

N° Série :/2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de
l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

BRINES Nadji, BELFACI Mohamed Amir

-THÈME-

**ETUDE COMPARATIVE ENTRE LE JAUGEAGE CONVENTIONNEL ET PAR
MPFM (MULTIPHASE FLOW METERS)**

Soutenue le : 07 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. GAREH SALIM	Univ. Ouargla
Rapporteur :	BOUCHIREB ABDELOUAHAB	Univ. Ouargla
Examineur :	TOUAHRIA ABDELJEBAR	Univ. Ouargla
Invité :	ATLILI MOHAMED ABDELHADI	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Tout d'abord nous remercions le bon Dieu tout puissant de la bonne santé, de la volonté et de la patience qu'il nous a accordée tout au long de nos études. Nous tenons en premier lieu à remercier notre promoteur Mr. BOUCHIREB ABDELOUAHAB d'avoir accepté de nous encadrer et de nous suivre durant toute cette période et pour sa précieuse collaboration.

Nos remerciements vont aussi à Mr.MOURAD GRIMED ingénieur production à l'association SONATRACH et à toute l'équipe HALIBURTON et ENSP à toute l'équipe service puits et production.

Nos remerciements s'adressent aussi aux membres du jury, pour avoir accepté de juger ce travail.

Et enfin nous remercions l'ensemble, enseignants et collègues de notre promotion, qui nous ont aidés à réaliser ce modeste travail.

Un grand merci aux êtres les plus chers aux monde «nos Parents » pour tous les efforts et sacrifices qu'ils ont entrepris afin de nous voir réussir. Nous les remercions pour l'éducation qu'ils nous ont prodigué.

DEDICACE

Nous dédions cet humble travail :

A nos chers et respectueux parents pour qui vraiment aucune dédicace ne saurait exprimer nos attachements, nos amours et nos affections.

Nous vous offrons ce modeste travail en Témoignage de tous les sacrifices et l'immense tendresse dont vous ne cessez de faire preuve.

A nos familles en témoignage de nos profonds respects et gratitude. A tous nos amis et camarades :

nous vous témoignons nos sincères amitiés, veuillez trouver dans ce travail nos profonds hommages.

A tous ceux qui nous ont aidés dans l'élaboration de ce travail.

Brines nadj

Belfaci Mohamed Amir

Résumé :

Cette étude comparative porte sur le jaugeage conventionnel et le MPFM (Multiphase Flow Meter) pour la mesure de débit. L'objectif était d'évaluer les performances de ces deux méthodes. Les résultats ont montré que le MPFM offre une mesure précise et en temps réel des débits multiphasiques, tandis que le jaugeage conventionnel nécessite une séparation des phases préalable. Le MPFM s'est avéré plus adapté pour les flux instables et variables, offrant une meilleure gestion des opérations de production. Cependant, le jaugeage conventionnel reste une option économique dans des conditions de flux stables. Cette étude fournit des informations utiles pour choisir la méthode de mesure appropriée en fonction des besoins spécifiques.

Abstract :

This comparative study focuses on conventional gauging and MPFM (Multiphase Flow Meter) for flow measurement. The objective was to evaluate the performance of these two methods. The results showed that the MPFM provides accurate and real-time measurement of multiphase flows, while conventional gauging requires prior phase separation. The MPFM proved to be more suitable for unstable and variable flows, offering better management of production operations. However, conventional gauging remains a cost-effective option for stable flow conditions. This study provides valuable insights for choosing the appropriate measurement method based on specific needs.

ملخص

لقياس التدفق. كان الهدف هو (MPFM (Multiphase Flow Meter) تركز هذه الدراسة المقارنة على التدقيق التقليدي وجهاز يوفر قياساً دقيقاً وفي الوقت الحقيقي لتدفقات متعددة الأطوار، بينما MPFM تقييم أداء هاتين الطريقتين. أظهرت النتائج أن جهاز أكثر ملاءمة للتدفقات غير المستقرة والمتغيرة، مما يوفر إدارة MPFM يتطلب التدقيق التقليدي فصلاً مسبقاً للطور. تبين أن جهاز أفضل لعمليات الإنتاج. ومع ذلك، يظل التدقيق التقليدي خياراً اقتصادياً في ظروف تدفق مستقرة. تقدم هذه الدراسة معلومات قيمة لاختيار طريقة القياس المناسبة بناءً على الاحتياجات الخاصة.

Sommaire

Introduction général	1
I. Chapitre I : présentation du gisement de Hassi Messaoud :.....	Error! Bookmark not defined.
I.1. introduction :.....	2
I.2. Historique du champ de Hassi-Messaoud :	2
I.3. Situation géographique :.....	2
I.4. Cadre géologique :	3
I.5. Caractéristiques des fluides et de la roche :.....	4
I.6. Zonation du champ et numérotation des puits :.....	4
I.6.1 Champ Nord :.....	5
I.6.2 Champ Sud :.....	5
I.7. Description du réservoir :	5
I.8. Conclusion :.....	6
II. Chapitre II :Présentation General Des Essais des puits	2
II.1. Introduction :	8
II.2. Principe des essais de puits :.....	8
II.2.1 Les objectifs des essais de puits :.....	8
II.2.2 Types des essais de puits :	8
II.2.3 Objectifs de DST :.....	9
II.2.4 Application de DST:.....	9
II.3. Essai en débit (DrawDown):.....	9
II.4. Remontée de pression (build up) :	10
II.5. Les séparateurs :.....	11
II.5.1 Définition :.....	11
II.5.2 Les sections d'un séparateur :.....	11
1) La section de la séparation primaire :.....	12
2) La section de la séparation secondaire :	12
II.5.3 Les différents types de séparateur :.....	13
1) Séparateur vertical :.....	13
2) Séparateur Horizontal :.....	14
3) Séparateur Horizontal de deux phases :.....	14
4) Séparateur Horizontal de trois phases :	15
5) Séparateur sphérique :	16
II.5.4 Les avantages et les inconvénients de chaque types :.....	16
II.6. Test du puits conventionnel (jaugeage) :.....	17
II.6.1 Le but de jaugeage :.....	17

II.6.2	La description d'ensemble :	18
II.6.3	Fonctionnement de séparateur de jaugeage :	18
II.7.	Mésure des Débits :	19
1)	Débit huile :	19
2)	Débit eau :	19
3)	Calcul du débit de gaz dans un séparateur :	19
III.	Chapitre III : Multi phase meters	2
III.1.	Généralité sur la méthode de MPM :	21
III.1.1	Définition sur MPM :	21
III.1.2	Objectif de MPFM :	21
III.2.	MPFM Général Description :	21
III.3.	Topside Meter Components :	23
III.3.1	Pièces mécaniques :	23
III.3.2	Venturi :	24
III.3.3	Transmitters :	25
III.3.4	3D Broadband :	25
III.3.5	Salinity Probe :	27
III.3.6	Gamma Densitometer :	27
III.3.7	Electronics System :	29
III.3.8	.Principe de fonctionnement :	30
III.3.9	Gamma détecteur :	30
1)	La méthode des modèles type :	30
2)	La méthode des références :	30
III.4.	Terminal MPM et système de communication:	30
III.4.1	Principe de mesure :	31
III.4.2	MPFM Software :	32
IV.	Chapitre IV :etude de cas	2
IV.1.	IV.1.Introduction :	34
IV.2.	. Les résultats obtenus par le MPM :	34
IV.2.1	IV.2.1. Les équations les plus importantes utilisées pour obtenir les résultats de la mesure MPM :	34
IV.3.	Interprétation de la courbe :	35
IV.4.	IV.3 . Les résultats obtenus à partir de séparateur :	36
IV.4.1	IV.3.1. Les équations utilisées pour mesures les résultats du séparateur de test :	36
IV.5.	IV.4. Comparaison et analyse entre du MPM et du séparateur :	38
IV.5.1	IV.4.1.Comparaison général :	38
1)	IV.4.2. Les résultats obtenue par MPFM et séparateur :	39
IV.5.2	.Analyser des résultats :	39
1)	IV.4.2.1Analyse de GOR :	39

a)	IV.4.2.2. Analyse des débits d'huile :	39
b)	IV.4.4.3. Analyse des débits de gaz :	39
c)	IV.4.4.4. Analyse des débits d'eau :	39
2)	IV.4.4.5. Analyse des débits d'huile et de gaz :	42
IV.6.	Représentation de la bande d'erreur %	43
IV.6.1	Débit d'huile :	43
IV.6.2	IV.5.2. Débit de gaz :	44
IV.6.3	Critique de la comparaison :	45
IV.7.	Discussion des résultats obtenus :	45
IV.7.1	Evaluation des performances :	45
1)	IV.6.1.1. Evaluation technique :	45
IV.7.2	Evaluation économique :	46
IV.8.	Conclusion :	46
V.	Conclusion général :	48

LISTE DES FIGURE

Figure 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	3
Figure 2: Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud	4
Figure 3: principe des essais de puits	8
Figure 4: Test en débit	10
Figure 5: Essais de fermeture.....	11
Figure 6: Vue des équipements d'un séparateur.	12
Figure 7: Séparateur vertical	14
Figure 8: Séparateur Horizontal	15
Figure 9: Séparateur tri-phasique	16
Figure 10: Séparateur Sphérique	16
Figure 11: Principaux dispositifs d'un séparateur de teste	18
Figure 12: fonctionnement d'un séparateur	19
Figure 13: A topside MPM meter	22
Figure 14: Breakdown of the MPM meter components	23
Figure 15: Calibration of the Venturi discharge coefficient	24
Figure 16: 3D Broadband	26
Figure 17: Close-up of a PEEK antenna and seals	26
Figure 18: Transmit/receive antenna pairs in the 3D Broadband section.....	27
Figure 19: Sonde de salinité montrant les trois antennes	27
Figure 20: Gamma source and detector make up the gamma densitometer	28
Figure 21: Electronics with lower junction box	29
Figure 22: débits huile, eau et gaz aux conditions standards par MPFM	35
Figure 23: évolution des pressions et températures.....	36
Figure 24: évolution du Δp	36
Figure 25: Paramètres Vs temps.....	38
Figure 26: Débit d'huile de MPFM vs séparateur.....	41
Figure 27: Débits de gaz MPFM vs séparateur	42
Figure 28: Débits d'huile MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur.	43
Figure 29: Débits de gaz MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur.....	44

LISTE DES TABLEAUX

Table 1: Les avantages et les inconvénients de chaque types de séparateur	17
Table 2: Principaux dispositifs d'un séparateur de teste	Error! Bookmark not defined.
Table 3: Paramètres Vs temps.....	39
Table 4: calcul du débit d'eau	40
Table 5: écart entre les débits d'huile du séparateur et ceux du MPFM	40

Symboles et Abréviations

CPF : Central Processing Facility

DW : Dilution Water

EWCP : Electronic Wellhead control panel

EKT : El Kheit eh Tessekha

EME : El Merk East

EMK : El Merk

EMN : El Merk North

FGS : Field Gathering Station

GL : Gas lift

MPM : Multi-Phase Meter

PVT : Pressure Volume Température

GR : Rayon Gamma

GPL : gas propane liquéfier

EP : Engineer production

GOR : Gas Oil ratio

TAGI : Trias argilo gréseux inferieur

SDV : Shut down valve

TI : Informatique et télécom

RKF : Rhourde El Krouf

Cp : Centipoise engineering production

SSV : Safety surface valve

FLV : flow control valve

HPU : Hydraulic Pressure Unit

MIV : Main Isolation Valve

HSE : HéGINE sécurité environnement

AGC : Compresseurs des gaz associés

BSW : Basic Sédiment and Water (%)

EM : Electro magnétiques

WLR : Rapport eau / liquide (water liquide ratio)

GVF : Gas Volume Fraction

V_x : Venteri en X

C : Capacité de la chambre de mesure

C_f : Coefficient de décharge

d : Orifice en mm

HW : Hauteur d'eau en mm

K : Coefficient global de l'orifice

Q huile : débit d'huile en m³/h

Q eau : débit d'eau en m³/h

Q gaz : débit de gaz en m³/h

Q liquide : débit de liquide en m³/h

Q total : débit totale en m³/h

T : Température en °c

Y : Facteur d'expansion

Z : Coefficient de compressibilité du gaz

δ_g : densité du gaz.

μ : Coefficient d'absorption massique

q : densité x : diamètre du tuyau

ρ : densité du mélange

g : constante gravitationnelle

C_f : Coefficient de décharge.

ε : facteur d'expansion

F_b : Basic factor orifice

F_g : Spécifique gravité factor

F_{tf} : Gas température factor

F_{pv} : Super compressibilité factor

OMCF : Oil mechanical correction factor

Y : Expansion Factor

H_w : Différentiel pressure a cross orifice plate (in H₂O)

α_G: Fraction de gas

α_w: Fraction d'eau

α_o: Fraction de oil

WC : water cut

S : section

ρ mix : densité du mélange (mixture densité)

Introduction général :

Le jaugeage, ou la mesure du débit, est une étape cruciale dans l'industrie pétrolière et gazière. Il permet de déterminer la quantité de fluide qui s'écoule à travers un système de production, que ce soit un puits de pétrole, une conduite ou une plateforme offshore. Au fil des ans, différentes méthodes de jaugeage ont été développées, dont deux approches couramment utilisées sont le jaugeage conventionnel et le jaugeage par MPFM (Multiphase Flow Meter ou mesureur de flux multiphasique).

Le jaugeage conventionnel repose sur des techniques traditionnelles de mesure, telles que l'utilisation de jauges de débit, de compteurs volumétriques ou de jauges ultrasoniques. Ces méthodes sont généralement appliquées lorsque le fluide à mesurer est monophasique, c'est-à-dire composé d'une seule phase, soit liquide soit gazeux. Elles permettent d'obtenir des mesures précises et fiables lorsque les propriétés du fluide sont bien connues et relativement stables. Cependant, elles peuvent être moins adaptées lorsqu'il s'agit de fluides multiphasiques, c'est-à-dire contenant à la fois des phases liquides et gazeuses, car elles ne sont pas conçues pour séparer et mesurer individuellement ces différentes phases.

C'est là que le jaugeage par MPFM entre en jeu. Les MPFM sont des dispositifs sophistiqués qui utilisent une combinaison de capteurs, de techniques de mesure et de modélisation mathématique pour estimer les débits individuels des différentes phases dans un flux multiphasique. Ils sont capables de détecter les changements de composition du fluide en temps réel et d'adapter leurs calculs en conséquence. Cela permet d'obtenir des mesures plus précises et continues, même dans des conditions de flux complexes et variables.

Dans le premier chapitre on fait une présentation général sur le champ de hassi messaoud,

En deuxième chapitre on a parler de généralité sur les essaies des puits et on a précisé l'explication de jaugeage conventionnel et les séparateur, en suite le troisième chapitre est basée sur le MPM(multi phase flow metering)

Enfin, quatrième chapitre c'est l'étude de cas de comparaison sur le jaugeage conventionnel et le jaugeage par MPM.

Chapitre I : présentation du gisement de Hassi Messaoud

I.1. introduction :

Le champ du Hassi-Messaoud situé dans le bassin de Berkine, est le plus grand champ de pétrole en ALGERIE et de tout le continent africain. Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre 9 Gbbl d'un pétrole de très bonne qualité. Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi-Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale. [1]

I.2. Historique du champ de Hassi-Messaoud :

Le gisement fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA (Compagnie française des pétroles (Algérie) groupe Total) au niveau de la partie Nord du champ, la SN Répal (Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie groupe ELF) au niveau de la partie sud du Champ. En 1946, la SN. Répal a commencé sa recherche à travers le Sahara algérien, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, le premier tir sismique a été effectué dans la région de Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à SN Répal et son associé, la CFPA de déposer leurs premières demandes de permis de recherche. Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par SNREPAL qui a amorcé le premier forage MD1, implanté, à la suite d'une campagne sismique, le 15 juin de la même année. Ce forage découvert à 3338 mètres de profondeur, confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957, à 7 kms au nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un autre gisement par le forage OM1. Les forages qui étaient alors de 10 par an, n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures, le 24 Février 1971. Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. [1]

I.3. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- De [790.000 à 840.000] Est.
- De [110.000 à 150.000] Nord.



