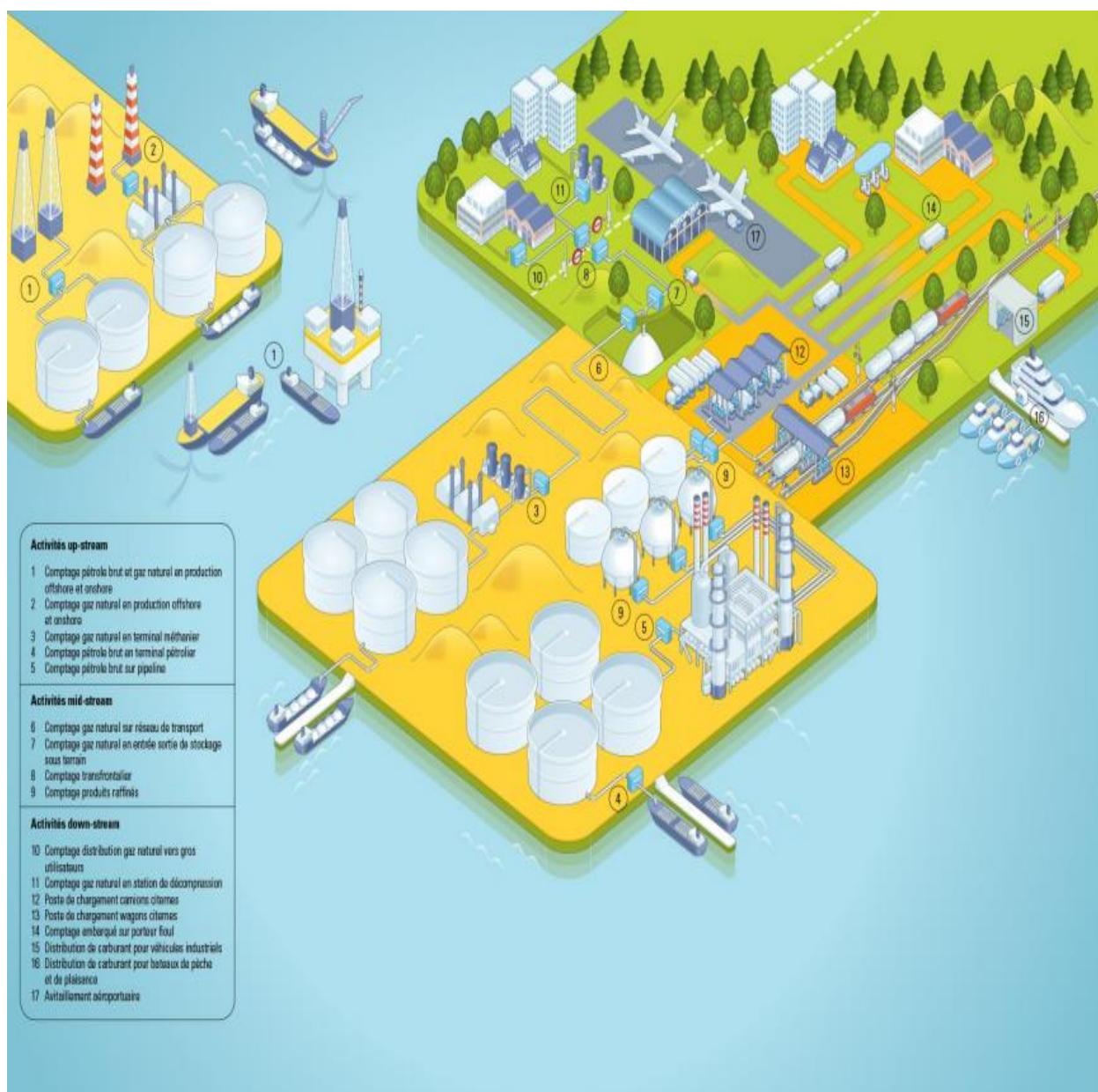


INTRODUCTION

Les différents moments de l'activité pétrolière ou gazière sont : la prospection, l'extraction, le transport aux lieux de production, le stockage, le raffinage et la distribution aux différents types de consommateurs. Ce secteur mérite un examen particulier. Rien n'est sans doute plus vital pour le bon fonctionnement de ce secteur que ses opérations de comptage transactionnel. Tout produit gaspillé ou non comptabilisé a des répercussions financières. Pire encore, toute fuite de vapeur ou de liquide peut entraîner des émissions dangereuses. Les usines ont besoin d'une application de comptage parfaitement fiable et extrêmement précise. Elles doivent aussi avoir constamment l'assurance que leurs appareils de mesure fonctionnent correctement et avec précision entre deux étalonnages, pour éviter les incidents et les problèmes de non-conformité à la réglementation.



