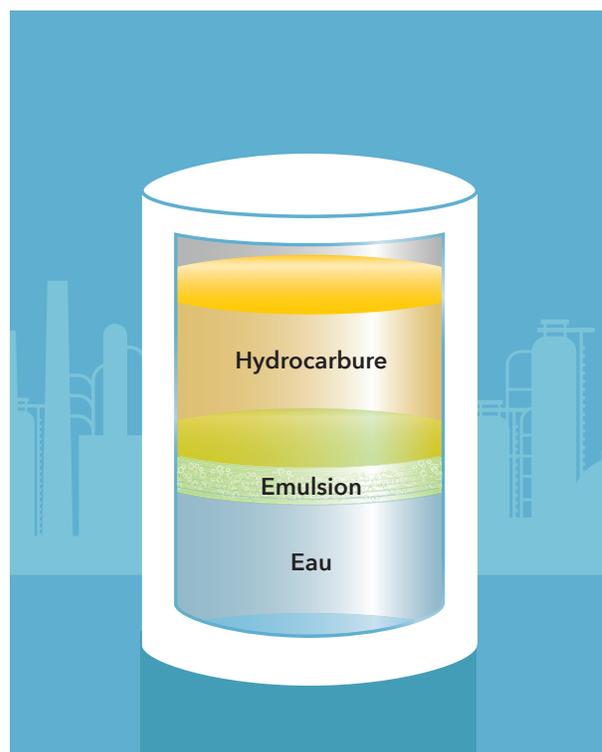


Figure 2 : Un niveau multiphase inclut généralement une couche supérieure d'hydrocarbures, une couche d'émulsion au milieu et une couche inférieure d'eau

Il peut y avoir des interfaces entre des liquides et des solides, entre des liquides et de la mousse, et entre des liquides et des gaz. Nous allons toutefois nous focaliser ici sur les interfaces liquide-liquide (souvent surmontées d'un ciel de vapeur). Les liquides immiscibles se rencontrent au niveau d'une couche d'interface où ils s'émulsionnent dans une certaine mesure. Cette couche d'émulsion peut prendre la forme d'une ligne de séparation fine et bien claire, mais dans la grande majorité des cas, les liquides s'entremêlent sur une portion plus large. En général, plus la couche d'émulsion est épaisse, plus la mesure est difficile.

S'il est indispensable de mesurer le niveau supérieur, soit le niveau total, à des fins de sécurité et de protection antidébordements, il est également primordial de connaître le niveau de l'interface pour garantir la qualité du produit et l'efficacité des opérations. La présence d'eau résiduelle dans le pétrole (entraînement d'eau) pourrait donner lieu à des problèmes de traitement, des dysfonctionnement d'équipements et des arrêts non planifiés. La présence de pétrole résiduel dans l'eau (extraction de pétrole) pourrait entraîner une perte de production, des amendes environnementales, des pénalités et des arrêts forcés.

Parmi la multitude de détecteurs et transmetteurs de niveau disponibles, seule une minorité permet de mesurer une interface en toute fiabilité. Les principales technologies de mesure d'interface sont le radar à ondes guidées (GWR), la magnétostriction et les plongeurs basés sur le principe d'Archimède, la capacité par radiofréquences, la radiation nucléaire/gamma et la dispersion thermique. Idéalement, la technologie choisie pour les applications d'interface ne doit pas différer des autres instruments de mesure de niveau installés sur le site afin de ne pas perturber les utilisateurs. L'utilisation d'une seule et même technologie permet de limiter la formation, l'installation et la mise en service, la maintenance et les temps d'arrêt, ainsi que, bien sûr, tous les coûts qui en découlent.

Technologies de niveau actuellement utilisées pour la mesure d'interface

Il n'existe pas de technologie parfaite, qui conviendrait à toutes les applications d'interface. Outre la fiabilité et le prix, la familiarité joue souvent un rôle déterminant dans le choix d'une solution de mesure du niveau. C'est particulièrement vrai pour les technologies bien établies, comme la pression différentielle et les produits fonctionnant avec des plongeurs.

D'après le « Market Intelligence Report » paru dans le magazine *Control* en mars 2017¹, la pression différentielle reste la technologie de mesure du niveau la plus largement utilisée. Plus de 40 % des utilisateurs d'instruments/répondants y ont en effet déclaré préférer et utiliser la pression différentielle dans environ un tiers de leurs applications, en pourcentage par rapport à l'ensemble des instruments utilisés. La pression différentielle n'est cependant pas la technologie privilégiée pour la mesure d'interface car elle nécessite un étalonnage approfondi et repose sur l'hypothèse d'une densité et d'un niveau total constants.

Cette technologie permet en général de déduire un niveau d'interface se situant plus ou moins au centre de la couche d'émulsion, mais ne donne pas une mesure précise du niveau total et de l'interface. La fluctuation de l'épaisseur de la couche d'émulsion influe sur la densité et peut dès lors entraîner un manque de précision considérable.

Parmi la multitude de détecteurs et transmetteurs de niveau disponibles, seule une minorité permet de mesurer une interface en toute fiabilité.

Si l'on en croit ce même rapport paru dans *Control*, la technologie qui occupe la deuxième place en pourcentage par rapport à l'ensemble des instruments et applications est le radar à ondes guidées ou GWR. Plus de 25 % des répondants ont indiqué préférer utiliser le GWR dans environ un tiers de leurs applications.

La possibilité d'utiliser le GWR à la fois dans des applications de niveau total (prévention des éventuels débordements) et d'interface renforce considérablement la familiarité des utilisateurs, ce qui garantit une utilisation correcte de la technologie, tout en réduisant le besoin de formation et les temps de mise en service. Et bien que le GWR ait tout de même ses limites pour la mesure d'interface, elles sont souvent compensées au moyen de désémulsionneurs ou par l'augmentation de la température de service pour favoriser la séparation des pétroles les plus lourds.