Figure 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

I.4. Cadre géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie ; il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et haoud berkaoui]
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.
- Géologiquement, il est limité :
- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod .
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar ,Rhourde El Baguel et la dépress de Ghadames.

place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone nord et la zone sud , chacune ayant sa propre numérotation établie par les premières sociétés détectrices du champ. [1]

I.6.1 Champ Nord :

Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple OMN 45.

O : permis d'Ouargla.

M : la superficie de la zone à huile : 1600 Km²

N : la superficie de la zone à huile de 100 Km²

4 : Abscisse, et 3 : ordonnée.

I.6.2 Champ Sud :

Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

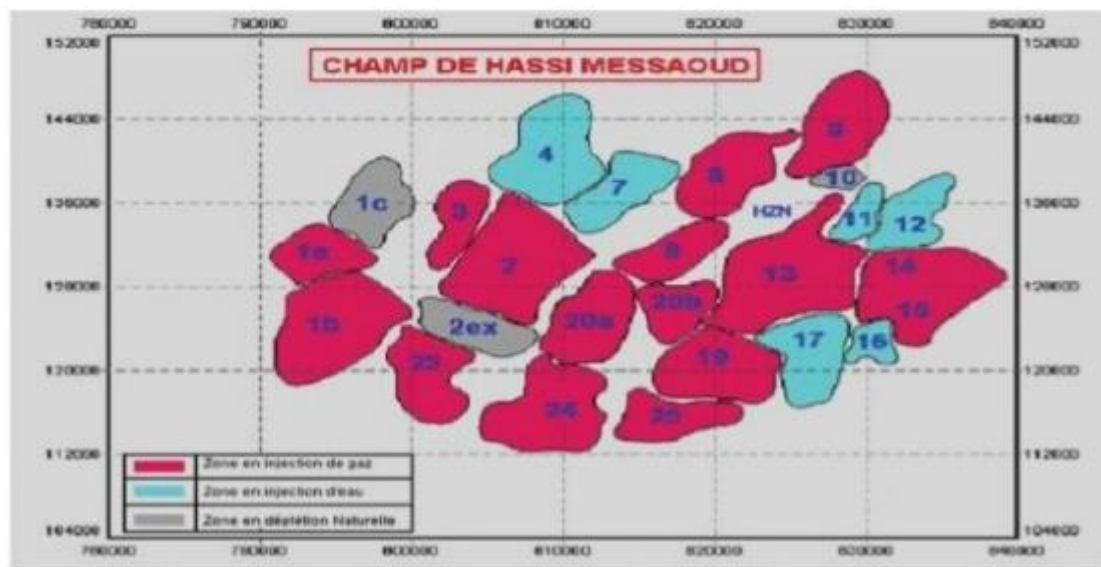


Figure 3 : Zonation du champ de Hassi-Messaoud [1]

I.7. Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion poste paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ.

IL se subdivise de haut en bas de:

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab.

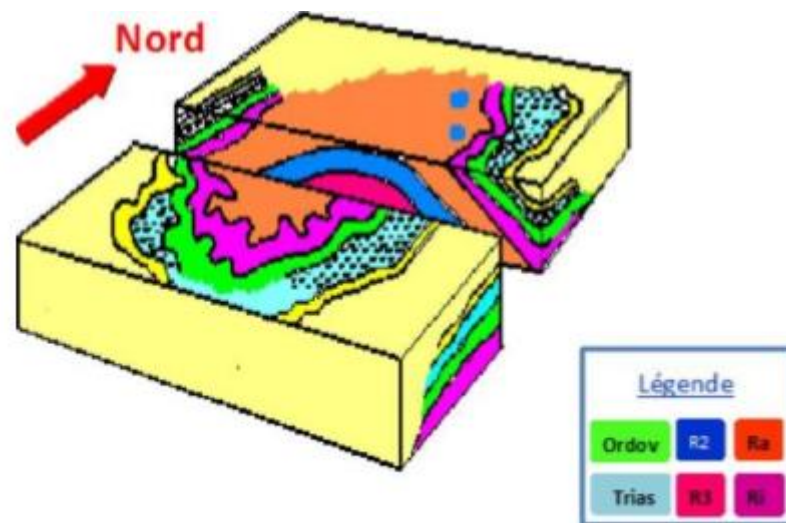


Figure 4 : Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne. [1]

I.8. Conclusion :

Le champ de Hassi Messaoud est un acteur majeur de l'industrie pétrolière en Algérie et a joué un rôle essentiel dans la croissance économique du pays. Sa découverte et son exploitation ont ouvert la voie à des investissements dans l'infrastructure pétrolière et ont contribué à la création d'emplois et à la génération de revenus. Cependant, l'avenir du champ de Hassi Messaoud est confronté à des défis importants, notamment en matière de durabilité environnementale et de diversification économique. Il est essentiel de mettre en place des stratégies pour gérer efficacement les ressources et assurer une transition progressive vers une économie plus diversifiée et résiliente. Le champ de Hassi Messaoud continuera à jouer un

rôle crucial dans le secteur pétrolier en Algérie, et il est important d'en comprendre les enjeux afin d'envisager.

*Chapitre II :Présentation General Des
Essais des puits*

II. Introduction :

l'homme de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de réservoir et pour prévoir le future production sous de divers modes des fonctionnements.

Le producteur doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir. Beaucoup de cette information peut être obtenue à partir des essais de puits.

contrairement à la sismique qui donne une information globale sur le gisement, et à la diagraphie qui donne une information locale, des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage .

les essais de puits (souvent combinaison de plusieurs) donne une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits qui reflète et des grandeurs dynamiques tels que la pression et la température gisement, la perméabilité, l'indice de productivité etc.

II.1.Principe des essais de puits :

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système – réservoir +fluide- et enregistrer la réponse transitoire de pression. Puis, c'est l'interprétation qui fait l'indentification du système de la manière suivante . [2]

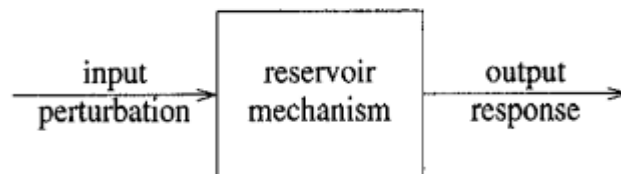


Figure 5: principe des essais de puits

II.2.Les objectifs des essais de puits :

Les objectifs des essais de puits c'est :

- D'évaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits .
- De contrôler l'efficacité des opérations de mise en production.
- De déterminer le taux de production efficace de chaque puits.
- De déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement

à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques. [2]

II.3.Types des essais de puits :

DST (drill stem test) : Le drill stem test est une méthode de recueillir des données sur la productivité potentielle d'un réservoir avant qu'une corde permanent. [2]

II.4.Principe de DST :

C'est la mise en production d'un puits juste après son forage par une complétion provisoire, à travers un train de test, dont le but est de déterminer les paramètres de la couche productrice et de décider sur le type de complétion définitif à descendre dans le puits,

II.5.Objectifs de DST :

- Détermine la capacité de production.
- Détermine la pression de réservoir.
- Détermine la présence d'hydrocarbures .

II.6.Application de DST:

1. la descente et la mise en place du train de test .
2. Ouverture de la vanne de fond pour un pré débit (dégorgement du puits).
3. Fermeture de la vanne de fond pour la remontée de pression vierge.
4. Ouverture de la vanne de fond(débit prolongé).
5. Fermeture de la vanne de fond pour la remontée de pression.
6. Remise sous contrôle hydrostatique(circulation inverse).
7. Désancrage du packer et remontée du train de test.
8. Récupération de l'enregistreure et interprétation.

II.7.Essai en débit (DrawDown):

C'est un test pour un puits qui produit à un débit constant avec une continuité d'enregistrement de la pression en face de la formation comme une fonction de temps de production. L'équation qui décrit l'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance . [2]

Quand la mesure de la pression est réalisée dans le puits émetteur de la perturbation de débit, $r = r_w$.

La fonction Ei peut être remplacée par son approximation logarithmique, et En tenant compte des pertes de charge dans le skin, l'équation devient en unités US:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{162,6 qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,87 S \right)$$

Cette équation montre que la pression fond évolue logarithmiquement en fonction du temps. Si l'on porte sur un graphique la pression mesurée au fond du puits en fonction du logarithme du temps, on observe, une fois l'effet de capacité de puits.

terminé, une droite de pente m : $m = \frac{162,6qBu}{kh}$

La pente m permet de déterminer le kh du réservoir : $kh = \frac{162.6qBu}{m}$

La valeur du skin est calculée à partir de la mesure de la pression à 1 heure sur la droite semi-log ; pour ce point $\log t = 0$.

$$S = 1,15 \left(\frac{P_i - P_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,23 \right)$$

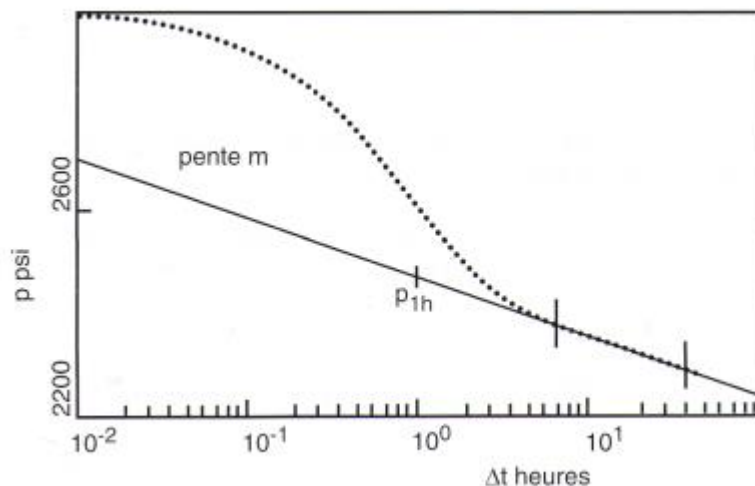


Figure 6: Test en débit

II.7.2 Remontée de pression (build up) :

C'est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps, de fermeture en plus des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de bas utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produit à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture[2]

L'essai BU décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits. Il vise à déterminer :

- la pression statique du réservoir .
- l'endommagement aux abords du puits.
- la présence d'une faille proche du puits.
- l'interférence entre puits producteurs.
- les limites du réservoir dans le cas de l'absence d'un aquifère active.

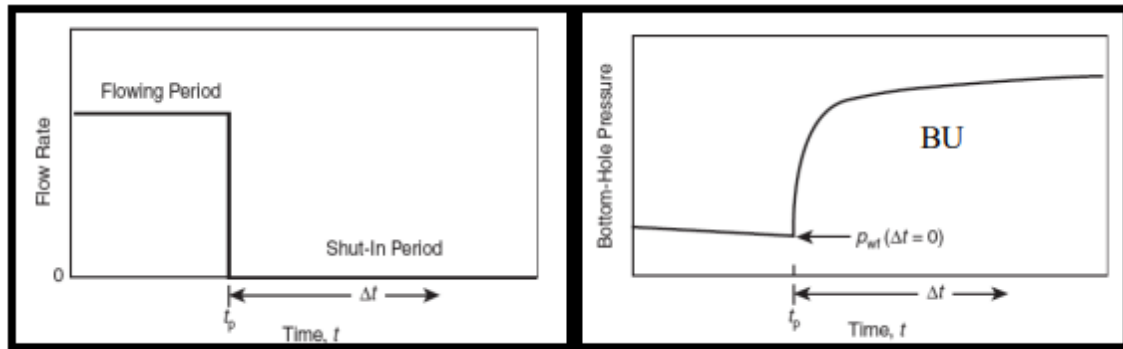


Figure 7: Essais de fermeture.

II.8.Les séparateurs :

La base de toute installation de production de gaz ou de brut est bien évidemment le séparateur de champ, c'est-à-dire, l'appareil dans lequel s'effectuent les séparations entre les différentes phases liquides et gazeuses. Cependant, la complexité croissante des installations de champ et notamment celles en mer, liées au souci de maximiser les récupérations et d'optimiser l'ensemble des unités de production, font que ces installations comprennent d'autres appareils statiques de séparation, faisant intervenir eux aussi les séparations liquide-gaz. [3].

II.8.1.Définition :

Le séparateur est un appareil utilisé pour dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à sa sortie d'un puits de production par différence de densité. Dans le cas le plus général, le pétrole brut, en sortie de puits, est un mélange triphasique comprenant :

- Une phase gazeuse .
- Une phase liquide hydrocarbonée (le brut proprement dit).
- Une phase aqueuse (l'eau de formation) .

Un séparateur se présente comme un réservoir cylindrique disposé soit verticalement, soit horizontalement. Il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins courant. Des piquages pourvus de vannes et des appareils de mesure permettent le contrôle du fonctionnement.

Selon l'usage auquel on les destine, on distingue :

- Les séparateurs de détente utilisés pour le traitement des gaz à condensats.
- Les séparateurs gaz / huile.
- Les séparateurs d'eau.

II.8.2.Les sections d'un séparateur :

Indépendamment de la forme, les séparateurs contiennent d'habitude quatre sections principales en plus des commandes et contrôles nécessaires :

- Section de la séparation primaire .
- Section de la séparation secondaire .
- Section de coalescence.
- Section de collecte.

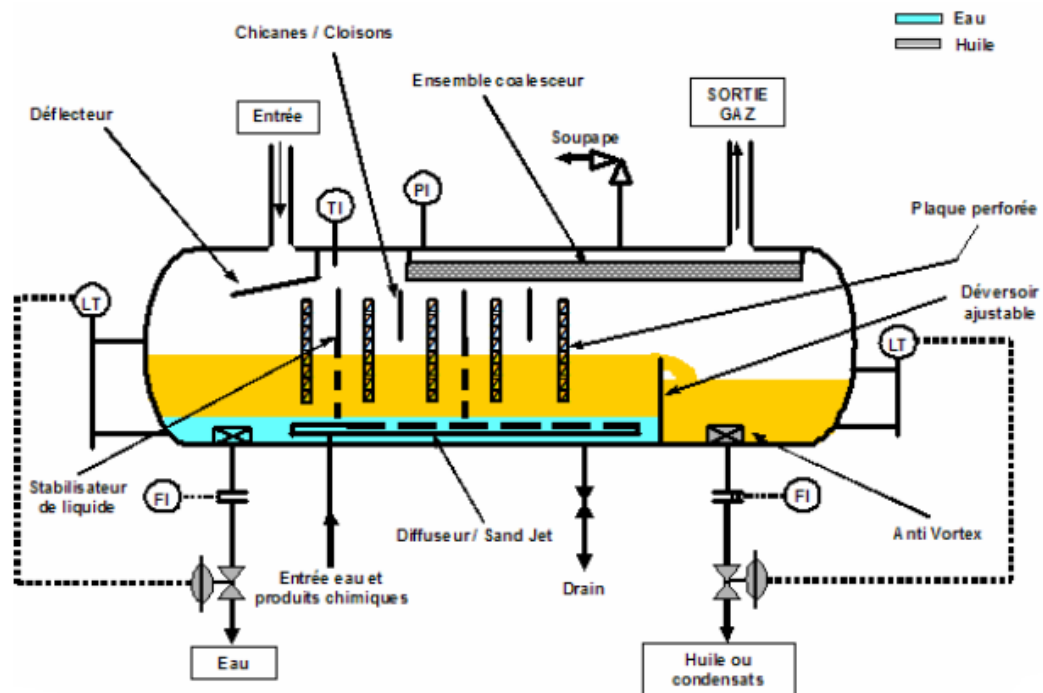


Figure 8: Vue des équipements d'un séparateur. [3]

1) La section de la séparation primaire :

La section A est la séparation primaire D'après la figure II.4 Elle est utilisée pour séparer la partie principale de liquide libre du fluide d'entrée. Il contient le bec d'admission qui est généralement tangentiel, ou un déflecteur pour profiter des effets d'inertie de la force centrifuge ou d'un changement brusque de direction pour séparer la plus grande partie du liquide du gaz.

2) La section de la séparation secondaire :

La séparation secondaire ou la section de gravité, B, est conçu pour utiliser la pesanteur pour augmenter la séparation de gouttelettes entraînées. Dans cette section du séparateur le gaz se déplace à une vitesse relativement basse avec peu de turbulence.