Chapitre I

LES FONCTIONS DU COMPTAGE

1.1 Objectif

Le comptage est la mesure et/ou la détermination des débits et/ou quantité d'effluents pétroliers ou non pétroliers présents dans les installations pétrolières. Les opérations et mesures qui permettent d'avoir accès à différentes composantes des fluides mesurés font par extension partie de l'activité comptage. (Échantillonnage, analyse en ligne, ...).

La mesure des quantités de fluide produit dans un temps déterminé permettent entre autre de :

- suivre, la vie d'un puits, de l'ensemble d'un champ,
- faire des prévisions sur l'évolution du gisement.
- quantifier les produits finis pour la vente notamment.

On peut découper le comptage en deux domaines :

- **Le domaine transactionnel :** Ce domaine correspond au comptage commercial de haute précision (<1%) (les contrats, les achats, la vente et le transport). Il mesure les quantités liquides ou gazeuses qui reviennent à chaque associé ou qui sont vendues.
- **Le domaine technique :** Ce domaine est une activité sous responsabilité directe de l'exploitation qui fournit des données à différents utilisateurs pour :
 - Le suivi et le contrôle des champs de gisements et des puits.
 - Les bilans de production : effluents produits, rejetés, expédiés, injectés et consommés. Ces bilans peuvent être faits par puits, par plate-forme, par champ.
 - La conduite et le contrôle des installations.

1.2 Les effluents à mesurer

1.2.1. Effluents de production

Un champ pétrolier produit des effluents qui contiennent : du brut pétrolier ou du condensat de l'eau, du gaz des sédiments. C'est ce que l'on appelle la **production TOTALE**. Après passage dans l'installation de traitement, le gaz et une partie de l'eau et des sédiments sont éliminés.

1.2.2. Production brute et quantité nette

Dans le cas de l'huile, l'effluent traité, la **production BRUTE** est composé :

- du brut pétrolier,
- de l'eau et des sédiments en suspension.

On déterminera donc la part de produits non commercialisables contenue dans la quantité BRUTE. La quantité NETTE sera exprimée en m³ à 15°C (ou en barils à 60° F); pour exprimer ces valeurs en tonnes, il faudra déterminer la masse volumique à 15°C de ce produit.

1.3 Les installation de comptage

Les installations de comptage vont du simple débitmètre au banc de comptage complexe permettant de comptabiliser l'huile avant de l'exporter. Le choix de chaque installation se fait selon :

1.3.1 Les aspects fluide et écoulements

L'exploitation des moyens de comptages (mesures, calcul des quantités) nécessitent la prise en compte de :

1.3.1.1 L'état des fluides aux conditions de comptage

Aux conditions de mesure, les effluents pétroliers peuvent être :

- à l'**état monophasique** (liquide, vapeur) constitué d'un ou plusieurs composants (huile anhydre, mélange de gaz, etc.), ou pseudo monophasique (huile faiblement hydratée et homogène),
- à l'**état multiphasique** : présence de deux phases simultanées (liquide et vapeur).

1.3.1.2 L'évolution des fluides au cours du procédé

Les fluides pétroliers (gaz, liquide) évoluent en fonction des conditions de température et de pression et peuvent donner lieu à l'apparition de nouvelles phases. Par conséquent, pour compter ou mesurer ces quantités/volumes, on aura à tenir compte de l'évolution du fluide lors du passage des conditions de mesure (quantité observée) aux conditions de référence (stockage, fin de procédé). Ceci amène à faire la différence entre liquides stabilisés et non stabilisés d'une part, et entre gaz humide et gaz sec d'autre part.

Liquide stabilisé : liquide qui ne donne pas de phase vapeur lors de son évolution vers les conditions de stockage ou autres conditions de référence.

Liquide non stabilisé : liquide qui, dans les mêmes conditions que précédemment, donne lieu à l'apparition de vapeur.

Gaz humide : gaz qui va donner lieu à l'apparition de condensats (eau et/ou hydrocarbures) au cours du procédé de traitement.

Gaz sec : on parlera de gaz sec ou gaz traité pour un gaz qui, au cours de l'exploitation, ne donne pas lieu à l'apparition de condensats.

Rappel : Quelques définitions

• LE COMPTAGE

est le fait de dénombrer, de compter, le plus souvent dans le but de vérifier le nombre de personnes, d'animaux ou d'objets présents.