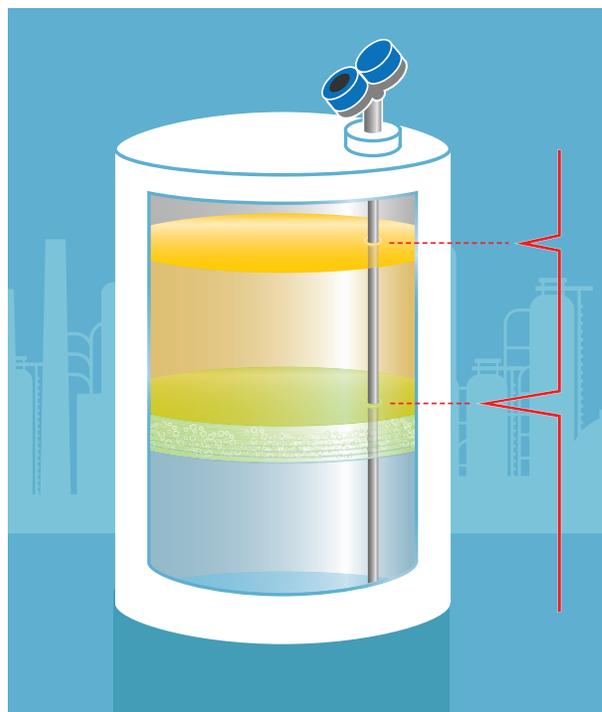


Figure 3 : GWR avec réflexions du signal tout au long de la sonde

La magnétostriction compte aussi parmi les technologies utilisées pour mesurer l'interface. Elle se base sur le principe d'Archimède et présente dès lors des inconvénients spécifiques liés à la gravité, mais offre des avantages précieux, en particulier dans les applications où la couche d'émulsion est épaisse ou a tendance à s'épaissir. Il convient toutefois de tenir compte de la présence de pièces mobiles, qui favorisent les dépôts de solides, comme la paraffine ou les asphaltènes.

Les pétroles lourds adhèrent aux sondes ou s'accumulent sur les flotteurs, ce qui peut considérablement réduire la précision et raccourcir les intervalles de maintenance.

D'autres technologies d'interface, comme les plongeurs (mécaniques) et la capacité par radiofréquences, ne sont utilisées de préférence que par 12,6 % et 8,2 % des répondants, respectivement, dans un tiers de leurs applications.

Les pétroles lourds adhèrent aux sondes ou s'accumulent sur les flotteurs, ce qui peut considérablement réduire la précision et raccourcir les intervalles de maintenance. Ces technologies sont néanmoins largement utilisées dans les secteurs pétroliers et gaziers en particulier.

En guise de résumé, le tableau 1 repris à la page suivante présente un aperçu condensé des principales technologies utilisées pour la mesure d'interface, avec leurs atouts et leurs limitations.

Vous y trouverez également une figure soulignant l'importance de tenir compte de la densité (ou de la densité API) dans le choix de la technologie. Les pétroles bruts lourds à densité élevée (faible API) ont un impact sur la couche d'émulsion et peuvent potentiellement augmenter la nécessité de maintenance.

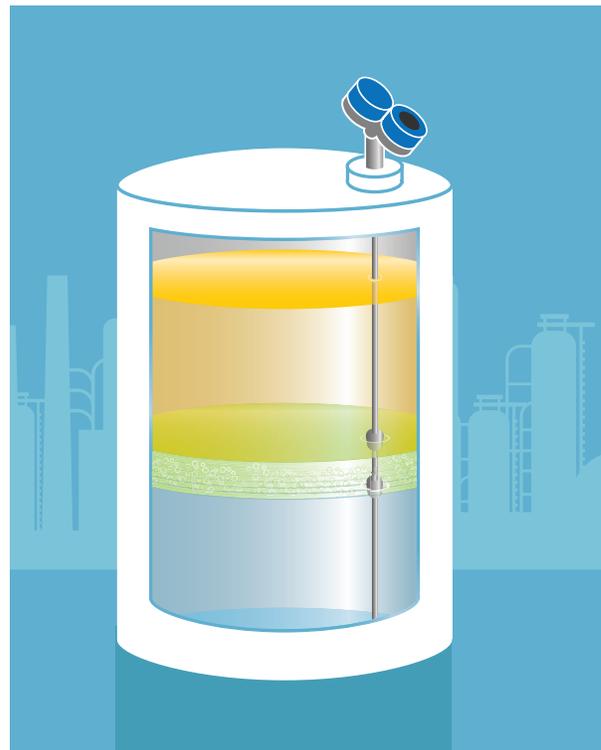


Figure 4 : Transmetteur magnétostrictif à insertion directe mesurant la couche d'émulsion