La section de coalescence:

utilise un coalesceur ou un extracteur de brouillard qui peut consister en une série d'aubes (labyrinthe), un bloc de treillis métallique entremêlés ou encore des passages cycloniques . Cette section enlève les très petites gouttelettes de liquide du gaz par la collision sur une surface où elles coalescent.

La section de collecte :

Le puisard ou la section de collecte du liquide, D, agit comme le récepteur pour tous les liquides enlevés du gaz dans les sections primaires, secondaires et de coalescence. Selon les exigences (conditions), la section liquide devra avoir un certain volume, pour le dégazage ou les arrivées de bouchon liquide.

Les internes d'un séparateur :

Les internes les plus courants utilisés pour améliorer l'efficacité dans un séparateur sont :

Le Déflecteur (Deflector or diverter plate) : Lorsque le fluide frappe la plaque, la vitesse ralentit et des gouttelettes liquides tombent au fond du séparateur et le gaz continue son chemin en faisant le tour de la plaque.

Le Coalesceur (Demister pad / Coalescing pack) : Utilisé pour que les gouttelettes minuscules s'unissent dans de plus grandes gouttelettes. Le Plateau de barrage ou **déversoir** (Weir or Weir plate) : Utilisé pour augmenter le temps de résidence du liquide puisque selon son positionnement il augmente le volume offert au liquide.

Le Casseur de Vortex ou **Anti-Vortex** (Vortex breaker or anti-vortex) : Installé pour empêcher la création de tourbillons dans le liquide, lesquels entraîneraient le gaz avec le liquide s'évacuant du séparateur .

Les **Aubes directrices** (Straightening vanes) : Utilisées pour enlever les turbulences dans le courant du gaz après la séparation initiale du déflecteur d'entrée. [3]

II.8.3 Les différents types de séparateur :

1) Séparateur vertical :

L'avantage principal de ce séparateur est qu'il peut accepter des bouchons liquides plus importants sans entraînement excessif dans le gaz. Vu la distance importante en général entre le niveau du liquide et la sortie du gaz, il y a moins tendance à l'entraînement de gouttes liquides. Il est, par contre, plus gros en diamètre pour une capacité en gaz donnée.

On peut citer :

- **Les Séparateur vertical deux phases**
- **Séparateur Tri Phasique :**

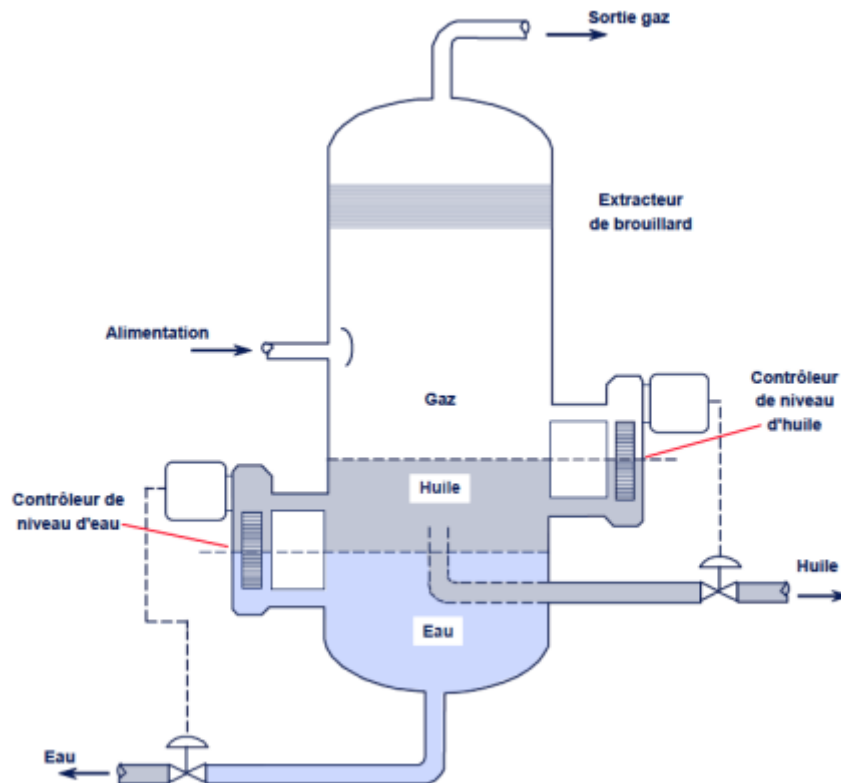


Figure 9: Séparateur vertical[3]

2)Séparateur Horizontal :

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très bonne surface d'échange. Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide.

Ils sont plus faciles à monter sur skid La figure II.6 représente l'arrangement typique d'un ballon séparateur de champ, sur lequel on peut faire les commentaires suivants :

a)Séparateur Horizontal de deux phases :

Un séparateur diphasique horizontal possède une séparation primaire proche de l'entrée du séparateur. La seconde séparation et l'extracteur de brouillard se situent dans la partie haute de la capacité. Il y a une section qui collecte le liquide dans le fond du séparateur. L'effluent provenant du puits entre dans le séparateur et frappe contre une paroi brise jet.

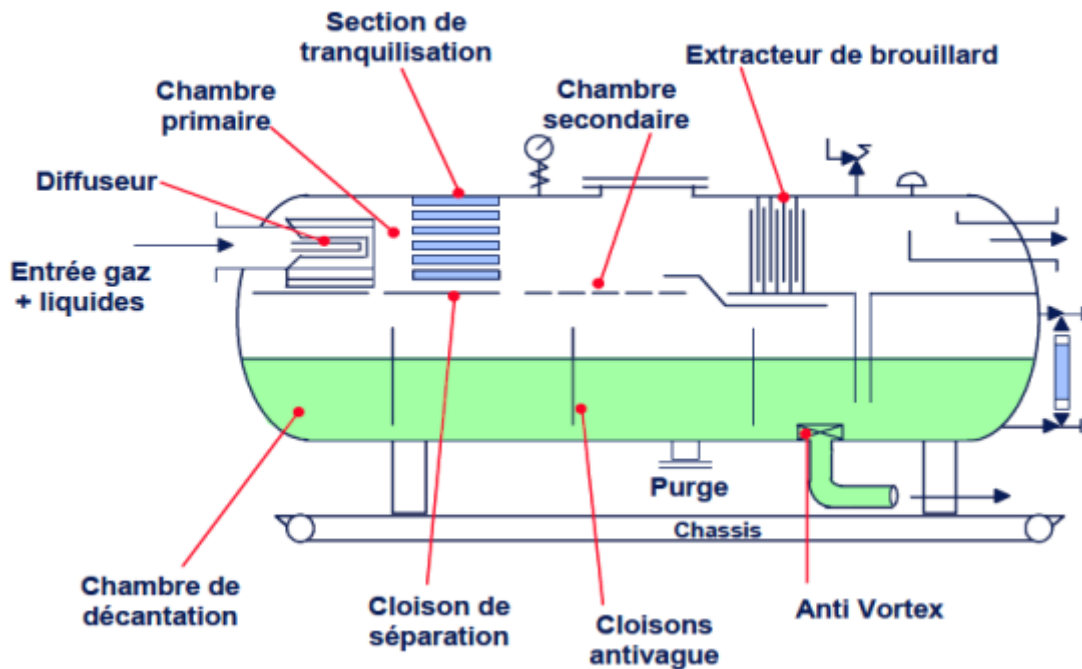


Figure 10: Séparateur Horizontal[3]

La plus grande partie du liquide (liquides les plus lourds) est séparée et tombent au fond du séparateur. Les vapeurs de gaz et de liquide continuent leur chemin à travers les sections de tranquillisation Ces sections provoquent la formation de gouttelettes d'huile. Ces dernières tombent dans le collecteur de liquide. Les parois brise-jet limitent les turbulences.

Le gaz continu son parcours horizontalement à travers les extracteurs de brouillard. Ici presque tous les liquides (mise à part certaines petites gouttelettes) restants sont enlevés par ce chemin de mailles. Le gaz quitte le séparateur par la sortie gaz située en haut du ballon. La collecte de liquide se situant dans la partie basse du séparateur. Ces liquides étant séparés du gaz par des plateaux.

Lorsque le liquide atteint le niveau requis, le contrôleur de niveau liquide ouvre la vanne de niveau. Le liquide quitte le séparateur par la sortie liquide. [3]

b)Séparateur Horizontal de trois phases :

Le design d'un séparateur horizontal tri-phasique est similaire à un séparateur horizontal diphasique. La différence majeure étant dans la section collecte des liquides.

Dans un séparateur tri-phasique la partie supérieure de la section collecte de liquide contient l'huile alors que dans la partie inférieure se trouve l'eau. Chacune des sections liquides possédant son propre contrôleur associé à leur vanne réciproque.

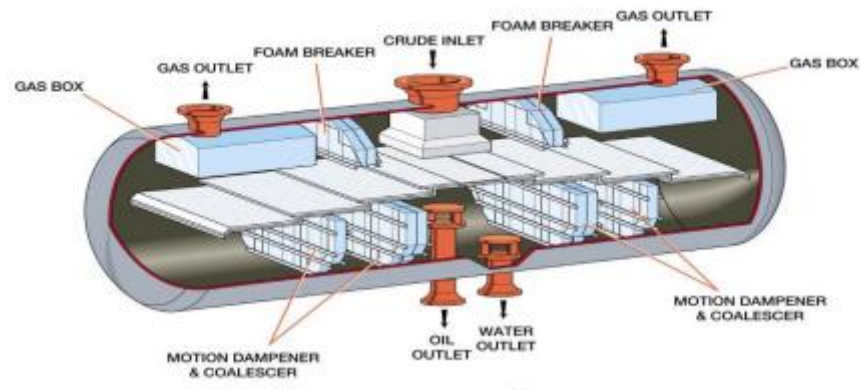


Figure 11: Séparateur tri-phasique[3]

3) Séparateur sphérique :

Peu courant, ils sont réservés aux puits à GOR très élevé (cas des puits à gaz + condensats).

Ces séparateurs sont relativement bon marché et compacts, mais avec un temps de rétention liquide et une section de décantation assez limitée ; la marche en séparation tri-phasique est donc très difficile sinon impossible. Ils ont l'avantage d'être peu encombrants mais leur capacité est faible. Ils sont très faciles à manipuler. Autre intérêt important, ils supportent toutes les pressions par leur forme sphérique.

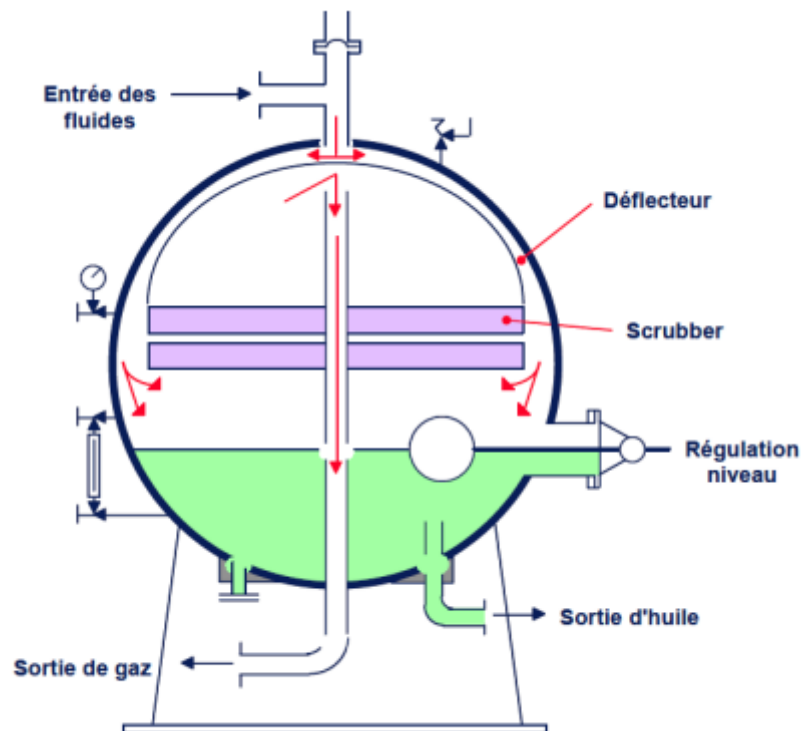


Figure 12: Séparateur Sphérique[3]

II.8.4. Les avantages et les inconvénients de chaque types :

Comme nous venons de le voir il existe trois types de séparateurs principaux. Dans le tableau ci-dessous, il est fait une comparaison des performances des différents types de séparateurs.

Table 1: Les avantages et les inconvénients de chaque types de séparateur

	Horizontaux	Verticaux	Sphérique
Effacité de la séparation	1	2	3
Stabilisation des fluides séparés	1	2	3
Souplesse (production par bouchons)	1	2	3
Facilité de réglage (niveau)	2	1	3
Capacité à diamètre égal	1	2	3
Prix par unité de capacité	1	2	3
Aptitude à admettre les corps étrangers	3	1	2
Aptitude au traitement des mousses	1	2	3
Facilité de transport	1	3	2
Encombrement vertical	1	3	2
Encombrement horizontal	3	1	2
Facilité d'installation	2	3	1
Facilité d'inspection et d'entretien	1	3	2

1 : Le plus favorable

2 : Intermédiaire

3 : Le moins favorable

II.8.5.Test du puits conventionnel (jaugeage) :

Le test de jaugage est un opération pour mesurer les paramètres des puits en production (pression en tête, pression en ligne, température d'huile, température de gaz, débit d'huile, débit de gaz, la cumule d'eau.....).[4]

II.8.5.1.Le but de jaugage :

- Détermine les capacités du puits avant et en cours d'exploitation industrielle
- Mesure la productivité du puits.
- Mesure la pression et de la température sur tête de puits .
- Obtention des échantillons pour leurs analyses en laboratoire.
- Suivi d'évolution de puits producteur.

Généralement, le jaugage se fait par une unité mobile qui est conçue pour être installée de façon provisoire au voisinage d'un puits de pétrole et avec raccordement facile et rapide. [4]

Procédures de teste(jaugeage conventionnel) :

Le test de jaugeage fait principalement par Un séparateur de teste conventionnel se présente comme un réservoir cylindrique, il assure la séparation en trois phases de l'effluent (huile, gaz et eau) par différence de densité à un niveau permettant une mesure précise de chaque phase produite. La figure ci-dessous (II.8) illustre les principaux dispositifs d'un séparateur de teste :

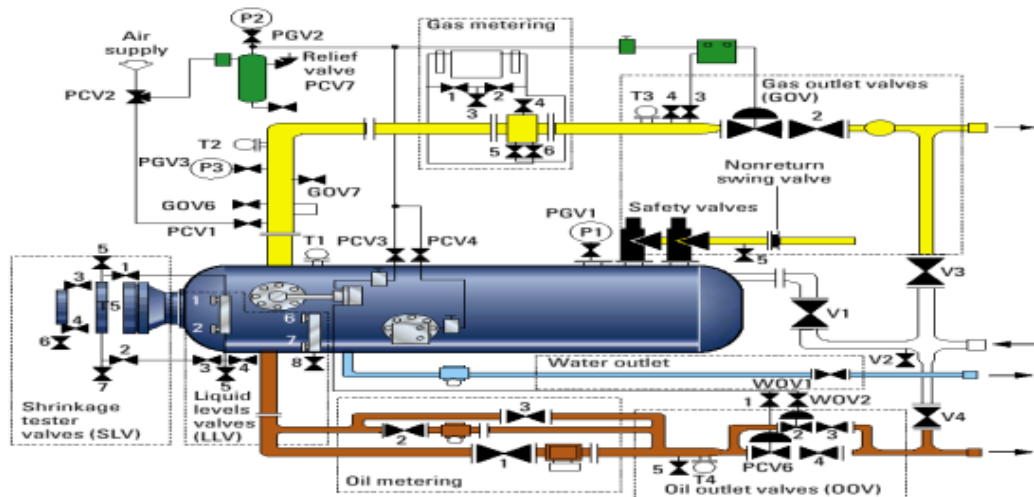


Figure 13: Principaux dispositifs d'un séparateur de teste

II.8.5.2.La description d'ensemble :

Ce séparateur est du type horizontal trois phases à chambres de mesure externes L'appareil, monté avec tous ses accessoires sur châssis ou sur remorque légère, constitue un ensemble compact très mobile.

