

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**ADEL Abderrahim, BOUGOFFA Djaballah, BERRAMDANE Mohamed**

-THÈME-

---

# **Etude comparative entre le MPM et le Séparateur de test (cas de champ elmerk)**

---

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mr. MEHASSOUEL AMMAR

Prof Univ. Ouargla

Rapporteur : Mr. KHEBBAZ MOHAMED Al-GHALI

Prof Univ. Ouargla

Examineurs : Mr. MILOUDI MOUSTAPHA

Prof Univ. Ouargla

# *Remerciements*

*Nos premiers remerciements à **Dieu** Tout-Puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il nous a accordées pour achever notre travail de recherche.*

*Tout d'abord, nous remercions l'encadreur **Khebbaz Mohamed Al-Ghali**, maître de conférences à l'Université de Kasdi Merbah Ouargla, pour son acceptation de superviser cette thèse.*

*Nous tenons également à remercier tous les jurés et tous les professeurs de l'Université de Kasdi Merbah Ouargla, avec notre profonde gratitude pour leur intérêt pour ce travail et pour leur accord pour le juger.*

*Nous remercions tous les membres de notre famille pour leur soutien moral et leur aide, ainsi que tous ceux qui nous ont soutenus et aidés tout au long de cette étude et toutes les personnes qui ont contribué directement ou indirectement à ce travail.*

*Nous remercions nos amis pour notre soutien et nos encouragements tout au long de ces années.*







# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail aux deux être qui n'ont cessé  
de se Sacrifice pour que je réussisse.*

*A ma mère mon père Que Dieu ait pitié de lui pour les  
sacrifices*

*Dont ils ont fait preuve et mon égard.*

*A mes chères frères.*

*A tous les membres de ma famille qui m'ont aidé  
durant toutes mes études.*

*A mes camarades de promo de Production en générale.*

*A tous mes amis : Mohamed, hamza, hassen, baki,  
kacem, hichem, abderrazaké , toufik,*

*A tout les étudiants de Ouargla.*

*Merci à tous.*

*Adel Abderrahim*





# Dédicace

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'  
a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour  
son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de  
mes études.*

*A tous mes frères et sœurs.*

*A mes meilleurs amis surtout : Walid ; Abd el Hadi ; khair dîne*

*A mes collègues dans cette recherche : adel ; bougeffa*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte.*

*Mohamed Berramdane*

# Dédicace

*En premier lieu, je tiens à remercier mon DIEU, notre créateur pour nous  
avoir donné la force pour accomplir ce travail.*

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec  
les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail  
: A ma très chère mère Tourkia qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui  
n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*Tous les mots du monde ne sauraient exprimer l'immense amour que je te porte,  
ni la Profonde gratitude que je te témoigne pour tous les efforts et les  
sacrifices que tu n'as jamais cessé de consentir pour mon instruction et mon  
bien-être. A mon très cher père Ahmed pour ses encouragements, son soutien,  
surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement  
de mes études. A mes adorables sœurs. A mes chers frères*

**BOUGOFFA DJABALLAH**

## Résumé

Cette étude a été menée afin de connaître les conditions de production du puits pour évaluer les performances du puit de champ elmerk afin d'analyser les résultats à l'aide de deux techniques MPM et test séparateur. MPM est un débitmètre pour mesurer les différents débits des phases liquides et gazeuses

MPM permet de fournir des données continues et en temps réel permettant une meilleure description des performances du champ et du réservoir avec réactivité. Les changements de rapport pétrolier et gazier ou les coupures d'eau peuvent être connus et quantifiés instantanément, tandis que les pauses de test conventionnelles ne fournissent des informations qu'à des moments distincts. approprié.

Le but de cette étude est de déterminer les inconvénients et les avantages de chaque méthode

**Mots Clés :** Réservoir – Séparateur test – MPM - débit.

## الخلاصة

أجريت هذه الدراسة لمعرفة ظروف إنتاج البئر لتقييم أداء بئر ELMERK من أجل تحليل النتائج باستخدام تقنيتين MPM واختبار الفاصل

MPM هو مقياس تدفق لقياس معدلات التدفق المختلفة لمراحل السائل والغاز دون الحاجة الى فصل السوائل والغاز

تساعد MPM بتوفير بيانات مستمرة في الوقت الفعلي بحيث تسمح بوصف أداء الحقل والخزان بشكل أفضل مع سرعة الاستجابة.

تقنية MPM تمكن مهندس الإنتاج من معرفة التغييرات التي تحصل في بئر حقل ELMERK في نسبة الزيت والغاز أو قطع الماء وتحديد كميتها على الفور ، في حين أن فواصل الاختبار التقليدية توفر فقط معلومات في نقاط منفصلة في الوقت المناسب.

الهدف من هته الدراسة تحديد عيوب ومزايا كل طريقة

الكلمات الدالة : فواصل الفحص – خزان – تدفق – تدفق متعدد الأطوار (MPM)

# Abstract

This study was conducted in order to know the production conditions of the field de well ELMERK to évaluer the performance of the well in order to analyse the results using two techniques MPM and separator test. MPM Is a flowmeter to measure the different flow rates of the liquid and gas phases

MPM provides continuous, real-time data for a better description of field and tank performance with reactivity. Changes in oil and gas ratios or water cuts can be known and quantified instantaneously, while conventional test breaks only provide information at distinct times. appropriates.

The purpose of this study is to determine the disadvantages and advantages of each méthode

**Key words :** Réservoir – Séparateur test – MPM - flow.

# Sommaire

<b>Remerciement</b>	
<b>Dédicace</b>	
<b>Résumé</b>	
<b>Sommaire</b>	<b>I</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>V</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>VII</b>
<b>Liste des abréviations et des symboles</b>	<b>VIII</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>01</b>

## Chapitre I : Présentation du champ EL MERK

<b>I.1. Introduction.....</b>	<b>2</b>
<b>I.2. Localisation du site .....</b>	<b>2</b>
<b>I.3. L’installation de surface d’un puits.....</b>	<b>3</b>
I.3.1 La tête de puits .....	3
I.3.2 Dilution Water system (DW system) .....	5
I.3.3. Système d’injection de gaz lift.....	5
I.3.4. La ligne de production .....	6
I.3.5. Les FGS (Field Gathering Station) .....	7
<b>I.4. Description des réservoirs .....</b>	<b>8</b>
<b>I.5. Les Divisions du Champs El Merk.....</b>	<b>9</b>
I.5.1. Division HSE .....	10
I.5.2. Division exploitation.....	10
I.5.3. Division logistique .....	10
I.5.4. Division IT .....	11
I.5.5. Division maintenance.....	11
I.5.6. Présentation de département engineering et production (EP) .....	11
<b>I.6. Description générale du procès de CPF .....</b>	<b>13</b>
I.6.1. But du projet El Merk .....	13
I.6.2. Traitement de brut.....	13
I.6.3. Compression des gaz.....	14
I.6.4. Déshydratation .....	15
I.6.5. Récupération des GPL .....	16
I.6.6. Compression des gaz résidus .....	17
I.6.7. Compression du gaz d’injection.....	17
I.6.8. Stockages et export .....	18



<b>I.7. Conclusion .....</b>	<b>19</b>
------------------------------	-----------

## **Chapitre II Généralité sur les méthode séparateur et MPM**

<b>II.1. Introduction : .....</b>	<b>20</b>
<b>II.2. Généralité sur la méthode de séparation : .....</b>	<b>20</b>
<b>II.2.1. Définition : .....</b>	<b>20</b>
<b>II.2.2. les types des séparateurs .....</b>	<b>21</b>
II.2.2.1. Séparateur vertical : .....	21
II.2.2.2. Séparateur horizontal : .....	22
II.2.2.3. Séparateur sphérique : .....	23
<b>II.2.3. Les avantages et les inconvénients des différentes types : .....</b>	<b>24</b>
<b>II.2.4. les internes de séparateur : .....</b>	<b>25</b>
II.2.4.1. Le Déflecteur (Deflector or diverter plate) .....	25
II.2.4.2. Le Coalescera (Demister pad / Coalescing pack) .....	25
II.2.4.3. Le Casseur de Vortex ou Anti-Vortex (Vortex breaker or anti-vortex).....	25
II.2.4.4. Le Plateau de barrage ou déversoir (Weir or Weir plate): .....	26
<b>II.2.5. Application de séparateur pour le test de jaugeage : .....</b>	<b>26</b>
II.2.5.1. Définition : .....	26
II.2.5.2. Le but de jaugeage : .....	26
II.2.5.3. Calcul du débit de gaz dans un séparateur : .....	27
II.2.5.4calculer du débit d'huile : .....	27
II.2.5.5. Calcule de la BSW : .....	28
II.2.5.6. Déterminer le GOR : .....	28
<b>II.2.6. le séparateur de test mobile : .....</b>	<b>28</b>
II.2.6.1. La description d'ensemble : .....	28
<b>II.2.7. Comportement de l'effluent dans le séparateur horizontal : .....</b>	<b>29</b>
<b>II.3. Généralité sur la méthode de MPM.....</b>	<b>30</b>
<b>II.3.1. Définition sur MPM .....</b>	<b>30</b>
<b>II.3.2. Les Types des appareilles : Ilya deux types : .....</b>	<b>30</b>
II.3.2.1. Production Testing[13] .....	30
II.3.2.2. Appareil compact conçu pour une installation permanente / surveillance .....	30
<b>II.3.3. Tailles des appareilles : .....</b>	<b>31</b>
<b>II.3.4. Les type de MPM : Il existe troi types .....</b>	<b>31</b>
II.3.4.1.Phase testeur .....	31
II.3.4.2.unité de test et mobile .....	32
II.3.4.3. Surface (tende de tranche)[14] .....	32
<b>II.3.5. Composition d'une unité de MPM.....</b>	<b>33</b>
II.3.5.1. Blind tee.....	33
II.3.5.2. Le venturi .....	34

III.3.5.3. 3DBroadband .....	34
III.3.5.4.Sonde de salinité (salinité probe) .....	35
II.3.5.5. Gamma densitomètre .....	36
II.3.5.6. Les transmetteurs de pression .....	36
II.3.5.7. Transmetteur de température .....	37
III.3.5.8. Ports d'échantillonnage.....	37
<b>II.3.6. LA Spécifications .....</b>	<b>38</b>
II.3.6.1. Spécifications des capteurs individuels et des dispositifs primaires : .....	38
II.3.6.2. Spécification des données et des formats de sortie.....	38
<b>II.3.7. Principe de fonctionnement MPM :.....</b>	<b>38</b>
II.3.7.1. La méthode des modèles type.....	39
II.3.7.2. La méthode des références .....	39
<b>II.3.8. Les caractéristiques techniques du MPM .....</b>	<b>39</b>
<b>II.3.9. Prencipe de mesure : .....</b>	<b>39</b>
<b>II.3.10. Étalonnage des MPM .....</b>	<b>41</b>
II.3.10.1. Étalonnage statique.....	42
II.3.10.2. étalonnage dynamique .....	42
II.3.10.3. Étalonnage In sit .....	42
II.3.10.4. Étalonnage sur le terrain.....	43
II.3.10.5. L'étalonnage des laboratoires Dans Indépendants.....	43
<b>II.3.11. Configuration de champs : .....</b>	<b>43</b>
II.3.11.1.Les problème de la configuration de champ :.....	44
<b>II.4. Conclusion :.....</b>	<b>44</b>

### Chapitre III etude de cas

<b>III.1. Introduction : .....</b>	<b>45</b>
<b>III.2. Les résultats obtenus par le MPM : .....</b>	<b>45</b>
III.2.1. Les équations les plus importantes utilisées pour obtenir les résultats de la mesure MPM : .....	45
III.2.2. Le rapport des résultats de MPM (Cas du puits EME-09 (puits producteur de condensat) .....	46
<b>III.3. Les résultats du séparateur de test :.....</b>	<b>47</b>
III.3.1. Les paramètres à surveillé sur un séparateur.....	47
III.3.2. Les formules utilisées pour mesures les résultats du séparateur de test :.....	48
III.3.3. Séquences d`opération du test : Cas du puits EME-09 .....	48
<b>III.4. Comparaison et analyse entre du MPM et du séparateur :.....</b>	<b>50</b>
III.4.1. Comparaison générale : .....	50
III.4.2. Analyser des résultats :.....	51
III.4.2.1. Analyse de GOR : .....	52
III.4.2.2. Analyse des débits d`huile :.....	52

---

III.4.2.3. Analyse des débits de gaz.....	52
<b>III.5. L’impact des résultats du test sur l’allocation des paramètres de production :</b>	<b>52</b>
<b>III.6. Les avantages et les Inconvénients .....</b>	<b>54</b>
III.6.1. Les avantages opérationnels du MPM : .....	54
III.6.2. Inconvénients opérationnels du MPM :.....	55
III.6.3. Avantage opérationnels du séparateur.....	55
III.6.4. Inconvénients opérationnels du séparateur : .....	55
<b>III.7. Conclusion :</b> .....	<b>55</b>
<b>Conclusion générale :</b> .....	<b>57</b>
<b>Références et bibliographies.....</b>	<b>58</b>



## *Liste des Figures*

<b>Figures</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1</b> : Localisation des blocks du projet El Merk	02
<b>Figure I.2</b> : Environnement du champ El Merk	02
<b>Figure I.3</b> : la carte du champ El Merk	03
<b>Figure I.4</b> : Vue d'un puits muni d'une nouvelle technologie d'installation de surface	03
<b>Figure I.5</b> : Partie inférieure d'une tête de puits.	04
<b>Figure I.6</b> : Arbre de Noel	05
<b>Figure I.7</b> : Système d'injection du GL	06
<b>Figure I.8</b> : Installation de surface d'un puits producteur d'huile	07
<b>Figure I.9</b> : l'installation de surface du FGS	08
<b>Figure I.10</b> : Gisements / formations géologiques	08
<b>Figure I.11</b> : Localisation des différents champs	09
<b>Figure I.12</b> : Organigramme de la division maintenance	11
<b>Figure I.13</b> : schéma bloc simplifié	13
<b>Figure I.14</b> : Schéma de traitement du brut	14
<b>Figure I.15</b> : Système de compression d'injection de gaz	15
<b>Figure I.16</b> : Système de d'dehydration gazeuse	16
<b>Figure I.17</b> : Schéma de récupération de GPL	16
<b>Figure I.18</b> : Système de compression de gaz résidu	17
<b>Figure I.19</b> : Système de compression de gaz associé	18
<b>Figure I.20</b> : Stockage comptage et export d'huile	19
<b>Figure I.21</b> : Condensat stockage comptage et export	19
<b>Figure I.22</b> : LPG stockage comptage et export	19
<b>Figure II.1</b> : Situation de la séparation d'un produit hydrocarbure	21
<b>Figure. II.2</b> : séparateur vertical	22
<b>Figure II.3</b> : séparateur horizontal	23
<b>Figure II.4</b> : séparateur sphérique	23
<b>Figure II.5</b> : défecteur	25
<b>Figure II.6</b> : le coalescera	25
<b>Figure II.7</b> : le casseur de vortex	26
<b>Figure II.8</b> : le plateau de barrage	26
<b>Figure II.9</b> : Séparateur horizontal mobile d'essais	28

<b>Figure II.10</b> : fonctionnement d'un séparateur	29
<b>Figure II.11</b> : VX WATCHER PHASE Exploration/Production Testing Compact et mobile	30
<b>Figure II.12</b> : PHASE TESTER MPM	31
<b>Figure II.13</b> : TAILLES DES APPAREILLES DESCRIPTION GENERALE D'UN MPFM (VX TECHNOLOGIE)	31
<b>Figure II.14</b> : Phase tester phase watcher	32
<b>Figure II.15</b> : Phase Watchersubseameter	32
<b>Figure II.16</b> : Subseameter	33
<b>Figure II.17</b> : composition d'un MPM	33
<b>Figure II.18</b> : Blind tee	34
<b>Figure II.19</b> : le venturi	34
<b>Figure II.20</b> : 3D Broadband scan.	35
<b>Figure II.21</b> : La sonde de salinité..	35
<b>Figure II.22</b> : Gamma densitomètre	36
<b>Figure II.23</b> : les trois transmetteurs de pression	37
<b>Figure II.24</b> : transmetteur de température	37
<b>Figure II.25</b> : ports d'échantillonnage.	38
<b>Figure II.26</b> : principe de mesure de venturi	40
<b>Figure II.27</b> : La source radioactive	40
<b>Figure III.1</b> : rapport numérique du MPM	46
<b>Figure III.2</b> : évolution des pressions et températures	46
<b>Figure III.3</b> : les débits dans les conditions standards	47
<b>Figure III.4</b> : évolution du $\Delta p$	47
<b>Figure III.5</b> : Paramètres Vs temps	49
<b>Figure III.6</b> : amélioration des facteurs d'allocation	53
<b>Figure III.7</b> : pression de tête Vs débit de gaz après la mise a jour du pseudo-densité	54
<b>Figure III.8</b> : pression de tête Vs débit massique	54

---

*liste des tableaux*

<b>Tableaux</b>	<b>page</b>
<b>Tableau I.1</b> : Composition moyenne des puits "huile"	09
<b>Tableau I.2</b> : Composition moyenne des puits " condensats "	09
<b>Tableau II.1</b> : Comparaison des performances des différents types de séparateurs	24
<b>Tableau III.1</b> : résultat du séparateur.	55
<b>Tableau III.2</b> : résultat du MPM	55



## *liste d'abréviation*

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
Vx :	Venteri en X
C :	Capacité de la chambre de mesure
Cf :	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 m <sup>3</sup> /h
Q <sub>eau</sub> :	débit d'eau en m <sup>3</sup> /h
Q gaz :	débit de gaz en m <sup>3</sup> /h
Q liquide :	débit de liquide en m <sup>3</sup> /h
Q total :	débit totale en m <sup>3</sup> /h
T :	Température en °c
Y :	Facteur d'expansion
Z :	Coefficient de compressibilité du gaz
δg :	densité du gaz.
μ :	Coefficient d'absorption massique
q :	densité
x :	diamètre du tuyau
ρ :	densité du mélange
g :	constante gravitationnelle
Cf :	Coefficient de décharge.
ε :	facteur d'expansion
Fb :	Basic factor orifice
Fg :	Spécifique gravité factor
Ftf :	Gas température factor
Fpv :	Super compressibilité factor
OMCF :	OIL mechanical correction factor
Y :	Expansion Factor
Hw :	Différentiel pressure a cross orifice plate (in H2O)
α <sub>G</sub> :	Fraction de gas
α <sub>w</sub> :	Fraction d'eau
α <sub>o</sub> :	Fraction de oil
W <sub>C</sub> :	water cut
S :	section
ρ <sub>mix</sub> :	densité du mélange (mixture densité)

# Introduction générale



## Introduction

L'étude du réservoir est le système le plus important dans l'exploitation pétrolière car il donne une image des gisements d'hydrocarbures complets, qui nécessitent des techniques d'analyse du comportement pour obtenir de meilleures données pour construire un modèle sur construit, relancer le pétrole, et construire un Projet de développement du champ de pétrole.

La connaissance des débits des caractéristiques physiques des liquides et les données PVT est essentielle au développement optimal d'un champ pétrolier. Les ingénieurs de production et d'installation étudient le comportement thermique, hydraulique et chimique des fluides multiphasiques du puits pour assurer le flux de pétrole et de gaz à partir de ce point de stockage par des mesures périodiques avec un séparateur de test, ou en continu avec le MPM (Multi Phase Mètre). Cela permettrait d'identifier d'éventuels blocages dans la production ou l'équipement Ou réservoir (ex : sable, les asphaltènes, hydrates....)

Cette nouvelle technologie MPM qui va remplacer le séparateur a pour objectif de faire une mesure avec précision sans séparation de fluide. Dans cette recherche, nous avons abordé une étude sur la première étape du test de puits, cette étape est réalisée sur le terrain (in Field well test) par les séparateurs d'essais mobiles.

L'objectif de l'étude est de comparer la méthode conventionnelle et la méthode de la nouvelle technologie dans ce domaine et l'impact des résultats de chaque méthode sur l'allocation de production au champ El merk. A cet effet, l'intervention sur le puits est effectuée par le séparateur d'essai conventionnel et le MPM en même temps, nous prendrons les résultats de cette opération et on les analyses comparativement. Le travail affiché a été formé en trois chapitres. Le premier chapitre parle de l'information sur le champ de pétrole à étudier. Ensuite, le deuxième chapitre intitulé «Généralité sur les méthodes séparateur et MPM» nous avons abordé chaque dispositif et connaître les caractéristiques et la méthode Calculer le débit dans les deux et comparer. Enfin, dans le troisième chapitre qui constitue la partie la plus importante dans ce mémoire, là ou on trouve les données de base de cette étude, aussi que les résultats numériques et la comparaison entre les deux méthodes et connais le mieux entre les deux méthodes.

On achève ce manuscrit par une conclusion générale qui englobe des interprétations sur les résultats obtenus. Nous cherchons à prouver deux hypothèses :

- Quelle est la précision du MPM mesuré et donne la préférence au test du séparateur
- La technologie MPM est économique et rapide, et constitue le moyen le plus approprié pour analyser les informations de production et évaluer les performances des puits

# *Chapitre I*

---

*Présentation du champ*

*EL MERK*

## I.1. Introduction

Dans le cadre du plan de développement de la région de Hassi Berkine et EL Merk, SONATRACH et le Groupe américain Anadarko ont signé un contrat de développement de l'exploitation pétrolière, et enrichissement des procédés et des mécanismes opérationnels de cette dernière avec une nouvelle technologie.