Comparaison des technologies de mesure d'interface *Tableau 1*

Technologie	Mesure	Atouts	Limitations
Radar à ondes guidées	<ul style="list-style-type: none"> -Détection du niveau supérieur et détection approximative de la limite supérieure de la couche d'émulsion -Niveau supérieur à faible constante diélectrique et niveau inférieur à constante diélectrique élevée -Mesure du niveau directe, même en cas de faible constante diélectrique, plutôt que déduite (certaines technologies GWR et autres) 	<ul style="list-style-type: none"> -Aucun étalonnage nécessaire -Aucune influence de la densité -Détection des dépôts et diagnostic -Maintenance réduite (pas de pièces mobiles) -Protection antidébordements (mesure du niveau total) -Familiarité due à l'utilisation dans plusieurs applications 	<ul style="list-style-type: none"> -Couches d'émulsion épaisses et perte d'énergie avant le fond -Différences de performances d'un fabricant à l'autre (déduction de la mesure ou suivi du fond de réservoir) -Risque de colmatage des sondes coaxiales
Plongeur	<ul style="list-style-type: none"> -Détection approximative du centre de la couche d'émulsion ou de la couche d'émulsion moyenne -Fluctuation de la poussée d'Archimède en fonction du type de liquide -Capacité à mesurer des interfaces présentant un liquide supérieur à la constante diélectrique élevée 	<ul style="list-style-type: none"> -Familiarité historique due à l'utilisation dans plusieurs applications -DéTECTEURS et transmetteurs 	<ul style="list-style-type: none"> -Pièces mobiles à entretenir -Influence de la densité -Possibilité de fixer uniquement le niveau d'interface ou le niveau total et l'intervalle
Magnétostriktion	<ul style="list-style-type: none"> -Flotteurs basés sur le principe d'Archimède et lestés pour mesurer différents niveaux, dont le niveau total et, en particulier, la limite inférieure de l'émulsion -Capacité à mesurer des interfaces présentant un liquide supérieur à la constante diélectrique élevée 	<ul style="list-style-type: none"> -Configurations multiflotteurs (densité) pour la mesure du niveau total et de la couche d'émulsion -Couches d'émulsion épaisses ou ayant tendance à s'épaissir -Aucun étalonnage nécessaire en général 	<ul style="list-style-type: none"> -Pièces mobiles à entretenir, en particulier en raison des dépôts -Influence de la densité -Séparation minimum requise en raison des dimensions physiques du flotteur
Capacité par radiofréquences	<ul style="list-style-type: none"> -Mesure approximative de la limite inférieure de la couche d'émulsion -Variations de capacité entre constantes diélectriques faibles et élevées 	<ul style="list-style-type: none"> -Familiarité historique pour la mesure d'interface -Maintenance réduite (pas de pièces mobiles) -DéTECTEURS et transmetteurs -Economique en termes de prix 	<ul style="list-style-type: none"> -Etalonnage nécessaire -Différences de performances en fonction de la densité, de la constante diélectrique et de la viscosité -Utilisation moindre dans d'autres applications -Dépôts sur la sonde ou ailleurs
Radiation nucléaire (gamma/radiométrique)	<ul style="list-style-type: none"> -Variation de la radiation nucléaire en fonction des densités -Analyse du profil de l'émulsion 	<ul style="list-style-type: none"> -Déduction du profil de la couche d'émulsion, y compris si elle est épaisse -Disponibilité de certains types sans contact avec le procédé -Possibilité d'analyser le profil du sable et de la mousse pour les instruments à contact 	<ul style="list-style-type: none"> -Prix de base élevé et coûts supplémentaires à des fins de respect de la réglementation, de maintenance et de sécurité -Risque d'erreur en raison des dépôts sur les parois et des variations de densité -Sans contact uniquement dans des réservoirs de diamètre restreint
Dispersion thermique	<ul style="list-style-type: none"> -Point de détection dépendant de l'étalonnage -Différences de conductivité thermique entre les liquides 	<ul style="list-style-type: none"> -Economique -Maintenance réduite (pas de pièces mobiles ni de colmatage) -Possibilité de détecter la mousse -Détection de l'émulsion par sortie analogique 	<ul style="list-style-type: none"> -DéTECTEURS uniquement -Etalonnage nécessaire -Familiarité moindre

Comparaison des transmetteurs en fonction de la densité/API des pétroles *Figure 5*