La pression est maintenue constante par une vanne autorégulatrice à pilote incorporé agissant sur le débit de sortie du gaz (back pressure valve).

- Le débit de gaz est mesuré par une création d'une ΔP dans une porte d'orifice Daniel.
- L'huile et l'eau sont jaugées séparément dans les chambres de mesure.

Le raccordement sur un puits ne nécessite que deux ou trois branchements réalisables par tubes flexibles et raccords rapides ; Après mise en service et réglage, le fonctionnement est automatique. [5]

II.8.5.3.Fonctionnement de séparateur de jaugeage :

L'effluent pénètre par l'extrémité amont du séparateur I est diffuse dans la chambre primaire par le déflecteur. Les gaz s'échappent vers le haut, les liquides st accumulent sous un plancher perforé dans la chambre de décantation. Le gaz encore chargé de brouillard pénètre dans une chambre secondaire en franchissant la section de tranquillisation et traverse cette chambre a une vitesse qui est fonction du débit, de la pression et de la section de passage disponible. Durant ce trajet, les gouttelettes de liquide les plus lourds tombent sous le plancher perforé. L'extracteur de brouillard arétin les plus légères . [4]

Si la vitesse d'écoulement du gaz est trop grande, l'entraînement de liquide est important et l'extracteur de brouillard s'engorge. La séparation est alors mauvaise. Il peut même arriver que

l'engorgement de l'extracteur de brouillard crée une perte de charge telle que le liquide déposé dans la chambre inférieure se trouve siphonné par le conduit de drainage cet accident est surtout a craindre avec les extracteurs a tamis ou bourrages filtrants. (6)

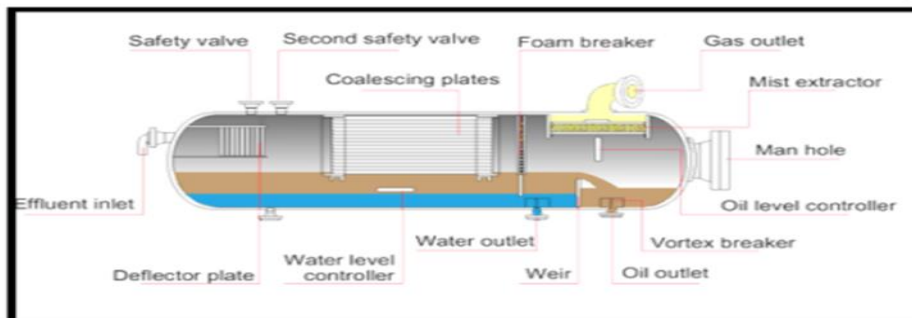


Figure 14: fonctionnement d'un séparateur[3]

II.9.Mésure des Débits :

4) Débit huile :

Il est mesuré par l'envoi de la charge d'huile produite durant le teste vers un bac (pression atmosphérique) ou elle se dégazifie, et après mesure de volume collecte dans le bac on fait le rapport volume –temps (durée de teste) .

5) Débit eau :

Il est mesuré à condition que la quantité d'eau récupérée est très importante, la mesure effectue par les mêmes procédures de débit huile.

6) Calcul du débit de gaz dans un séparateur :

Le débit de gaz est mesuré par comptage déprimogène. Le système à diaphragme du type Venturi, est le plus utilisé dans l'industrie pétrolière. L'appareil doit être centré dans la conduite, placé dans une partie rectiligne où l'écoulement est moins perturbé. La longueur amont doit être de 20 fois le diamètre de la conduite et celle aval de 10 fois le diamètre.

Le calcul des débits est basé sur le principe de la conservation de l'énergie. Le résultat obtenu met en évidence l'équation du débit en gaz (unités pratiques françaises) comme suit :

$$Q_{\text{gaz}}=0.18943 d^2 k \sqrt{\frac{hw P}{T Z \delta g}}$$

Tel que :

- d : orifice en (mm).
- K : coefficient global de l'orifice.
- hw : hauteur d'eau en (mm).
- P : pression en (bars).
- T : température en (°K).

Chapitre III : Multi phase meters

III.Généralité sur la méthode de MPM :

III.1.Définition sur MPM :

Le jaugeage par MPFM (Measurements of Production Fluids using Multiphase Flow Meters) est une méthode de mesure utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour évaluer le débit et les propriétés des fluides produits dans un pipeline ou un puits de pétrole/gaz. Les MPFM sont des appareils qui sont spécialement conçus pour mesurer simultanément le débit, la composition (phase liquide, phase gazeuse, fraction volumique de chaque phase) et les propriétés physiques des fluides multiphasiques, tels que les mélanges de pétrole, de gaz et d'eau. [6]

III.2.Objectif de MPFM :

L'objectif principal des MPFM (Multi Phase Flow Meters) est de mesurer et de quantifier précisément le débit des fluides multiphasiques, c'est-à-dire les mélanges de gaz, de liquide et éventuellement de solides transportés ensemble dans un pipeline ou un système de production.

quelques objectifs spécifiques du MPFM :

- **Mesurer le débit** : L'objectif principal est de fournir une mesure précise du débit des différents composants d'un flux multiphasique. Cela permet de surveiller la production, de calculer les volumes de production et d'optimiser les opérations.
- **Caractériser les phases** : Les MPFM permettent de déterminer les proportions relatives des différentes phases (liquide, gaz) dans le flux. Cela est essentiel pour comprendre la composition du fluide, suivre les changements dans le temps et prendre des décisions éclairées sur le traitement et la manipulation des fluides.
- **Évaluer les propriétés des fluides** : Les MPFM sont également utilisés pour mesurer des paramètres physiques des fluides, tels que la densité, la viscosité et la température. Ces informations sont essentielles pour estimer les propriétés du fluide, comme la qualité du gaz ou la teneur en huile, et pour optimiser les procédés de production.
- **Surveillance et contrôle en temps réel** : Les MPFM fournissent des données en temps réel, permettant aux opérateurs de surveiller les flux multiphasiques, de détecter les variations anormales, de diagnostiquer les problèmes et de prendre des mesures correctives rapidement. Cela contribue à optimiser les performances du système et à assurer la sécurité des opérations.

En résumé, les objectifs du MPFM sont d'obtenir des mesures précises du débit, de caractériser les phases, d'évaluer les propriétés des fluides et de permettre une surveillance et un contrôle efficaces des flux multiphasiques dans l'industrie pétrolière et gazière.

III.3.MPFM Général Description :

Le compteur MPM est destiné à la surveillance de la production, aux essais de puits et à l'attribution à des fins de mesure, et est adapté pour une utilisation dans les applications de gaz humide et d'écoulement multiphasique [7]



Figure 15: A topside MPM meter[8]

Au cours de la phase de développement, l'accent a été mis sur la conception d'un compteur haute performance, caractérisé par:

Haute stabilité opérationnelle.

Sensibilité unique.

Précision inégalée.

Facilité d'utilisation de l'opérateur .

Le compteur MPM est un compteur en ligne, de plein alésage, basé sur le comptage multiphase conventionnel équipé en combinaison avec la technologie brevetée 3D-BroadBand™ .

Le compteur MPM peut être configuré comme un compteur de gaz humide ou un compteur multiphasique (Dual Mode), en fonction des conditions de flux. La sélection du mode peut être effectuée automatiquement selon les limites de commutation prédéfinies. Une description détaillée de Dual Le mode se trouve à l'annexe A. Le compteur n'a pas de dépendance au régime d'écoulement — potentiel Les erreurs de mesure dues au bouchonnement et/ou à la concentration annulaire de gaz sont éliminées par Le fait que les mesures sont effectuées extrêmement rapidement et en trois dimensions.

Le compteur MPM est entièrement étalonné en usine, avant le test d'acceptation en usine (FAT), et a des exigences allégées pour la configuration sur le terrain. La configuration sur le terrain se compose de saisie de données PVT typiques pour les hydrocarbures produits à l'aide de l'utilisateur graphique Interface. Toutes les données relatives à la phase gazeuse et pétrolière peuvent être calculées à l'aide d'un simulateur PVT standard tel que Calsep PVT Sim basé sur la composition en hydrocarbures for the well.

Le compteur offre également une grande tolérance aux changements de paramètres de configuration. En particulier, Le compteur MPM peut être équipé d'une sonde de salinité. Avec cette fonctionnalité, l'eau La conductivité est mesurée automatiquement, et il n'est plus nécessaire de fournir un manuel valeurs de densité et de salinité d'entrée pour l'eau. La salinité de l'eau et de l'eau mesurées La densité sera disponible en sortie du compteur, lorsque le débit est continu dans l'eau.

III.3.1. Topside Meter Components :

Les principaux composants du compteur MPM sont les suivants:

- Pièces mécaniques.
- Électroniques system.
- Terminal MPM et système de communication.

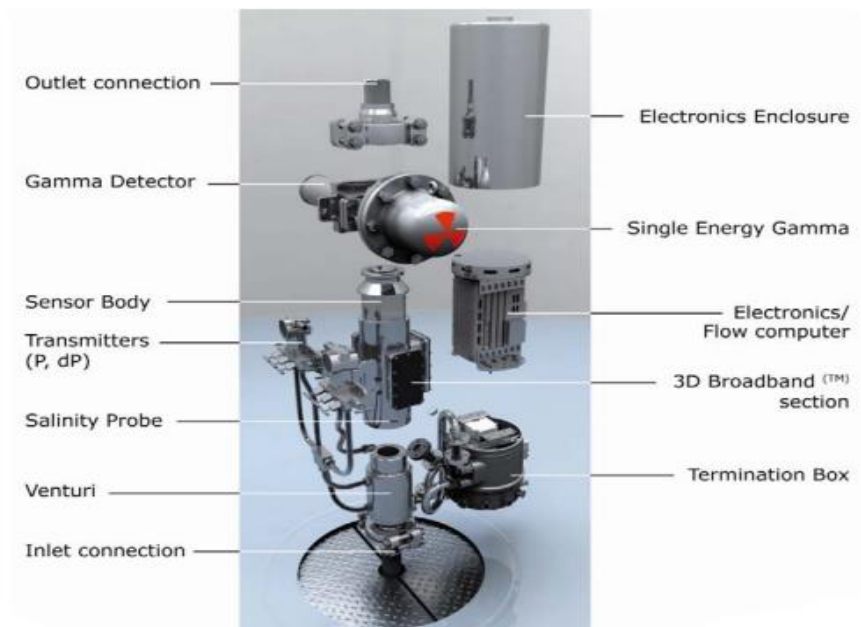


Figure 16: Breakdown of the MPM meter components[8]

III.3.2. Pièces mécaniques :

Selon la répartition donnée ci-dessus, les principales pièces mécaniques composant le MPM meter est:

- Venturi.
- Differential pressure transmitter.
- Pressure transmitter.
- Temperature transmitter.
- 3DBroadband
- Salinity probe.
- Gamma source/detector .

III.3.2.1. Venturi :

Le compteur MPM contient un Venturi classique pour calculer le débit massique multiphasique total basé sur la formule suivante : [10]

$$Q_m = \frac{C_d}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2\rho\Delta p}$$

Avec :

- Q_m = Total mass flow rate
- C_d = Discharge coefficient
- β = Diameter ratio between Venturi throat and pipe
- ε = Expansibility factor
- d = Diameter of Venturi throat
- Δp = Measured pressure drop between inlet and Venturi throat
- ρ = Density of the multiphase mixture

Le coefficient de décharge est fonction du nombre de Reynolds et est étalonné dans le Laboratoire de flux MPM pendant FAT.

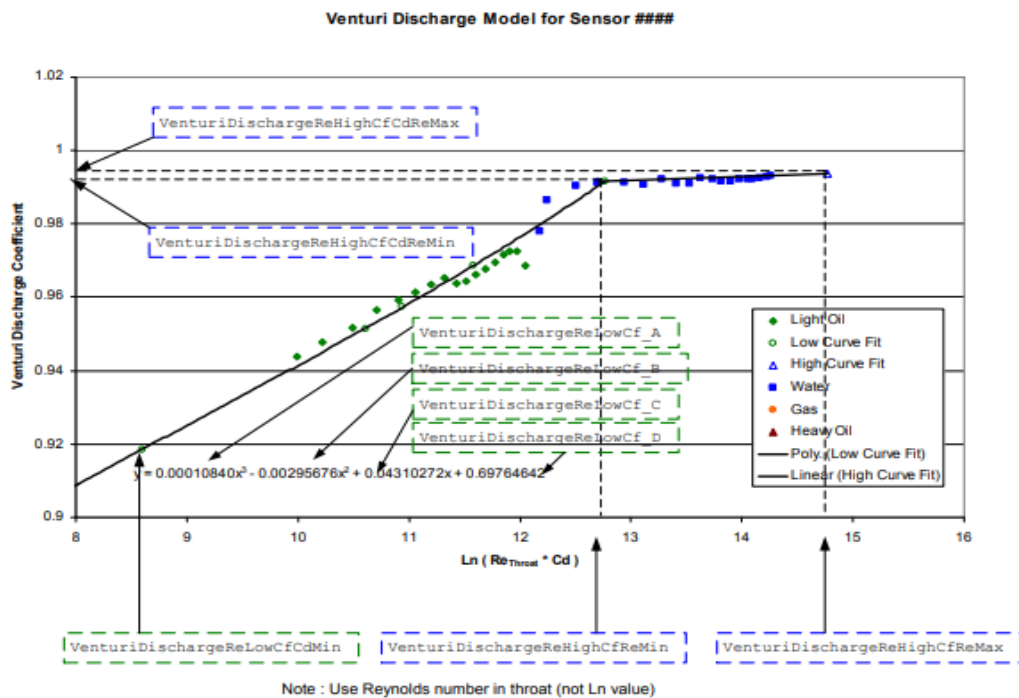


Figure 17: Calibration of the Venturi discharge coefficient[8]

Le Venturi a des lignes d'impulsion d'un diamètre minimum de 8 mm. Dans la conception standard, Des transmetteurs dP avec joints à distance sont utilisés et chaque joint à distance sera

protégé par un Vanne à double bloc et purge. Cela signifie que l'émetteur peut être isolé du fluide de puits pour l'étalonnage / dépannage.

Comme l'écoulement du fluide est vertical vers le haut, le Venturi est le premier appareil de mesure qui Le flux se rencontrera en passant à travers le compteur. Ceci est fait intentionnellement car le Venturi

agit également comme un dispositif de conditionnement de flux et on en sait beaucoup sur l'écoulement multiphasique conditions en aval d'un Venturi.

III.3.2.2. Transmitters :

Les émetteurs sont connectés à l'électronique via le protocole HART. Un MPM Le compteur typique aura trois émetteurs principaux:

- pression différentielle .
- pression.
- Temperature.

Le compteur MPM utilise un système de fluide d'étanchéité/remplissage à membrane dans la pression différentielle et transmetteurs de pression. Pendant le fonctionnement, le diaphragme mince et flexible et le fluide de remplissage se séparent[8]

l'élément sensible à la pression du transmetteur du milieu de traitement. Le capillaire Un tube relie le diaphragme à l'émetteur. Lorsque la pression du procédé est appliquée, le Le diaphragme est déplacé, transférant la pression mesurée à travers le système rempli, par chemin du tube capillaire, à l'élément émetteur. Cela a transféré la pression Déplace le diaphragme de détection dans l'élément sensible à la pression du transmetteur. Ce déplacement est proportionnel à la pression du procédé et est converti électroniquement à un courant, une tension ou un signal de sortie Hart numérique approprié.

Le transmetteur de température est généralement installé dans le T aveugle en amont du compteur. La mesure est basée sur un élément RTD (Resistance Temperature Detector) installé dans un puits thermo.

Des mesures de pression différentielle sont nécessaires dans les calculs du débit massique du Venturi. La pression et la température sont requises à plusieurs étapes des calculs, car elles fournir des connaissances sur les conditions instantanées existant dans le compteur.

III.3.2.3. 3D Broadband :

Le 3D Broadband constitue le principal dispositif de mesure du compteur MPM et est basé sur les principes de la tomographie industrielle. Le système se compose de neuf antennes disposés en trois plans dans la circonférence de la section de mesure.