Dans ce chapitre nous décrivons les caractéristiques ainsi que les activités réalisées dans le champ El Merk par le groupement Berkine. [1]

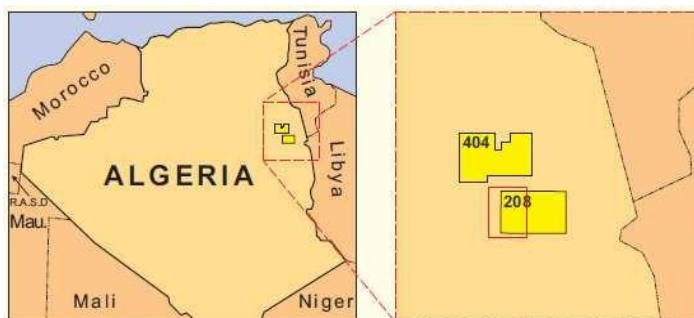
## I.2. Localisation du site

Le projet El Merk correspond à l'exploitation de dépôts isolés d'hydrocarbures situés approximativement à 220 km au sud-est d'Hassi Messaoud.

La zone de production a été découpée en 4 secteurs : [2]

Le block 208 (El Merk), qui regroupe 4 champs :

- EKT (El Kheit eh Tessekha).
- EMN (El Merk Nord)
- EME (El Merk Est).
- EMK / MLSE (champ groupé d'El Merk et de Menzel Ledjmat Sud-Est).
- Le block 405A (Menzel Ledjmet), déjà partiellement exploité avec les installations de production et d'export de Menzel Ledjmet Nord (MLN). Le gisement TAGI du sud-est de Menzel Ledjmat (MLSE) sera envoyé vers le CPF d'El Merk et traité en même temps que la production du site.



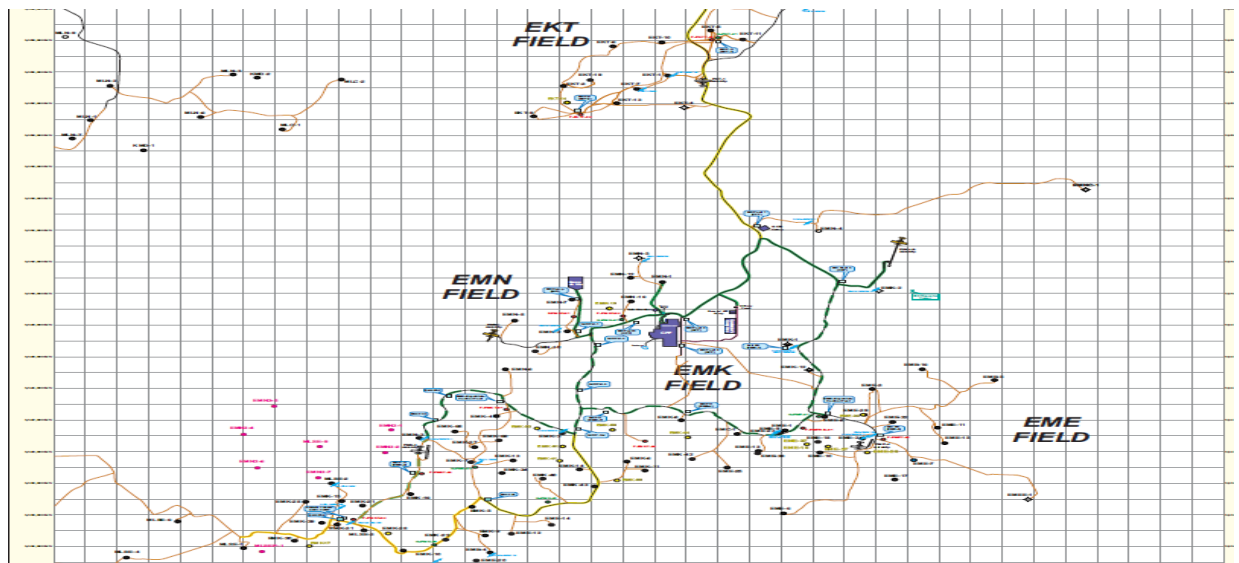
**Figure I.1 :** Localisation des champs El Merk [2]



**Figure I.2 :** Environnement du blocks du projet ElMerk [2]

- Les blocks 404 et 403a sont déjà opérés par le Groupement Berkine à l'aide du CPF d'Hassi Berkine qui traite la production des champs HBNS et de ses satellites, ainsi que les champs HBN. Ce CPF ne possédant pas d'unité de récupération de GPL, les gaz riches

récupérés pourraient, dans le futur, être envoyés vers le CPF d'El Merk pour y être traités.

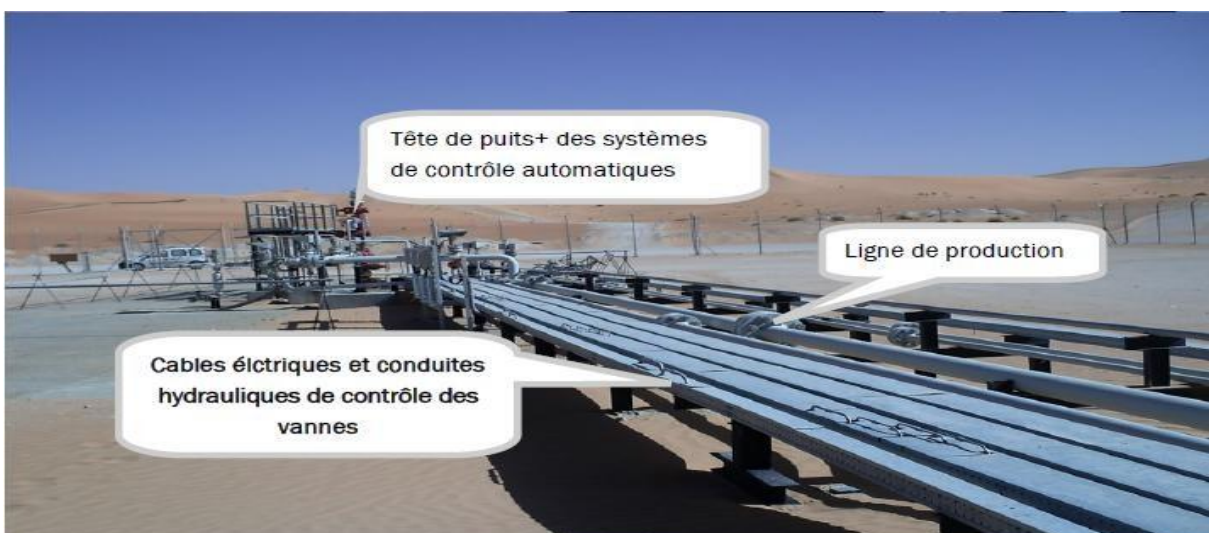


**Figure I.3 :** la carte du champ El Merk[2]

Le CPF d'El Merk est voisin d'un certain nombre de pipeline d'export de gaz et de brut. La production des installations rejoint un réseau de pipelines existant à Gassi Touil, à environ 160 km à l'ouest d'El Merk.

### I.3. L'installation de surface d'un puits

L'illustration ci-dessous montre quelques équipements de ces installations [3]



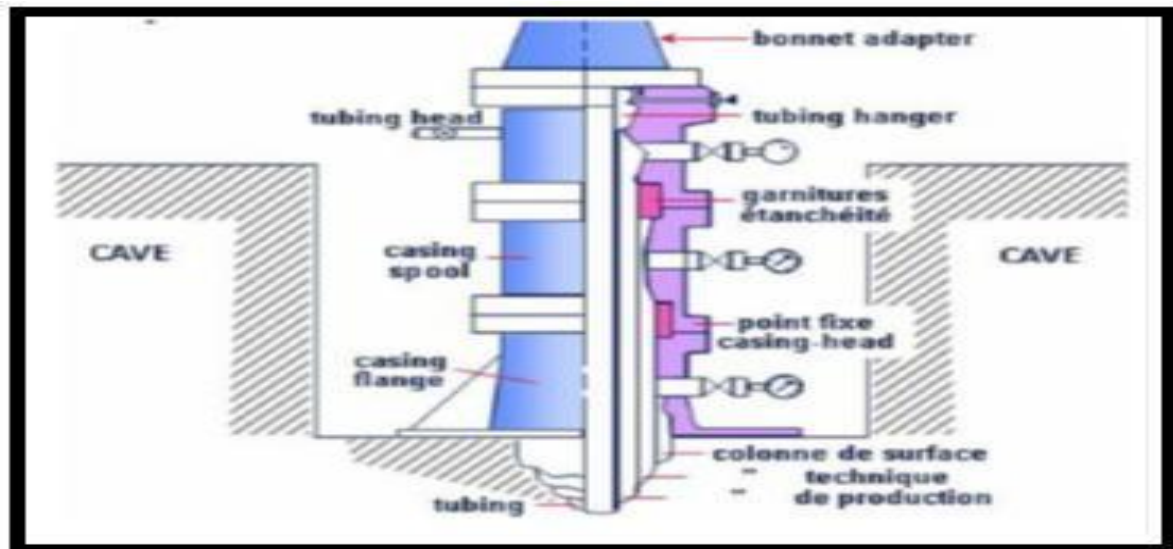
**Figure I.4 :** Vue d'un puits muni d'une nouvelle technologie d'installation de surface

#### I.3.1 La tête de puits

Elle se compose de deux parier

✓ **Partie inférieure**

- |                          |                  |
|--------------------------|------------------|
| - Casing head            | - Tubing head    |
| - Casing spool           | - Tubing hanger  |
| - Garniture d'étanchéité | - Bonnet adapter |



**Figure I.5** : Partie inférieure d'une tête de puits [3]

✓ **Partie supérieure (Arbre de Noel)**

C'est l'un des éléments qui a subi un changement avec cette nouvelle technologie. On trouve des parties qui ont gardé leurs fonctionnalités et des nouvelles parties ajoutées. Elle est composée de:

1. Vanne maîtresse supérieure (Upper Master Valve)
2. Vanne maîtresse inférieure (Lower Master Valve)
3. Vanne latérale (Wing Valve)
4. SSV (Safety surface valve) de la ligne de production
5. Vannes laterales d'injection (Kill Wing Valve)
6. La croix
7. Vanne de sommet (Swab Valve)





**Figure I.6 :** Arbre de Noel

On trouve dans certain puits producteur d'huile deux systèmes d'injection. [3]

### **I.3.2 Dilution Water system (DW system)**

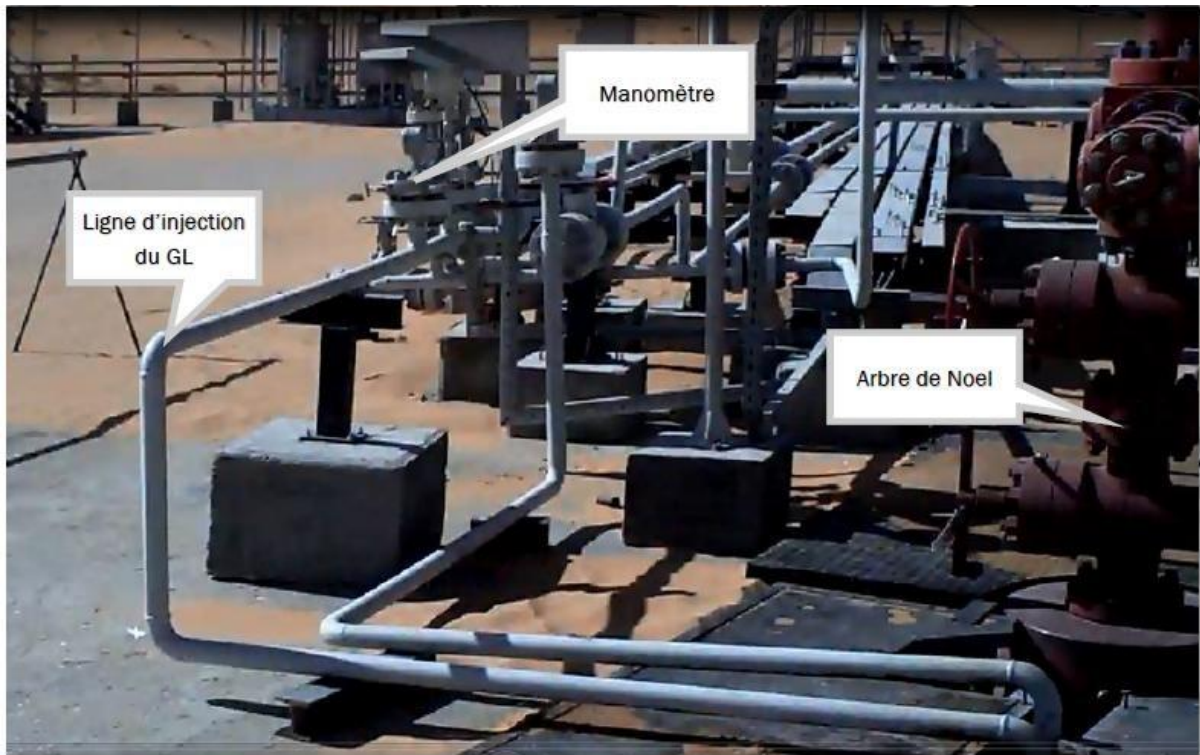
C'est un nouvel système ajouté aux arbres de Noel, il se place comme le montre la photo au- dessus de la croix

1. Ligne d'eau à injecter
2. SSV DW
3. Vanne d'injection des produits chimiques
4. La croix
5. Vanne latérale manuel d'injection de DW.
6. Vanne latérale manuel d'injection de DW.

### **I.3.3. Système d'injection de gaz lift**

Ce système sert à l'injection du gaz lift venu des FGS dans l'annulaire du puits (l'annulaire 7 pouce). La ligne d'injection de surface a un diamètre de 2 pouces, connectée au casing spool qui correspond à l'annulaire d'injection.





**Figure I.7 :** Système d'injection du GL

### **I.3.4. La ligne de production**

Elle vient juste après la vanne SSV de production. Elle comprend

- 1- La conduite
- 2-La ligne de GL
- 3-La ligne de DW
- 4-La ligne de purge
- 5- L'unité HPU (Hydraulic Pressure Unit)
- 6- Unité d'injection des produits anti- corrosion et anti-dépôts
- 7- EWCP (Electronic Wellhead Control Panel)
- 8- Tubes d'injection des produits chimiques
- 9- La prise d'échantillonnage
- 10- Des manomètres
- 11- Les brides de connexion
- 12- Chock valve

- 13- FLV (flow control valve)
- 14- SDV de la ligne de production
- 15- La torche
- 16- SDV de DW
- 17-MIV de la ligne de production



**Figure I.8 :** Installation de surface d'un puits producteur d'huile

### I.3.5. Les FGS (Field Gathering Station)

Le FGS est une installation multitâche, on trouve sur laquelle

- 1- Bac des produits chimiques qui sont injectés dans les manifolds afin de protéger les conduites.
- 2- Manifold de DW
- 3- Pompes pour l'injection d'eau
- 4- VX de test
- 5- Chambre électrique
- 6- Un manifold de production collectant les conduites venant des puits producteurs.

Ce manifold a 2 conduites (lignes) : ligne de production vers CPF, et une autre ligne de test en cas du test MPM, Vx ou séparateur de test.



**Figure I.9 :** l'installation de surface du FGS

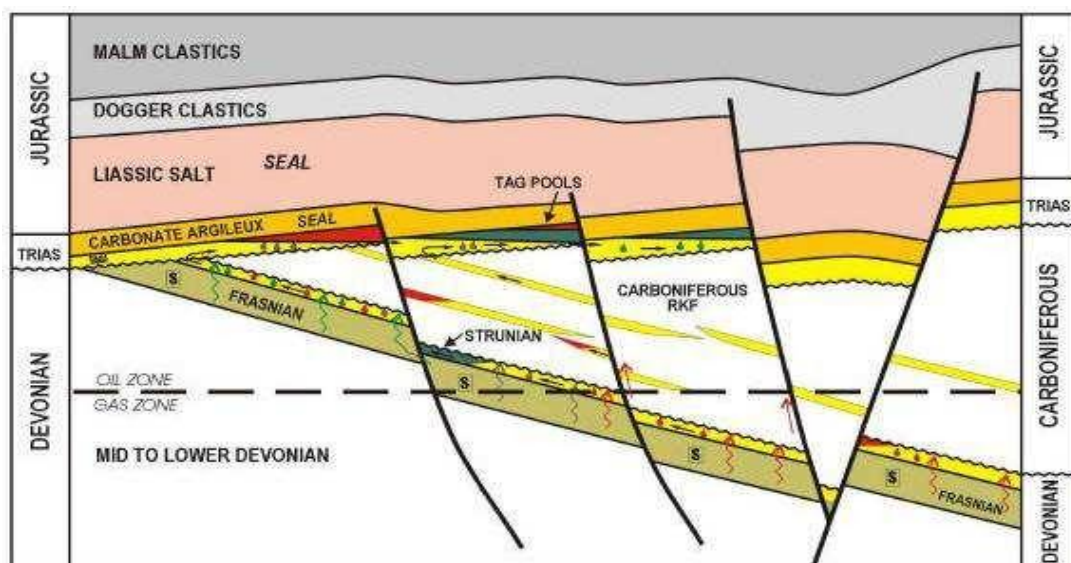
#### I.4. Description des réservoirs

Les champs du block 208 comprennent 3 types différents de gisements : [4]

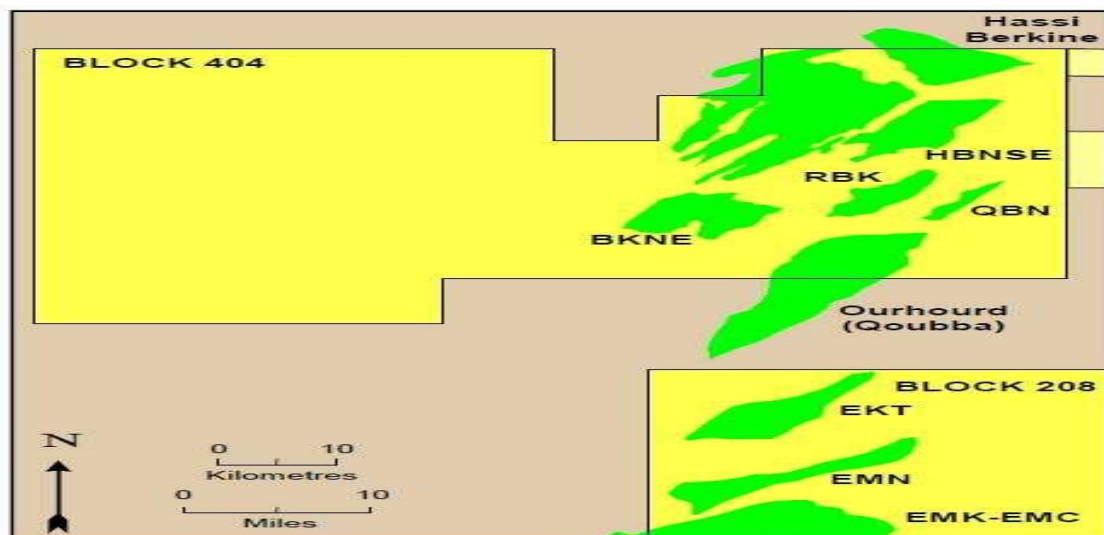
- Les formations TAGI, qui renferment essentiellement de l'huile.
- Les formations RKF et du Strunien, qui contiennent principalement un mélange de gaz et de condensats.

La récupération des hydrocarbures de ces champs sera améliorée, en fonction du gisement, par une injection d'eau, de gaz ou une combinaison eau + gaz.

La totalité du gaz produit par le CPF, à l'exception des GPL récupérés et de la consommation de Fuel Gaz, sera ainsi réinjectée dans les gisements.



**Figure I.10 :** Gisements / formations géologiques [4]



**Figure I.11** : Localisation des différents champs [4]

- Les gisements d'El Kheit et Tessekha (EKT) et El Merk Nord (EMN) produisent un mélange d'huile et de gaz dans des proportions d'environ 40/60.
- Les gisements d'El Merk (EMK) et d'El Merk Est (EME) produisent un mélange d'huile avec beaucoup de gaz (proportions 20/80).
- Les champs d'El Merk Est (EME) produisent également un mélange de condensats et de gaz dans des proportions allant de 10/90 à 15/85.

**Tableau I.1** : Composition moyenne des puits "huile"

	<b>EKT</b>	<b>EMN</b>	<b>EMK</b>	<b>EME</b>
Gaz (inertes + C <sub>1</sub> à C <sub>4</sub> )	58%	55%	86%	78%
Liquide (C <sub>5+</sub> )	42%	45%	14%	22%

**Tableau I.2** : Composition moyenne des puits " condensats "

	<b>R-EME4</b>	<b>S-EME</b>	<b>T-EME4</b>	<b>R-EME</b>
Gaz (inertes + C <sub>1</sub> à C <sub>4</sub> )	86%	91%	91%	84%
Liquide (C <sub>5+</sub> )	14%	9%	9%	16%

## I.5. Les Divisions du Champs El Merk

1. Division HSE.



2. Division Exploitation.
3. Division Logistique
4. Service IT (informatique et télécom)
5. Division Maintenance.
6. Division EP (engineering production).
7. Division soutien

### **I.5.1. Division HSE**

La mission de cette division est une action initiée par la direction centrale HSE d'Alger, cette division a pour objectif d'assurer la sécurité du personnel et du matériel à l'intérieur du CPF, cette division se divise en deux services : [5]

- **SERVICE PREVENTION** : son rôle est de prévenir les risques et de les réduire au maximum
- **SERVICE INTERVENTION** : son rôle est d'intervenir en cas d'accident. Le personnel de ce service travaille de jour comme de nuit pour intervenir dans des délais brefs, les moyens mis en œuvre pour assurer une bonne sécurité c'est un anti incendie à eau, un anti incendie à mousse, des ambulances bien équipées, un réseau d'incendie est installé tout autour de l'usine

### **I.5.2. Division exploitation**

Le rôle principal de cette division est de contrôler le bon fonctionnement des installations selon les paramètres opératoires prévus dans la conception, c'est aussi le département qui donne l'autorisation à tout travail dans le CPF. Cette division est divisée en :

- ✓ Unité de traitement de brut
- ✓ Unité de procès gaz
- ✓ Unité de récupération du GPL et condensat
- ✓ Unité de déshydratation du gaz
- ✓ Unité d'injection de gaz
- ✓ Unités des utilités.