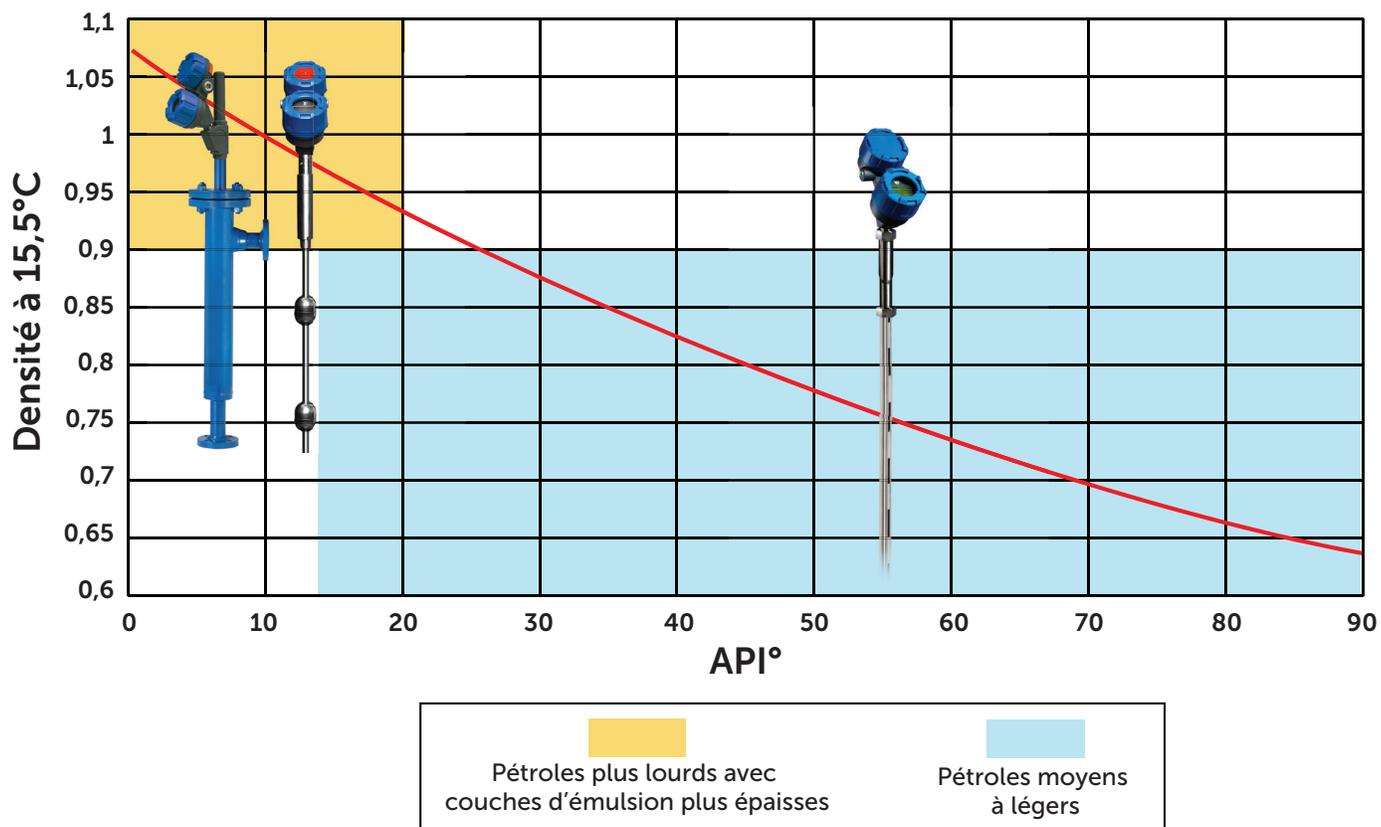


Figure 5 : Recommandations de Magnetrol, à savoir les technologies basées sur le principe d'Archimède (plongeur et magnétostriction) à gauche pour les pétroles lourds avec des couches d'émulsion plus épaisses, et le GWR à droite pour les pétroles moyens à légers.

Veuillez noter qu'il s'agit de recommandations générales et que certaines technologies se chevauchent et pourraient donner des résultats différents de ceux illustrés ici. Consultez Magnetrol pour connaître la meilleure technologie à utiliser pour une application donnée.

Expériences d'optimisation du procédé et d'augmentation du temps de fonctionnement sur le terrain

Dans l'industrie pétrolière, gazière et pétrochimique, il existe plusieurs applications d'interface susceptibles de créer une couche d'émulsion. La mise en place d'une technologie de mesure du niveau fiable permet d'optimiser les procédés tout en augmentant le temps de fonctionnement. Les applications et études de cas présentées ci-après illustrent les défis posés par les technologies de mesure du niveau et l'importance de cette mesure.

Il convient de noter que, quelle que soit la technologie utilisée, des conditions d'installation optimales contribuent à maximiser les performances des instruments. Par exemple, lorsque du pétrole brut extrait d'un puits entre dans un séparateur, le temps de rétention peut s'avérer être le facteur le plus important pour atteindre les performances requises et, par conséquent, pour optimiser le procédé. Autrement dit, s'il est question d'un séparateur horizontal, il est préférable d'installer l'instrument de mesure de niveau le plus loin possible de l'entrée (à proximité du déversoir), où la séparation du pétrole brut et de l'eau

sera plus uniforme. Les désémulsionneurs aident à limiter l'émulsion, mais l'utilisation d'instruments de mesure d'interface fiables peut contribuer à en réduire la nécessité (coût estimé : 1 300 - 1 800 € par tonne).

La maximisation des performances des instruments permet de contrôler plus précisément la limite supérieure de la couche d'émulsion. Or il s'agit là d'un bon indicateur de la présence d'eau dans le pétrole. Dès lors, si le séparateur vise en premier lieu à retirer l'eau du pétrole, l'instrument de mesure de niveau peut être installé plus près ou plus loin du déversoir pour optimiser l'efficacité du séparateur et le temps de rétention. Si, par contre, le séparateur sert principalement à stocker de l'eau, recouverte d'une fine couche de pétrole, un contrôle d'interface plus ciblé peut donner une idée plus précise du volume d'eau (seule) présent dans le réservoir. Cette approche permet également d'optimiser le remplissage des camions au moment d'extraire l'eau des réservoirs.

Il n'est pas toujours possible de placer les instruments à l'endroit idéal dans une installation déjà existante, mais en cas de nouvelle installation, il convient de tenir compte de l'endroit où sera installé l'instrument lors de la conception du séparateur.