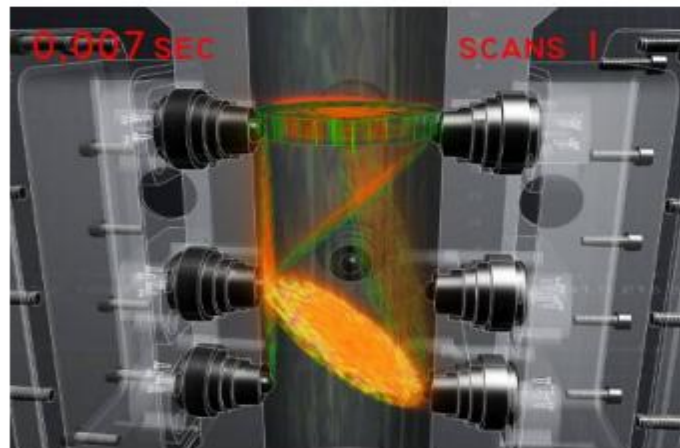


Figure 18: 3D Broadband[11]

Les antennes 3D Broadband font saillie dans le tuyau et sont isolées de la paroi du tuyau avec un matériau à faible constante diélectrique (PEEK). Dans la version basse pression du Compteur MPM, un double joint est utilisé comme indiqué ci-dessous. Dans la version haute pression, les antennes sont EB (liaison électronique) soudées dans leurs cavités.

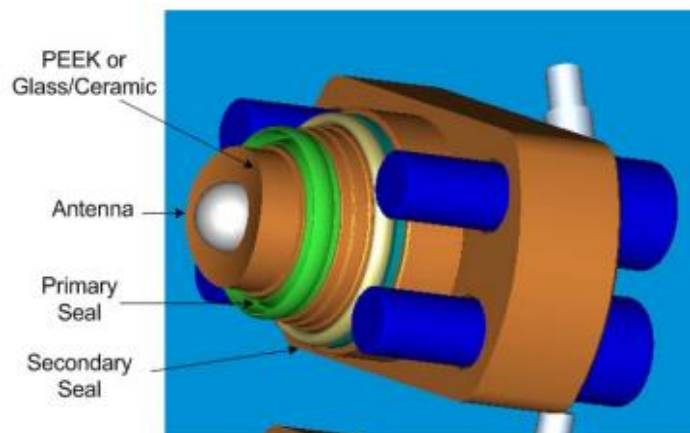


Figure 19: Close-up of a PEEK antenna and seals

Sur neuf antennes au total, une par avion est configurée comme un émetteur tandis que les six autres sont des récepteurs. Le système balaie une gamme de fréquences basse GHz 200 fois par seconde. Il y a 27 directions de mesure possibles formées par les paires d'émission/réception, bien que seulement 11 directions de mesure soient réellement nécessaires pour les calculs. Le compteur mesure la perte de puissance des vagues et le décalage de fréquence – facteurs qui sont liés aux propriétés diélectriques du milieu traversé par les électromagnétiques vagues.

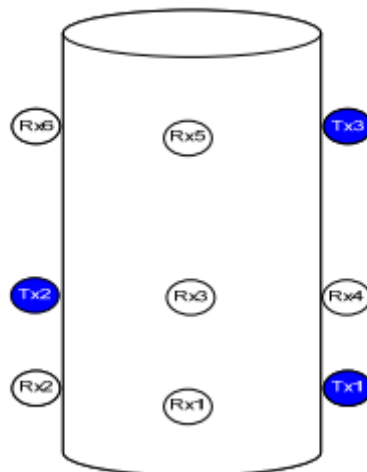


Figure 20: Transmit/receive antenna pairs in the 3D Broadband section

Effectuer des mesures sur une large gamme de fréquences, 200 fois par seconde et Grâce à 11 directions fournit une grande quantité de données au compteur. Ceci avec Venturi data peut être utilisé pour reconstruire une représentation géométrique de l'écoulement à l'intérieur du pipe. [7]

III.3.2.4.Salinity Probe :

La sonde de salinité est basée sur le même système que le 3D Broadband et se compose de une antenne émettrice et deux antennes réceptrices comme le montre l'image ci-dessous. Le sonde est située dans la paroi du Venturi où il y a la plus grande opportunité de Détection d'eau. Le débit doit être continu (à environ 30% WLR) pour que le pour pouvoir obtenir des mesures précises de salinité. Une description détaillée La mesure de la salinité se trouve à l'annexe A.



Figure 21: Sonde de salinité montrant les trois antennes .

III.3.2.5.Gamma Densitometer :

Le densitomètre gamma est un instrument de précision basé sur un microprocesseur pour mesure de la densité multiphasée totale et est composé d'un porte-source et détecteur unité .

Le support de source, chargé d'un isotope Cs-137, est toujours expédié comme une unité séparée. L'activité de l'isotope peut varier, mais se situe normalement entre 1,1 et 1,85 GBq.

Le détecteur contient l'électronique de mesure et un scintillateur. Le matériau scintillateur produit de la lumière proportionnellement à l'intensité de son exposition à radiation. Un tube photomultiplicateur détecte la lumière du scintillateur et la convertit en tension pulses. Le microprocesseur reçoit ces impulsions de tension après amplification et conditionnement par le tube photomultiplicateur. Le microprocesseur

et l'électronique associée Convertissez les impulsions en une sortie qui peut être calibrée.

Le conteneur de source gamma est conforme aux réglementations britanniques / internationales en matière de rayonnement. Selon ces règlements, le rayonnement maximal à la surface de la source contient 7,5 $\mu\text{S} / \text{h}$. Les supports de source MPM sont conçus pour réduire le rayonnement à moins Convertissez les impulsions en une sortie qui peut être calibrée.

Le conteneur de source gamma est conforme aux réglementations britanniques / internationales en matière de rayonnement. Selon ces règlements, le rayonnement maximal à la surface de la source contient 7,5 $\mu\text{S} / \text{h}$. Les supports de source MPM sont conçus pour réduire le rayonnement à moins que 2,5 $\mu\text{Sv/h}$ à une distance de deux mètres du détenteur de la source.



Figure 22: Gamma source and detector make up the gamma densitometer[9]

Le taux de comptage au détecteur gamma, la densité et le coefficient d'atténuation de la masse du fluide à l'intérieur du tuyau sont liés selon l'équation suivante:

$$N = N_0 * e^{-\mu \rho x}$$

N : Gamma Photon Count Rate
N₀ : Empty Pipe Calibration Value
 μ : Mass attenuation coefficient
 ρ : Density
x : Pipe diameter

Dans ce qui précède, les taux de comptage sont connus et mesurés de même que la distance parcourue par les photons gamma. Les densités pour les trois phases sont obtenues à partir du PVT modèles et connaissance des conditions de ligne instantanées. Les facteurs inconnus Dans ce qui précède se trouvent les fractions de phase et les coefficients pour un niveau d'énergie gamma donné

est une constante pour un composant donné du fluide. En outre, le coefficient d'affaiblissement massique pour un La substance pure est bien définie et peut être facilement obtenue à partir d'une base de données ressource telle que NIST XCOM.

III.3.3. Electronics System :

Le système électronique utilisé dans le compteur MPM a été spécialement conçu et Qualifié pour un fonctionnement stable dans les applications de surface et sous-marines. Il est situé dans un Boîtier Eex monté sur le corps du compteur attenant à une boîte de jonction inférieure pour l'alimentation et connexion de communication. L'électronique effectue toutes les acquisitions et les calculs comme ainsi que le stockage de données brutes et calculées. Le processeur est un processeur Celeron 400 MHz avec 256 Mo de RAM, contrôleur Ethernet, ports série, interface disque USB et IDE. Le système est basé sur MS Windows et contient un lecteur de mémoire flash de 2 Go pour le stockage de données brutes. Cela signifie que le système peut être configuré pour stocker plusieurs semaines de données en cas de panne de communication.

En règle générale, la boîte de jonction inférieure contient 3 ou 4 convertisseurs Hart-to-Modbus RTU (HCS, Système de concentrateur Hart). Le HCS convertit un signal numérique Hart en série (RS-485) Protocole de communication Modbus RTU. Cela permet aux émetteurs Harts de s'interfacer directement avec des systèmes de surveillance et de contrôle basés sur Modbus.

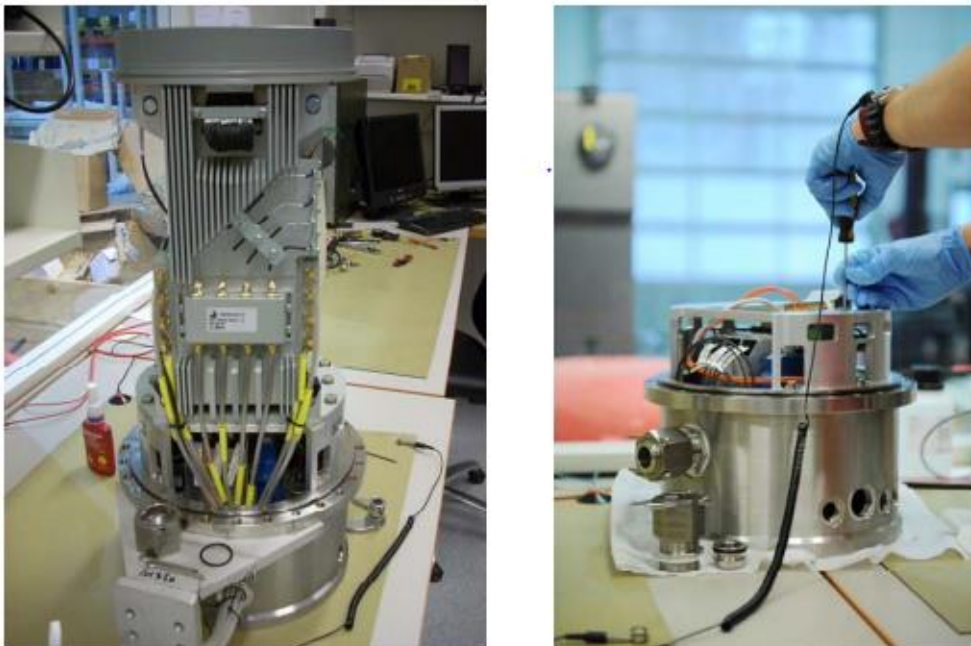


Figure 23: Electronics with lower junction box

La cartouche est équipée de nervures de refroidissement pour éviter une accumulation excessive de chaleur dans l'électronique lors d'opérations dans des environnements désertiques. La température maximale de fonctionnement est donc 65 °C, ce qui est plus que adapté à la majorité des applications. Le MTBF est conçu pour être 25 ans. En raison de la conception scellée, l'électronique devra être enlevé et renvoyé à l'usine en cas de panne. Un interrupteur marche/arrêt est situé à l'extérieur du boîtier électronique.

III.3.3.1.Principe de fonctionnement :

Le compteur MPM combine les mesures de venturi, 3D Broadband, gamma densitomètre, sonde de salinité et les transmetteurs afin d'arriver à une solution pour les différents débits de phase.

1) Gamma détecteur :

Les Rayons Gamma émis par la source sont reçus par le détecteur en traversant le fluide, où une partie de ces rayons est absorbée.

Le débit reçu est en fonction de :

- L'action d'atténuation moyenne du fluide.
- Du débit émis (connu).
- D'où on peut déterminer la densité mixte du fluide

Donc en connaissant la composition de ce fluide, sa viscosité moyenne (mesurée par un Viscosité) et le débit reçu enregistré, le % d'huile/eau/gaz peut être calculé par l'intermédiaire d'un logiciel.

Deux méthodes de mesure sont les plus utilisées, et se différencient dans la façon d'obtenir le modèle de référence de l'huile/eau/gaz contenu dans ce brut :

2)La méthode des modèles type :

plusieurs échantillons d'huile ont été prélevés autour du monde, analysés au labo en déterminant leurs caractéristiques (et leurs atténuations avec les GR), puis ceux sont introduites dans des logiciels sous forme de modèles type. Ces logiciels utiliseraient le modèle le plus proche (caractéristiquement) de l'huile produite comme référence pour le calcul. Il n'y aura pas besoin de modèle pour l'eau et le gaz (l'introduction de leurs caractéristiques suffise).

3)La méthode des références :

et c'est la plus précise, Consiste à créer manuellement une référence de l'huile prélevée du puits (séparée de l'eau et du gaz), en remplissant le service de communication du compteur MPM est responsable du contrôle des communications avec le MPM meter .

MPM jusqu'en-dessus des fenêtres, pour que le logiciel enregistre son atténuation moyenne, et l'utilise comme modèle pour le calcul. Puis, la salinité de l'eau, sa composition, la densité du gaz et sa gravité doivent être introduites au logiciel.

III.3.4.Terminal MPM et système de communication:

Afin d'afficher les tendances, de télécharger des données et d'apporter des modifications à la configuration, un terminal MPM est nécessaire pour l'entretien du compteur MPM. Le terminal MPM sera traditionnellement un ordinateur portable spécifique au compteur en question .

La connexion entre le compteur MPM et le terminal se fera via un Modbus sur Liaison TCP/IP. Le câble physique est combiné à l'alimentation 24 VCC dans un multiconducteur câble .

Le logiciel MPM Terminal se compose de plusieurs composants différents : compteur service de communication, base de données, service Web et application GUI. Vous trouverez ci-dessous un aperçu d'ensemble des composants du terminal MPM.

L'application GUI est l'interface principale pour les compteurs MPM et permet à l'utilisateur de mettre à jour la configuration du compteur, afficher les données mesurées et créer des rapports .

Un traitement détaillé de l'interface graphique et des fonctionnalités logicielles du terminal MPM peut être trouvé dans la section 4.

III.3.4.1.Principe de mesure :

En termes généraux, le compteur MPM combine les mesures individuelles comme suit afin d'arriver à une solution pour les fractions de phase individuelles et les vitesses.

- Le densitomètre gamma par mesure de la masse volumique du fluide en vrac fournit une équation pour les fractions de phase comme indiqué ci-dessous. À noter des valeurs de densité pour chaque phase sont requises et sont fournies par le PVT setup.

$$N = N_0 e^{-D[\mu_o \cdot \rho_o \cdot \alpha_o + \mu_w \cdot \rho_w \cdot \alpha_w + \mu_g \cdot \rho_g \cdot \alpha_g]}$$

$$N = N_0 e^{-D[\mu_{mix} \rho_{mix}]}$$

- Les équations de Venturi fournissent le débit massique total du fluide ainsi qu'une estimation du paramétrage des fluides en aval dans la section 3D Broadband.
- Mesures diélectriques sur une gamme de fréquences dans le haut débit 3D Braodband fournissent une solution à l'équation ci-dessous pour les domaines d'investigation recouvert par les différentes paires d'antennes d'émission/réception, où ϵ est la phase permittivité et α est la fraction de phase. Notez que les valeurs de permittivité de phase peut être calculé à partir des tableaux PVT pour le pétrole et le gaz tandis que celui de l'eau est fourni par la sonde de salinité.

$$\epsilon_{mix} = f = (\alpha_o, \alpha_w, \alpha_g, \epsilon_o, \epsilon_w, \epsilon_g)$$

$$\alpha_g + \alpha_w + \alpha_o = 1$$

- Résolution de ce qui précède pour les différentes combinaisons de fréquences et d'antennes fournit suffisamment de données pour appliquer des techniques de reconstruction tomographique à les mesures et une « image » géométrique 3D est construite du fluide distributions dans la section comme indiqué ci-dessous. Une connaissance complète est ainsi disponible sur l'épaisseur de la section liquide sur les parois Venturi ainsi que sur le size de gouttelettes liquides entraînées dans le gaz, vitesses de glissement entre les différents phases et l'eau contenu .
- Combiné avec les mesures du débit massique total et de la densité apparente, les débits de pétrole, de gaz et d'eau aux conditions réelles de pression et de température peuvent être calculées .
- Dans la majorité des cas, les données de sortie doivent être fournies dans des conditions standard et par conséquent, une conversion de la norme réelle en standard doit être effectuée. C'est . obtenue en appliquant la conservation de la masse de la norme réelle à la norme et l'introduction d'un facteur de transfert de masse pétrole-gaz. Ce facteur de transfert est calculé à l'extérieur dans Calsep PVT Sim et fait partie de la configuration initiale du compteur .