Unité water flood : traitement et injection d'eau

### **I.5.3. Division logistique**

Cette division fournit le matériel nécessaire pour tous les utilisateurs du GROUPEMENT BERKINE, il est composé de deux services :

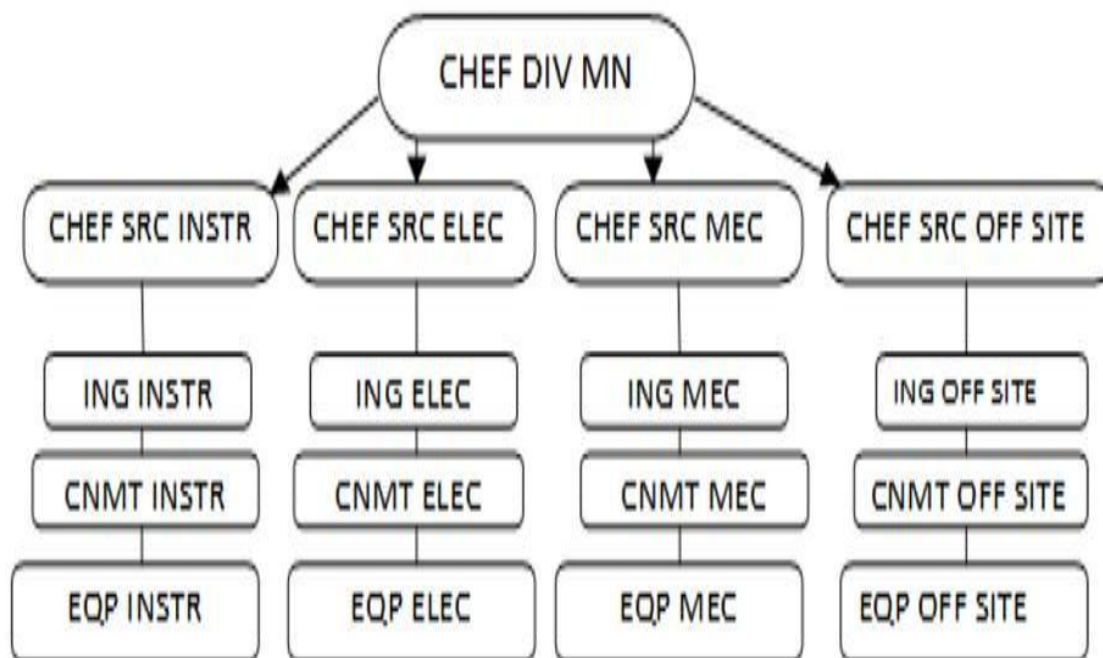
- **Service transport** : il fournit les moyens de transport et les véhicules de service pour le personnel.
- **Service intendance** : il s'occupe de l'hébergement et de la restauration du personnel aussi de l'entretien et de l'hygiène à l'intérieur de la base de vie.

#### I.5.4. Division IT

Cette division s'occupe de tous les systèmes et réseaux informatique.et V- sat

#### I.5.5. Division maintenance

Organigramme de la division maintenance :



**Figure I.12** : Organigramme de la division maintenance [5]

#### I.5.6. Présentation de département engineering et production (EP)

Le département EP se divise en deux services : service production et service puits [5]

##### ✓ Service production

Le service production prend une partie très intéressante et sensible dans le département production engineering dans le champ EL MERK, cela peut être expliqué par l'application d'une nouvelle technologie sur les installations de surface des différents types de puits. Les principaux rôles de ce service sont cités ci-dessous :

- Surveillance et calcul du débit des différents puits (injecteurs ou producteurs) en



utilisant un logiciel d'allocation sophistiqué programmé au Groupement Berkine à HMD qui est le (A2).

- Application d'une nouvelle technologie (1ère fois en Algérie) aux installations de surface des puits automatisés et sophistiqués qui sont améliorés par plusieurs sociétés étrangères.
- Résolution des problèmes qui peuvent être apparaitre sur ces installations.
- Effectuer des tests de puits par séparateur pour la détermination des paramètres d'huiles produites.
- Début d'application d'une nouvelle technologie qui remplace le séparateur de test par un système MPM et VX (appareil muni d'une source radioactive) qui assure la détermination des paramètres d'huile produit.
- Installation d'un nouveau système de manifold (FGS et GDM).

Un rapport quotidien de production et d'injection.

#### ✓ **Service puits**

Le service puits prend lui aussi une partie très sensible et importante dans le département engineering production. Cela peut être expliqué à partir de ses fonctionnalités, ses objectifs et ses interventions très délicates sur les puits.

Parmi les travaux qui sont effectués dans ce service, on trouve :

- Interventions légères sur les installations de surface des puits (réparer des vannes ou bien les remplacer...).
- Intervention légère sur la complétion du puits avec une unité de Slick line.
- Operations du coiled tubing.

Travailler en collaboration avec les services d'intervention lourde sur les puits tels que Wok over et forage.

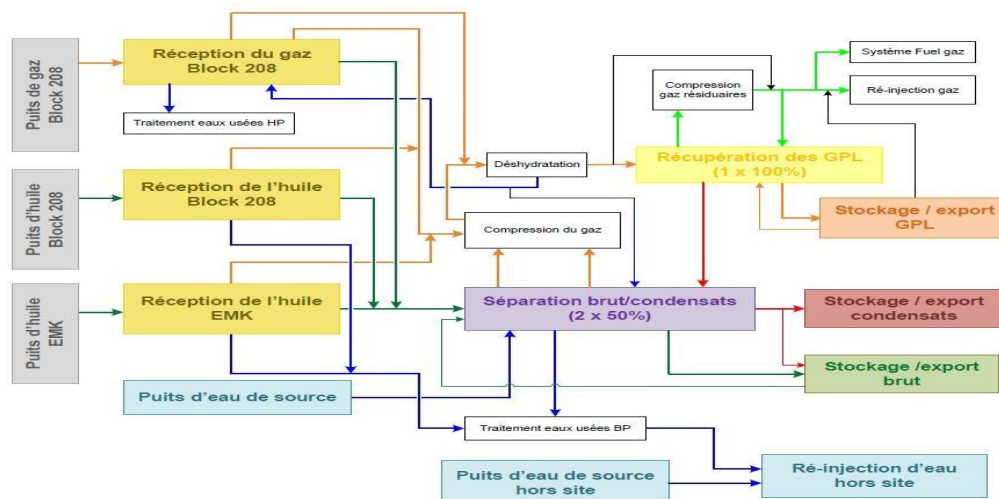


Figure I.13 : schéma bloc simplifié [5]

## I.6. Description générale du procès de CPF

### I.6.1. But du projet El Merk

Traitement des fluides extraits : [6]

- Séparation (sable)/eau/brut/gaz
- Dessalage du brut
- Stabilisation de brut
- Stabilisation des condensats
- Récupération et stabilisation des GPL
- Stockage et export des produits

### I.6.2. Traitement de brut

Le CPF est équipé de 2 trains de traitement, chaque train étant dimensionné pour assurer 50% de la capacité nominale du CPF.

Le traitement de brut est basé sur l'élimination de l'eau, sels, gaz et condensat Le projet d'El Merk traite 130miles barils par jour.

Le train se compose de :

- **Slug catcher** : pour séparer le gaz et l'eau du brut
- **HP séparateur** : nouvelle séparation tri-phasique

Le gaz récupéré dans le séparateur HP est envoyé à l'aspiration du second étage des compresseurs des gaz associés (AGC).

L'eau produite est envoyée vers l'installation de traitement des eaux, Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers la partie dessalage.

- **Dessalage**

Les sels en suspension dans les hydrocarbures sont éliminés par un lavage à l'eau de

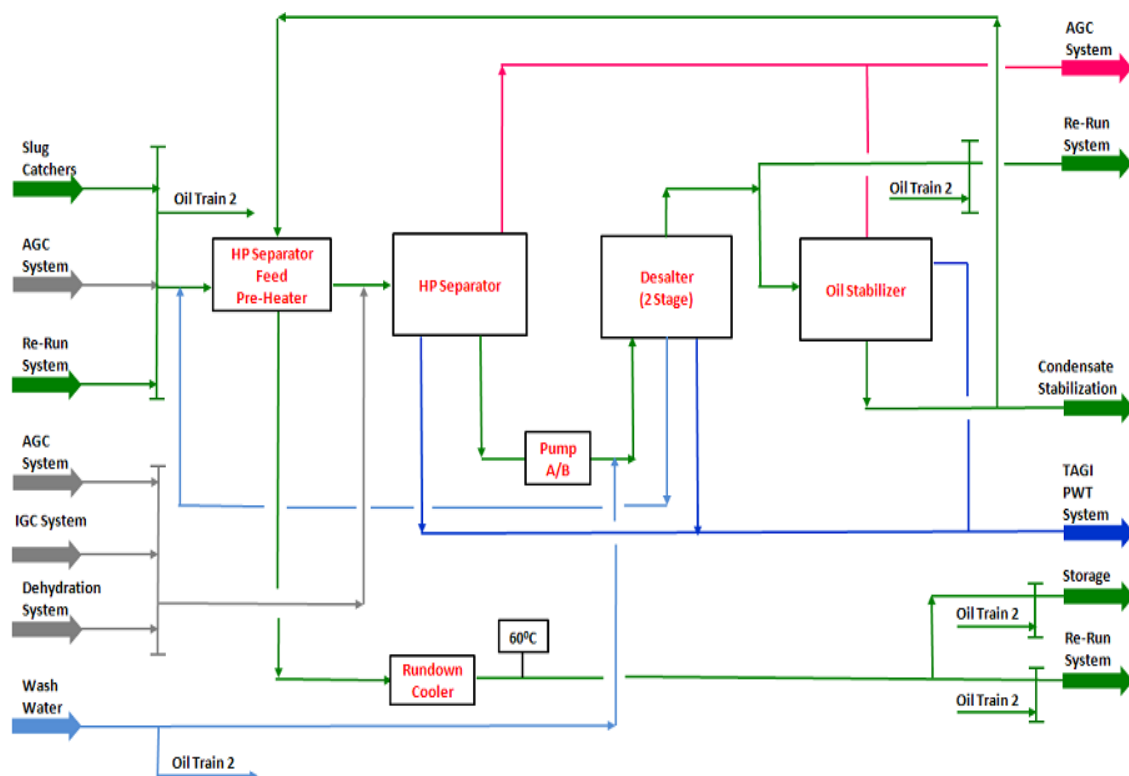
source, suivi d'une décantation.

Les gaz récupérés des séparateurs sont envoyés vers l'aspiration du premier étage des compresseurs des gaz associés (AGC).

Les hydrocarbures sont envoyés vers la partie stabilisation du brut.

L'eau de lavage, chargée en sels, est envoyée vers l'installation de traitement des eaux, avant sa réinjection vers les réservoirs.

- **Colonne** : pour récupérer le maximum de gaz
- Ils existent d'autres équipements associés avec chaque de ces derniers
- **Les échangeurs de chaleur** : pour stabiliser la température et éviter le choc thermique de brut
- **Un rebouilleur** : au fond des colonnes pour évaporer les gaz entraînés par le liquide
- ❖ **Remarque** : Le condensat récupéré à ce niveau est envoyé vers le ballon de récupération de condensat du train pour régulation avec le condensat de GNL pure



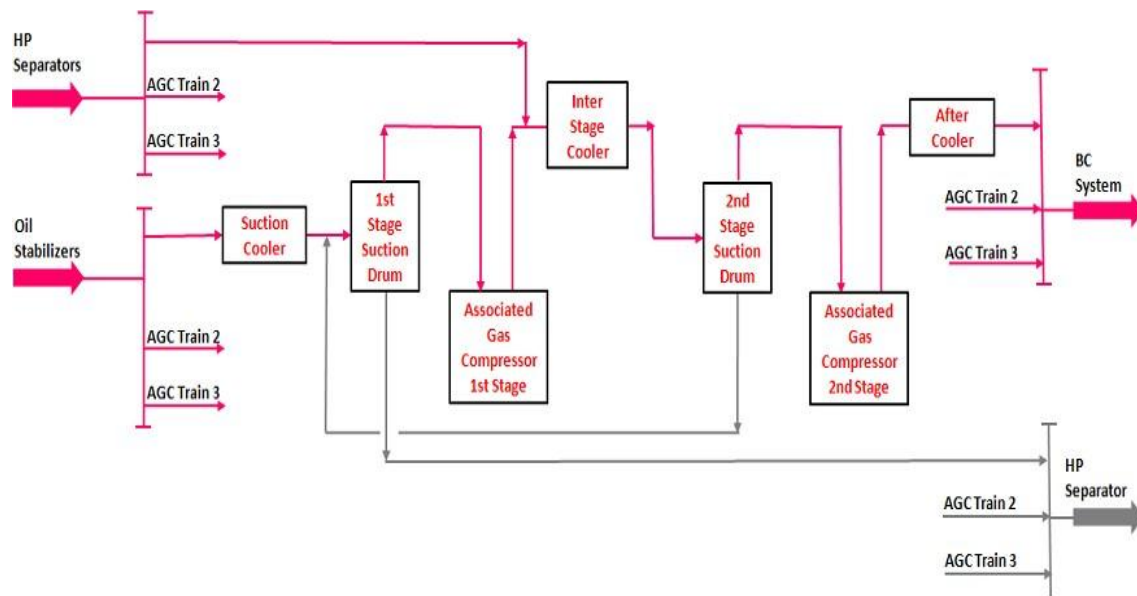
**Figure I.14** : Schéma de traitement du brut [6]

### I.6.3. Compression des gaz

Le gaz obtenu après stabilisation (au niveau des colonnes) est envoyé vers les AGC qui le refoulent à une pression de 40 bars, puis les gaz seront envoyés vers BGC Collecté avec celle obtenue au niveau de HP séparateur pour augmenter sa pression jusqu'à environ 70 bars.

Les deux blocs AGC et BGC fonctionnent de même manière, sont des compresseurs entraînés par un moteur électrique reliés à un multiplicateur de vitesse.

Dans ces unités on utilise un système de lubrification par l'huile spéciale et un gaz d'étanchéité. Le gaz sort des BGC, se dirige vers la déshydratation pour éliminer le maximum de l'eau pour protéger l'unité suivante (NGL).



**Figure I.15 :** Système de compression d'injection de gaz [6]

#### I.6.4. Déshydratation

Est une série de sécheurs remplis par un adsorbant solide (bentonites généralement) et un circuit de régénération continue.

Les accessoires des sécheurs sont :

- **Un four** pour augmenter la température dans le but de régénération.
- **Des airos** pour le refroidissement et une maximale récupération des liquides
- **Des ballons** de récupération des liquides, le gaz sec sera envoyé vers l'unité de GL pour séparer le GPL et NGL.

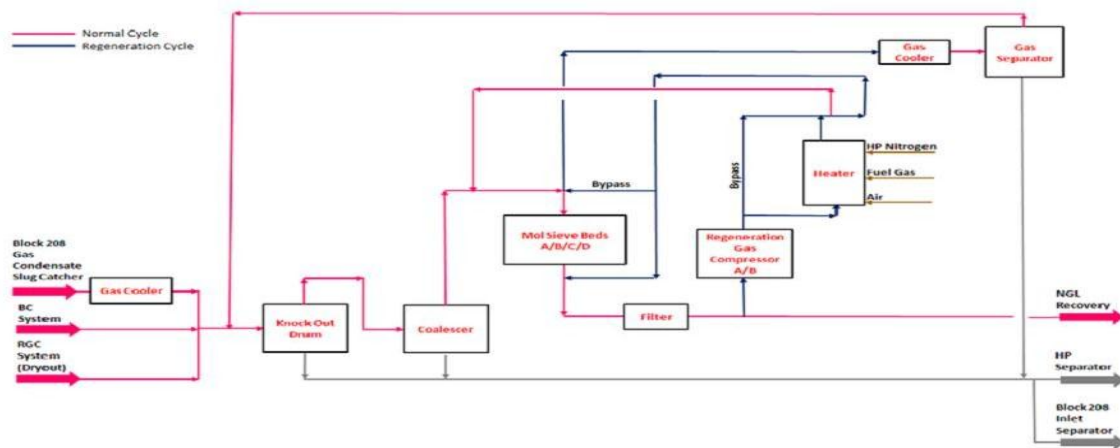


Figure I.16 : Système de déshydratation gazeuse [6]

### I.6.5. Récupération des GPL

Cette section a pour but de séparer C3 et C4 à partir du mélange gazeux et les stocker sous forme de GPL.

Les C1 et C2 sont envoyés vers la section injection IGC.

La section NGL est composée de :

- **Un turbo-expander** : pour le rôle de diminuer la pression
- **Une vanne de Joule-Thomson** : pour le rôle de remplacer le terbo-expandere en cas d'urgence
- **Un dé-éthaniseur** : pour éliminer C1 et C2.
- **Un dé-betaniseur** : pour éliminer C3 et C4.

#### ❖ Remarque

Il existe des by-pass pour protéger le système et assurer le bon fonctionnement pendant l'arrêt de l'unité.

Même des canalisations vers les torches pour dégager le gaz en cas d'augmentation de pression.

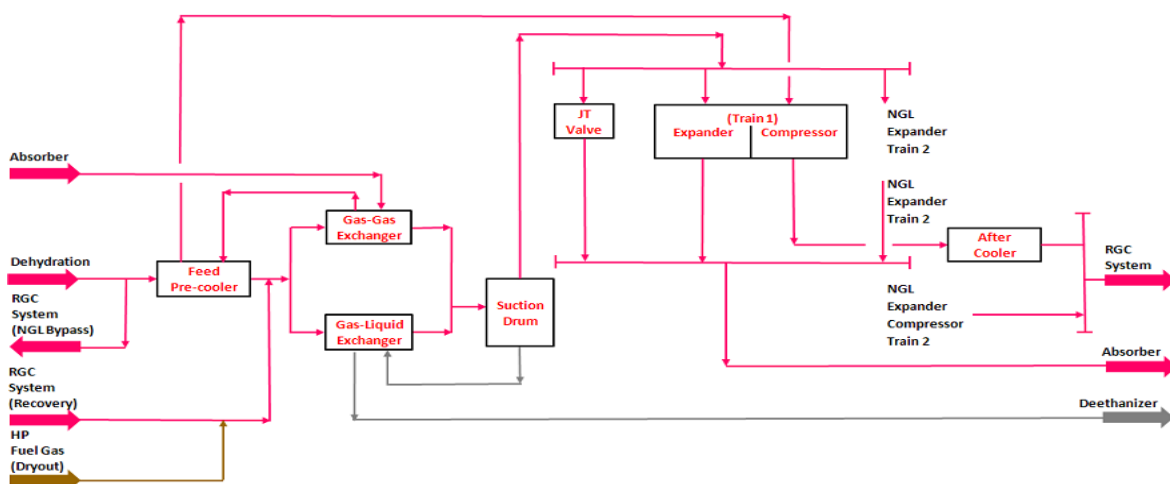


Figure I.17 : Schéma de récupération de GPL [6]

### I.6.6. Compression des gaz résidus

Le gaz sortant en tête de l'absorbeur contient essentiellement du méthane et de l'éthane. Il est utilisé :

- Comme source d'énergie (Fuel Gaz) dans les fours du site et les turbines à gaz.
- Comme fluide utilité (réseaux de drain).
- Comme gaz d'injection.

Lorsque l'installation ne fonctionne pas à pleine capacité, il est possible d'améliorer le taux de récupération des GPL en recyclant une partie des gaz résiduaire à l'entrée du train de récupération des GPL. De manière à permettre ce recyclage, les gaz résiduaire sont comprimés à une pression d'environ 69 bars à l'aide de 2 compresseurs centrifuges entraînés par une turbine au gaz. Chaque compresseur possède 2 étages de compression et a une capacité équivalente à 50% du débit nominal.

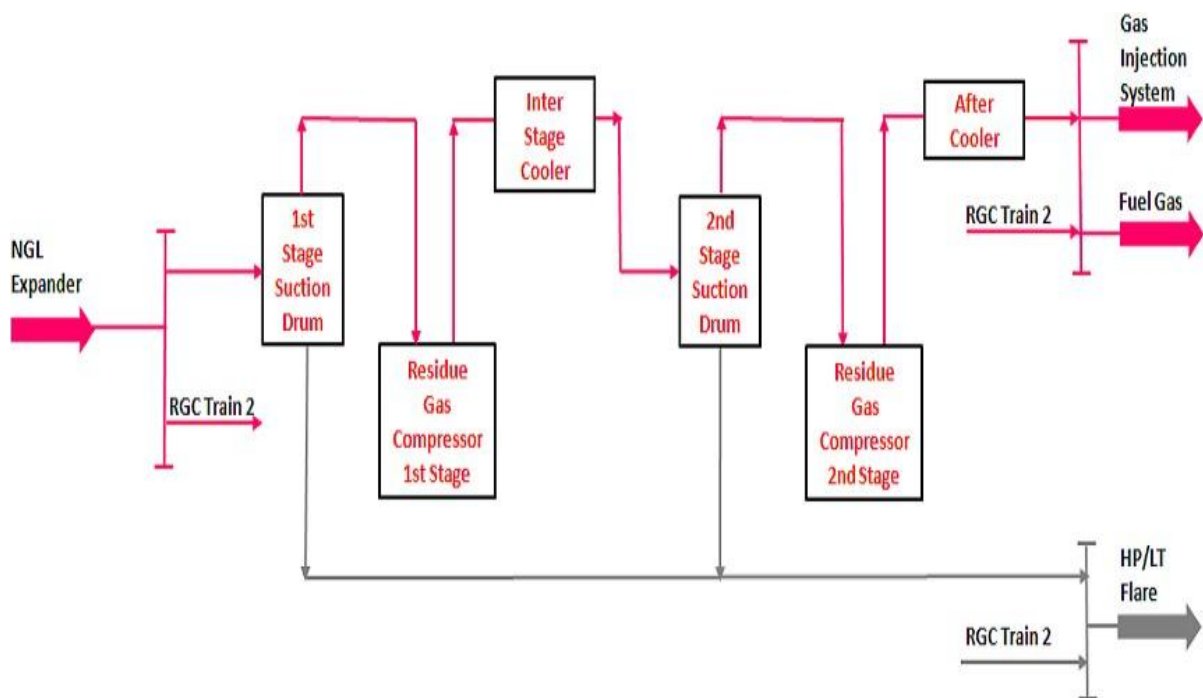


Figure I.18 : Système de compression de gaz résidu [6]

### I.6.7. Compression du gaz d'injection

La totalité du gaz produite, à l'exception des GPL récupérés, et de la consommation de Fuel Gaz, est réinjectée dans les réservoirs :

- Pour augmenter le taux de récupération des hydrocarbures.
- Pour faciliter la récupération de l'huile (injection de gaz-lift).