Pour l'industrie des hydrocarbures, le comptage transactionnel est la gestion des flux pétroliers et gaziers.



Figure 1.1 : Skid de comptage de gaz naturel.



Figure 1.2 : Skid de comptage de GPL (Hassi Messaoud).

• L'ÉTALONNAGE

Vérification de la graduation et du réglage d'un appareil de mesure par comparaison avec l'étalon. Effectuer l'étalonnage d'un appareil avec une grande précision. Quel que soit le domaine de production, l'industriel contrôle la qualité de ses produits. Pour effectuer ce contrôle, des instruments de mesure ont été mis en place pour avoir un regard objectif sur la qualité. Mais comment assurer que l'instrument utilisé est lui-même conforme et peut donner un résultat de mesure fiable ?

Pour cela, il est nécessaire de faire un étalonnage pour détecter une éventuelle erreur de justesse, puis de faire une vérification pour assurer que cette erreur de justesse est dans les limites d'acceptation.

• LE JAUGEAGE

Mesure directe ou indirecte de la quantité de produit stockée dans un réservoir. Détermination du volume écoulé par seconde d'un cours d'eau, d'un canal, d'une conduite.

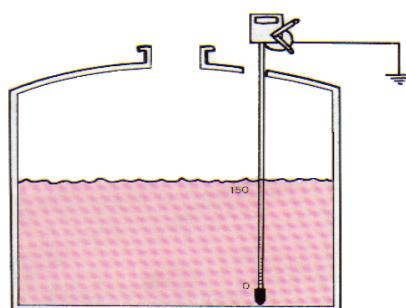


Figure 1.3 : Pige à ruban d'acier et lest laiton, équipée d'une mise à la terre (Appareil destiné à jauger les réservoirs, en particulier pour l'industrie pétrolière).

• LE MESURAGE

Ensemble des opérations qui permettent de déterminer la mesure d'une grandeur. Le mesurage désigne, dans le domaine de la métrologie, l'action de mesurer, c'est-à-dire d'évaluer un volume, une surface, une longueur.

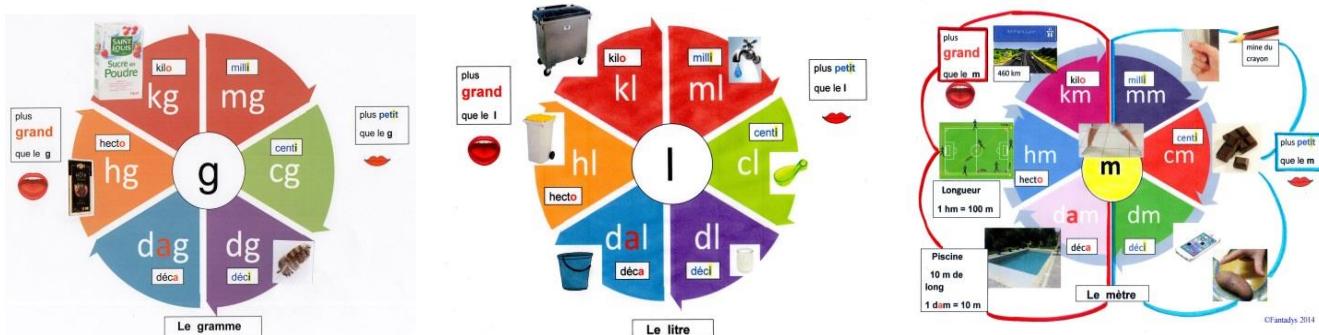


Figure 1.4 : Les mesures

Chapitre II

PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT D'UNE STATION DE COMPTAGE

2.1 Rappel théorique

2.1.1 L'homogénéité d'un fluide

Un fluide homogène est un milieu qui a la même composition et les mêmes caractéristiques en tout point. Homogène signifie la même chose partout.

2.1.2 L'isotropie d'un fluide

Un fluide est dit isotrope lorsqu'il présente les mêmes caractéristiques physiques dans toutes les directions. Les propriétés sont identiques quelle que soit la direction d'observation. Elles ne changent pas par rotation.

EXEMPLE :

Imaginez une foule de gens, chaque personne pointant du doigt. Si toutes les personnes pointent dans la même direction, alors c'est homogène. Mais ce n'est pas isotrope, car il y a une direction privilégiée.

Si tout le monde te pointe du doigt, alors c'est isotrope : tu peux regarder tout autour de toi, tu vois la même chose. Mais ce n'est pas homogène. Les gens ne pointent pas dans la même direction. L'isotropie est donc quelque chose de relatif à un point donné.

Homogène = (en gros) invariance par translations ; Isotrope = invariance par rotation.