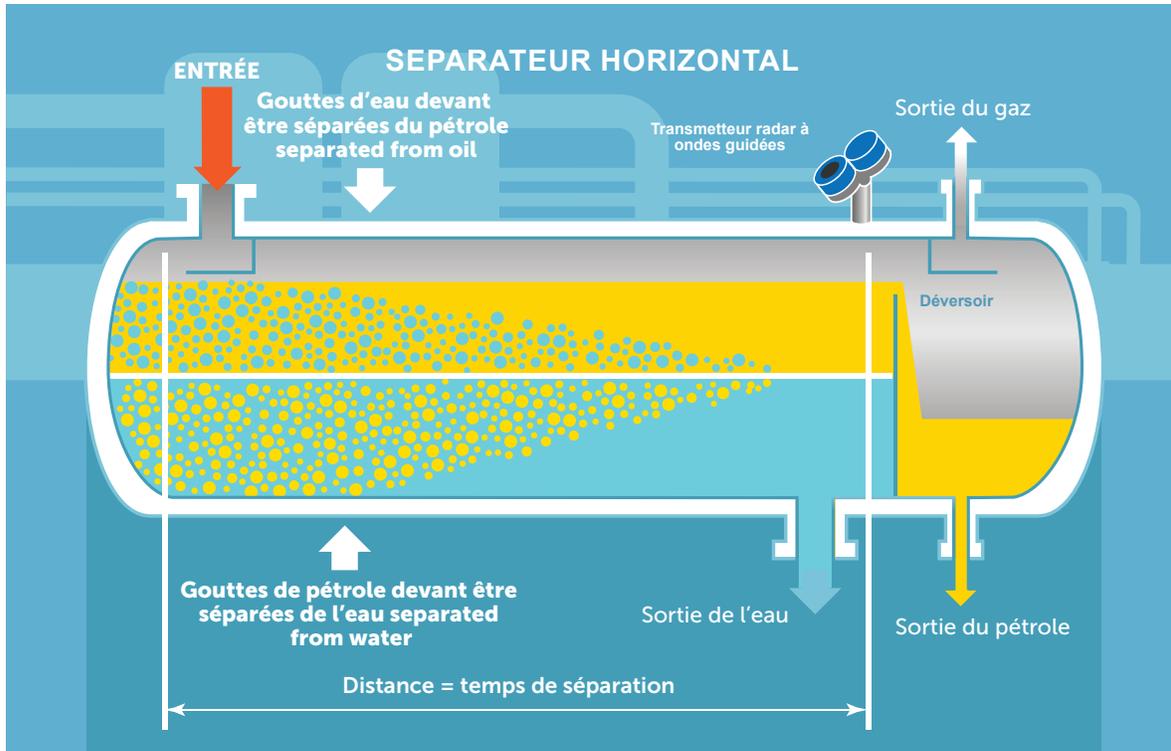


Figure 6 : Le temps de rétention optimise la séparation et les performances de l'instrument. Visualisez l'endroit où est installé le transmetteur radar à ondes guidées bleu foncé.

Enfin, ce qu'il ne faut surtout pas oublier de prendre en considération dans une application, peu importe si l'on souhaite mesurer l'interface ou le niveau total, c'est ce qui peut se passer en cas de perturbations ou au démarrage et à l'arrêt.

La plupart des instruments fonctionnent parfaitement dans des conditions d'interface normales, mais il importe de pouvoir aussi se fier aux mesures dans des conditions anormales :

- Lorsqu'il n'y a qu'un liquide (eau seule ou pétrole seul) ;
- Lorsque la chambre déborde (pétrole et eau seuls – absence de phase gazeuse) ;
- Mesure multiphase de pétrole, d'eau et de gaz incluant la protection antidébordements.

Lorsqu'il est question d'interface, la première industrie qui vient à l'esprit est le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière, également connu comme le secteur de l'exploration et de la production (E&P). Les premiers défis se posent au niveau des séparateurs de tête de puits et trouvent un écho dans les autres flux d'hydrocarbures. Outre cette séparation initiale, une autre mesure d'interface qui prend de plus en plus d'importance dans l'extraction non conventionnelle au moyen de la fracturation hydraulique est celle utilisée dans les installations d'évacuation de l'eau salée.

Ce qu'il ne faut surtout pas oublier de prendre en considération dans une application, c'est ce qui peut arriver lors de perturbations ou lors du démarrage et de l'arrêt.

L'on retrouve ce type de défis de mesure d'interface dans les parcs de stockage du secteur intermédiaire et les terminaux de stockage, dans les « boots » en aval et les dessaleurs des raffineries, voire dans les tours de refroidissement de l'industrie pétrochimique, au niveau des décanteurs/tambours de séparation de l'eau de refroidissement.

APPLICATION D'INTERFACE ETUDE DE CAS N° 1

Installation d'évacuation de l'eau salée en amont

Situation

Dans une installation d'évacuation de l'eau salée, les camions de fracturation déversent l'eau salée et les eaux usées issues de la fracturation hydraulique dans un puits d'évacuation via une installation de traitement des eaux. Les eaux usées déversées passent immédiatement dans un séparateur par décantation vertical (batterie de réservoirs) où l'eau et le pétrole résiduel se séparent naturellement. Du pétrole lourd supplémentaire est ensuite réinjecté dans le séparateur en aval de l'installation, créant une couche d'émulsion dynamique. Il est impératif que le pétrole soit séparé de l'eau salée avant son injection dans le puits d'évacuation.



Figure 7 : Déchargement de camion dans une batterie de réservoirs pour stockage et séparation du pétrole et de l'eau salée



Figure 8 : Emplacement du puits d'injection

Coût

La séparation du pétrole et de l'eau dans le séparateur par décantation vertical et dans toute autre unité en aval est décisive. S'il reste du pétrole dans l'eau au niveau du puits d'évacuation, les hydrocarbures pourraient endommager ou boucher le puits, ce qui engendrerait des coûts de réparation et des temps d'arrêt, ainsi qu'une augmentation des coûts des produits chimiques utilisés dans le procédé de traitement.

La séparation du pétrole et de l'eau dans le séparateur par décantation vertical et dans toute autre unité en aval est décisive.

En ayant une idée plus claire du stockage quotidien des liquides « indésirables » (attendant d'être évacués) dans la batterie de réservoirs, par rapport à la capacité de production, il est possible d'optimiser la gestion et l'exploitation des ressources, comme le dispatching des camions avec une capacité suffisante vers les sites distants. Il devient impératif d'automatiser les puits avec des instruments capables de communiquer via les protocoles souhaités, plus rapides à mettre en service et nécessitant peu d'énergie pour être démarrés et arrêtés rapidement.

Outre la redevance d'évacuation de l'eau salée, la séparation du pétrole génère un revenu supplémentaire pour l'entreprise, puisque le puits d'injection est poreux par nature et que le pétrole résiduel dans l'eau salée limite sa capacité et conduit, à terme, à des coûts de réparation considérables.