Les gaz résiduaire sont comprimés jusqu'à une pression de 343,5 bars par 3 compresseurs centrifuges, chaque compresseur ayant une capacité égale à 33% de la capacité nominale de l'unité.

Le gaz d'injection est envoyé par des collecteurs vers les sites d'injection.



Un dispositif de vaporisation de GPL est prévu de manière à pouvoir garantir le fonctionnement du CPF en cas d'indisponibilité de l'export GPL, en réinjectant le GPL excédentaire dans les gisements.

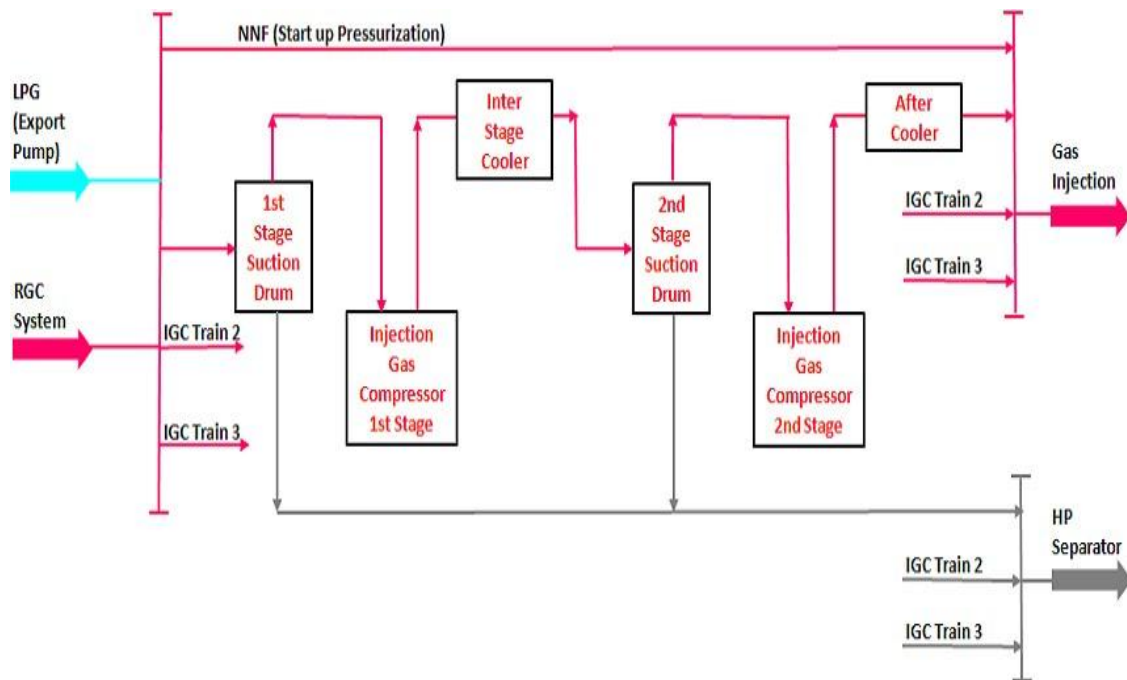


Figure I.19 : Système de compression de gaz associé [6]

### I.6.8. Stockages et export

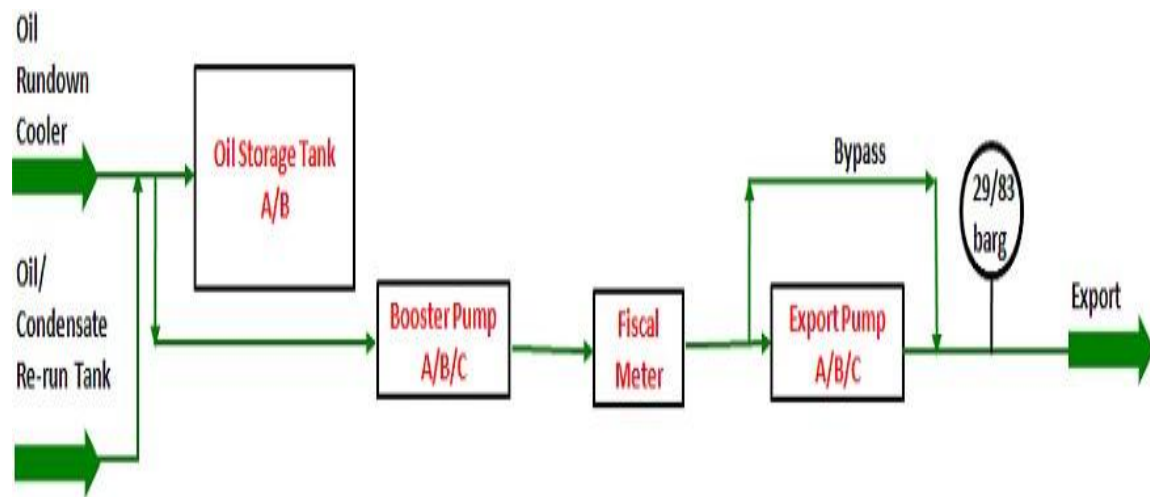
Le CPF dispose de trois types de stockages :

- Stockage de brut.
- Stockage de condensats.
- Stockage de GPL.

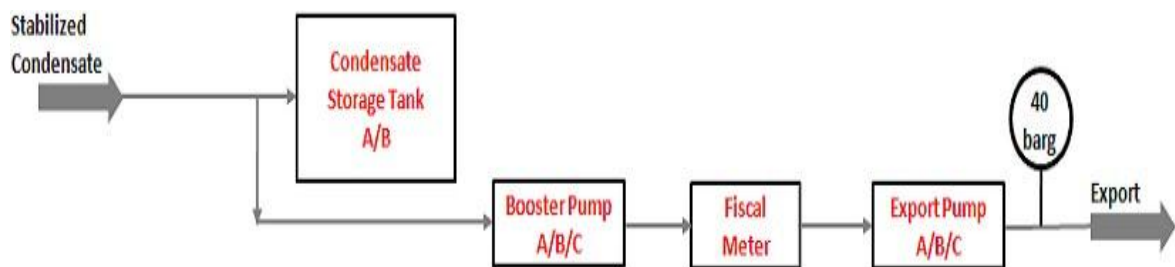
Chaque stockage possède des capacités dédiées au produit conforme aux spécifications et d'autres capacités utilisées pour le recyclage dans les installations du produit hors-specs, à l'exception du stockage de condensats qui envoie les produits non conforme vers le bac de brut non conforme.

L'export du produit est réalisé par pompes équipées de booster.

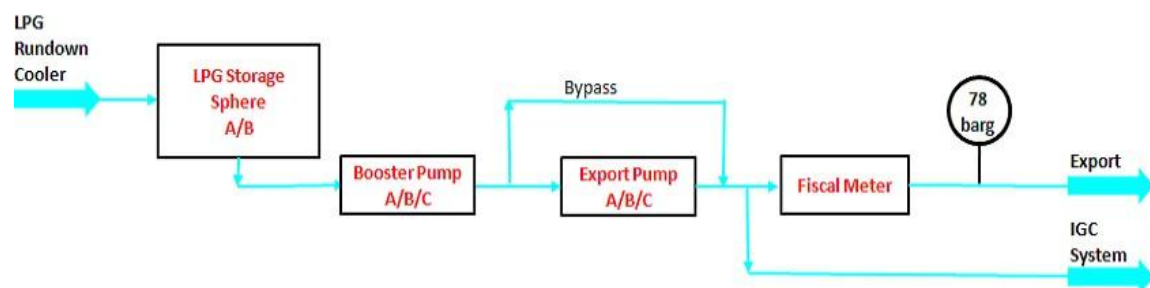
Le comptage commercial du produit est réalisé en limite de batterie du CPF.



**Figure I.20 :** Stockage comptage et export d'huile [6]



**Figure I.21 :** Condensat stockage comptage et export [6]



**Figure I.22 :** LPG stockage comptage et export [6]

## I.7. Conclusion

Le champ ELM est l'un des plus grands champs pétrolières en Algérie, il se divise en 4 parties : EMN-EMK-EKT-EME et il contient nombreux puits tel qu'on a les puits producteurs d'huile, d'eau et de gaz condensat ainsi que les puits injecteur de gaz et d'eau pour optimiser la production et augmenter la récupération. C'est puits sont équipés par des installations très développées pour faciliter la production en toute sécurité

# *ChapChII*

---

***Généralité sur les méthodes  
séparateur et MPM***

## **II.1. Introduction :**

Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison au client de produits conformes à des normes définies. Le fluide en place dans un gisement est un mélange constitué d'hydrocarbures liquides ou gazeux et l'eau. A l'origine ; ce mélange est dans un état d'équilibre qui dépend de sa composition ainsi que des conditions de pression et de température existant dans la formation. La séparation est le processus de ségrégation des différentes phases constituant le pétrole brut à savoir le dégagement de gaz, d'huile et l'élimination de l'eau.

Les raisons qui nous conduisent à séparer les produits au départ :

- connaître les capacités des puits de production en quantité et en qualité.
- On doit fournir à l'acheteur un produit bien défini débarrassé de ses principales impuretés, et ceci selon la convention avec le client.

MPM a développé et breveté une méthode pour la détection de l'échelle à l'intérieur du multimètre multi phase et la mesure de l'épaisseur de l'échelle.

La méthode comprend également les corrections à effectuer, afin que le débitmètre MPM fournisse des mesures de débit fiables, même avec des quantités importantes d'échelle sur la paroi de la conduite.

Une révolution silencieuse a eu lieu dans la technologie de mesure des fluides triphasés à la surface.

Les compteurs multi phases avancés fournissent aux spécialistes de la production et des réservoirs les données nécessaires pour comprendre et optimiser les performances des puits sans séparer un flux en phases individuelles de gaz, de pétrole et d'eau. [7]

## **II.2. Généralité sur la méthode de séparation :**

### **II.2.1. 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 :

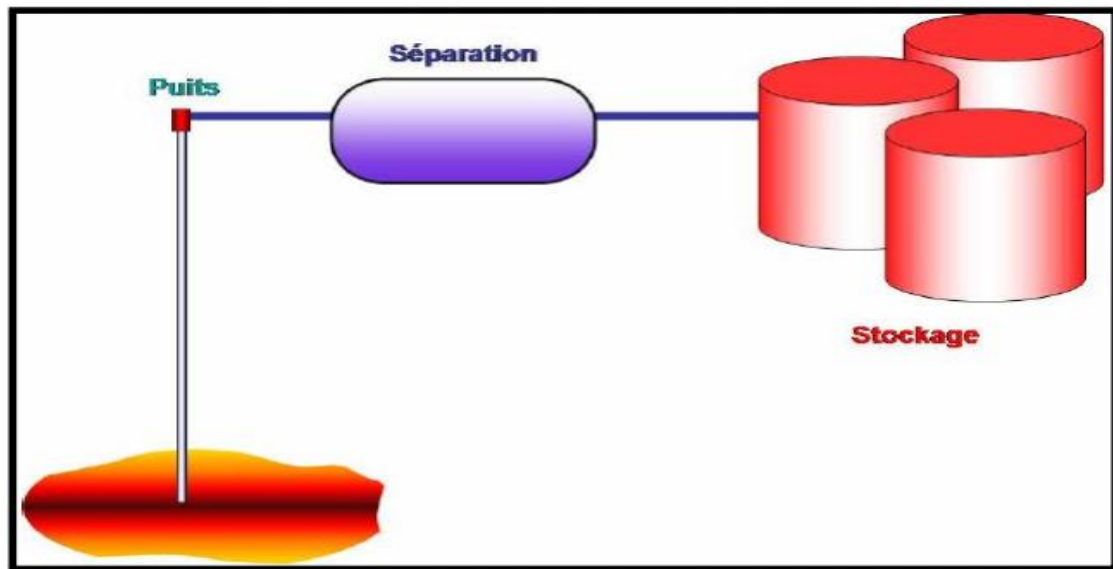
1. Une phase gazeuse.
2. Une phase liquide hydrocarbonée (le brut proprement dit).
3. Une phase aqueuse (l'eau de formation).

Cet effluent peut également véhiculer des particules solides en suspension comme des sables provenant de la formation, des produits de corrosion, des composants paraffiniques ou asphaltiques ayant précipité.

Ce brut effluent puits ne peut être commercialisé en l'état. Il est nécessaire de lui faire

subir un traitement pour le rendre conforme aux spécifications de vente requise par le client.

Ce traitement peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise aux spécifications du brut. [7]



**Figure. II.1 :** Situation de la séparation d'un produit hydrocarbures [7]

Les séparateur permet de :

1. Calculer le débit d'huile de puits.
2. Calculer le débit de gaz.
3. Augmenter la pression de puits. [8]

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

1. Les séparateurs de détente utilisés pour le traitement des gaz à condensats.
2. Les séparateurs gaz / huile.
3. Les séparateurs d'eau libre.
4. Les séparateurs de test
5. Les scrubbers (ex : ballon de torche) [9]

## II.2.2. les types des séparateurs

Il existe trois types des séparateurs classiques :

1. Séparateur vertical.
2. Séparateur horizontal.
3. Séparateur sphérique. [10]

### II.2.2.1. Séparateur vertical :

Le séparateur est constitué par un corps cylindrique en acier, fermé à chaque extrémité par un fond bombé. 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.

Le séparateur vertical sera donc bien adapté pour des quantités importantes de liquide (GOR faible) ou au contraire quand il n'y a que du gaz (l'espace liquide minimal du ballon horizontal est trop important). Utilisés pour les puits comportant des dépôts solides (facile à nettoyer).

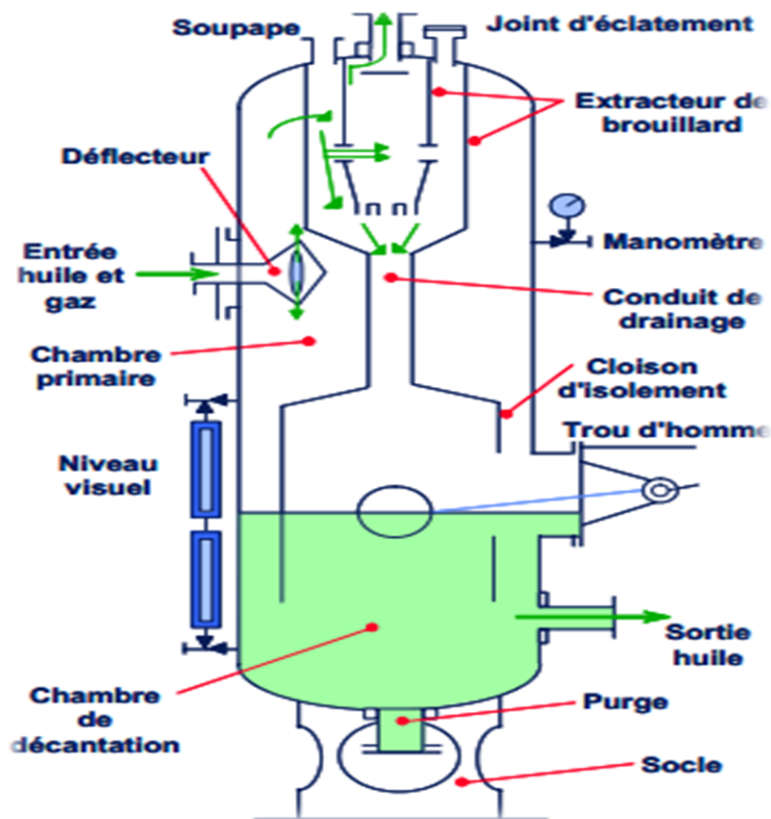


Figure II.2 : séparateur vertical [7]

### II.2.2.2. 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. Il existe :

- Séparateur horizontal deux phases.
- Séparateur horizontal trois phases.
- Séparateur horizontal haute pression avec capacité de rétention liquide.



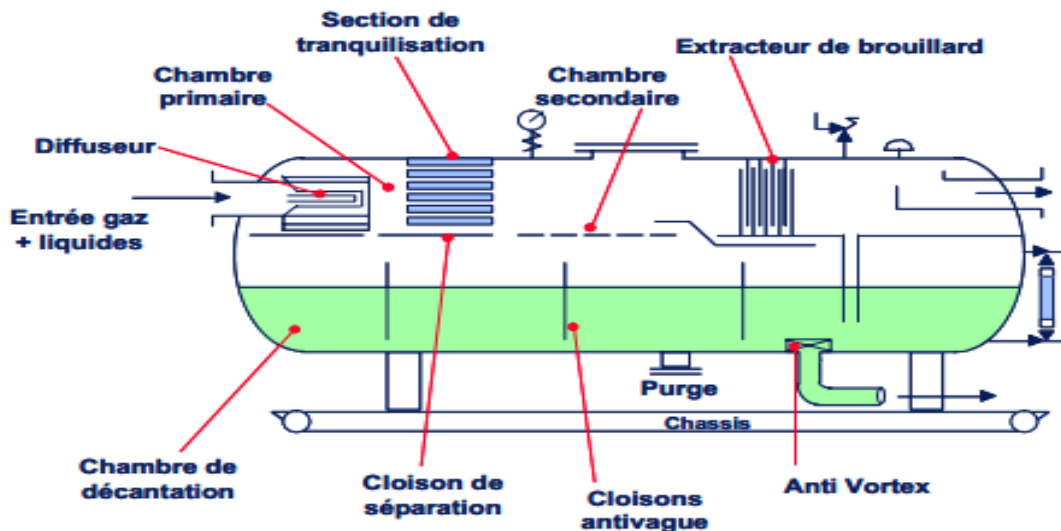


Figure II.3 : séparateur horizontal [7]

### II.2.2.3. Séparateur sphérique :

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 triphasique 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. [7]

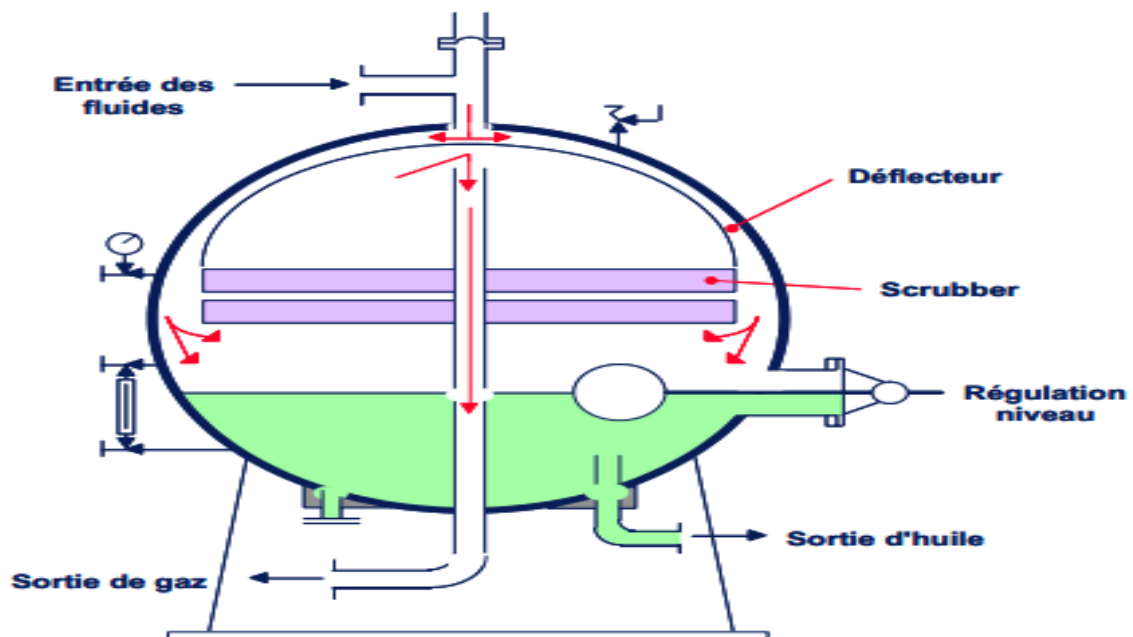


Figure II.4 : séparateur sphérique [7]

### II.2.3. Les avantages et les inconvénients des différents types :

**Tableau. II.1** : Comparaison des performances des différents types de séparateurs

Le type	Les avantages	Les inconvénients
1. Séparateur Vertical.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Traitement possible des hydrocarbures salés.</li> <li>• Nettoyage facile (aisé).</li> <li>• Faible encombrement.</li> <li>• Hydrocarbures pauvres en liquides.</li> <li>• Utilisé en moyenne et haute pression.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût assez élevé.</li> <li>• Transport difficile.</li> <li>• Séparation triphasique difficile.</li> <li>• Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussant.</li> </ul>
2. Séparateur Horizontal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solution économique.</li> <li>• Transport facile.</li> <li>• Séparation triphasique aisée.</li> <li>• Rempli à moitié, il offre un passage suffisant au gaz.</li> <li>• Si le puits débit par bouchon de gaz,</li> <li>• Les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénients.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limité aux moyennes et basses pressions.</li> <li>• Nettoyage mal aisé.</li> </ul>
3. Séparateur Sphérique	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilisation possible sur une unité de production offshore.</li> <li>• Utilisé à de très hautes pressions.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Séparation à phases difficile.</li> <li>• Coût très cher.</li> <li>• Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbure moussant.</li> <li>• L'utilisation de ce séparateur n'est pas courante.</li> </ul>

### II.2.4. les internes de séparateur :

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

**II.2.4.1. 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.

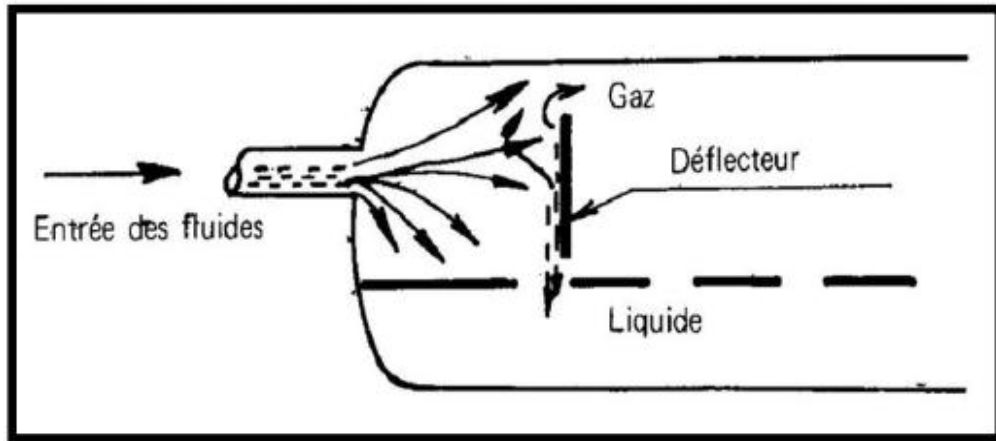


Figure II.5 : déflecteur [7]

**II.2.4.2. Le Coalescera (Demister pad / Coalescing pack) :** Utilisé pour que les gouttelettes minuscules s'unissent dans de plus grandes gouttelettes.