III.3.4.2.MPFM Software :

Le MPFM logiciel (Multi-Phase Flow Meter software) est un programme informatique conçu pour traiter et analyser les données collectées par les MPFM (Multi-Phase Flow Meters). Ce logiciel est utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour interpréter les mesures de débit, de composition et d'autres paramètres des fluides multiphasiques.

Voici quelques-unes des fonctionnalités courantes d'un MPFM logiciel :

- 1. Acquisition de données :** Le logiciel permet de collecter les données fournies par les MPFM en temps réel. Il peut être connecté aux capteurs et aux appareils de mesure pour récupérer les informations sur le débit, la composition et les propriétés des fluides.
- 2. Analyse des données :** Le MPFM logiciel effectue une analyse approfondie des données collectées. Il peut utiliser des algorithmes avancés pour estimer les proportions des différentes phases (liquide, gaz) dans le flux, calculer le débit volumétrique et massique, et déterminer d'autres caractéristiques importantes des fluides.
- 3. Calibration et ajustement :** Le logiciel permet de calibrer et d'ajuster les MPFM pour assurer la précision des mesures. Il peut être utilisé pour configurer les paramètres de calibration, effectuer des comparaisons avec des mesures de référence et appliquer des corrections pour obtenir des résultats plus précis.
- 4. Visualisation des résultats :** Le MPFM logiciel fournit des interfaces graphiques conviviales pour afficher les résultats de manière claire et compréhensible. Il peut présenter des graphiques, des tableaux et d'autres représentations visuelles pour faciliter l'interprétation des données et la prise de décision.

Stockage et gestion des données : Le logiciel permet de stocker et de gérer les données de mesure de manière organisée et sécurisée. Il peut inclure des fonctionnalités telles que la création de rapports, la sauvegarde des données, l'accès à l'historique des mesures et la gestion des archives.

En résumé, le MPFM logiciel est un outil essentiel pour exploiter les données collectées par les MPFM et obtenir des informations précieuses sur les fluides multiphasiques. Il facilite l'analyse, la calibration, la visualisation et la gestion des données, contribuant ainsi à l'optimisation des opérations dans l'industrie pétrolière et gazière.

Chapitre IV : etude de cas

IV.1.Introduction :

Afin de permettre au producteur d'avoir une vision complète de la production et d'évaluer le fonctionnement du puits, il est essentiel d'avoir accès à toutes les informations pertinentes. Dans cette approche pratique, nous avons utilisé deux techniques différentes, à savoir le MPFM et le test séparateur, pour surveiller la production du puits, comparer les résultats obtenus et en tirer des interprétations.

Dans le cadre de l'étude visant à améliorer les facteurs d'allocation, nous nous sommes appuyés sur les données issues des tests de puits en utilisant les approches suivantes :

- Le MPFM pour mesurer la masse des fluides.
- Le séparateur ENSP SEPARATEUR N° 430 - 1440PSI pour mesurer le volume des fluides

..

En combinant ces deux méthodes, nous avons pu obtenir des informations plus précises et complètes sur la production du puits, ce qui nous a permis d'analyser et d'évaluer les facteurs d'allocation de manière plus approfondie.

IV.2.Les résultats obtenus par le MPM :

IV.2.1. Les équations les plus importantes utilisées pour obtenir les résultats de la mesure MPM :

Densité du mélange (densité du mélange) :

$$\rho_{mix} = \alpha_0 \rho_0 + \alpha_w \rho_w + \alpha_g \rho_g$$

Rapport eau / liquide (water liquide ratio) :

$$WLR = \frac{\alpha_w}{\alpha_w + \alpha_0}$$

Débit massique total (Mass flow rate) :

$$Q_t = K C_D f(\alpha_g) \sqrt{\rho_{mix} \Delta p}$$

$$C_D = f(\rho_{liquide}, L_{liquide}, \mu_{liquide}, D)$$

Fraction du volume de gaz (gas volume fraction):

$$GVF = f[(\rho_g / \rho_{liquid}), \alpha_g, \mu_{liquid}]$$

débit volumique total (total volumetric flow rate) :

$$q_t = \frac{QT}{\rho m}$$

Débit volumique de gaz (gas volumétrique flow rate) :

$$Q_g = q_t \cdot GVF$$

Débit volumique de liquide (liquide volumétrique flow rate) :

$$Q_{liquid} = q_t - q_g$$

Débit volumique d'eau (water volumétrique flow rate) :

$$Q_w = WLR \times q_{liquide}$$

Débit volumique d'huile (oil volumetric flow rate) :

$$Q_0 = (1 - WLR) \times q_{\text{liquide}}$$

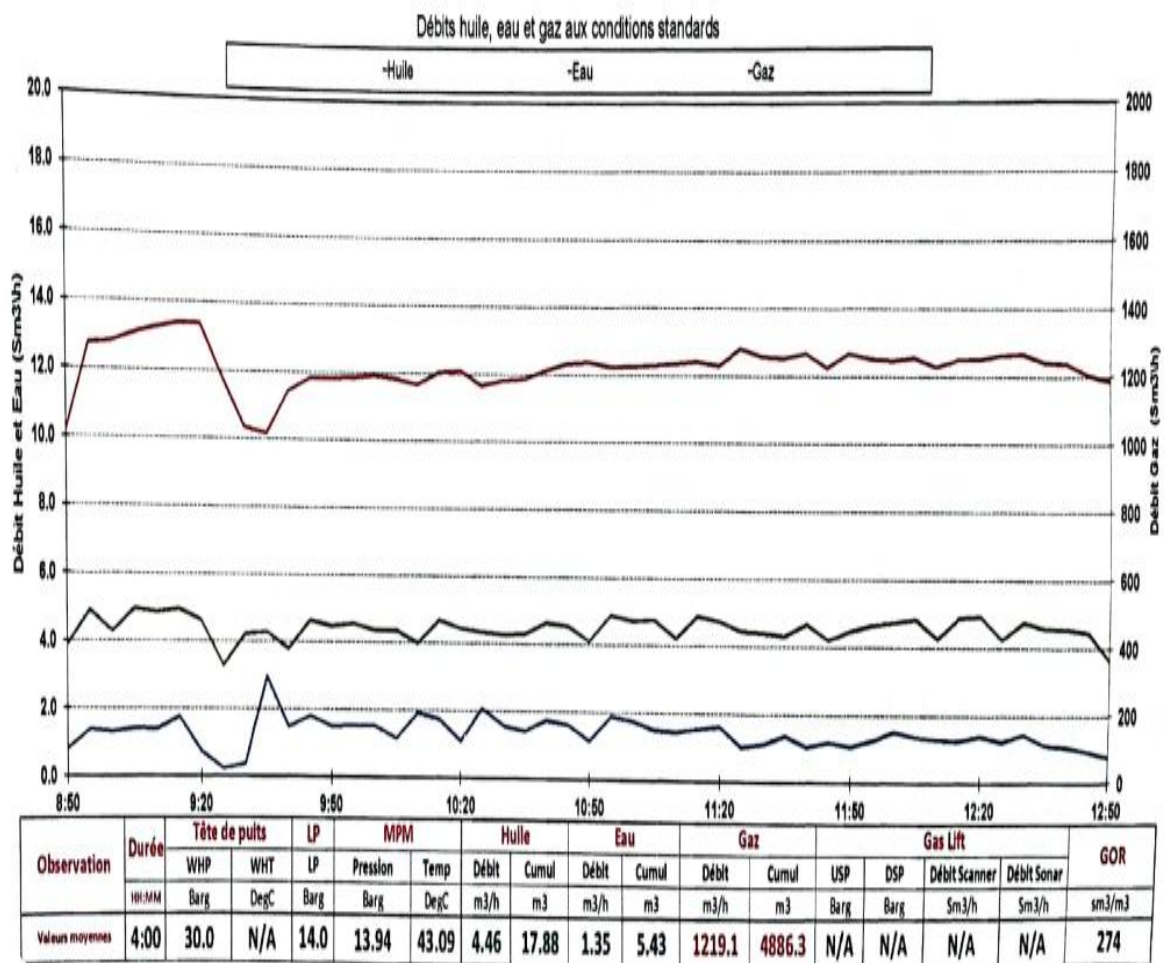


Figure 24: débits huile, eau et gaz aux conditions standards par MPFM

IV.2.2. Interprétation de la courbe :

Selon le graphique présenté, on observe une évolution des débits pour chaque phase du gaz et du liquide au fil du temps. Il est notable que le débit de l'eau ne présente pratiquement aucune indication suggérant la présence d'une faible proportion d'eau dans le puits.

Par ailleurs, il est remarquable que le débit de gaz reste stable tout au long de la période étudiée. En revanche, le flux d'huile présente une évolution instable et calme, avec des fluctuations observées à différentes périodes temporelles.

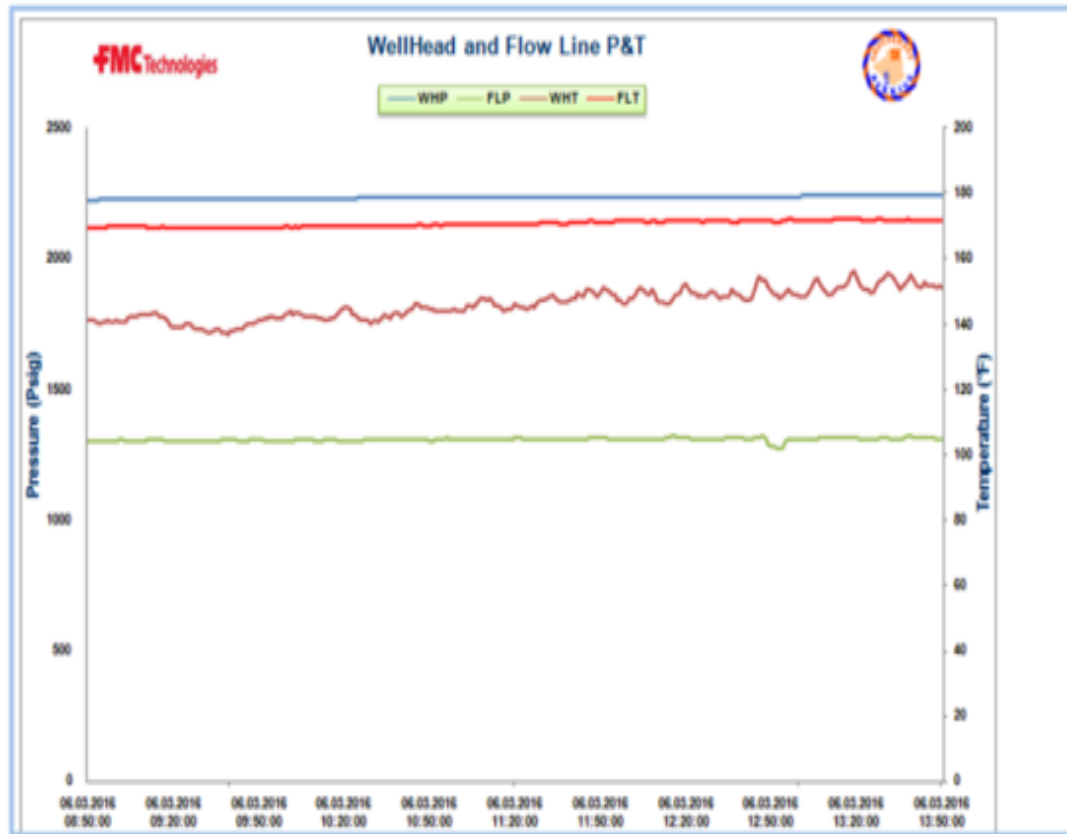


Figure 3: évolution des pressions et températures

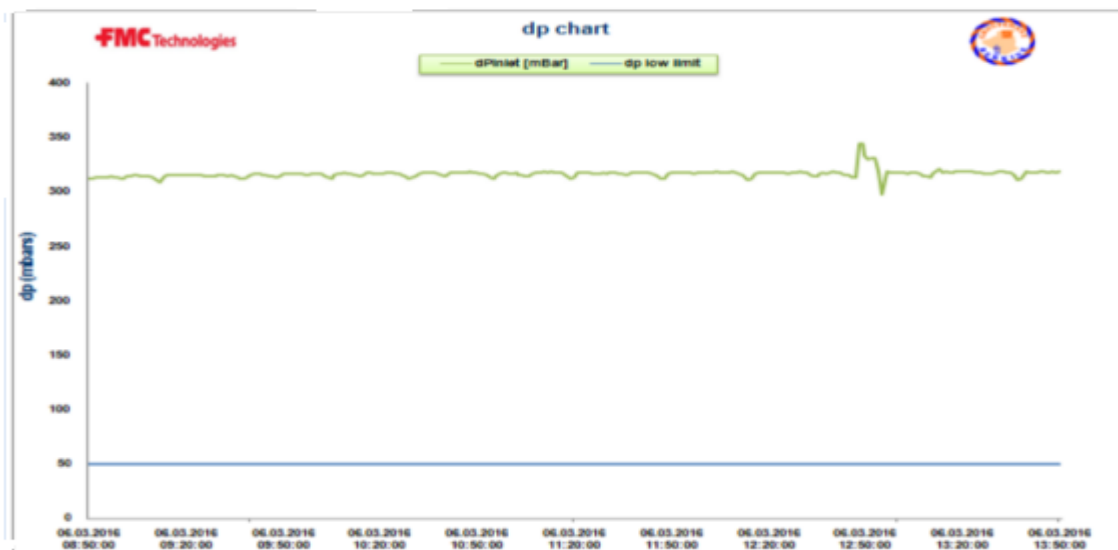


Figure 26: évolution du Δp

IV.3 . Les résultats obtenus à partir de séparateur :

IV.3.1. Les équations utilisées pour mesurer les résultats du séparateur de test :

Les résultats de séparateur obtenue par plusieurs formules :

$$K_{\text{facteur}} = 1 - [(0.066 \times \text{oil API}) + 2.75] \times (\text{Oil Temp}^{\circ}\text{F} - 60) \times 10^{-4}$$

$$SG / 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{(\text{Oil API} / 60^{\circ}\text{F} + 131.5)}$$

Capacité de la chambre de mesure :

$$C = F_b \times F_g \times F_{pv} \times F_{tf} \times Y$$

$$\text{Gas Rate} = \sqrt{(p \times HW)} \times C$$

$$\text{GOR}_1 = \left(\frac{\text{GazRate}}{\text{OilRate}} \right)$$

$$\text{GOR}_1 = 1000 \times [10 / s + 2.1((S - 0.81)^2 \times (1 - S^{0.8})) - 1] / 4.67$$

$$S = 1 - \text{SHC} / 100$$

$$\text{GOR}_T = \text{GOR}_1 + \text{GOR}_2$$

$$P_F = \text{Séparation Pressure (Psia = Psi + 14.73)}$$

IV.3.1 Description de l'opération :

- Etat du puits (MD 468) avant l'opération WHP=26.51 , WHT = N/A , FLP= 17 ,85 , FLT = N/A , Q_{huile}=1.600 m³/h , Q_{gaz} = 1866 m³/h , Q_{water} = Néat , GOR= 1166.
- Faire une safety meeting en site (MD 468) pour discuter le programme et les objectifs du test.
- Diriger le flux sortant de ce puits de la chaîne de production vers la chaîne de test située à (MD 468), où est installé le séparateur.
- ajuster la production sur duse = 94BC
- Insérer une plaque d'orifice dans le compteur de gaz.
- Rediriger le flux d'huile vers le compteur d'huile de diamètre 3 pouces.
- Commencer à mesurer le débit .
- Les conditions de puits sont : WHP =26.5 bars , FLP= 17.85 , WHT = N/A , Duse = 1.75 inches
- Diriger le flux d'huile à travers le réservoir de surpression afin de mesurer le facteur de correction combiné (CCF) et le débit Q_{gas2}.
- WHP = 26.5 bars , FLP= 17.76 , WHT= N/A , Dsue= 1.75 inches.
- Dépressuriser le séparateur.
- Fin du test, et désinstallation du séparateur