Solution

Après être passée dans le séparateur par décantation vertical, l'émulsion pétrole-eau est envoyée dans une unité de traitement tandis que la couche supérieure de pétrole est acheminée vers un réservoir de stockage distinct. Le transmetteur radar à ondes guidées (GWR) Eclipse® 706 mesure précisément le niveau de pétrole dans le réservoir de décantation, ainsi que la limite supérieure de la couche d'émulsion pétrole-eau pour garantir que les différents produits soient acheminés dans les unités adéquates. Cette approche permet de prévenir l'éventuel colmatage du puits d'évacuation en aval et de limiter les coûts de traitement chimique. D'autres transmetteurs GWR ou appareils radar sans contact peuvent ensuite être utilisés pour mesurer les niveaux totaux standards.

APPLICATION D'INTERFACE ETUDE DE CAS N° 2 Boots de séparation (raffinerie)

Situation

Dans les raffineries, les « boots » sont des séparateurs gravitationnels que l'on retrouve souvent, mais pas uniquement, dans les unités d'alkylation, les unités d'hydrotraitement, les unités de cokéfaction et les unités d'amines. Ces boots sont une sorte d'extension qui se trouve en dessous des réservoirs horizontaux, où une interface peut se former entre les hydrocarbures du procédé et les liquides plus denses, comme l'eau résiduelle, l'acide fluorhydrique, le glycol ou les amines.

Nombreuses sont les applications de raffinerie utilisant de l'eau résiduelle, une raffinerie estimant qu'environ 25 % de ses applications de niveau peuvent présenter une forme d'interface. Le boot est le dernier séparateur empêchant certains liquides d'atteindre les procédés en aval.



Figure 9 : Boot de séparation dans une raffinerie (transmetteur GWR installé dans la chambre bleue à droite)

Coût

Une mesure d'interface inefficace dans un boot peut entraîner des conséquences allant d'une simple diminution de la productivité et de l'efficacité du procédé à des dysfonctionnements catastrophiques des équipements en aval.

Si une infime quantité de particules d'eau parvient en aval, vous en serez quitte pour quelques petits travaux de maintenance ou de nettoyage. Au contraire, si une grande quantité d'eau n'est pas séparée et se retrouve dans les colonnes de distillation ou dans des unités à haute température, l'eau risque de s'évaporer rapidement sous l'effet de la chaleur, d'occasionner des vibrations excessives et d'endommager les plateaux ou d'autres éléments de la colonne. Résultat : de gros problèmes de sécurité et de lourdes pertes de productivité puisque la mise à l'arrêt d'une colonne de distillation peut coûter jusqu'à 500 000 € par heure, sans compter les jours nécessaires pour la remettre en état et en fonctionnement, en fonction de la gravité des dommages.

Une mesure d'interface inefficace dans un boot peut entraîner des conséquences allant d'une simple diminution de la productivité et de l'efficacité du procédé à des dysfonctionnements catastrophiques des équipements en aval.

Prenons l'exemple d'un boot avec de l'acide fluorhydrique. En l'absence de contrôle de niveau, l'acide fluorhydrique qui se retrouverait en aval risquerait de corroder les conduites en acier inoxydable, les vannes, les raccords et les instruments.

De l'autre côté, si des hydrocarbures sortent du boot avec l'eau résiduelle, ils réduiront l'efficacité des procédés de traitement de l'eau. Les flux d'eaux usées contenant des particules d'hydrocarbures peuvent entraîner des problèmes en aval, comme le colmatage de tamis ou de filtres.

Solution

Le transmetteur Eclipse® 706, souvent flanqué d'un indicateur de niveau magnétique (MLI) offrant une indication visuelle, est la solution idéale pour les boots. Les regards de niveau et les MLI sont très répandus dans les raffineries à des fins d'inspection manuelle et de vérification.

Le modèle Aurora® d'Orion Instruments®, une société du groupe Magnetrol, permet aux utilisateurs de bénéficier de la redondance d'un GWR et d'un MLI dans une chambre externe unique. Cette solution peut s'avérer très utile dans des espaces confinés ou de petits réservoirs tels que les boots car il suffit d'un seul raccordement procédé (souvent un jeu de brides de raccordement existantes) pour profiter de deux technologies.

Si la couche d'émulsion est trop épaisse, les utilisateurs peuvent fixer un transmetteur magnétostrictif Jupiter® JM4 (aussi un produit Orion Instruments) à l'extérieur de la chambre.

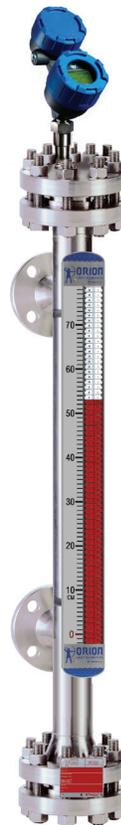


Figure 10 : GWR avec MLI pour bénéficier de la redondance

APPLICATION D'INTERFACE

ETUDE DE CAS N° 3

Perte de confinement primaire dans l'industrie pétrochimique

Situation

L'une des plus grandes entreprises pétrolières, gazières et pétrochimiques au monde, établie en Europe, faisait face à des problèmes de mesure de niveau multiphase impliquant un hydrocarbure, une couche d'eau inférieure et un ciel de vapeur. Elle utilisait la technologie GWR, mais l'instrument ne parvenait pas à envoyer un signal fiable sur toute la longueur de la sonde et l'interface ne permettait pas de faire la distinction entre la couche supérieure et la couche d'eau inférieure.

Les coûts directs d'un décès survenu au travail se montent à 900 000 €, sans compter les coûts indirects, qui sont environ quatre fois plus élevés.