Appareil équipé d'un remplissage, - chicanes multiples, tricot métallique (Wire mesh), fibres diverses -, de façon à ce que des particules liquides puissent se rassembler en gouttelettes et se séparer de gaz ou de vapeurs ainsi que de liquides non miscibles.



Figure II.6 : le coalescera [7]

**II.2.4.3. 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.

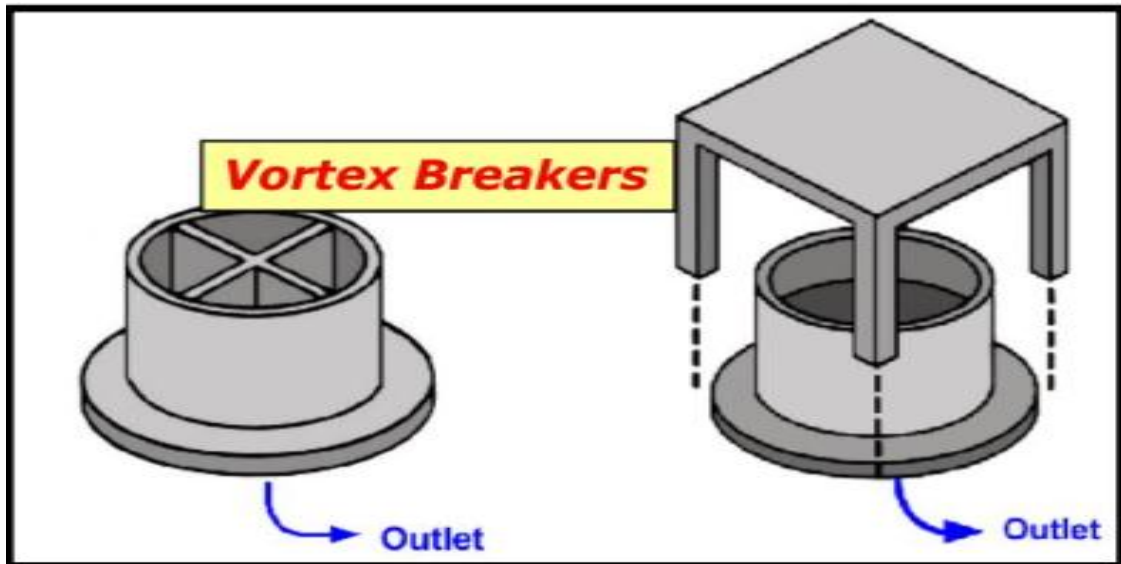


Figure II.7: le casseur de vortex [7]

**II.2.4.4. 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.



Figure II.8 : le plateau de barrage [7]

## II.2.5. Application de séparateur pour le test de jaugeage :

### II.2.5.1. Définition :

Le jaugeage est une opération en surface de puits très important, utilisé pour connaître les paramètres de 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...Etc.).

### II.2.5.2. Le but de jaugeage :

Un test de puits avec le jaugeage réussi demande une attention constante jusqu'au moindre détail et une exilente conception de l'opération ainsi qu'un contrôle minutieux de la qualité des données.

L'énoncé des objectifs pour chaque test aide à assurer le succès de l'opération par ce qu'il n'est pas possible de composer une liste idéale et suffisante pour chaque test, quatre objectifs semblent pouvoir s'appliquer à la plupart des puits tel que :

- 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. [10]

### II.2.5.3. 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 :

$$Q_{\text{gaz}} = 0.18943 d^2 k \sqrt{\frac{hw P}{T Z \delta g}} \quad (\text{II-1})$$

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).
- Z : coefficient de compressibilité du gaz.
- $\delta g$  : densité du gaz.

### II.2.5.4 Calculer du débit d'huile :

L'huile et l'eau sont jaugées séparément dans les chambres de mesure. Le système de contrôle de chaque chambre de mesure entraîne deux compteurs couplés : un totalisateur numérique et un enregistreur de fréquence des purges Soit:

$$Q_{\text{liquide}} = \frac{C * n}{T} * 10^{-3} * 24 \quad (\text{m}^3/\text{jour}) \quad (\text{II-2})$$

**Tel que :**

C : capacité de la chambre de mesure = 159 litres.

n : nombre de purges.

T : temps de test en heures.

**II.2.5.5. Calcule de la BSW :**

C'est la teneur en sédiments solides et en eau exprimée en % (pourcent)

$$BSW\% = \frac{\text{Volume sédiment+Eau}}{\text{Volume huile+sédiment+Eau}} \quad (\text{II-3})$$

La méthode de mesure est normalisée, elle consiste à centrifuger une petite quantité d'huile dans des éprouvettes spéciales qui sont graduées de telle façon qu'on peut lire directement le BSW. [11]

**II.2.5.6. Déterminer le GOR :**

$$GOR_{\text{total}} = [Q_{\text{gaz}}(\text{HP}) + Q_{\text{gaz}}(\text{BP})] / Q_{\text{huile}} \quad (\text{II-4})$$

**II.2.6. le séparateur de test mobile :**

Le séparateur mobile d'essai est un appareil entièrement automatique prévu comme unité d'essai mobile. Il assure la séparation en trois phases de l'effluent. Il mesure et enregistre les débits des fluides composant chacune de ces trois phases : gaz huile et eau. Il peut prélever en continu des échantillons d'huile.



**Figure II.9 :** Séparateur horizontal mobile d'essais

**II.2.6.1. 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  $\Delta P$  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. [12]

### II.2.7. Comportement de l'effluent dans le séparateur horizontal :

L'effluent pénètre par l'extrémité amont du séparateur I est diffusé dans la chambre primaire par le déflecteur. Les gaz s'échappent vers le haut, les liquides s'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 à 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 lourdes tombent sous le plancher perforé. L'extracteur de brouillard arrête les plus légères.

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 à craindre avec les extracteurs à tamis ou bourrages filtrants. [12]

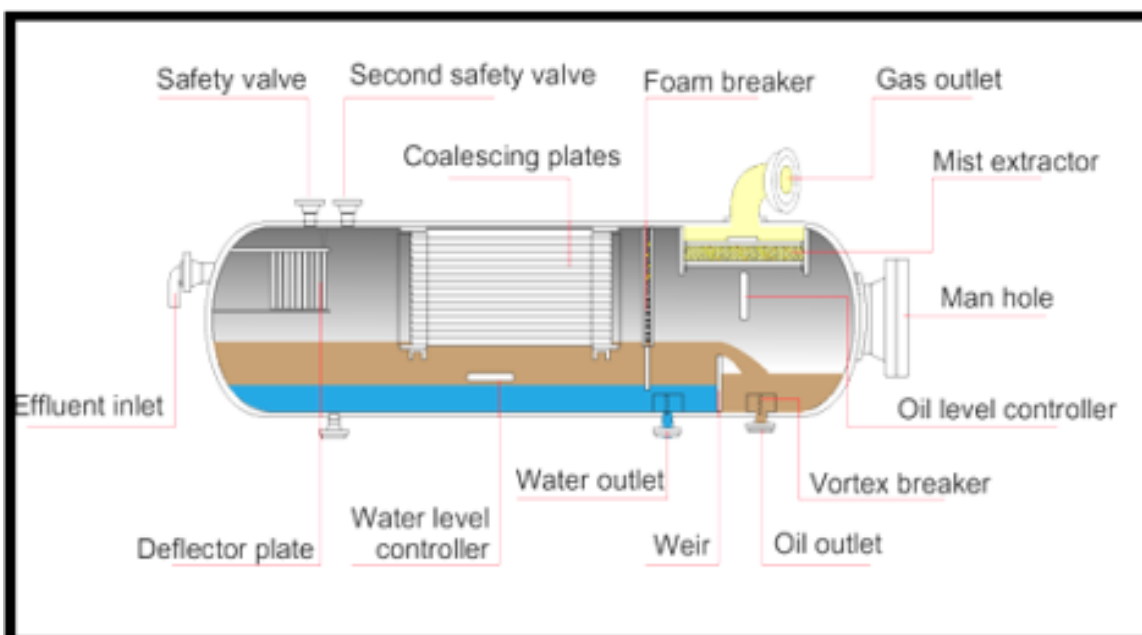


Figure II.10 : fonctionnement d'un séparateur [8]

## II.3. Généralité sur la méthode de MPM

### II.3.1. Définition sur MPM

MPM (multi phase flow meter) est l'un des technologies les plus récentes au monde dans le domaine du test des puits.

Une méthode très innovante et moderne des solutions conventionnelles de forage de puits est un dispositif qui mesure le MPM à la fois les débits de liquide, d'eau et de gaz. Cette méthode est rapide en mesure et ne nécessite pas d'arrêter la production pour la mesure et la précision. Tout flux de production en plusieurs étapes directement sans avoir à être séparé ou adapté à la ligne, qui fait partie intégrante du compteur. [13]

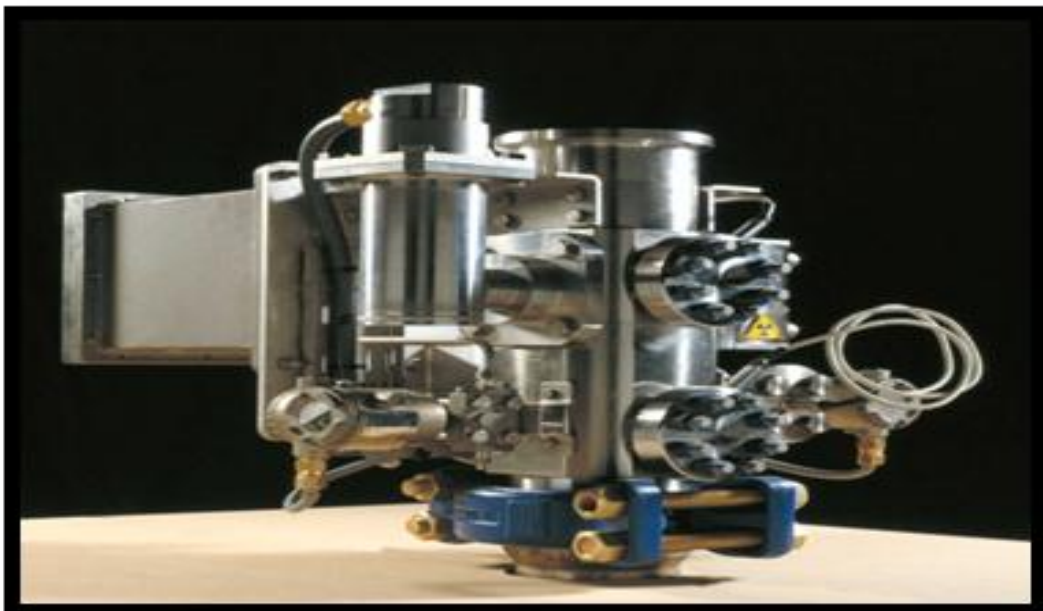
Cette méthode nous permet de connaître, de fournir et d'améliorer la qualité des données de test, permettant l'analyse et le contrôle de la vitesse des directions des puits.[14]

Le système se caractérise par :

- Stabilité opérationnelle
- Sensibilité
- Précision
- Facilité d'utilisation

### II.3.2. Les Types des appareils : Ilya deux types :

#### II.3.2.1. Production Testing [14]



**Figure II.11** : VX WATCHER PHASE Exploration/Production Testing Compact et mobile

[16]

#### II.3.2.2. Appareil compact conçu pour une installation permanente / surveillance



Figure II.12: PHASE TESTER MPM [16]

### II.3.3. Tailles des appareils :

Le Phase Watcher avec le système de la technologie MPM est disponible en trois tailles standard: [14]

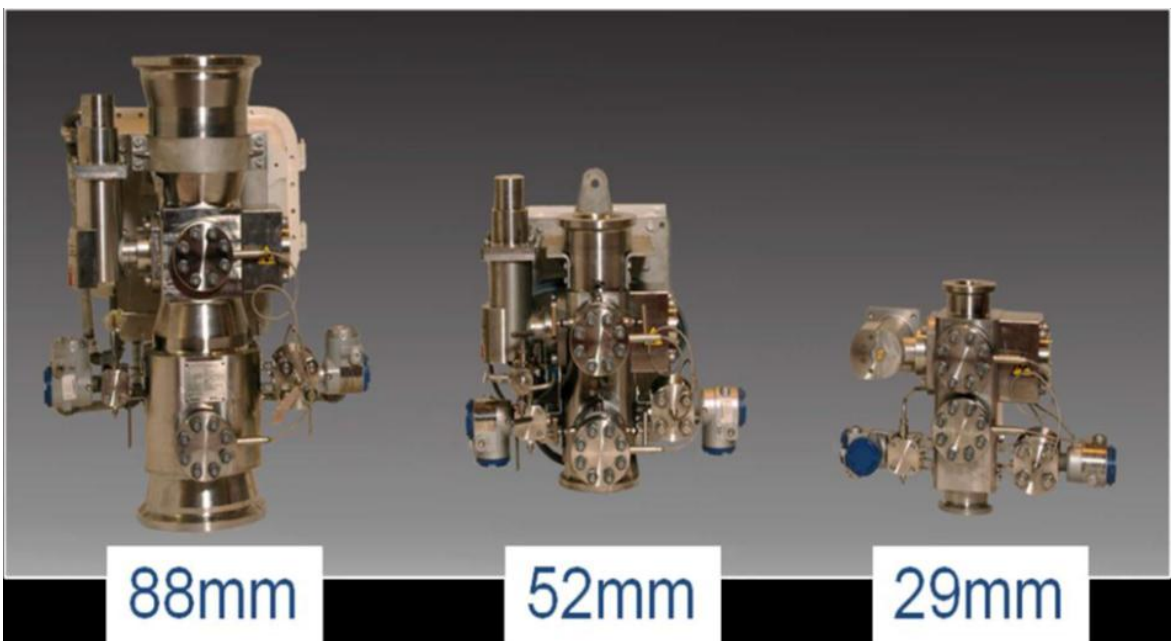


Figure II.13 : TAILLES DES APPAREILLES DESCRIPTION GENERALE D'UN MPFM (VX TECHNOLOGIE) [14]

### II.3.4. Les type de MPM : Il existe troi types

#### II.3.4.1.Phase testeur

Le système d'essai périodique multi phase portable du Vaester peut être monté sous la forme de boudins de dérapage aux emplacements de puits à l'arrière d'un petit camion ou

sous la forme d'un bloc modulaire Pour les grues sur les plates-formes offshore.

L'unité Vaster est beaucoup plus petite et plus petite que les intervalles d'essai temporaires traditionnels [17]



**Figure II.14:** Phase tester phase watcher [16]

#### II.3.4.2. unité de test et mobile

flow meter sous-marin. L'unité de surveillance sous-marine Phase watcher est abaissée pour être installée sur un arbre de production humide ou dans un collecteur (à droite). Ce système réduit considérablement les coûts de développement sur le terrain en éliminant les installations d'essais en surface et l'installation de lignes d'essai sous-marines (à gauche). [17]



**Figure II.15 :** Phase Watcher subsea meter [15]

#### II.3.4.3. Surface (tende de tranche)





Figure II.16 : Subseameter [16]

### II.3.5. Composition d'une unité de MPM

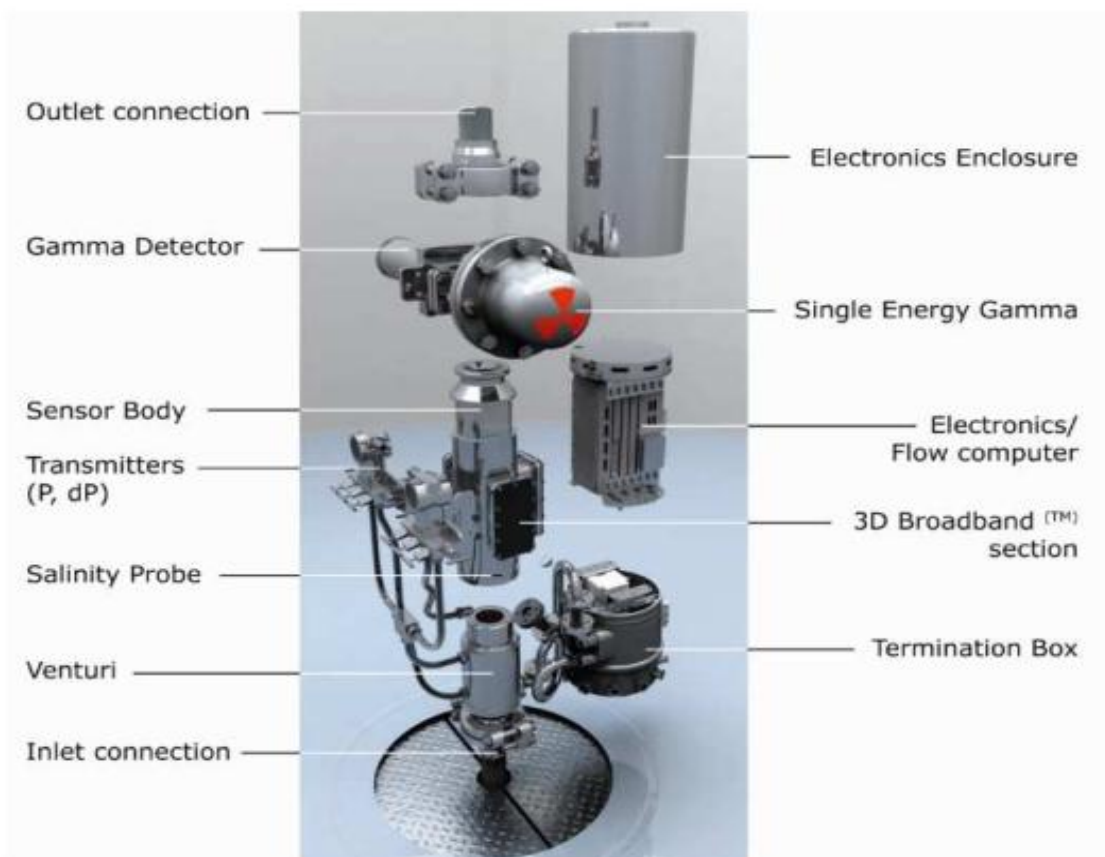
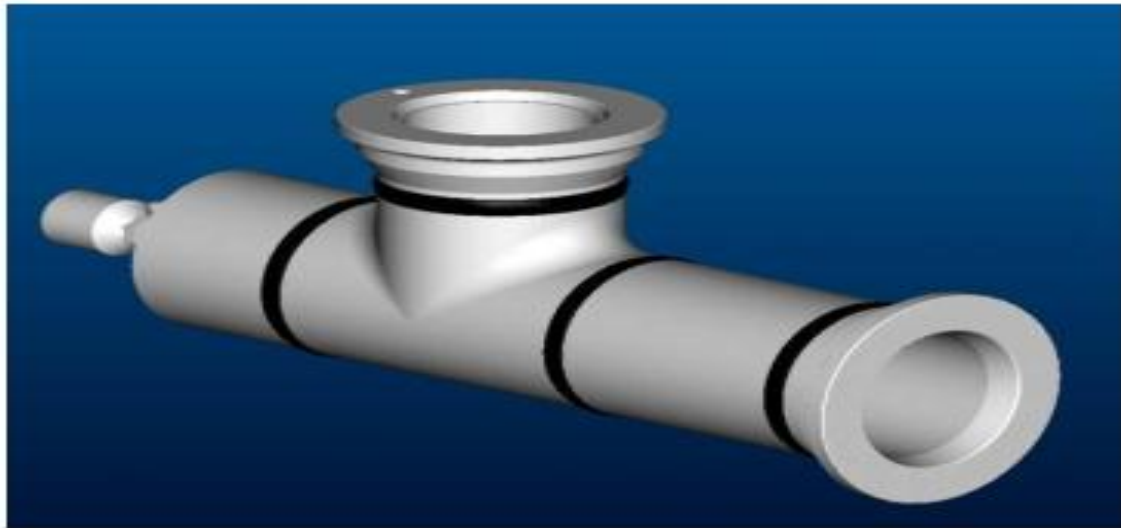


Figure II.17 : composition d'un MPM [18]

#### II.3.5.1. Blind tee

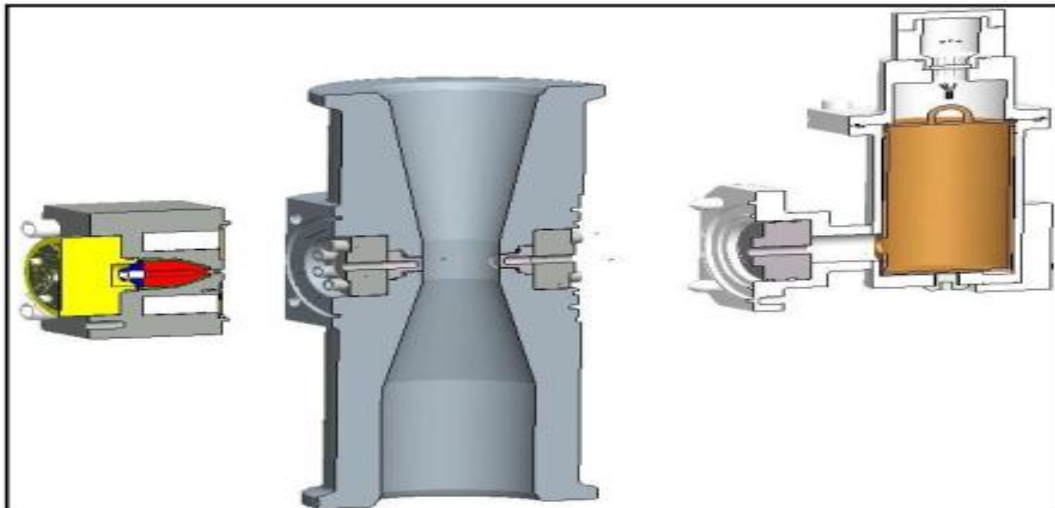
Il s'agit d'un tube à fente utilisé pour conditionner le flux afin d'humidifier le mélange triphasé lors de la mesure.