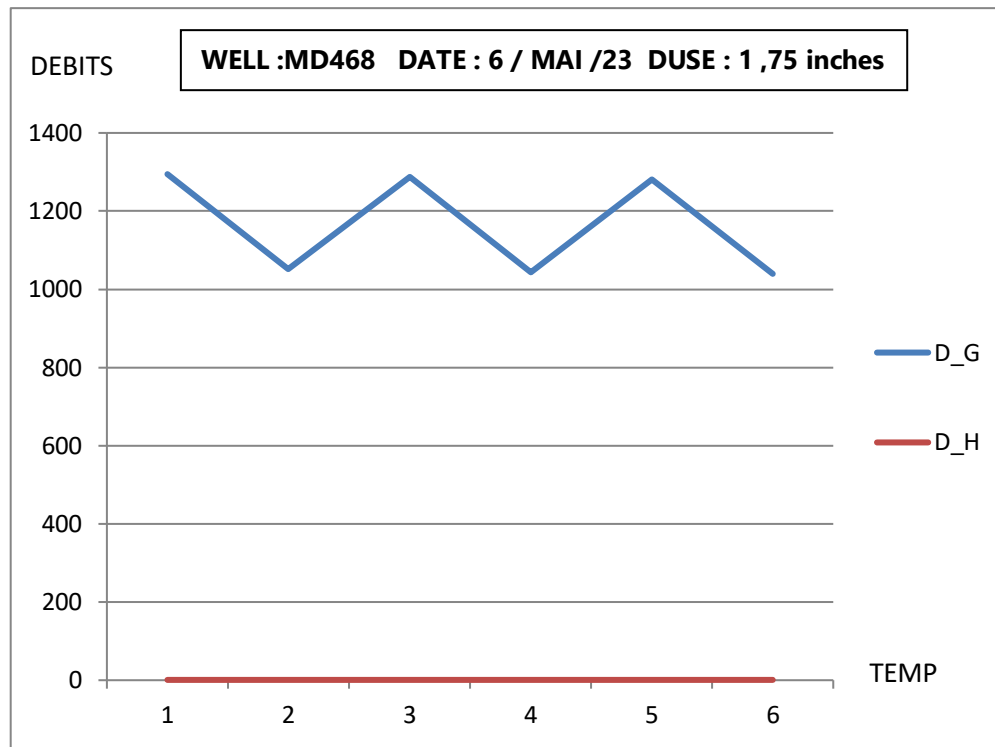


Figure 27: Paramètres Vs temps

IV.4. Comparaison et analyse entre du MPM et du séparateur :

IV.4.1.Comparaison général :

MPFM et le jaugeage conventionnel sont deux méthodes utilisées pour mesurer le débit de fluides. Voici une comparaison générale entre ces deux approches :

Précision : Le MPFM est souvent considéré comme plus précis que le jaugeage conventionnel, car il utilise des techniques de mesure basées sur des principes magnétiques. Il est moins susceptible d'être influencé par des facteurs externes tels que la densité, la viscosité ou la présence de particules dans le fluide.

Installation : Le MPFM nécessite une installation spécifique et peut nécessiter des modifications de l'infrastructure existante pour intégrer le système de mesure. En revanche, le jaugeage conventionnel peut être réalisé à l'aide d'équipements standard et d'une installation relativement simple.

Maintenance : Le MPFM nécessite une maintenance régulière pour s'assurer de son bon fonctionnement et de l'exactitude des mesures. Le jaugeage conventionnel peut également nécessiter une maintenance, mais les besoins sont généralement moins fréquents et moins complexes.

Gamme de débit : le MPFM peut couvrir une plus large gamme de débits, y compris les débits très faibles et très élevés, tandis que le jaugeage conventionnel peut être limité dans sa plage de débit optimal.

Coût : Le MPFM est généralement plus coûteux à mettre en place, en raison de l'acquisition d'équipements spécifiques et des coûts associés à l'installation et à la maintenance. Le jaugeage conventionnel, en revanche, est souvent moins coûteux à mettre en œuvre.

Application : Le MPFM est souvent utilisé dans des environnements où une mesure précise du débit est essentielle, tels que l'industrie pétrolière et gazière offshore. Le jaugeage conventionnel peut être utilisé dans une variété d'applications, mais peut être moins adapté lorsque des mesures précises sont requises.

IV.4.2. Les résultats obtenue par MPFM et séparateur :

Table 2:Paramètres Vs temps

Puits	Les données obtenue par MPFM			Les données obtenue par séparateur		
	Q _{oil} (STDB)	Q _{gaz} (MMScfD)	GOR	Q _{oil} (STDB)	Q _{gaz} (MMScfD)	GOR
QB-80	5802	6,25	1778	6073	4,07	670
QB-50	4553	8,2	1801	4985	6,78	1361
QB-60	645	0,65	1051	962	0,59	615
QB-71	3561	6,06	1701	3705	4,65	1256

IV.4.3.Analyser des résultats :

Dans le tableau , nous avons recueilli un ensemble de données obtenues à partir des deux méthodes que nous allons analyser et comparer. Il est important de comprendre pourquoi les deux résultats diffèrent.

IV.4.4.Analyse de GOR :

Les données du tableau révèlent des écarts considérables dans les mesures de GOR (Gas-Oil Ratio) obtenues par les deux méthodes, MPFM et séparateur. Les mesures effectuées par la méthode MPFM sont systématiquement supérieures à celles obtenues par la méthode du séparateur.

IV.4.2.2. Analyse des débits d'huile :

Le débit d'huile mesuré par le MPFM est constamment inférieur au débit d'huile mesuré par le séparateur. Cette différence est attribuée à la présence de gaz dissous et d'émulsion d'eau, qui sont comptabilisés comme de l'huile dans le séparateur. En effet, le temps de rétention du gaz entrave la libération du gaz hors de l'huile, ce qui entraîne une quantité significative de gaz comptabilisée comme de l'huile. Cette observation est particulièrement pertinente dans notre cas, où les puits sélectionnés sont des puits à condensat, ce qui implique une quantité importante de gaz.

IV.4.4.3. Analyse des débits de gaz :

Le débit de gaz mesuré par le séparateur est pratiquement identique au débit mesuré par le MPFM, ce qui indique qu'il n'y a pas une grande différence entre les deux débits.

1). Analyse des débits d'eau :

En comparant les débits d'eau mesurés par le séparateur et par le MPFM, nous avons observé que le débit d'eau mesuré par le séparateur est toujours inférieur à celui mesuré par le MPFM. Cette constatation confirme notre hypothèse selon laquelle une partie de l'eau mesurée par le séparateur est en réalité de l'huile.

Table 3:calcul du débit d'eau

Puits	Date	choke	WHP	séparateur	MPFM
EME-08	16/02/2016	58	1282	5	78
EME-13	18/02/2016	48	3612	17	20
EME-18	15/02/2016	38	3886	33	20
EME-20	19/02/2016	50	2650	0	2
EME-23	22/02/2016	56	3570	18	29
EME-09	06/03/2016	94	2235	11	18

Table 4: écart entre les débits d'huile du séparateur et ceux du MPFM

Puits	MPFM Résultats (STB/D)	Séparateur résultats(STB /D)	Diff (STB/D)
EMN-16	5302	6073	771
MLSE-03	4553	4985	432
EMN-06	645	962	317
EMK-15	3561	3705	144
EMN-02	1749	1842	93
EMN-01	4137	4741	604

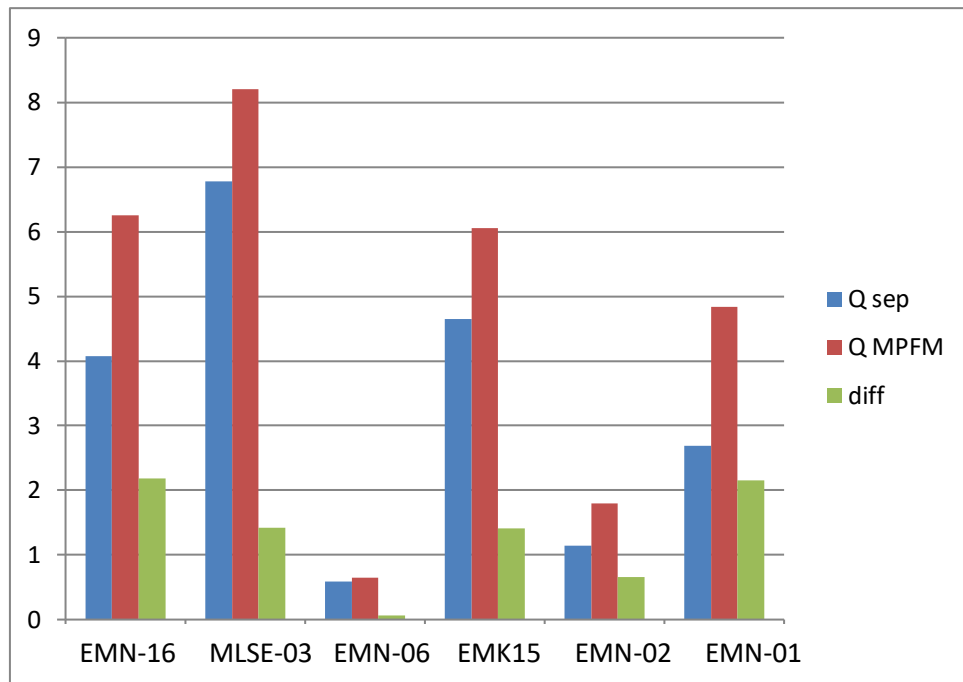


Figure 28: Débit d'huile de MPFM vs séparateur.

Le tableau suivant montre les écarts des différents débits d'huile mesuré par MPFM et séparateur.

Puits	MPFM résultats (MMScf/D)	séparateur résultats (MMScf/D)	Diff (MMScf/D)
EMN-16	6.25	4.07	2.18
MLSE-03	8.2	6.78	1.42
EMN-06	0.65	0.59	0.06
EMK-15	6.06	4.65	1.14
EMN-02	1.8	1.14	0.66
EMN-01	4.84	2.69	2.15

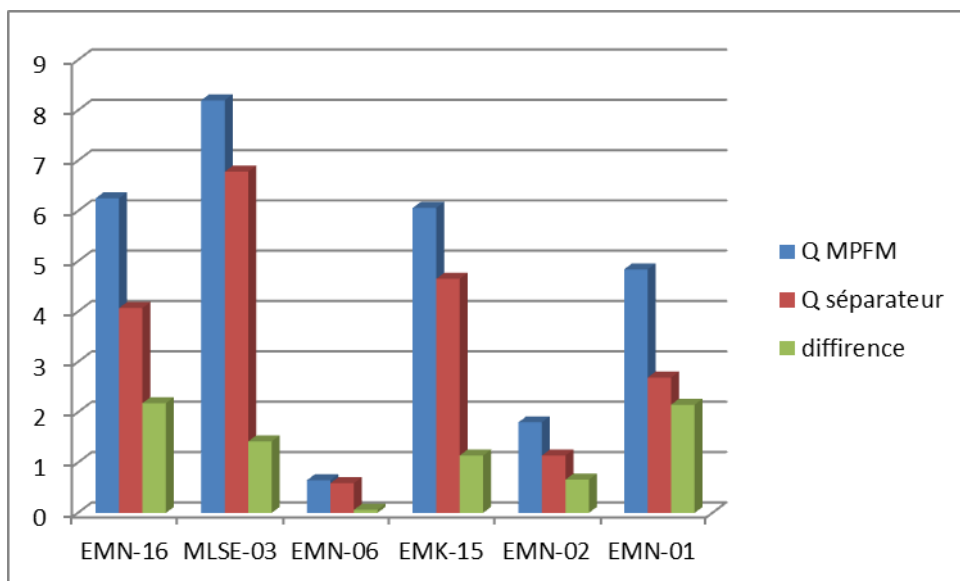


Figure 29: Débits de gaz MPFM vs séparateur

2) Analyse des débits d'huile et de gaz :

- Selon l'analyse EMN-16, les résultats indiquent une sous-estimation du débit d'huile d'environ 12%, ce qui équivaut à 771 barils par jour. En revanche, le débit de gaz est surestimé d'environ 53%, représentant 2.18 millions de pieds cubes standards par jour. De plus, le GORT (Gas-Oil Ratio Total) est surestimé de 75%.
- Selon l'analyse MLSE-03, il apparaît que le débit d'huile est sous-estimé d'environ 8%, ce qui correspond à environ 432 barils par jour. En revanche, le débit de gaz est surestimé d'environ 20%, atteignant environ 1.42 millions de pieds cubes standards par jour. De plus, le GORT (Gas-Oil Ratio Total) est surestimé de 32%.
- D'après l'analyse EMN-06, il ressort que le débit d'huile est sous-estimé d'environ 32%, soit une différence de 317 barils par jour. En revanche, le débit de gaz est surestimé d'environ 10%, correspondant à environ 0.06 millions de pieds cubes standards par jour. De plus, le GORT (Gas-Oil Ratio Total) est surestimé de 70%.
- Selon l'analyse EMK-15, il est observé que le débit d'huile est légèrement sous-estimé d'environ 4%, soit une différence de 144 barils par jour. En revanche, le débit de gaz est surestimé d'environ 30%, atteignant environ 1.41 millions de pieds cubes standards par jour. De plus, le GORT (Gas-Oil Ratio Total) est surestimé de 35%.
- Selon l'analyse EMN-02, il est observé que le débit d'huile est sous-estimé d'environ 5%, correspondant à une différence d'environ 93 barils par jour. En revanche, le débit de gaz est surestimé d'environ 57%, atteignant environ 0.66 millions de pieds cubes standards par jour. De plus, le GORT (Gas-Oil Ratio Total) est surestimé de 40%.
- Selon l'analyse EMN-01, il est observé que le débit d'huile est sous-estimé d'environ 5%, correspondant à une différence d'environ 93 barils par jour. En revanche, le débit de gaz est surestimé d'environ 57%, atteignant environ 0.66 millions de pieds cubes standards par jour. De plus, le GORT (Gas-Oil Ratio Total) est surestimé de 40%.

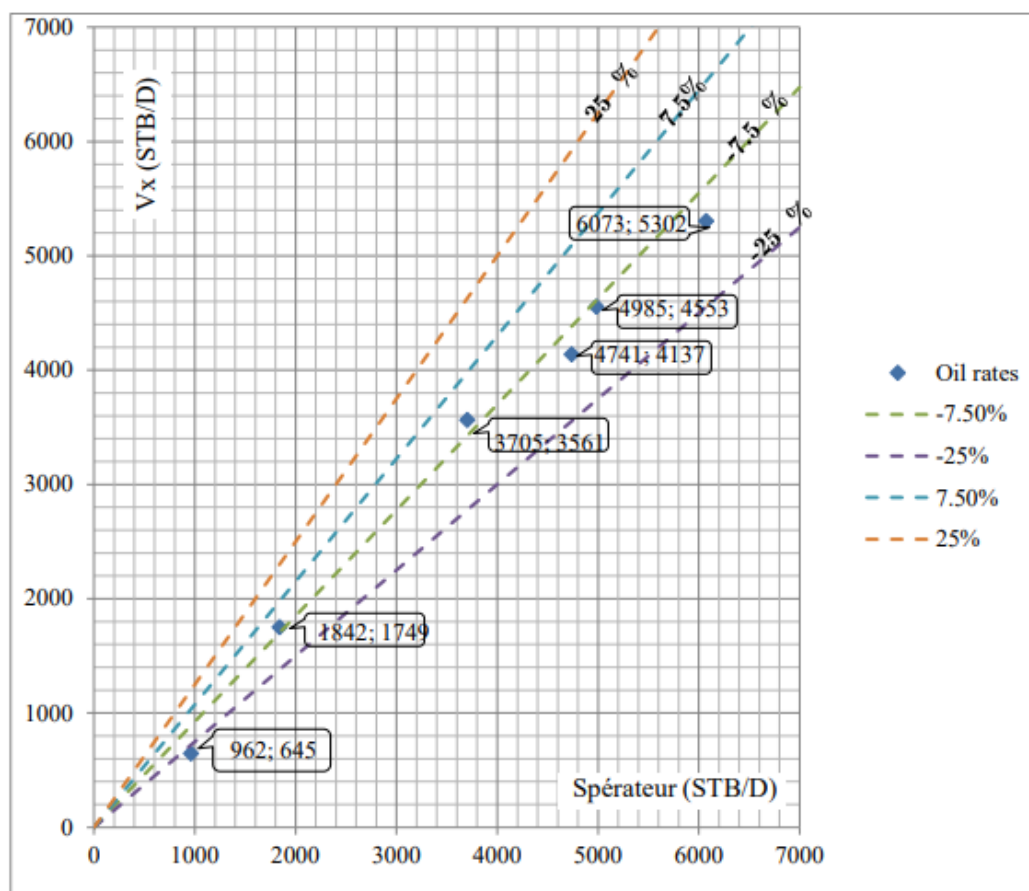


Figure 30: Débits d'huile MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur.