Coût

En raison de l'erreur induite par la couche d'eau, l'instrument GWR en service impliquait un risque de perte de confinement primaire. Au vu de l'impact que pourrait avoir un débordement en termes de sécurité du personnel, de nettoyage, d'amendes et d'image, et des règles strictes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, il n'était pas possible pour l'entreprise de continuer à courir ce risque.

D'après les « Injury Facts » du National Safety Council (NSC) dans son *Chemical Processing Magazine*, les coûts directs d'un décès survenu au travail se montent à 900 000 €, sans compter les coûts indirects, qui sont environ quatre fois plus élevés.²

Solution

Dans ce cas précis, l'entreprise souhaitait conserver la technologie GWR car elle était utilisée dans de nombreuses autres applications du site. Elle a donc procédé à des tests simultanés de divers instruments des fabricants.

Au terme des tests, c'est le transmetteur Eclipse® 706 qui s'est avéré offrir les meilleures performances, dont une détection du niveau supérieur jusqu'au raccordement à bride de l'instrument (au-dessus du point de niveau 100 %), même en présence d'un fond d'eau. L'Eclipse® 706 élimine toutes les zones mortes et angles morts au sommet de la sonde, garantissant des mesures directes et supprimant tout risque de perte de confinement primaire. Grâce à son intensité supérieure, le signal traverse la couche d'hydrocarbure et parvient à détecter la couche d'eau qui se trouve en dessous.

Les tests ont permis de démontrer qu'il était possible d'utiliser l'Eclipse® 706 même en présence d'une phase gazeuse, d'un niveau unique, de deux niveaux ou en l'absence de niveau dans la chambre, et en cas de remplissage complet de la chambre.

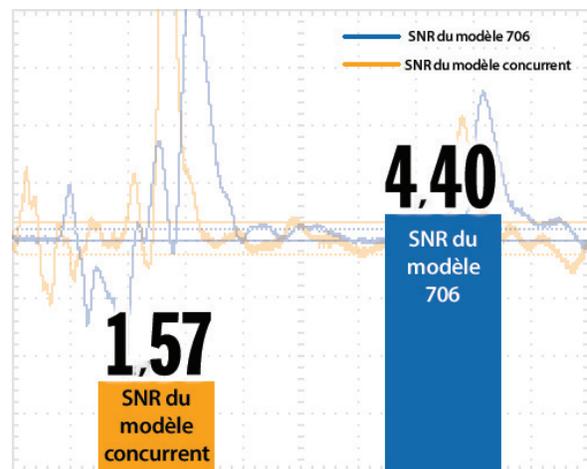


Figure 11 : Rapport signal sur bruit (SNR) du GWR

APPLICATION D'INTERFACE ETUDE DE CAS N° 4

Eau et benzène dans l'industrie pétrochimique

Situation

L'un des premiers producteurs allemands de polyoléfine disposait d'une cuve remplie d'un mélange de benzène et d'eau. Le benzène, un hydrocarbure aromatique et un important constituant de l'essence, présente une constante diélectrique très faible (basse conductivité) qui peut s'avérer problématique pour certaines technologies.

La technologie de mesure du niveau utilisée dans ce cas précis était un transmetteur GWR installé dans une chambre à côté de la cuve. La chambre pouvait se remplir complètement et le GWR avait tendance à perdre le signal à proximité du sommet de la sonde en raison de la faible constante diélectrique du benzène.



Figure 12 : Benzène et eau

Coût

Outre un regard de niveau, le GWR était la seule technologie de mesure du niveau utilisée dans la cuve. L'instrument perdait le signal GWR à plusieurs reprises dans la journée, y compris en pleine nuit, ce qui empêchait toute visibilité du procédé à distance et laissait craindre des éventuels débordements. Parfois, les pertes de signal duraient des heures et la seule méthode permettant de le récupérer consistait à débrancher l'alimentation électrique, puis à la rebrancher.

À ces moments critiques, il était nécessaire d'envoyer un technicien sur place, à toute heure du jour et de la nuit, pour vérifier physiquement le niveau à travers le regard.

Cette situation s'est répétée de nombreuses fois sur une période de 18 mois, car le fabricant du GWR ne parvenait pas à résoudre les problèmes liées à la différence d'impédance. Résultat : le coût total de propriété de l'instrument a considérablement augmenté.

À ces moments critiques, il était nécessaire d'envoyer un technicien sur place, à toute heure du jour et de la nuit.

Solution

Déçue des mauvaises performances du GWR, l'entreprise a envisagé un moment de passer à une technologie à plongeur en raison de sa fiabilité historique. Elle a cependant laissé une dernière chance à la technologie GWR et a testé l'Eclipse® 706.

Grâce à sa sonde à impédance adaptée, spécialement conçue, le modèle 706 a donné d'excellents résultats. L'adaptation d'impédance permet à l'instrument de mesurer le niveau au-delà du raccordement procédé, soit au point de niveau 100 %, ce qui le rend idéal pour des applications de protection antidébordements ou de mesure dans des chambres complètement remplies.

Il élimine toute nécessité de maintenance et d'inspection visuelle au niveau de la cuve, ainsi que les problèmes de perte de signal. L'instrument est muni de certificats et de rapports FMEDA attestant de son niveau d'intégrité de sécurité, et donc, de sa fiabilité.

APPLICATION D'INTERFACE ETUDE DE CAS N° 5 Décanteur dans l'industrie pétrochimique

Situation

Les matières premières entrent dans l'installation d'éthylène et passent par les fours de craquage d'éthylène (pyrolyse). Une fois craqué en une multitude de molécules d'hydrocarbures et d'hydrogène, l'éthylène commence immédiatement à se recombinaison en plus grandes molécules. Pour éviter ces réactions, la vapeur craquée est acheminée dans les tours de refroidissement pour être refroidie à l'aide d'eau ou d'eau.