2.1.3 Facteurs influant sur l'écoulement des fluides dans les conduites

Les principaux facteurs influant sur l'écoulement des fluides dans une conduite sont les suivants :

- La vitesse du fluide
- Le frottement du fluide en contact avec la conduite
- La viscosité du fluide
- La masse volumique du fluide

2.1.4 L'écoulement secondaire

Lorsqu'un fluide traverse une conduite courbe, en fait, il se trouve dans un déséquilibre radial : Au centre de la courbure, c'est la force centrifuge qui domine la force de pression centripète poussant ainsi le fluide vers le rayon extérieur, alors que près des parois latérales, c'est le gradient de pression radial qui domine l'accélération centrifuge poussant ainsi le fluide

vers le rayon intérieur. Cela donne naissance à un écoulement secondaire comportant des cellules contrarotatives.

2.1.5 La zone de recirculation

Elle résulte du changement brusque de direction imposé au fluide, qui sous l'effet de sa propre inertie, ne peut suivre de près les contours de la paroi. On observe ce que l'on appelle un décollement de la veine fluide et la pression augmente dans le sens du mouvement. L'effet de cette force de pression défavorable a tendance à retarder l'écoulement. Au milieu, l'inertie du fluide s'oppose au retard. Cependant, près de la paroi, la vitesse du fluide est faible en raison de la condition de non glissement et son inertie est très faible, négligeable par rapport aux forces visqueuses. En conséquence, lorsque le gradient de pression défavorable ralentit le fluide, le flux près de la paroi s'inverse finalement.

2.1.6 Les pertes de charge

La perte de charge « ou perte d'énergie » correspond à la différence de pression entre deux points de l'écoulement interne du fluide dans un conduit ou un autre élément du réseau de fluide. Cette perte d'énergie est due aux frottements internes de fluide contre les parois du tuyau induites par la viscosité du fluide (un fluide parfait sans viscosité ne génère pas de perte de charge), la rugosité des parois, les variations de vitesses et les variations de direction du fluide.

L'unité de la perte de charge est une pression (pascals, bars...) ou une hauteur de colonne d'eau qui produirait une charge hydrostatique (pression hydrostatique).

On distingue 2 Types de pertes de charges:

2.1.6.1 Les pertes de charge régulières

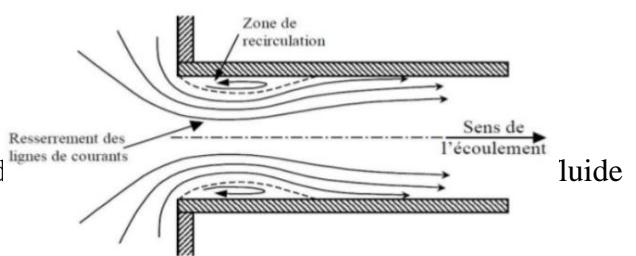
Les pertes de charges régulières (ou systématiques) représentent les pertes d'énergies dues aux frottements du fluide dans une conduite de section constante. Elles sont exprimées en hauteurs de fluide (en mètres) et en pascals.

$$\Delta H = \lambda \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

- ΔH est la perte de charge en mètre colonne fluide
- λ est le coefficient de pertes de charge régulières
- V est la vitesse moyenne de l'écoulement
- D est le diamètre de l'écoulement
- L est la longueur de l'écoulement

2.1.6.2 Les pertes de charge singulières

Les pertes de charges singulières (ou accidentelles), en pascals ou en bars.



$$\Delta H = \xi \frac{V^2}{2g}$$

- ΔH est la perte de charge en mètre colonne fluide

REMARQUE :

En réalité ces deux types de pertes de charges ne sont pas toujours séparés, ainsi dans un coude arrondis, il y a une part de perte de charge singulière due au changement de direction et une part de perte de charge régulière due aux frottements sur la longueur de conduite formée par le coude. Une addition des deux pertes de charges peut être nécessaire si les surfaces de frottements sont importantes (un réseau de conduites constitué de coudes par exemple), mais en général, les pertes de charge régulières sont négligées pour les éléments singuliers.

Les 4 lois des pertes de charge

1^{ère} loi : Les pertes de charge sont proportionnelles à la longueur de l'établissement : Si la longueur du tuyau est doublée alors les pertes de charge sont doublées etc.

2^{ème} loi : Les pertes de charge sont proportionnelles au carré du débit : pour un même tuyau, si le débit d'eau est doublé alors les pertes de charge sont quadruplées.