IV.5.Représentation de la bande d'erreur %

1) Débit d'huile :

Les données concernant les débits d'huile illustrent clairement que le puits EMN-16 se démarque de manière significative des autres puits en termes de production d'huile, affichant des quantités nettement plus élevées. De plus, il présente l'écart le plus important entre les débits mesurés par le MPFM et ceux enregistrés par le séparateur.

Les débits d'huile des puits EMN-02 et EMK-15 se situent dans une plage d'incertitude acceptable, avec un écart inférieur à 7,5%.

Les débits d'huile des puits MLSE-03, EMN-16 et EMN-01 se situent dans une plage d'incertitude peu satisfaisante, avec un écart supérieur à 7,5% mais inférieur à 25%. Cette observation met en évidence l'absence de fiabilité des tests effectués, que ce soit par le séparateur ou par le MPFM, pour évaluer avec précision ces débits d'huile.

Le débit d'huile du puits EMN-06 se situe dans une plage d'incertitude inacceptable, avec un écart supérieur à 25%. Cette constatation suggère que le test effectué est invalide pour évaluer avec précision le débit d'huile de ce puits.

2). Débit de gaz :

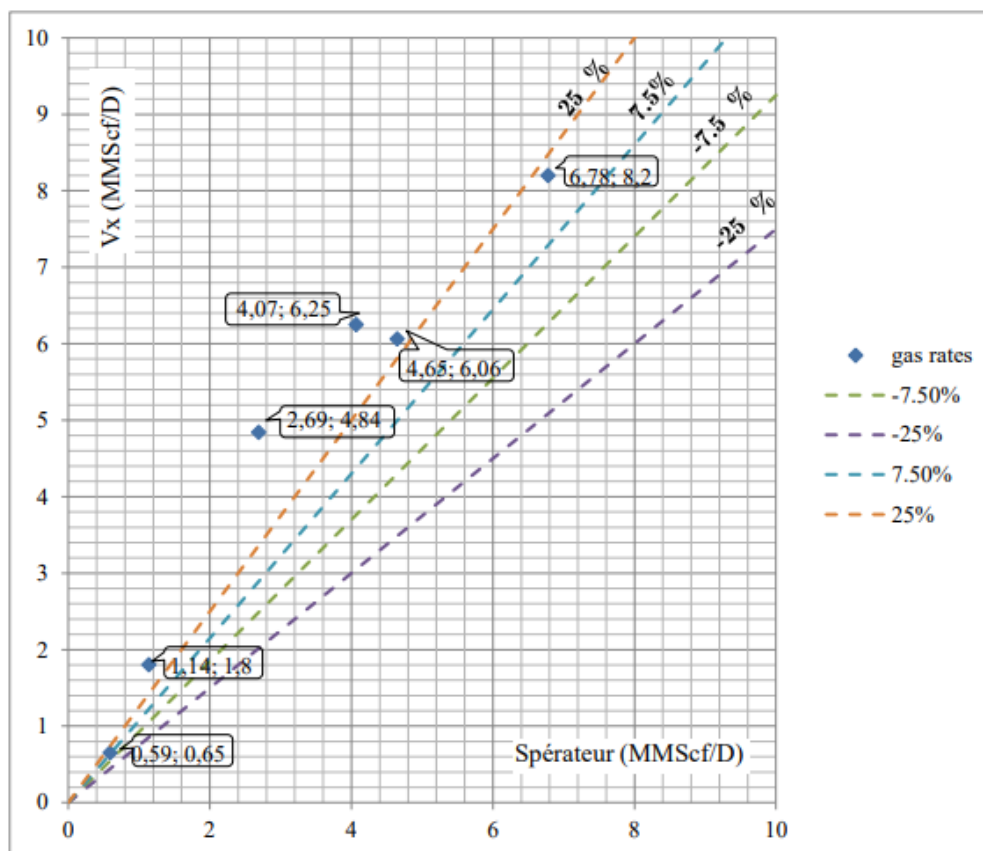


Figure 31: Débits de gaz MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur

Les données relatives aux débits de gaz mettent en évidence que le puits MLSE-03 se distingue en termes de production de gaz, affichant la plus grande quantité parmi tous les puits. Par ailleurs, le plus grand écart entre les mesures du séparateur et du MPFM se trouve dans le puits EMN-16.

Les débits de gaz des puits MLSE-03 et EMN-06 se situent dans une plage d'incertitude peu satisfaisante, avec un écart supérieur à 7,5% mais inférieur à 25%. Cette constatation met en évidence l'absence de fiabilité des tests effectués, que ce soit par le séparateur ou par le MPFM, pour évaluer avec précision ces débits de gaz.

Les débits de gaz des puits EMN-16, EMK-15, EMN-02 et EMN-01 se situent dans une plage d'incertitude inacceptable, avec un écart supérieur à 25%. Cette observation suggère que les tests effectués sont invalides pour évaluer avec précision les débits de gaz de ces puits.

La comparaison fait ressortir les évènements suivants :

Le débit d'huile mesuré par le séparateur est constamment plus élevé que le débit d'huile mesuré par le MPFM.

À mesure que les débits diminuent, la disparité entre les deux débits d'huile diminue également.

Lorsque les débits d'huile dépassent les 4000 barils par jour, la différence entre les deux débits augmente de manière significative, atteignant environ 400 barils par jour.

Les variations des écarts entre les débits de gaz mesurés par le séparateur et ceux mesurés par le MPFM se situent dans une fourchette allant de 0,06 MMScf/d à 2,18 MMScf/d.

IV.6.Critique de la comparaison :

Le volume d'huile est le paramètre le plus crucial à calculer lors d'un test de puits. Ce calcul est influencé par de nombreux facteurs, en particulier le calcul du volume de gaz dissous dans l'huile. Il convient de noter que la comparaison effectuée a été réalisée en utilisant le modèle MPFMFluid ID précédemment appliqué au puits EMN-08 pour l'ensemble du champ EMN, ainsi qu'au puits EMK-10 pour l'ensemble du champ EMK et MLSE, en utilisant également le facteur CCF du puits EMK-10 pour tous les puits. Toutefois, une comparaison plus précise pourrait être obtenue si le modèle MPFM FID et le calcul du facteur CCF étaient déterminés pour chaque puits individuellement. Cette critique a été prise en compte, et une nouvelle comparaison a été effectuée pour le puits EME-16 après la recalibration du MPFM et l'utilisation du facteur CCF et du modèle MPFM Fluid ID appropriés.

IV.7.Discussion des résultats obtenus :

En exploitant l'incroyable potentiel du modèle MPFM Fluid ID et en tenant compte du facteur CCF approprié pour chaque puits, les résultats obtenus à l'aide des deux méthodes (MPFM et séparateur) convergent harmonieusement .

.Evaluation des performances :

Evaluation technique :

Lors de la première comparaison, tant le MPFM que le séparateur ont présenté des résultats en dehors de la plage d'incertitude acceptable. Dans le cas du séparateur, le débit d'huile peut être surestimé en raison de l'augmentation de la pression causée par les restrictions des lignes de sortie du séparateur ou par l'accumulation de sables et de sédiments à l'intérieur de celui-ci.

De plus, le test effectué par l'entreprise nationale de service des puits (ENSP) utilisait le même facteur CCF pour corriger les débits, alors qu'il serait préférable de le mesurer précisément pour chaque correction .

Quant au MPFM, les problèmes sont attribuables à une mauvaise calibration ou à un échantillonnage incorrect lors de sa mise en service. De plus, le test du MPFM a été réalisé en utilisant le modèle MPFM FID précédemment développé pour le champ EMN (EMN-08) et le champ EMK (EMK-10), ce qui peut engendrer certaines incertitudes.

Dans la deuxième comparaison, après avoir utilisé le modèle MPFM Fluid ID et le facteur CCF approprié, les écarts entre les résultats du MPFM et du séparateur lors de l'essai du puits EME-16 convergent.

Evaluation économique :

Il est indéniable que l'utilisation d'un phase watcher MPFM (au coût d'environ 380 000 dollars) offre des avantages financiers considérables par rapport à la méthode de jaugeage par séparateur triphasique pour un test (environ 25 000 dollars par test) et aux phase testers MPFM (coûtant entre 40 000 et 60 000 dollars par test). Ces bénéfices sont attribuables aux nombreux avantages que présente le MPFM en termes de temps et de manipulation, se traduisant ainsi par des gains financiers significatifs, notamment :

- Si l'on compare les prix de manière simple, on constate que le montant investi pour réaliser 13 essais de puits équivaut au coût d'un MPFM .Cependant, il est important de noter que le MPFM offre la possibilité d'effectuer des dizaines d'essais supplémentaires et qu'il reste opérationnel de manière continue.
- Si l'on compare les capacités de test, le MPFM offre la possibilité de tester deux puits par jour, avec une durée de 12 heures chacun. En revanche, avec l'utilisation d'un séparateur, on ne peut tester qu'un seul puits tous les trois jours, ce qui comprend une journée pour la préparation de l'installation (rig up), une journée pour le test et une journée pour le démontage de l'installation (rig down).
- Contrairement au séparateur qui exige une équipe complète, l'utilisation du MPFM ne requiert pas un personnel nombreux.
- Grâce à la transmission immédiate des données de test via le DAFC, le contrôle de la production du champ est grandement facilité, ce qui diffère du jaugeage conventionnel où les résultats ne sont obtenus qu'à la fin de la journée .
- L'utilisation du MPFM assure la sécurité du personnel, ce qui n'est pas le cas avec le jaugeage où les risques liés aux hautes pressions sont plus élevés.
- Le MPFM permet une continuité de la production sans interruption.
- Grâce à l'absence de parties mobiles, le MPFM présente une probabilité réduite de défaillance.
- Le MPFM offre une polyvalence unique en étant adapté aux puits producteurs d'huile lourde, volatile, gaz à condensat, gaz sec et humide .

Conclusion :

L'essai de puits revêt une importance capitale dans l'industrie pétrolière, que ce soit par le biais d'un séparateur triphasé ou par l'utilisation de la technologie de mesure d'écoulement polyphasique MPFM . En effet, il permet de déterminer la quantité d'huile, d'eau et de gaz produite par chaque puits et par le champ dans son ensemble. Le séparateur offre des mesures plus précises et plus réalistes en termes d'exactitude, car il mesure les écoulements de façon monophasique. Cependant, il est moins économique et moins opérationnel dans la gestion de la production par rapport à la technologie MPFM.

Les avantages offerts par le MPFM par rapport à la méthode conventionnelle basée sur le critère de densité sont innombrables. La mesure des débits s'effectue sans séparation des fluides et de manière continue. Le suivi en temps réel des informations fournies par le Multiphase Flow Meter (MPFM) permet non seulement de détecter les perturbations de gaz et les arrivées d'eau (conning), mais également de mettre à jour en permanence le modèle dynamique du réservoir.

D'un point de vue économique, le temps nécessaire pour effectuer les mesures est considérablement réduit par rapport à la méthode conventionnelle. De plus, le personnel requis et la logistique sont moins importants par rapport à ceux nécessités par l'utilisation d'un séparateur.

Sur le plan environnemental, l'utilisation du MPFM pour le comptage de la production présente l'avantage d'éliminer tout risque de pollution, car il n'y a pas de torchage ni de déversement de fluides polluants.

Dans le champ pétrolier Hassi Massoud, le MPFM est encore en phase d'essai, et les premiers résultats ont montré une moindre précision, des mesures moins réalistes et des erreurs en dehors des limites de tolérance. Les erreurs de mesure des débits d'huile atteignaient 32 %, celles du débit de gaz 80 % et celles du Gas Oil Ratio Total (GORT) 75 %. Cela était dû à une mauvaise calibration et à un échantillonnage incorrect des puits lors des premiers tests, ainsi qu'à l'utilisation d'un seul modèle MPFM Fluid ID et d'un facteur CCF généralisé pour tous les puits.

Lors du deuxième test, réalisé avec un modèle MPFM Fluid ID spécifique à chaque puits et un facteur CCF correspondant, les résultats de mesure du MPFM et du séparateur convergeaient, et les erreurs de mesure des débits d'huile ne dépassaient pas 3 %.

Ce dernier test a démontré que le MPFM est un outil extrêmement performant pour le comptage de la production, grâce à sa fiabilité et à la précision de ses mesures. Il est donc en mesure de remplacer efficacement les méthodes conventionnelles de comptage de la production.

Conclusion général :

En conclusion, la comparaison entre le jaugeage conventionnel et par MPFM (Multiphase Flow Meter) révèle des avantages et des inconvénients distincts pour chaque méthode. Le jaugeage conventionnel, qui repose sur des techniques de mesure traditionnelles telles que la détection de pression, de température et de débit, offre une approche éprouvée et bien établie pour estimer les caractéristiques des fluides dans les conduites de production. Il est généralement moins coûteux à mettre en place et peut fournir des mesures précises lorsqu'il est correctement calibré et utilisé.

D'autre part, le jaugeage par MPFM est une technologie plus récente qui utilise des capteurs spécifiques pour évaluer les débits, les fractions volumiques et les propriétés des fluides multiphasiques en temps réel. Il peut être plus coûteux à mettre en œuvre et nécessite souvent une calibration approfondie pour des performances optimales. Cependant, il présente des avantages significatifs en termes de surveillance continue, de rapidité et de précision des mesures, ainsi que de capacité à fournir des données en temps réel pour une optimisation en temps réel des processus de production.

La décision d'utiliser le jaugeage conventionnel ou par MPFM dépendra de plusieurs facteurs, tels que les objectifs de mesure, la complexité du système, les contraintes budgétaires et les préférences opérationnelles. Dans certains cas, une combinaison des deux approches peut être utilisée pour tirer parti des avantages spécifiques de chaque méthode.

En résumé, le jaugeage conventionnel est une méthode éprouvée et économique, tandis que le jaugeage par MPFM offre des mesures en temps réel plus précises et une meilleure capacité d'optimisation. La sélection de la méthode dépendra des besoins spécifiques de chaque application.

Bibliographie :

- [1] DJI MTEMADJI CHARLES ET BENAICHA ET MORSLI HAMZA (mémoire fin d'étude)
- [2] FR.SCRIBD.COM /ESSAIS DES PUITES
- [3] LES ÉQUIPEMENTS (LES SÉPARATEURS), Manuel De Formation Cours EXP- PREQ080 Révision 0.1, TOTAL (11/04/2007), p.10.26.27..14.11.11
- [4] Document Sonatrach, Le jaugeage, 1998 .
- [5] LECHELACHE Malek (2017), Etude descriptive d'un compresseur à Vis ATLAS Copco GA 500, Mémoire d'ingénieur spécialisé, Institut Algérien du Pétrole, P. 9.10.11.12
- [6] HANDBOOK OF MULTIPHASE FLOW METERING, REVISION 2 MARCH 2005, p.11.58.78.79.84.85.
- [7] Gordon Stobie, Campaign Well Testing of a Complex Reservoir Using an MPM Références bibliographiques 59 Multiphase Meter, North Sea Flow Measurement Workshop, 32nd, , 21-24 October 2014 p.3.
- [8] HALLIBERTON SERVICES. WELL TESTING SERVICES.
- [9] Ian atkinson, A new horizon in multiphase flow measurement, ,2004/2005.
- [10] Xiaohong Zhang¹, Alessandro Speranza¹, , Improving reliability of multiphase flow metering with thermodynamic, Upstream Engineering and Flow Assurance , 25 May 2017 p.3.
- [11] DAOUDI Hanane, DJARI Chahrazed (2013), Evaluation et détermination des paramètres de production par la nouvelle technologie VX, Mémoire de Master, Université de Ouargla, p.11.