**Figure II.18:** Blind tee [15]

### III.3.5.2. Le venturi

Un composant clé d'un MPM avec un corps en forme de X centré et deux ouvertures latérales qui joue un rôle important dans le changement et la réduction de la pression est utilisé dans toutes les jauges. Utilisé pour créer un flux radial cohérent dans la section large 3DBroadband en pour mesurer le débit et produire la pression différentielle nécessaire pour déterminer le débit massique total. [18]



**Figure II.19 :** le venturi [16]

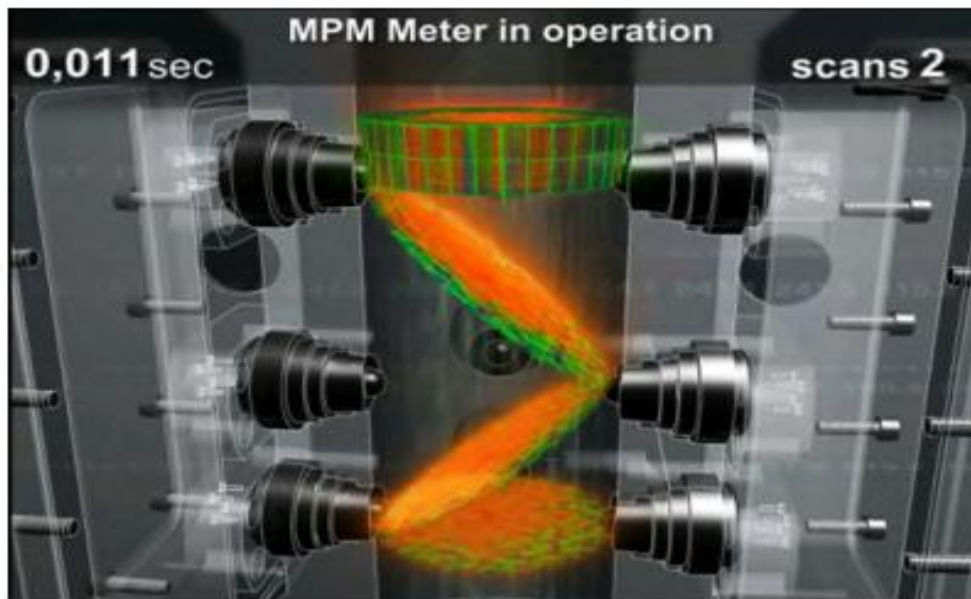
### III.3.5.3. 3DBroadband

Le système 3D Broadband de MPM est une technique qui utilise une technologie d'ondes électromagnétiques (EM) à haute vitesse pour mesurer la distribution liquide / gaz, le rapport eau / liquide (WLR) et la portion de volume de gaz (GVF) à l'intérieur du tube. 3D Broadband est basé sur les mesures de permittivité qui sont effectuées à travers la bande de fréquence des ondes EM à l'intérieur de la section du capteur du compteur. Le système



balaye la gamme de fréquences de l'onde électromagnétique. [18]

- Les fractions de phase individuelle de chaque constitution (oil, water, gas).
- Gaz-volume-fraction.
- Water liquide ratio.
- La distribution liquide /gaz au niveau du pipe.
- Densité Mixte - en utilisant les données des densités monophasique.



**Figure II.20:** 3D Broadband scan[19]

#### III.3.5.4. Sonde de salinité (salinité probe)

La sonde de salinité est basée sur le même système que le 3D Broadband. elle se compose d'une antenne émetteur et deux antennes récepteur la sonde est située dans la paroi du venturi où il y a un liquide film donc la plus haute possibilité pour la détection de l'eau.



**Figure II.21 :** La sonde de salinité.

### II.3.5.5. Gamma densitomètre

Le densitomètre gamma est un instrument de précision à base de micro-processeur pour mesurer la densité totale multiphasique, il est composé de :

- Le porte-source : Une source Radioactive de type Baryum 133 est utilisée afin de déterminer les fractions entre chaque phase et la densité du mélange tri-phasique. Cette source est manipulée une seule fois lors de son montage sur le venturi et à une durée de vie comprise entre 7 et 10 ans.
  - Demi-vie : 10.4 ans
  - Niveau D'énergie : 32 KeV, 81 KeV, 356 KeV [17]
- L'unité de détection : Les détecteurs utilisés sont soit des compteurs Geiger, soit des compteurs à scintillations munis d'écrans qui permettent d'éliminer les rayons gamma naturels. Le détecteur mesure les taux d'inventaire de rayonnement, associés à l'atténuation gamma à travers le mélange fluide aux niveaux de puissance 32.11 et 81 volts. le niveau d'énergie le plus élevé mesure principalement la densité du mélange, qui est affectée par le rapport gaz/liquide ; Le détecteur effectue des calculs complets des fractions de gaz, de pétrole et d'eau toutes les 22 millisecondes, soit un peu plus de 45 mesures de la densité du mélange de fluide et du maintien triphasé par seconde.[17]



Figure II.22 : Gamma densitomètre [15]

### II.3.5.6. Les transmetteurs de pression

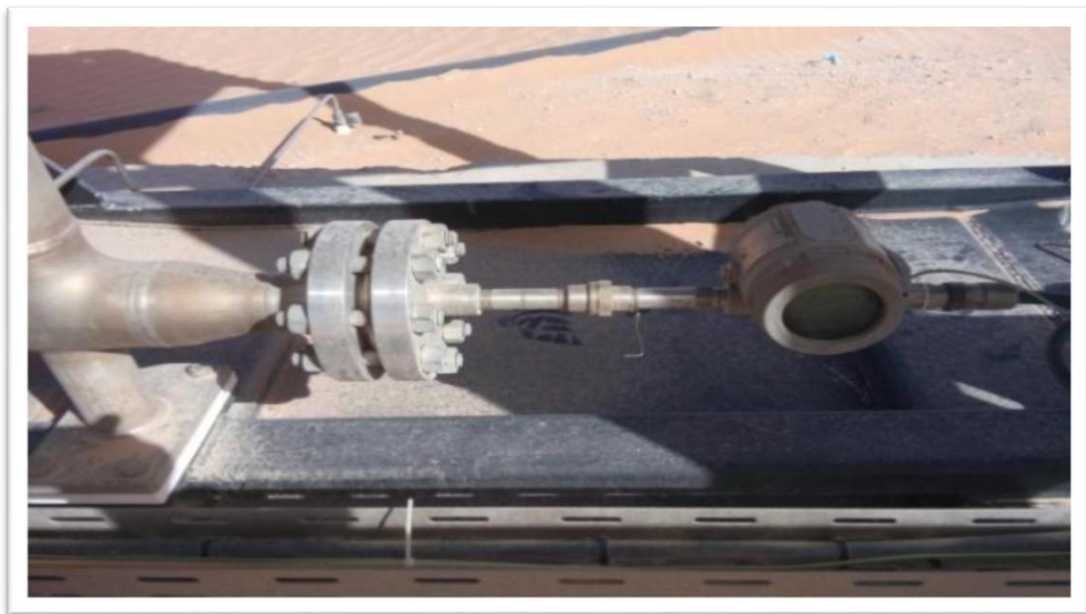
Le transmetteur différentiel de pression mesure la différence de pression à travers la section de mesure du Venturi cette mesure est utilisée pour déterminer un débit massique total.



**Figure II.23** : les trois transmetteurs de pression

### II.3.5.7. Transmetteur de température

Ligne mesure la température de ligne à l'entrée du PhaseWatcherVx, celle-ci est utilisée afin de convertir les débits de conditions lignes aux conditions standards.



**Figure II.24** : transmetteur de température

### III.3.5.8. Ports d'échantillonnage

Trois ports d'échantillonnage ont été ajoutés à la tuyauterie avec l'objectif suivant :

- Echantillonnage de BSW : Prendre un échantillon de liquide pour une mesure de la BSW ou une partie représentative de l'huile et l'eau (Water Liquide Ratio) ou la mesure de la densité.
- Echantillonnage d'huile : Prendre un échantillon de liquide pour l'analyse de l'huile et l'eau.
- L'échantillonnage de gaz : Prendre un échantillon de gaz sec pour la mesure de la gravité).

[14]



**Figure II.25 :** ports d'échantillonnage.

### II.3.6. LA Spécifications

#### II.3.6.1. Spécifications des capteurs individuels et des dispositifs primaires :

- Appareils de mesure de pression et de température.
- Appareils de mesure de pression différentielle.
- Instruments à rayons gamma.
- Capteurs électriques tels que capacitance, conductance et micro-ondes.
- Densitomètres.

#### II.3.6.2. Spécification des données et des formats de sortie

Un MPFM triphasé fournit normalement les sorties suivantes :

- Débits de pétrole, d'eau et de gaz (volume et / ou masse).
- Fractions de volume de phase (WLR, GVF).
- Pression et température.[13]

### II.3.7. Principe de fonctionnement MPM :

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.

**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 software.

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 :

**II.3.7.1. 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 softwares 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 suffisse).

**II.3.7.2. 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 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 software.[15]

### II.3.8. Les caractéristiques techniques du MPM

Pour s'assurer que les données très précises, les conditions suivantes doivent être respectées.

- Pression de l'équipement : 0 à 5000 psi.
- Diamètre du col du Venturi : 29 - 52 et 88 mm.
- La différentielle de pression au niveau de venturi :  $50\text{mbar} \leq \text{DPV} \leq 5000\text{mbar}$ .  
(selon les spécifications du transmetteur de pression différentielle).
- La viscosité du liquide : 0,1 à 2000 CP aux conditions de ligne.
- Gaz Volume Fraction (GVF) :
  - Oil Mode  $0\% \leq \text{GVF} \leq 98\%$ .
  - Gas Mode  $96\% \leq \text{GVF} \leq 100\%$ .
- $\text{PL} > 5$  bar (pour le mode de l'huile, en cas  $\text{GVF} > 80\%$ ).
- $\text{PL} > 25$  bar (pour le mode de gaz tout le temps) [16]

### II.3.9. Principe de mesure :

A partir des fractions de phase calculées par 3D Broadband, une estimation de densité du mélange peut être calculée comme suit :

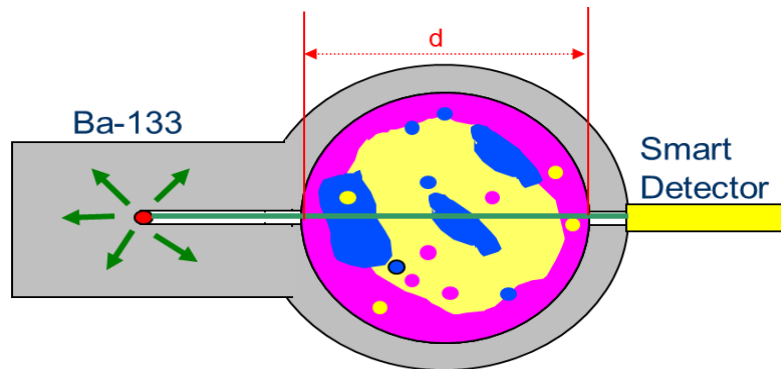
$$\alpha_o + \alpha_w + \alpha_g = 1 \quad (\text{II-5})$$

$$\rho_{mix} = \rho_o \alpha_o + \rho_w \alpha_w + \rho_g \alpha_g \quad (\text{II-6})$$

Une seconde mesure de la densité du mélange provient du densitomètre gamma :



$$N = N_0 e^{-d\rho v} \quad (\text{II-7})$$



**Figure II.26 :** La source radioactive [14]

$N_x$  : Nombre des coups mesuré

$N_0$  : Nombre des coups à vide

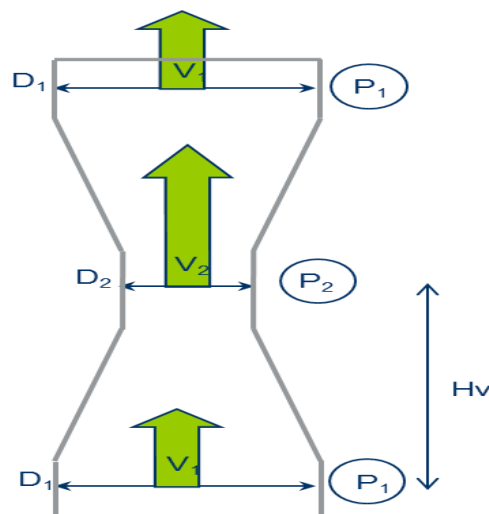
$d$  : diamètre du venturi

$v$  : atténuation de la masse

$\rho$  : densité

Le Ba133 spectre de rayons gamma présente trois critères de niveau d'énergie. Lors du passage à travers la matière ; gamma perd de l'énergie due aux collisions avec des particules atomiques. Aux conditions de débit, lorsque le venturi est rempli d'un mélange tri-phasique, la référence à vide calculée est la ligne de base pour tout calcul de fractions.[16]

La densité du mélange peut être utilisée avec les mesures de dP du venturi pour résoudre l'équation de débit massique qui est basée sur la formule suivante :



**Figure II.27 :** principe de mesure de venturi [14]

L'équation qui décrit la conservation de l'énergie est la suivante (Bernoulli) :



$$p_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p_2 + \rho H_V + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad (\text{II-8})$$

P1 : pression au point 1

P2 : Pression dans la gorge du Venturi

$\rho$  : densité du mélange

g : constante gravitationnelle

V1 : vitesse du fluide au point 1

V2 : vitesse du fluide dans la gorge du Venturi

La loi de conservation de la matière dans la section Venturi, est représentée par l'équation suivante :

$$Q_m = \frac{1}{4} \pi D_2^2 V_2 \rho = \frac{1}{4} \pi D_1^2 V_1 \rho \quad (\text{II-9})$$

La relation suivante omet la relation entre les diagonales entre deux points de la section Venturi (diamètres ratio) :

$$b = \frac{D_2}{D_1} \quad (\text{II-10})$$

D1 : Diamètre de la section Venturi au point 1

D2 : Diamètre de la gorge Venturi

Étant donné que les équations de ces lois font des considérations idéales d'écoulement de fluide, certaines modifications y sont apportées en tenant compte du coefficient de décharge et de la compressibilité du fluide.

Après avoir ajouté les trois équations, nous obtenons l'équation de flux suivante :

$$Q_{total\ mass} = \frac{\pi d^2}{4} \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \sqrt{2(P_1 - P_2 - \rho_{mix} g H_V)} \rho_{mix} \quad (\text{II-11})$$

L'équation de mesure de débit multiphasique, avec compression et perte d'énergie, est exprimée dans l'équation suivante :

$$Q_{total\ mass} = C_f \frac{\pi d^2}{4} \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \sqrt{2(P_1 - P_2 - \rho_{mix} g H_V)} \rho_{mix} \quad (\text{II-12})$$

Cf : coefficient de décharge.

$\varepsilon$  : facteur d'expansion [16]

### II.3.10. Étalonnage des MPM

La plupart des MPFM sont soumis à l'étalonnage en usine et à un ajustement constant depuis la construction du compteur, et il est généralement nécessaire d'effectuer un étalonnage dynamique dans une boucle de test où il est important de noter que l'étalonnage de l'instrument de mesure vérifie simplement les performances du compteur par rapport aux appareils de référence (traçables), vérifiant le réglage du compteur Et lancez-le. Lors de l'évaluation des résultats d'étalonnage, la différence significative entre le MFM et l'échelle

monophasée doit être prise en compte. [13]

L'objectif est de maintenir la performance de l'équipement afin d'obtenir des mesures précises des problèmes les plus importants que nous pouvons rencontrer lors de l'étalonnage, à savoir, l'inexactitude des mesures en raison des propriétés du fluide

Les principaux éléments de mesure qui composent le MPFM peuvent généralement être étalonnés selon des procédures standard, similaires à celles utilisées dans les mesures de débit monophasé. Cependant, la sortie des mesures primaires MPFM est utilisée comme entrée de l'étage de traitement de signal avancé, qui donne des débits de phase individuels comme résultat final. [13]

#### **II.3.10.1. Étalonnage statique**

Un étalonnage constant est effectué régulièrement pendant les tests d'acceptation en usine sans nécessiter de conditions rationalisées et de mise en service sur site. L'étalonnage fixe diffère pour chaque MPM, sauf qu'ils ont le même objectif de créer une référence basée sur un fluide connu et représentatif dans la section de mesure. La performance d'un facteur d'étalonnage par un fabricant peut consister en des mesures dimensionnelles d'ingénierie. L'étalonnage des éléments primaires est généralement indépendant des conditions de fonctionnement pour lesquelles l'instrument sera utilisé.

Ces tests sont généralement effectués dans une installation de test afin de stocker leurs résultats et de les utiliser dans le cadre du plan de maintenance. Les tests statiques peuvent être répétés à intervalles réguliers et comparés. Ce test est très pratique et un moyen simple de vérifier l'état MPM.

#### **II.3.10.2. étalonnage dynamique**

Les tests d'étalonnage dynamique sont effectués de différentes manières et à différents endroits.

L'avantage est qu'il nous permet de mesurer les débits de pétrole, d'eau et de gaz à partir de MPM et par rapport aux débits de référence. Avant que l'étalonnage dynamique n'apparaisse, il convient de s'assurer que les conditions de mesure du MPM et du système de mesure de référence sont compatibles.

#### **II.3.10.3. Étalonnage In-site**

Ce type d'étalonnage est effectué après l'installation de MPM à son emplacement final sur le terrain. L'étalonnage sur site a pour objectif de vérifier les performances de la mesure MPM en le comparant avec les résultats rapportés en usine et en laboratoire indépendant et sur le terrain. Ce type d'étalonnage nécessite de bonnes données PVT. La précision des données PVT est une exigence pour tout MPM pour mesurer avec précision les coûts de flux.

#### **II.3.10.4. Étalonnage sur le terrain**

La principale différence entre l'étalonnage en laboratoire indépendant et l'étalonnage sur le terrain est que les propriétés des fluides représentatives sont plus susceptibles d'être obtenues dans une installation d'essai sur le terrain qu'en laboratoire. Certaines compagnies pétrolières ont établi des installations d'étalonnage dans leurs usines de production et proposent des étalonnages sur le terrain avec des fluides de puits sous tension dans des conditions réelles de fonctionnement pratiques.

Différentes options sont disponibles pour configurer la règle d'étalonnage dans le processus. Les mesures de référence sont généralement effectuées sur les sorties monophasées du séparateur, par exemple un séparateur de test.

Avec ce paramètre, les puits ou liquides disponibles qui peuvent être dirigés à travers le séparateur limitent les points d'étalonnage. Seul le changement du puits testé peut modifier les propriétés du fluide.

#### **II.3.10.5. L'étalonnage des laboratoires Dans Indépendants**

L'étalonnage dans des laboratoires indépendants est un étalonnage effectué par des sociétés indépendantes par rapport aux sociétés qui ont produit le compteur. Dans les laboratoires qui ont une accréditation officielle pour les tests d'étalonnage avec assurance qualité et fonctionnalité, plus une référence selon les normes nationales et internationales. Afin de vérifier l'étalonnage dans des laboratoires indépendants, c'est-à-dire vérifier les performances MPM, afin d'augmenter la confiance dans l'étalonnage MPM par rapport à l'étalonnage en usine.