3^{ème} loi : Les pertes de charge sont inversement proportionnelles au diamètre du tuyau : pour un même débit d'eau, si le diamètre du tuyau est doublé alors les pertes de charge sont divisée par deux et inversement.

4^{ème} loi : Les pertes de charge sont fonction de la rugosité du tuyau. Plus le tuyau est lisse, plus les pertes de charges sont faibles.

2.1.7 La contre-pression

La contre-pression dans un circuit est une pression qui s'oppose à l'écoulement du fluide, par exemple, dans les retours au réservoir ou les échappements d'un récepteur. La contre-pression peut avoir pour cause une perte de charge due à la section d'une tuyauterie ou une différence de pression pour passer au travers d'une valve, mais elle s'oppose toujours aux retours du fluide.



Figure 2.1 : Symbole d'un moteur hydraulique.

Sur ce moteur hydraulique, figure 2.1, on peut avoir dans les canalisations : une contre-pression en sortie (ligne orange), mais en entrée (ligne marron) on parlera de perte de charge.

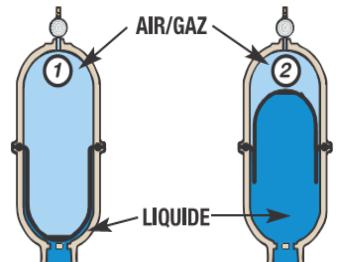
2.1.8 La résonance hydraulique

La « résonance hydraulique» est l'ensemble des phénomènes stationnaires ou quasi-stationnaires dans l'espace et à caractère périodique dans le temps, comportant en particulier des oscillations périodiques des pressions et des vitesses (pulsations), dans un circuit hydraulique

contenant un liquide. Ces pulsations sont spontanées (instabilité) ou produites par une excitation extérieure (résonance induite) sur l'une des fréquences propres du circuit.

EXEMPLE :

L'amortisseur de pulsations fonctionne d'après le principe du volume inversement proportionnel à la pression ($P_1V_1 = P_2V_2$). Le côté air est gonflé à une pression permanente légèrement inférieure à la pression du liquide. Lorsqu'il y a une pulsation, le liquide pénètre dans le bas de l'amortisseur, la vessie se déforme et le gaz absorbe le choc puis repousse le liquide dans la tuyauterie, éliminant ainsi 90% de la pulsation.



2.1.9 Le coup de Bélier

Le coup de bélier est un phénomène de surpression qui apparaît au moment de la variation brusque de la vitesse d'un liquide, par suite d'une fermeture/ouverture rapide d'une vanne, d'un robinet ou du démarrage/arrêt d'une pompe.

C'est une onde de choc qui se fait à l'intérieur des canalisations. Cette onde se propage dans le fluide à la vitesse du son. Le coup de bélier peut avoir comme conséquences une déformation mécanique ou même une rupture de la tuyauterie. Il est repérable par le bruit (claquements brusques).

EXEMPLE :

Un réservoir est relié à une conduite longue sur laquelle est montée une vanne. Lorsque la vanne est ouverte, un régime permanent de débit constant est installé dans la conduite. Si l'on ferme rapidement la vanne, une surpression variable apparaît dans la conduite pendant une durée finie, génératrice d'ondes élastiques se propageant en

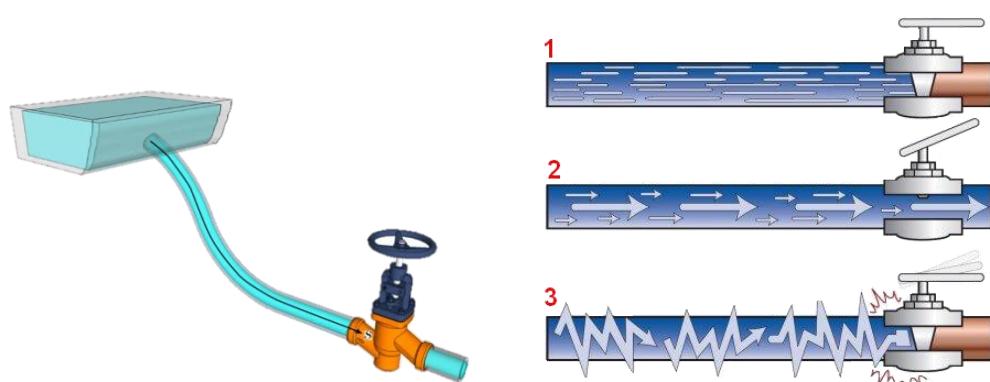


Figure 2.2 : Dispositif simplifié favorable à l'apparition d'un coup

2.1.10 La cavitation

On appelle cavitation la naissance de bulles de gaz ou de vapeur dans un liquide soumis à une dépression. Si cette dépression est suffisamment élevée, la pression peut devenir inférieure à la pression de vapeur saturante, et une bulle de vapeur est susceptible de se former.

