N° Ordre ……./Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BOUCHIBA MOHAMED ENNADIR

SENOUCI MOHAMED DRIS

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures

Thème

Etude comparative entre le séparateur de test conventionnel et la nouvelle technologie Vx appliquée au bloc 208 d'EL MERK.

Devant le jury :

HAMOUDI TAREK	**MCB**	**UMBB**	**Président**
BENYOUNES KHALED	**MCA**	**UMBB**	**Encadreur**
SAIFI REDHA	**MAB**	**UMBB**	**Examinateur**
BAHNOUS DOUNIA	**MAB**	**UMBB**	**Examinatrice**

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciement

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

Nos remerciements vont aussi à Mr BOUGUESSABA ABDELNOUR ingénieur production à EL MERK et à toute l'équipe SCHLUMBERGER et ENSP et en particulier à Mr NABIL superviseur du test séparateur et à toute l'équipe service puits et production.

À Mr BACHIR NEUFIR qui nous a aidés dans notre stage au sein de l'association SONATRACH-ANADARKO au champ d'EL MERK.

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

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

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

NADIR ET DRIS

Dédicace

Je dédie ce mémoire à :

Mes très chers, respectueux et magnifiques parents que nulle dédicace ne pourrait exprimer mes sincères sentiments et mon profond amour pour leur patiente illimitée, leur encouragement, leur aide et leurs grands sacrifices.

Mes chères frères et sœurs ABDELLAH CHARAF EDDINE INES ET RAIFA

Mon chère beau-frère YOUCEF et mes petites nièces chéries ZAHRA et MERYEM

Mes grands-parents, mes tantes et mes oncles

Et en particulier à mon binôme DRIS

Mes chères amis NOUREDINNE, RAMDANE, OUSSAMA, ABDERHIM, ABDESSAMED, AMINE, AOUED, SADDEK, HAFID...

Et à tous ceux que j'aime et je respecte

NADIR BOUCHIBA

Dédicace

C'est avec profonde gratitude et sincères mots que je dédie ce modeste travail de fin d'étude à mes chers parents; qui ont sacrifié leurs vie pour ma réussite et m'ont éclairé le chemin par leurs conseils judicieux et patience illimitée, j'espère qu'un jour, je pourrais leurs rendre un peu de ce qu'ils ont fait pour moi, que dieu leur prête bonheur et longue vie ; nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments.

Mes grandes mères ; Mes oncles et mes tantes

Mes chers frères et sœurs SIDAHMED, MOHAMED, KADER, HMIDA, ABDELMAJID, mes petits amour ABDERAHMANE et HADJER, ZOUBIDA, YAMNA.

A ma chère amie KENZA qui m'a soutenu pendant tous mon cursus.

Mon cher ami et binôme NADIR.

A ceux qui ont doublés mes joies et réduit mes peines, mes chers amis en particuliers : RAMADAN, NOUNOU, OUSSAMA, ABDESSAMED, ABDERAHIM, SMAIL, KADER, FETHI, AOUED.

A toute la promotion 2011.