La valeur de tout laboratoire d'étalonnage indépendant dépendra également des clones MPM dans des conditions d'altération et d'écoulement. Si le MPM fournit les mêmes données de sortie pour des débits identiques dans des conditions de processus et des propriétés physiques différentes pour le pétrole, le gaz et l'eau, il présente une bonne répétabilité et la valeur d'étalonnage en laboratoire indépendant sera élevée.

Si la reproductibilité du MPM n'est pas connue, ou si elle n'a pas été suffisamment prise en compte, le laboratoire doit être en mesure de reproduire dès que possible les conditions de traitement et les propriétés physiques des liquides à partir des conditions actuelles dans lesquelles le MPM sera utilisé en diagonale. Au moins la partie du volume de gaz (GVF) et le rapport eau / liquide (WLR) devraient être similaires aux données de terrain. [13]

#### **II.3.11. Configuration de champs :**

Le processus par lequel des compteurs des MPM sont installés avec des informations relatives aux propriétés monophasées du pétrole, du gaz et de l'eau produits par le puits. Le

terme « PVT » est souvent utilisé en conjonction avec la configuration du champ, et en fait les propriétés PVT des phases d'hydrocarbures sont d'une importance primordiale. [18]

Les informations PVT sont utilisées à deux fins, à savoir :

1. Prévision des propriétés de chaque phase pétrolière et gazière dans les conditions de fonctionnement du compteur. Il s'agit notamment des densités pétrole/gaz, des viscosités, de la tension superficielle ainsi que des compositions de phases individuelles, qui sont toutes utilisées à différents stades du calcul du débit.
2. convertir les débits volumétriques mesurés dans des conditions d'exploitation en conditions de référence, généralement dans des conditions normales.[19]

#### **II.3.11.1. Les problèmes de la configuration de champ :**

- l'incertitude « de base » inhérente aux données PVT qui provient du processus d'échantillonnage, de caractérisation et de modélisation PVT. Dans certains cas, seuls des renseignements de composition très élémentaires ou désuets peuvent être disponibles. Les essais effectués sur le terrain à des GVF élevés ont montré que cette incertitude PVT « de base » peut être de l'ordre de 1 à 3 % sur la densité du gaz.
- liée aux variations de la composition du flux, ce qui signifie que le modèle PVT ne prédit plus correctement le comportement des fluides du puits. [18]

#### **II.4. Conclusion :**

Le MPM est d'une grande importance dans le contrôle des puits de pétrole ; Parce qu'il est de petite taille et facile à installer par rapport au séparateur de mesure, parce que la surveillance des données en temps réel, les besoins de maintenance sont moindres. Auparavant, ces technologies étaient très coûteuses et inutiles, car des installations étaient disponibles pour séparer le mélange d'hydrocarbures et mesurer chacun séparément (mesure à la sortie des intervalles de mesure) ; Actuellement, les champs pétrolifères sont situés dans des environnements difficiles d'accès, il est donc nécessaire de mesurer directement à partir des lignes de production, par exemple dans les champs offshore et les environnements sous-marins.

# *Chapitre III*

---

*Etude de cas*

### III.1. Introduction :

Le producteur doit être entouré de toutes les informations de production afin de vérifier les facteurs entourant le puits et d'évaluer le fonctionnement du puits.

C'est pourquoi dans ce chapitre pratique nous avons testé des puits en utilisant deux techniques différentes, MPM et test séparateur, pour suivre la production du puits et comparer et interpréter les résultats obtenus.

Alors pour étudier l'amélioration des facteurs d'allocation, on base sur les données de test de puits, en utilisant :

- Le MPM pour mesurer la masse
- Le séparateur ENSP pour mesurer le volume

### III.2. Les résultats obtenus par le MPM :

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

- Densité du mélange (densité du mélange) :

$$\rho_{mix} = \alpha_0 \rho_0 + \alpha_w \rho_w + \alpha_g \rho_g \quad (III-1)$$

- Rapport eau / liquide (water liquide ratio) :

$$WLR = \frac{\alpha_w}{\alpha_w + \alpha_0} \quad (III-2)$$

- Débit massique total (Mass flow rate) :

$$Q_T = K C_D f(\alpha_g) \sqrt{\rho_{mix} \Delta p} \quad (III-3)$$

$$C_D = f(\rho_{liquid}, V_{liquid}, \mu_{liquid}, D) \quad (III-4)$$

- Fraction du volume de gaz (gas volume fraction):

$$GVF = f[(\rho_g / \rho_{liquid}), \alpha_g, \mu_{liquid}] \quad (III-5)$$

- débit volumique total (total volumetric flow rate) :

$$q_T = \frac{Q_T}{\rho_m} \quad (III-6)$$

- Débit volumique de gaz (gas volumétrique flow rate) :

$$q_g = q_T \times GVF \quad (III-7)$$

- Débit volumique de liquide (liquide volumétrique flow rate) :

$$Q_{liquid} = q_T - q_g \quad (III-8)$$

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

$$q_w = WLR \times q_{liquid} \quad (III-9)$$



- Débit volumique d’huile (oil volumetric flow rate) :

$$q_0 = (1 - WLR) \times q_{liquid} \tag{III-10}$$

### III.2.2. Le rapport des résultats de MPM (Cas du puits EME-09 (puits producteur de condensat))

Les résultats finaux du MPM sont obtenus par passage de l’écoulement de la ligne de production du puits EME-09 vers la ligne de test au niveau du F-EMER/S-01 ou se trouve le point d’emplacements du MPM.

Ces résultats sont enregistrés dans une banque de données servant au suivi de la totalité de la production du champ d’ElMerk.

Well Test Reports																	
Client: Groupement Berkine		Well: EME-9		MPM Engineer:				Meter Size 5 inch									
Choke 94 BC		Period: 5 Hrs - 1st period		Supervisor:													
Date-Time	Well Parameters		Meter Parameters			Oil			Gas			Water					
	WHP	WHT	FLP	FLT	GP	Vol Rate	mass Rate	Density std	Vol Rate	mass Rate	Density std	GOR	Vol Rate	mass Rate	Density std	Salinity	WC
	psig	°F	psig	°F	mBar	bbld	kg/h	kg/m <sup>3</sup>	MMcfd	kg/h	kg/m <sup>3</sup>	ft <sup>3</sup> /bb	bbld	kg/h	kg/m <sup>3</sup>	%	%
From 06.03.2016 08:50:00 To 06.03.2016 13:50:00	2237.10	146.05	1309.21	170.79	316.86	3997.16	20230.47	764.02	28.34	37111.87	1.11	7089.32	65.53	438.00	1009.01	4.05	1.61

Figure III.1 : rapport numérique du MPM

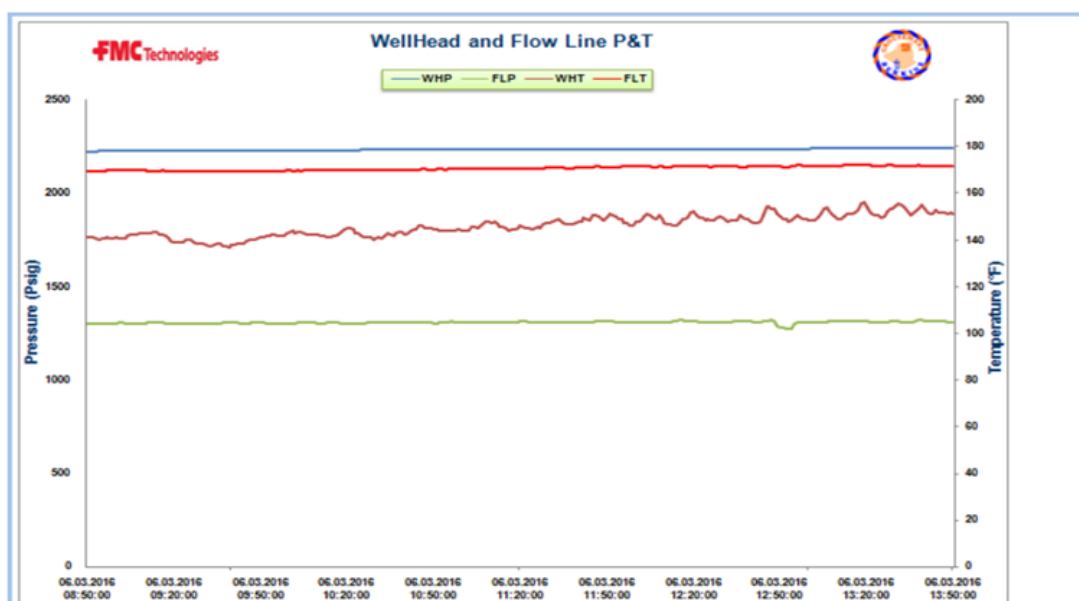
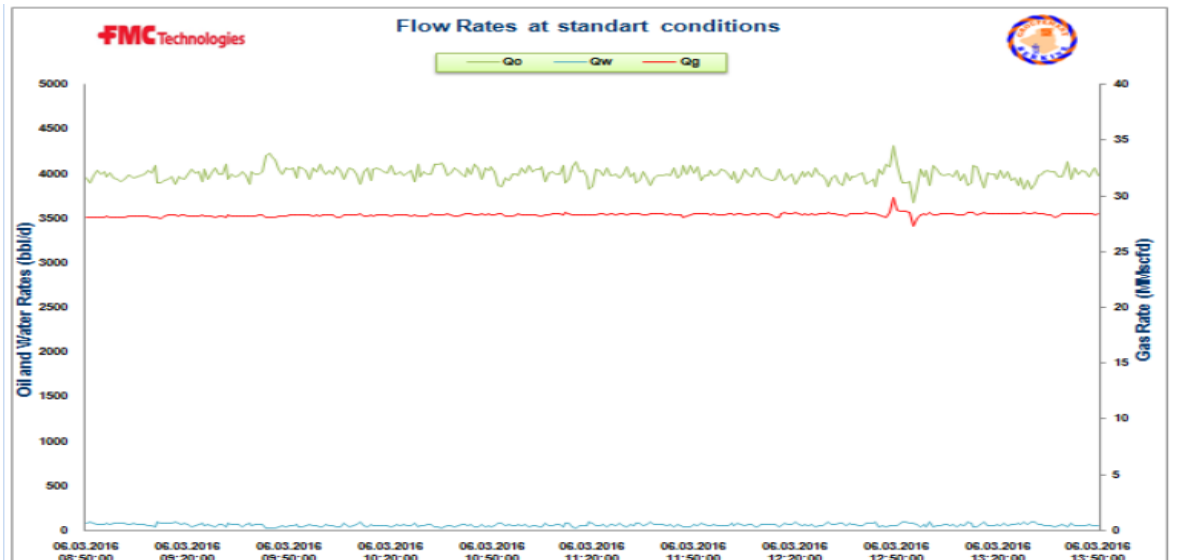


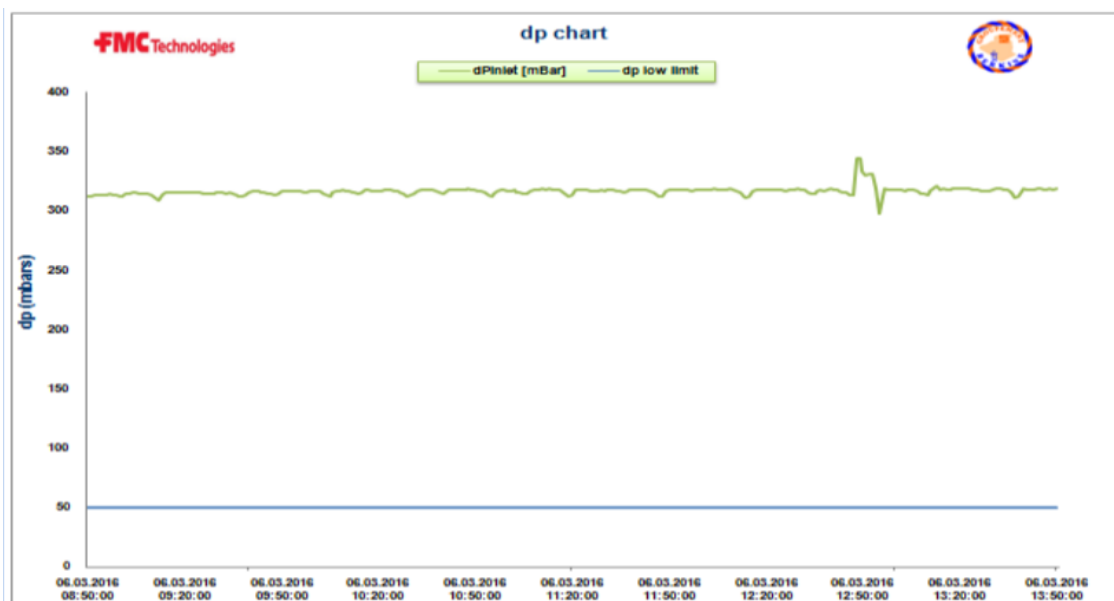
Figure III.2 : évolution des pressions et températures



**Figure III.3** : les débits dans les conditions standards

La figure montre l'évolution de la variation des débits pour chaque phase du gaz et du liquide dans le temps et indique que le débit de l'eau est presque sans indication que le puits a un faible pourcentage d'eau.

Notons également que le débit de gaz est stable . Le développement du flux d'huile est instable et calme Se référer aux fluctuations dans différentes périodes de temps.



**Figure III.4** : évolution du  $\Delta p$

### III.3. Les résultats obtenus à partir de séparateur :

#### III.3.1. Les paramètres à surveillé sur un séparateur

- Pression de séparation
- Température de séparation

- Les niveaux (huile, eau)
- les compteurs (huile, eau)
- Les vannes automatiques.

### III.3.2. Les formules utilisées pour mesurer les résultats du séparateur de test :

Les résultats finaux du séparateur sont obtenus par l'utilisation de plusieurs formules de mécanique de fluides et de thermodynamique qui sont présentées ci-après :

Facteur de correction :

$$K_{\text{factor}} = 1 - [(0.066 \times \text{Oil API}) + 2.75] \times (\text{Oil Temp}^{\circ}\text{F} - 60) \times 10^{-4} \quad (\text{III-11})$$

$$\text{SG}/60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{(\text{Oil API}/60^{\circ}\text{F} + 131.5)} \quad (\text{III-12})$$

Capacité de la chambre de mesure :

$$C = F_b \times F_g \times F_{pv} \times F_{tf} \times Y \quad (\text{III-13})$$

$$\text{Gas Rate} = \sqrt{(p \times HW)} \times C \quad (\text{III-14})$$

$$\text{GOR}_1 = \frac{\text{GazRate}}{\text{OilRate}} \quad (\text{III-15})$$

$$\text{GOR}_1 = 1000 \times \left[ \frac{10}{s} + 2.1((S - 0.81)^2 \times (1 - s^{0.8})) - 1 \right] / 4.67 \quad (\text{III-16})$$

$$s = 1 - s_{hc}/100 \quad (\text{III-17})$$

$$\text{GOR}_T = \text{GOR}_1 + \text{GOR}_2 \quad (\text{III-18})$$

$$P_f = \text{Separation Pressure (Psia} = \text{Psi} + 14.73) \quad (\text{III-19})$$

$$Q_{\text{gaz}} = (p_f \times HW)^{1/2} \times F_b \times F_g \times F_{tf} \times F_{pv} \times Y_0 \quad (\text{III-20})$$

$$Q_{\text{oil}} = \text{OIL RAW} \times \text{OMCF} \times (1 - \text{BSW}/100) \times (1 - S_{\text{HR}}/100) \times K \quad (\text{III-21})$$

$$\text{Specific gravity liquide: } S.G = \rho_{\text{liq}} / \rho_{\text{fresh water}} \quad (\text{III-22})$$

$$\text{American Petroleum Institute : } \text{API} = (141.5 / S.G_{\text{liq}}) - 131.5 \quad (\text{III-23})$$

$$\text{Gas Liquide Ratio : } \text{GLR} = Q_{\text{gaz}} / (Q_w + Q_o) \quad (\text{III-24})$$

$$\text{Water cut : } \text{Wc} = (Q_w / (Q_w + Q_o)) \times 100 \quad (\text{III-25})$$

### III.3.3. Séquences d'opération du test : Cas du puits EME-09

- Etat du puits EME-09 avant le début de l'opération : le puits est ouvert vers production avec les conditions actuelles : FWHP=137.7 bar, FLP= 89..2 bar, WHT =73.3°C, duse de production = 107BC, PA =152bar PB=25bar
- Faire une safety meeting en site (FEMERS-001) pour discuter le programme et les objectifs du test.

- Passer l'écoulement de ce puits de la ligne de production vers la ligne de test en FEMERS-1 ou se trouve le point d'installation du séparateur.
- ajuster la production sur duse =94BC
- Placer dans le compteur de gaz une plaque d'orifice 3.500"
- Passer l'écoulement d'huile vers le compteur d'huile 3 ".
- Commencer à mesurer le débit.
- FWHP= 153.9 bar, FLP= 94.5bar, WHT = 60 °C, Duse = 94BC.
- Passer l'écoulement d'huile à travers le surge tank pour mesurer le facteur de correction combiné CCF et le débit Qgas2.
- CCF= 0.698, Qgas2= 2.889mmcf/d.
- FWHP= 154.7 bar, FLP= 95.1bar, WHT = 64.7 °C, duse = 94BC.
- Vider l'eau du fond de séparateur, Q water =11.4 bbl/ day.
- Dépressuriser le séparateur.
- Fin du test, et désinstallation du séparateur.

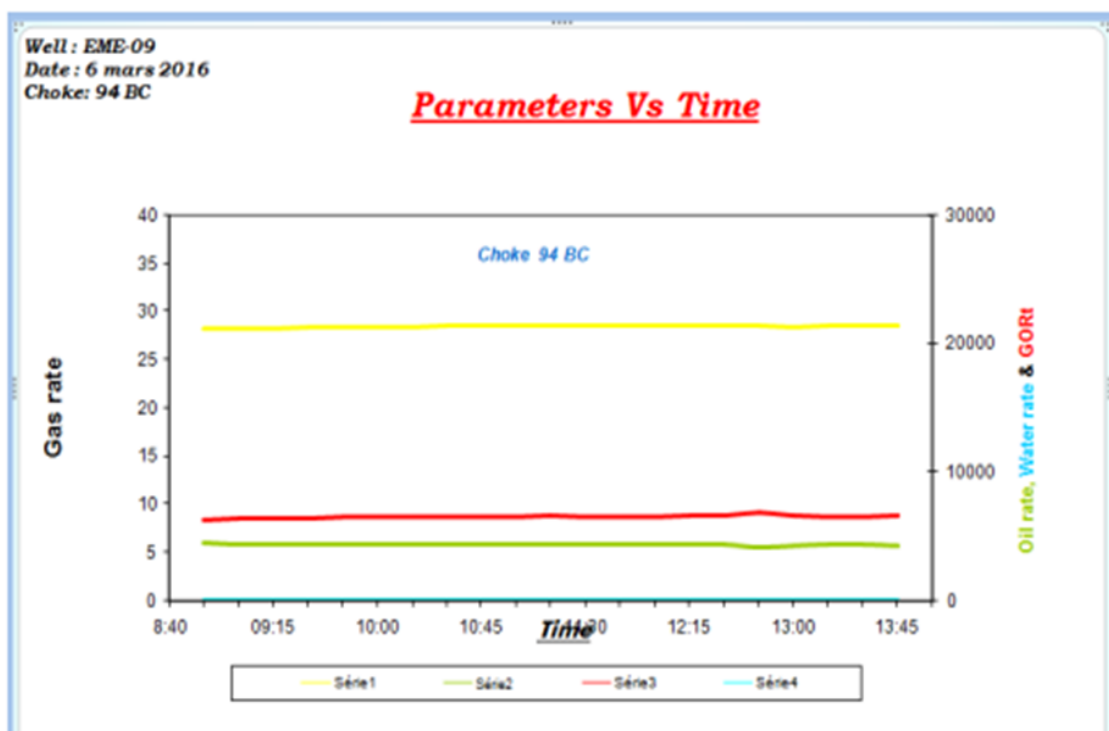


Figure III.5 : Paramètres Vs temps

### III.4. Comparaison et analyse entre du MPM et du séparateur :

#### III.4.1. Comparaison générale :

- Réduction du temps pour les mesures que vous jugez utiles pour MPM sur Séparateur
- Lors du changement du débit du séparateur de puits, le remplissage a besoin de temps pour se stabiliser et tester, contrairement au MPM, qui se stabilise en moins de temps et a la capacité et la vitesse de répondre aux changements des débits de fluide du puits, quel que soit le type de changements, grands ou petits.
- D'un autre côté, le puits instable est un problème bien connu lors de déclin de la production et dans de nombreux cas, il est inacceptable que le puits soit relié à l'installation de production avant l'atténuation d'un certain degré de contrôle. Il est difficile de détecter les taux de variations d'écoulement dans un puits instable (gaz lift par exemple) en utilisant des séparateurs classiques, et dans de telles situations MPM devient un outil utile pour l'ingénieur de production.
- La production d'un puits peut être assistée par gaz lift pour plusieurs raisons, une fois le gaz lift est mis en œuvre, il est nécessaire d'optimiser le processus de gaz lift, MP peut être un moyen pour trouver le taux d'injection de gaz lift optimal car il est capable de montrer instantanément le débit d'huile en fonction du débit de gaz d'injection alors que les séparateurs de test classiques auraient besoin de plus de temps pour fournir les mêmes informations.
- Cependant, la plupart des systèmes assistés par gaz sont des applications relativement haut GVF (en ajoutant encore plus de gaz au système) et il faut prendre en considération que le MPM est capable de gérer cette opération de haute GVF. Et plus, un compteur à gaz humide ne peut être utilisé.
- En plus le MPM a l'avantage de la possibilité de détecter les traces de sable par l'utilisation d'un Sand détecter en ligne.