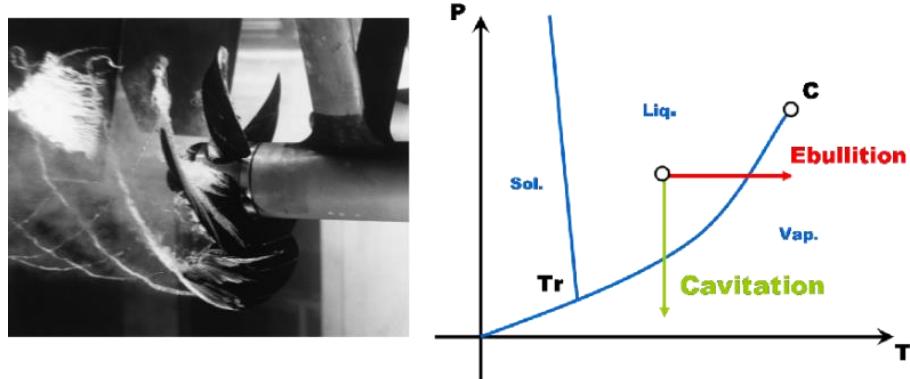
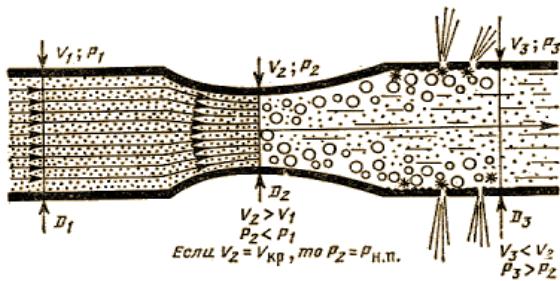


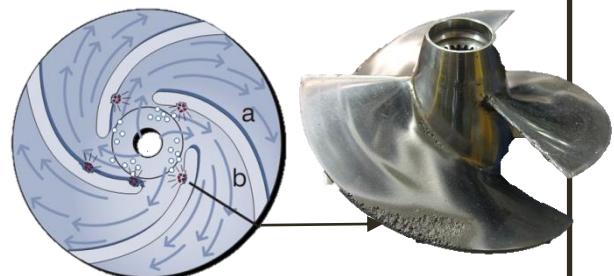
Figure 2.3 : La cavitation.

EXEMPLE :

V_1 et P_1 sont la vitesse et la pression avant l'étranglement. Avec un rétrécissement significatif, la vitesse V dans le tube augmente jusqu'à une certaine valeur critique $V_2 = V_c$ et la pression chute à la pression de la vapeur saturée $P_2 = P_{vs}$. L'eau bout en générant de bulles remplies d'air ou de vapeur. Lorsque l'eau quitte la restriction, la vitesse V chute à V_3 et la pression augmente à P_3 . Ici, les bulles commencent à imploser et l'eau commencera à éroder le tube.



La cavitation peut se produire non seulement lors du rétrécissement du tuyau, mais chaque fois qu'un changement de profil du corps profilé entraîne une augmentation locale de la vitesse, cela signifie une perte de charge locale.



CONCLUSION

On peut noter :

- les phénomènes d'écoulement secondaire et swirl,
- les phénomènes de recirculation,
- les résonances hydrauliques ou pulsations dans les écoulements,
- les profils de vitesse non symétriques ou non établis.

Ces effets ont une influence sur la précision des comptages (turbines, déprimogènes, vortex). Ces effets dépendent de la configuration des canalisations en aval et en amont (coudes, accessoires, détendeurs).

Ils peuvent être réduits par l'utilisation de longueurs droites suffisantes ou de redresseurs d'écoulement. Par exemple, toutes les perturbations ne présentant pas d'écoulement secondaire s'atténuent assez rapidement, la distance nécessaire pour une atténuation de 90% est généralement inférieure à 10 ou 20 D. Les autres perturbations peuvent nécessiter jusqu'à 100 D pour s'atténuer de 90%.

2.2 Station de comptage

Une station de comptage peut être située :

- Soit à l'entrée d'un réseau : Comptage d'émission.
- Soit à la jonction de deux parties d'un réseau : Comptage divisionnaire.

2.3 Structure de la station de comptage

Pour assurer un comptage plus fiable au niveau de la précision, on adopte la méthode qui nous permet la mesure en temps réel des volumes, de la température et de la pression normalisés des hydrocarbures.