L'eau emporte avec elle les hydrocarbures les plus lourds dans le décanteur ou le tambour de séparation de l'eau de refroidissement. Une interface se forme dans le décanteur et, éventuellement, une couche d'émulsion si l'on ajoute trop de soude caustique.



Figure 13 : Tours de refroidissement

Coût

Il importe de contrôler l'interface dans le décanteur pour plusieurs raisons :

- Recirculation de l'eau dans la tour de refroidissement. La présence d'hydrocarbures dans l'eau réduit la productivité et pourrait endommager l'équipement.
- Plus la quantité de matières premières augmente, plus on a besoin de fluides de refroidissement, ce qui augmente l'importance de la recirculation de l'eau.
- Une perte de contrôle de l'interface pourrait, à terme, réduire l'efficacité de la tour de refroidissement et entraîner une baisse de productivité.
- Si la composition du fluide subit un changement négatif dans la tour de refroidissement, la quantité d'éthylène produite à partir des matières premières baisse.
- La régulation de l'interface peut aussi contribuer à utiliser moins de substances caustiques et à limiter les coûts connexes.

Une perte de contrôle de l'interface pourrait, à terme, réduire l'efficacité de la tour de refroidissement et entraîner une baisse de productivité.

Solution

En fonction de l'épaisseur de la couche d'émulsion, il est possible de recourir à la technologie GWR ou à la magnétostriction pour garantir un contrôle plus précis de la séparation des liquides dans le décanteur. En présence d'une couche d'émulsion plus fine, l'on recommande en général la technologie GWR, mais si la couche d'émulsion est épaisse, il peut être avantageux d'opter pour un instrument magnétostrictif muni d'un flotteur permettant de suivre la limite inférieure de l'émulsion.

La mesure d'interface fiable de demain

Ces diverses expériences sur le terrain montrent qu'il existe des solutions acceptables pour faire face à bon nombre de défis actuels, mais qu'il reste encore à maximiser la production dans les applications présentant des couches d'émulsion plus épaisses ou variables. C'est le cas des dessaleurs dans les raffineries et des applications présentées ci-avant, dans certaines conditions.

Imaginons un avenir où...

- Les équipements en aval nécessitent une maintenance minimale,
- La production est maximisée avec moins de coûts et moins de temps d'arrêt,
- La sécurité et le temps ne sont plus sacrifiés en raison du manque de fiabilité de l'instrumentation.

Pour optimiser l'interface, il faut résoudre le problème de l'émulsion. Aucune technologie économique n'est capable de mesurer les trois niveaux suivants simultanément : le niveau supérieur d'hydrocarbure (niveau total), la limite supérieure de l'émulsion (l'eau dans le pétrole) et la limite inférieure de l'émulsion (le pétrole dans l'eau). Pour l'instrument de mesure de niveau, il s'agit d'une application multiphase (ou à trois phases).

D'autres technologies ont tenté de résoudre le problème de la mesure multiphase, mais sans y parvenir de manière économique. Par exemple, dans le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière, des débitmètres multiphases équipent des séparateurs à trois phases qui coûtent aux alentours de 900 000 € en fonction de leur taille, et un débitmètre multiphase coûte en moyenne plus de 200 000 €. ³

Quant à la technologie nucléaire, elle peut mesurer efficacement la couche d'émulsion, mais elle présente un coût d'achat similaire, sans compter les réglementations et coûts supplémentaires liés à la radiation. Une autre possibilité existant sur le marché et n'ayant rien à voir avec le niveau consiste à acquérir un éventail de sondes s'appuyant sur les pourcentages de concentration dans l'eau. L'équipement est onéreux et nécessite jusqu'à quatre points d'installation (y compris un point en amont du séparateur).

Il est facile de trouver des problèmes, mais beaucoup moins de les résoudre. Les bonnes performances du GWR démontrées plus haut, en particulier dans des applications extrêmement difficiles, pourraient encore s'améliorer à l'avenir. Le GWR mesure efficacement l'interface grâce aux changements d'impédance induits lorsque le signal traverse la couche d'hydrocarbure et parvient jusqu'à l'émulsion. Toutefois, comme une faible quantité d'eau suffit à rendre un hydrocarbure conducteur, la mesure s'effectue aux environs de la limite supérieure de la couche d'émulsion. L'instrument ne détecte pas la limite inférieure comme la couche d'émulsion ne présente pas de changement d'impédance clair. Il importe de dire que même certaines applications basiques présentant une interface assez claire peuvent donner du fil à retordre à certains fabricants d'instruments GWR qui s'appuient sur des astuces logicielles ou des déductions pour mesurer les hydrocarbures à faible constante diélectrique (en raison de l'intensité insuffisante du signal).

Les développeurs de technologies font du problème de la mesure multiphase l'une de leurs priorités, puisque la mesure du niveau d'interface reste la méthode la plus efficace pour optimiser les procédés de séparation et augmenter le temps de fonctionnement dans l'industrie pétrolière, gazière et pétrochimique.

Références:

1. « Market Intelligence Report », *Control Magazine*, mars 2017.
2. « National Safety Council's Injury Facts », *Chemical Processing Magazine*, 2017.
- 3 « Module E—The World Market for Multiphase Flowmeters », *Flow Research*, mars 2012.



SIEGE EUROPÉEN & USINE DE FABRICATION

Heikensstraat 6 • 9240 Zele, Belgique • Téléphone : +32-(0)52-45.09.93 • info@magnetrol.be

magnetrol.com