**Tableau III.1 : résultat du séparateur.**

<b>Test séparateur</b>							
<b>puit</b>	<b>Date</b>	<b>Choke</b>	<b>WHP</b>	<b>Q<sub>oil</sub></b>	<b>Q<sub>gaz</sub></b>	<b>Q<sub>water</sub></b>	<b>GOR</b>
EME-08	16/02/2016	58	1282	2496	6.373	5	2553
EME-13	18/02/2016	48	3612	1702	26.7	17	15687
EME-18	15/02/2016	38	3886	482	34	33	70539
EME-20	19/02/2016	50	2650	3230	34	0	10526
EME-23	22/02/2016	56	3570	2171	33.6	18	15477
EME-09	06/03/2016	94	2235	4352	28.4	11	6545
EME-37	02/03/2016	42	2854	2429	30.31	25	12479
EME-43	04/03/2016	36	2535	1753	7.37	0	4203

**Tableau III.2 : résultat du MPM**

<b>Test MPM</b>							
<b>Puit</b>	<b>Date</b>	<b>choke</b>	<b>WHP</b>	<b>Q<sub>oil</sub></b>	<b>Q<sub>gaz</sub></b>	<b>Q<sub>water</sub></b>	<b>GOR</b>
EME-08	16/02/2016	58	1282	2421	7.11	78	2936.8
EME-13	18/02/2016	48	3621	1612	26	20	16129
EME-18	15/02/2016	38	3900	190	32.3	2	170000
EME-20	19/02/2016	50	2650	1963	28.5	29	14518.6
EME-23	22/02/2016	56	3570	1770	33	18	18644.1
EME-09	06/03/2016	94	2235	3997	28.3	65.5	7089
EME-37	02/03/2016	42	2854	1528.02	23.4	26.09	15316.7
EME-43	04/03/2016	36	2535	1339.16	6.91	52.18	5157.25

**III.4.2. Analyser des résultats :**

La table contient un ensemble de valeurs que nous avons extraites par Les deux façons dont nous allons analyser et comparer les deux obtenus Ils devraient savoir pourquoi les deux résultats sont différents



#### III.4.2.1. Analyse de GOR :

Dans le tableau, nous remarquons des différences significatives dans les mesures de GOR

Séparateur par méthodes MPM. Les mesures par méthode MPM sont toujours mesures de plus par la méthode séparateur

#### III.4.2.2. Analyse des débits d'huile :

Le débit obtenu par le séparateur, est toujours supérieur au débit d'huile obtenue par le MPM. On conclut que cet écart entre le débit d'huile du MPM et le débit d'huile du séparateur est dû au gaz dissous et l'émulsion d'eau qui sont comptabilisé comme étant de l'huile dans le séparateur. En effet le temps de rétention du gaz freine le dégazage de l'huile et une grande quantité des gaz est donc comptabilisée comme étant de l'huile. Cette observation est bien vue dans notre cas où les puits choisis sont des puits à condensat alors une quantité de gaz très importante.

#### III.4.2.3. Analyse des débits de gaz

Le débit de gaz obtenu par le séparateur est presque le même débit obtenu par le MPM donc il n'y a pas une grande différence entre les deux débits.

#### III.4.2.4. Analyse des débits d'eau

En comparant les débits d'eau entre le séparateur et l'eau MPM, nous avons constaté que le débit d'eau mesuré par le séparateur est toujours inférieur au débit d'eau mesuré par le (MPM). Cela confirme notre explication selon laquelle une partie de l'eau mesurée par entretien préventif est de l'huile par le séparateur.

### III.5. L'impact des résultats du test sur l'allocation des paramètres de production :

Le logiciel A2 calcule le volume de gaz en utilisant le GOR le plus récent dans la base de données de test de puits. Le MPM ne mesure pas le GOR, il calcule le GOR en fonction de la densité mesurée (dans ce cas, une pseudo-densité du flux d'écoulement combiné) et utilise une corrélation dérivée du modèle Petsamo.

$$G_{\text{theoretical gas volume}} = O_{\text{theoretical oil volume}} \times GOR \quad (\text{III-26})$$

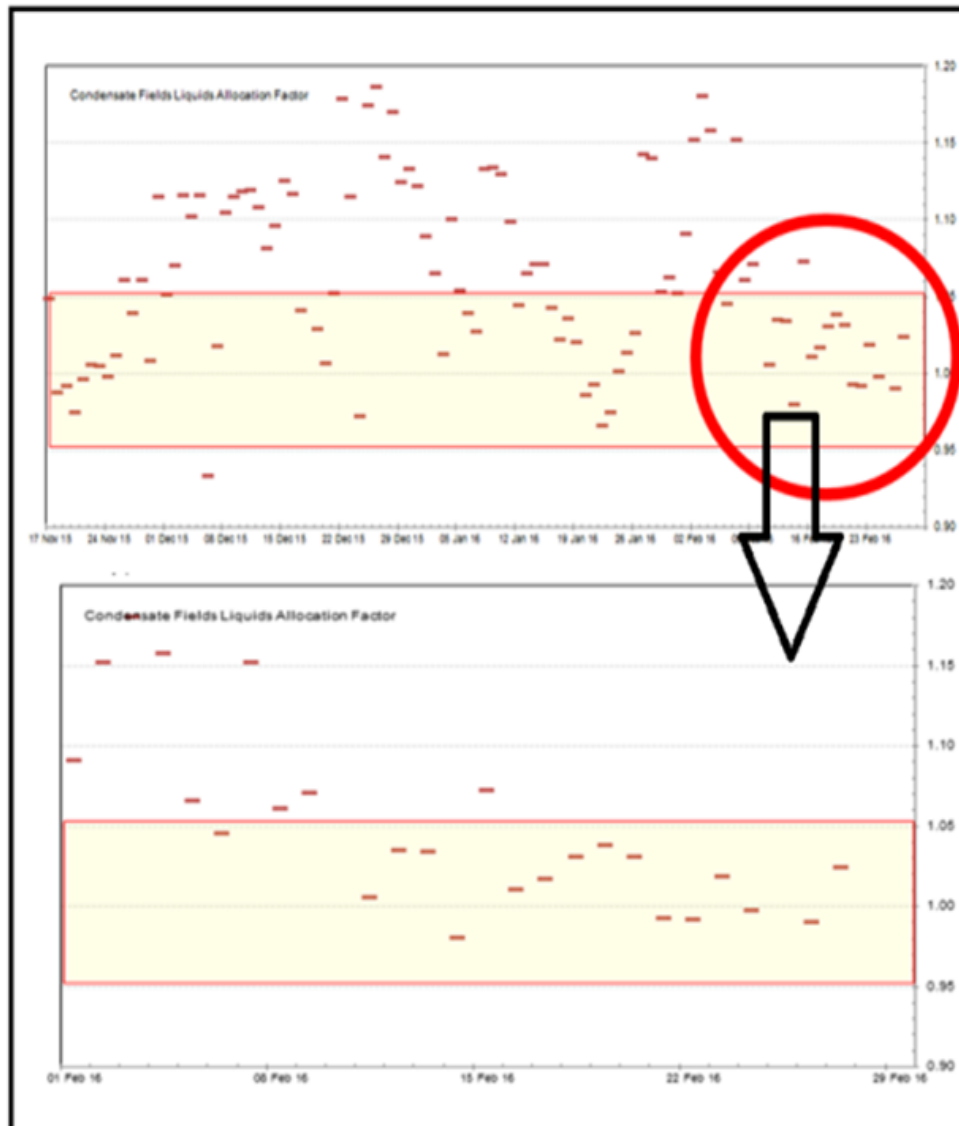
$$O_{\text{theoretical oil volume}} = \frac{\text{hydrocarbon mass}}{\text{Pseudo Density}} \quad : \text{ mesure par le MPM} \quad (\text{III-27})$$

$$\text{Pseudo Density} = \frac{\text{oil mass} + \text{gas mass}}{\text{oil rate}} \quad (\text{III-28})$$

O théorique oil volume : est mesuré par le séparateur ou le MPM

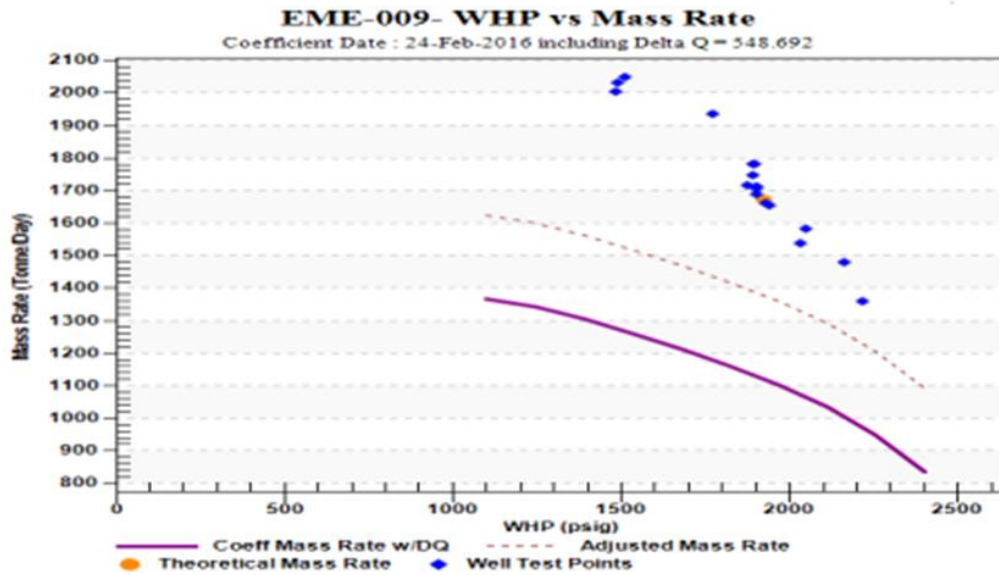
Pour améliorer nos allocations, on utilise la masse au lieu du volume, alors les facteurs

d'allocation sont maintenant dans les limites tolérables (comme on l'a vu au cours des derniers jours du mois de février)



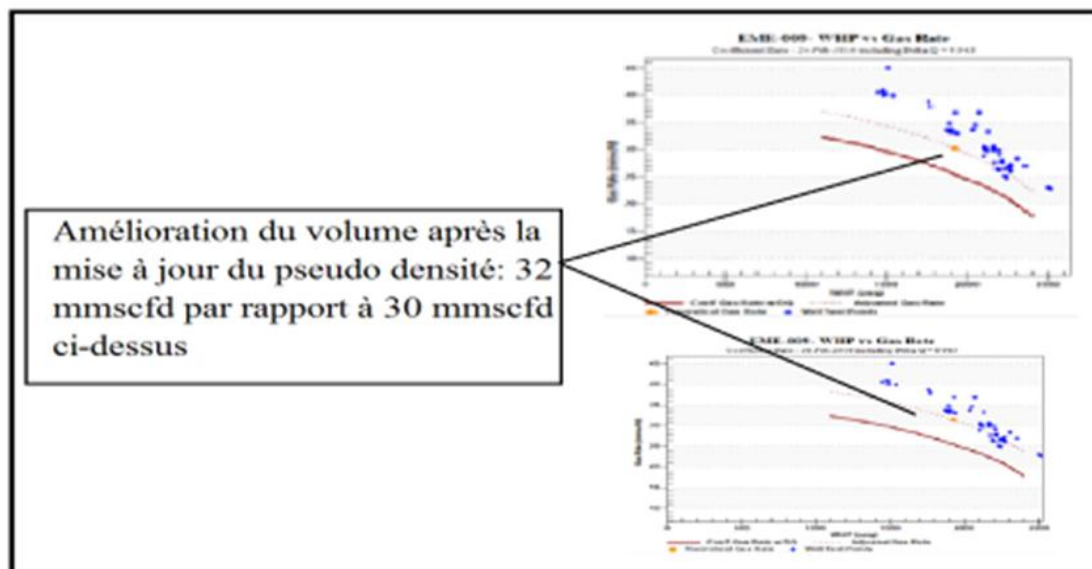
**Figure III.6 :** amélioration des facteurs d'allocation

Lors de l'utilisation de la masse dans les allocations (ci-dessous), le débit de gaz peut être hors intervalle ajustable, due aux erreurs du GOR et/ou pseudo densité.



**Figure III.7 :** pression de tête Vs débit massique

Cela peut être amélioré en mettant à jour le pseudo densité calculé par le MPM (Figure ci-dessous)



**Figure III.8 :** pression de tête Vs débit de gaz après la mise à jour du pseudo-densité

### III.6. Les avantages et les Inconvénients

#### III.6.1. Les avantages opérationnels du MPM :

- Simplicité des matériaux avec une installation facile.
- Indépendante des régimes d'écoulement
- Très bonne Précision
- Opération moins chère, rapide et plus efficace que l'ancienne méthode (Jaugeage avec un séparateur mobile) qui par contre, nécessite une pompe pour réinjecter l'huile cumulée dans le bac, ou un moyen de transport jusqu'au la centre.
- Mesures de débit sans pollution d'environnement.

- Détection précoce à l'eau
- Non affecté par les limaces, de la mousse et émulsion
- Un seul matériel pour le pétrole lourd, le pétrole noir, huile volatile, condensat, gaz humide et gaz sec.
- La stabilité opérationnelle
- La sensibilité
- L'utilisation facile
- L'efficacité et la sécurité d'opération
- Simple mobilisation de l'équipement
- Equipage réduit
- rapide de montage et démontage
- En ligne, le suivi de production en continu
- Aucune partie mobile (probabilité de défaillance faible)

#### **III.6.2. Inconvénients opérationnels du MPM :**

Les défauts de calibration (mauvaise choix des types des fluides de calibration, les erreurs des donnés PVT, les erreurs en paramètres des fluides de calibration (densité, viscosité...))

#### **III.6.3. Avantage opérationnels du séparateur**

- Plus utilisé dans les puits d'exploration ou le types des fluides produit sont inconnu
- Séparation physique des fluides réduit les défauts de calibration en MPM

#### **III.6.4. Inconvénients opérationnels du séparateur :**

- Temps d'opération lente (rig up & rig down)
- Trop de personnel
- Logistiquement coûteuse

#### **III.7. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons voulu clarifier certains points Les données sont d'une grande importance dans les mesures qui sont considérées comme un élément essentiel dans le contrôle de la précision des deux techniques utilisées

À travers les résultats des études obtenues à partir du puits, nous avons déterminé la production individuelle en déterminant les quantités de pétrole, d'eau et de gaz, et nous les avons interprétées et analysées afin de connaître les différences les plus importantes entre les deux technologies.

La technologie MPM permet de revoir les informations que nous obtenons régulièrement et Caractérisé par une précision des mesures sans séparation contrairement à la technologie SEPARATEUR TEST, qui a besoin de séparer les liquides afin d'examiner les informations que vous fournissez

# Conclusion



---

**Conclusion générale :**

La technologie MPM et séparateur est importante pour mesurer la production du puits, pour connaître les conditions de travail du puits et obtenir les informations de test, comme nous l'avons vu dans le chapitre théorique.

MPM est une technologie qui a la puissance, la précision et la vitesse d'obtention de mesures pour l'analyse

Il y a une différence de coût entre les deux technologies, car le MPM est moins cher que le Séparateur

Le MPM peut être considéré comme une balance périodique en raison de ses nombreux avantages, dont le plus important est la possibilité de mesure avec la poursuite de la production, c'est-à-dire sans arrêter la production requise par le séparateur traditionnel avec la séparation de la production

Notre premier objectif avec notre étude est de remplacer les intervalles de test par des débitmètres capables de distinguer les différents étages avec une précision suffisante. Par conséquent, la technologie MPM peut être utilisée sous la forme d'un intervalle de test Pour tester la production et donc la mesure en trois étapes Le séparateur n'est effectué que périodiquement pour déterminer les performances de production d'un puits individuel.

Les séparateurs test sont utilisés pour déterminer les quantités d'huile, d'eau et de gaz.

La technologie MPM est caractérisée par un problème de pollution et un faible risque.

La technologie MPM est économique et rapide et ne nécessite pas de stabilisation liquide pour la mesure Le test du séparateur prend plus de temps à se séparer, une fois que le liquide s'est déposé

# *Bibliographie*

## Références bibliographiques

- [1] ABANOUC Hacene, KACI Yehya (2018), Système de commande des vannes d'injection des produits chimiques (méthanol, inhibiteur de corrosion), Mémoire d'ingénieur spécialisé, Institut Algérien du Pétrole, p.4
- [2] Présentation global du CPF Elmerk MANUEL DE FORMATION « SPIE », document de société
- [3] Sonatrach /Anadarko Document ABB Pocess de Projet d'el merk.
- [4] Mohammed NOUACER (2015), Etude du système du contrôle et de sécurité intégré ICSS Yokogawa utilisé dans le champ ELMERK, Mémoire de fin d'étude Master, université de Boumerdes, P.4.5
- [5] LOGBI Rachid, SLIMANI Chérif (2018), Procédure de gestion de l'intégrité des puits (Application aux champs d'El Merk), Mémoire d'ingénieur spécialisé, Institut Algérien du Pétrole, p.6.7.9
- [6] 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
- [7] LES ÉQUIPEMENTS (LES SÉPARATEURS), Manuel De Formation Cours EXP-PR-EQ080 Révision 0.1, TOTAL (11/04/2007), p.10.26.27..30.34.44
- [8] Schlumberger services, Sérapator, Shlumberger drive Suger Land, Texas 777478, 2008
- [9] L.Mailhe, Collecte et séparation, édition tecknip-paris, 1974
- [10] A.Djari, Le séparateur tréphasique de test , ENSP Institut national spécialisé en formation professionnelle, 2009
- [11] Document Sonatrach, Le jaugeage,1998
- [12] L.Mailhe,Collecte et séparation, édition tecknip-paris, 1974, p.83.71
- [13] HANODBOOK OF MULTIPHASE FLOW METERING, REVISION 2 MARCH 2005, p.11.58.78.79.84.85.
- [14] Schlumberger services , Phase Tester-composents-,2006
- [15] DAOUDI Hanane, DJARI Chahrazed (2013), Evaluation et détermination des paramètres de production par la nouvelle technologie VX, Mémoire de Master, Université de Ouargla, p.39.
- [16] Schlumberger services ,Introduction to VX tecknology,2010
- [17] Ian atkinson, A new horizon in multiphase flow meassurent, ,2004/2005,
- [18] Gordon Stobie, Campaign Well Testing of a Complex Reservoir Using an MPM

Multiphase Meter, North Sea Flow Measurement Workshop, 32nd, , 21-24 October 2014  
p.3.

[19] Xiaohong Zhang<sup>1</sup>, Alessandro Speranza<sup>1</sup>, , Improving reliability of multiphase flow  
metering with thermodynamic, Upstream Engineering and Flow Assurance , 25 May 2017  
p.3.

# *Annexe*


<b>ENTRPREISE NATIONALE DE SERVICES AUX PUIES</b>			
<b>Client: Groupement Berkine</b> <b>Service Company: ENSP WT</b> <b>Field: EME</b> <b>Date : 6-Mar-2016</b> <b>Well : EME-09</b> <b>Reported by:</b>			
<b>MAIN RESULTS</b>			
<i>Date &amp; time</i>	<i>Units</i>	From <b>08:45</b>	To <b>13:45</b>
<b>Parameters</b>		<b>6 March 2016</b> <b>Flow period 1</b>	
F WHP	bar	<b>154.1</b>	
SCADA	Paig	<b>2235.1</b>	
F WHT	deg °F	<b>145.0</b>	
F WHT	deg °C	<b>62.8</b>	
FLP	Paig	<b>1373.6</b>	
FLP	bar	<b>94.7</b>	
Choke	BC	<b>94</b>	
Duration	Hour	<b>5:00</b>	
BSW (sep oil inlet)	%	<b>0.24</b>	
BSW (sep oil outlet)	%	<b>0.00</b>	
Shrinkage	%	<b>-</b>	
Separation Pressure	Paig	<b>1225.5</b>	
Oil Flow Rate	stbbl/day	<b>4352.22</b>	
Cum Oil	stbbl	<b>906.712</b>	
Gas 1	mmscf/day	<b>25.597</b>	
Gas2	mmscf/day	<b>2.887</b>	
Gas Lift	mmscf/day	<b>0.000</b>	
Total Gas Flow Rate	mmscf/day	<b>28.484</b>	
Gas Formation	mmscf/day	<b>28.484</b>	
Cum gas	mmscf	<b>5.934</b>	
Dilution Water	bbl/day	<b>0.00</b>	
Total Water Flow	bbl/day	<b>11.40</b>	
Water Formation	bbl/day	<b>11.40</b>	
Dilution Water Salinity	g/l	<b>-</b>	
Water Salinity	g/l	<b>-</b>	
cum Water	bbl	<b>2.38</b>	
GOR 1	scf/stbbl	<b>5881</b>	
GOR 2	scf/stbbl	<b>663</b>	
GORT	scf/stbbl	<b>6545</b>	
GOR F	scf/stbbl	<b>6545</b>	
GLR F	scf/stbbl	<b>6528</b>	
Gas S.G	Air=1	<b>0.792</b>	
Oil S.G	Water=1	<b>0.775</b>	
Water S.G	Water=1	<b>-</b>	
FormationWater Cut	%	<b>0.26</b>	
Pressure 7"	Paig	<b>152.0</b>	
Pressure 9.5/8	Paig	<b>28.0</b>	
*Results are the average records at the end of each period			
*Standards conditions 14.73 psi and 60F°			

Figure A.1: rapport numérique du séparate