Cette méthode repose sur un ensemble de mesurage composé de manières uniformes :

- d'un banc ou une unité de comptage;
- d'un calculateur en salle de contrôle local;
- d'instruments associés assurant la mesure de la température, de la pression et de la masse volumique des produits comptés;
- d'un filtre en amont du banc de comptage.

2.3.1 Le banc (unité) de comptage

Le schéma ci-dessous représente les éléments essentiels de l'installation de comptage :

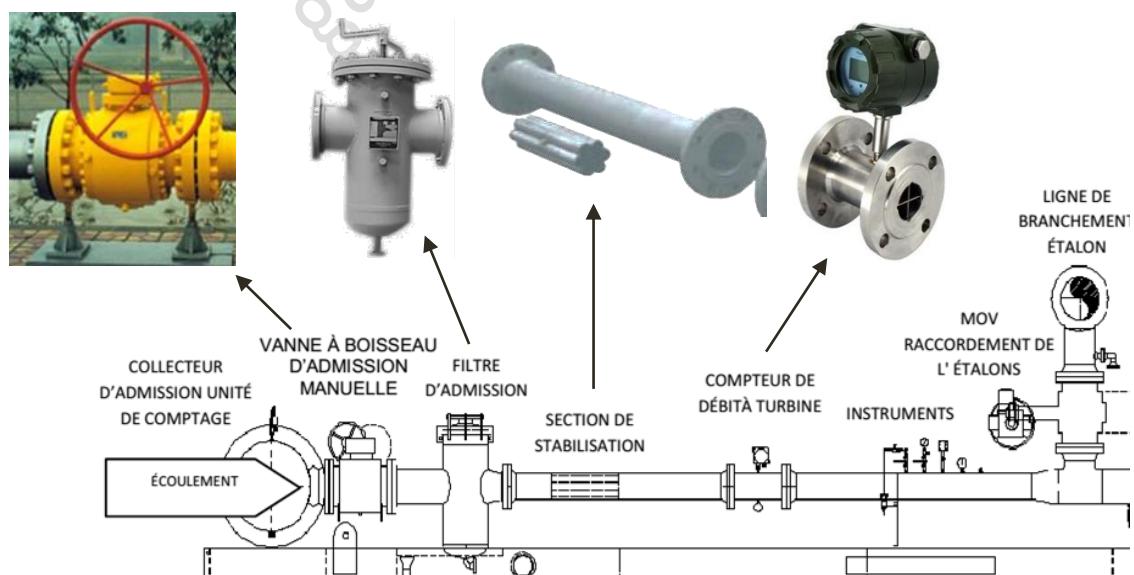
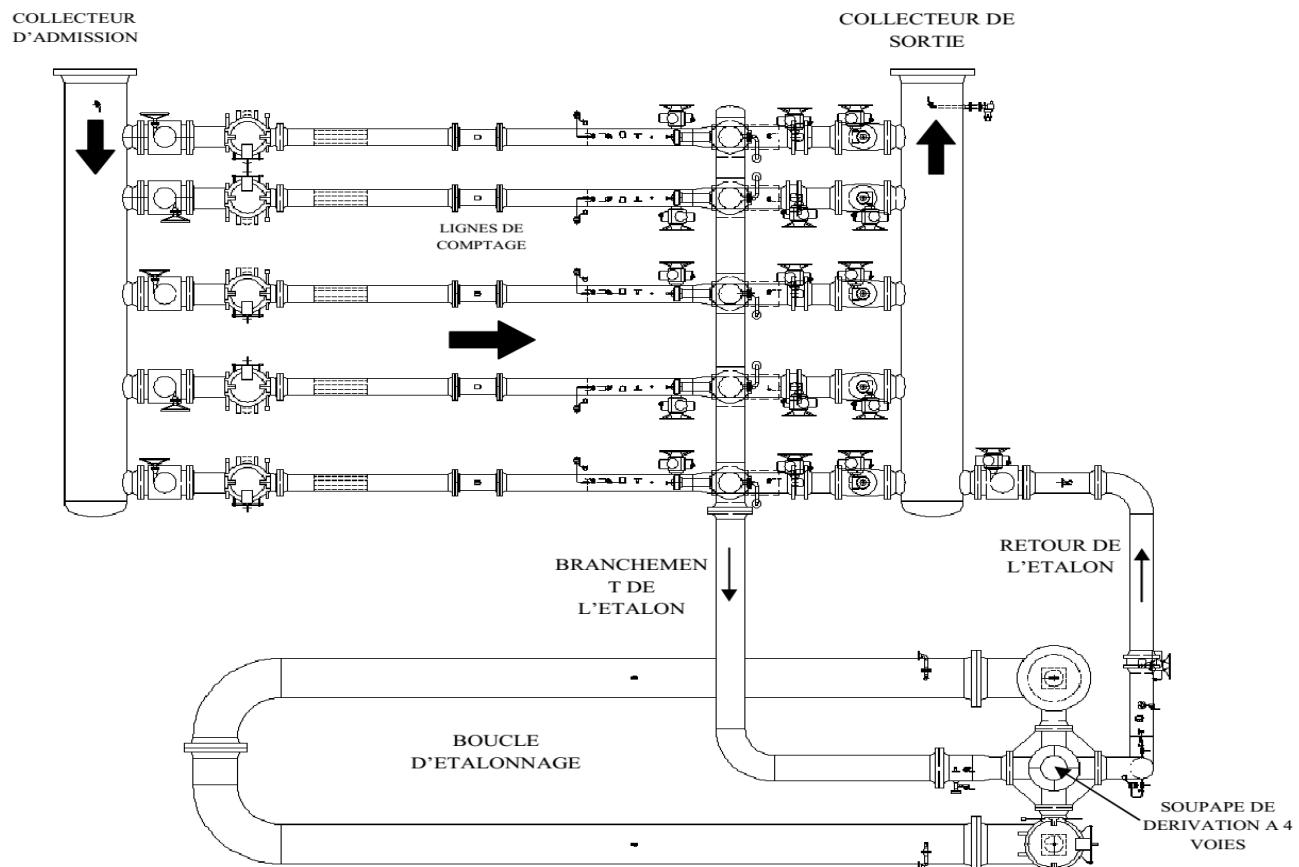


Figure. 2.4 : Rampe ou ligne de comptage et de l'étalon.

2.3.1.1 la vanne à boisseau sphérique

La vanne à boisseau d'admission manuelle située aux entrées des rampes ou lignes de l'unité de comptage assure l'isolement de chacune d'entre elles.

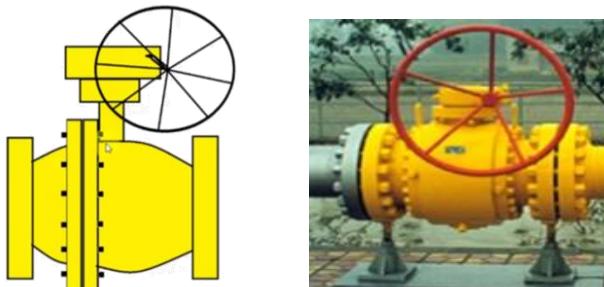


Figure 2.5 : La vanne à boisseau sphérique.

2.3.1.2 Le filtre

Le filtre d'admission élimine les débris de sol et autres corps étrangers importants qui pourraient endommager le mécanisme interne de la ligne de comptage.



Figure 2.6 : Le filtre.

2.3.1.3 Redresseur de l'écoulement d'un fluide dans une conduite.

La présente invention concerne un redresseur destiné à rendre régulier l'écoulement d'un fluide, liquide ou gazeux, circulant dans une conduite tubulaire et qui est le siège d'irrégularités d'écoulement par suite de son passage à travers un obstacle, tel qu'un coude, un embranchement de conduite ou une vanne. Ce redresseur est inséré dans une section droite raccordée à la sortie du filtre, en amont du débitmètre.

Cependant, tous ces redresseurs ont plusieurs inconvénients majeurs:

Leur efficacité est relativement faible ; car on a constaté que l'écoulement est encore irrégulier sur une longueur de conduite, en aval des redresseurs, de plus de 10D, D étant le diamètre intérieur de la conduite. Le débitmètre ne peut donc être monté qu'au bout d'une longueur supérieure à celle-ci, ce qui conduit à des installations volumineuses;

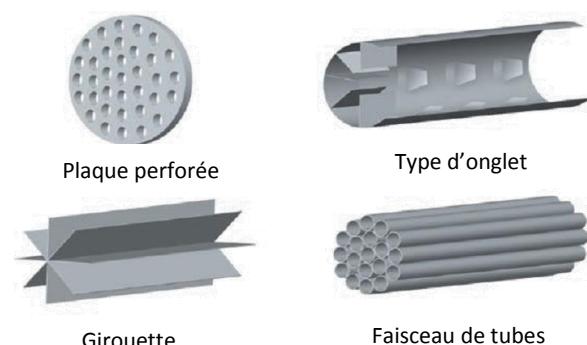


Figure 2.7 : Un redresseur tubulaire.