DRIS

Table de matière

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale…… 1

Chapitre I : Présentation du champ EL MERK

I.1 Introduction ……..…….... 3

I.2 Présentation du champ El Merk…… 4

I.2.1 Géologie et stratigraphie…… 6

I.2.2 Colonne lithostratigraphique……..…… 7

I.2.3 Historique du champ…… 8

I.2.4 La production dans le champ…… 8

I.2.5 Process et traitement…….. 9

I.3 Service de production Ep…… 9

I.3.1 Fonctions et objectifs…… 10

I.4 Les équipements de surface dans le champ d'EL MERK…… 10

I.4.1. ON SITE of the Center Processing Facilities (CPF)…… 10

I.4.1.1.Dimensionnement des installations du CPF (ON SITE)……..... 10

I.4.1.2 Les propriétés hydrocarbure…… 11

I.4.1.2.1 Caractéristiques du gaz…… 11

I.4.1.2.2 caractéristiques des liquides …… 12

I.4.2 Equipment de surface (OFF SITE)…… 13

I.4.2.1 La tête du puits…… 14

I.4.2.1.1 Casing head…… 14

I.4.2.1.2 Tubing head…… 14

I.4.2.1.3 Arbre de Noel…… 14

I.4.2.1.4 Dilution water injection system…… 17

I.4.2.2 Système d'injection de gaz lift …… 18

I.4.2.3 La ligne de production…… 19

I.4.2.4 Etude du FGS…… 24

I.5 Service puits (DEP) ……..... 25

Chapitre II : Le séparateur de test tri phasique

II.1 Introduction et définition générale…… 27

II.1.1 Introduction…… 27

II.1.2 Caractéristiques et avantages…… 28
II.1.3 Application…… 28
II.1.4 Guide de sélection d'un séparateur ……..... 29
II.1.5 Identification du séparateur…… 29
II.2 Principe de fonctionnement…… 29
II.2.1 Procédé de séparation…… 32
II.2.1.1 Gravité et densité…… 32
II.2.1.2 La mécanique des dispositifs de séparation …… 32
II.2.1.2.1 Le déflecteur…… 33
II.2.1.2.2 Les plaques de coalescence…… 33
II.2.1.2.3 Briseur de mousse…… 33
II.2.1.2.4 Extracteur de brouillard…… 33
II.2.1.2.5 Plaque déversoir…… 34
II.2.1.2.6 Vortex breakers…… 34
II.2.1.3 La pression et l'interface liquide-gaz…… 34
II.2.1.4 Problèmes de séparation…….. 35
II.2.2 Contrôleurs de pression et du niveau…… 35
II.2.2.1 Contrôleur de la pression de gaz …… 35
II.2.2.1.1 Régulateur simple de pression de gaz…… 36
II.2.2.1.2 Régulateur complexe de pression de gaz…… 37
II.2.2.1.3 La vanne de la bande proportionnelle…… 40
II.2.2.2 Contrôleur du niveau d'huile …… 41
II.2.2.2.1 Contrôleur du niveau d'huile simple…… 42
II.2.2.2.2 Contrôleur du niveau d'huile complexe…… 44
II.2.2.2.3 La vanne de la bande proportionnelle…… 47
II.2.2.3 Contrôleur du niveau d'eau …… 48
II.2.2.4 La vanne de contrôle automatique…… 49
II.2.2.5 Slight glass…… 50
II.2.2.6 Scrubber d'air …… 51
II.2.3 Dispositifs de sécurité…… 51
II.2.3.1 Soupape de décharge de sécurité…… 51
II.2.3.2 Clapet anti-retour…… 53
II.2.3.3 Needle valve…… 53
II.2.4 Appareils de mesure…… 54
II.2.4.1 Compteur d'huile…… 55

II.2.4.2 Compteur d'eau…… 58
II.2.4.3 Compteur de gaz…… 58
II.2.4.3.1 Gaz scrubber…… 61
II.2.4.3.2 Shrinkage tester…… 62
II.2.5 Système de tuyauterie…… 63
II.2.5.1 Vannes…… 63
II.2.5.2 Bypass manifold…… 63
II.2.5.3 Point de prélèvement…… 64
Chapitre III : Le MPFM
III.1 Introduction…… 65
III.1.1 Application du MPFM (Vx shlumberger) …….. 67
III.2 Présentation de la nouvelle technologie Vx…….... .. 67
III.2.1 Les équipements du Vx…… 68
III.2.1.1 Le Venturi…… 68
III.2.1.2 Ciramic monolithic windows……..... 69
III.2.1.3 La source radioactive …… 69
III.2.1.4 Le détecteur de la source…… 70
III.2.1.5 Transmetteur de pression……..... 71
III.2.1.6 Transmetteur de pression différentielle…… 71
III.2.1.7 Transmetteur de température…… 71
III.2.1.8 Blin T…… 72
III.2.1.9 DAFC …… 72
III.2.1.10 Ports d'échantillonage…… 73
III.3 Principe de fonctionnement…… 74
III.3.1 Enveloppe de fonctionnement du Vx…… 74
III.3.2 Principe de mesure des différents débits à l'aide du Vx…… 75
III.3.2.1 Calcul du débit massique total……..... 76
III.3.2.2 Dual energy gamma system…… 78
III.4 Model de calcul dans le Vx…… 80
III.4.1 Conversion des résultats des conditions de ligne vers les conditions standards…… 81
III.4.2 Limite du black oil model ……... 83
III.5 Etalonnage de référence…… 84
III.5.1 Outillage nécessaire pour la calibration…… 85
III.5.2 Préparation mécanique pour la calibration…… 85
III.5.3 Mesure de référence IN-SITU à vide…… 86

III.5.4 Mesure de référence IN-SITU du fluide……..... 87
III.5.4.1 Description et utilisation de l'outil de référence in situ (calibreur) ……. 88
III.5.4.2 Etapes de Mesure de référence In Situ de Liquide …….. 89
III.5.4.3 Mesure de référence In Situ de gaz ……. 90
III.5.5 Le logiciel utilisé……..... 91
III.5.5.1 MPFM SERVICE MANAGER ……... 91
III.5.5.2 Metering ……... 92
III.5.5.3 Graphiques de tendance ……... 92
III.5.5.4 Nucléaire …… 92
III.5.6 Triangle de résolution……..... 93
III.6 Hygiène-Sécurité- Environnement …… 94
III.6.1 Danger relatif à la pression…… 94
III.6.2 Sécurité de rayonnement…… 95
III.6.3 Précaution générale …… 96

Chapitre IV : Comparaison et évaluation des résultats

IV.1 Calcul des différents paramètres dans un séparateur…… 97
IV.1.1 Mesure du débit de gaz_1…… 97
IV.1.1.1 Cas réel…… 99
IV.1.2 Mesure du débit d'huile…… 101
IV.1.2.1 Cas réel…… 102
IV.1.3 Mesure du débit de gaz_2 …… 104
IV.1.4 Mesure du GORT…… 105
IV.1.5 Mesure du débit d'eau…… 106
IV.2- Mesure des différents paramètres par le MPFM…… 106
IV.2.1 Mesure du débit d'huile…… 107
IV.2.2 Mesure du débit de gaz…… 108
IV.2.3 Mesure du GORT…… 109
IV.3 Comparaison des résultats……..... 110
IV.3.1 Les résultats obtenus par le séparateur et le MPFM…… 110
IV.3.2 Analyse des débits d'huile et de gaz…… 112
IV.3.3 Représentation de la bande d'erreur…….. 113
IV.3.3.1 Débits d'huile……..... 113
IV.3.3.2 Débits de gaz…… 114
IV.3.4 Critique de la comparaison…… 115
IV.3.5 Nouvel essai du puits EMN-16…… 115

IV.3.5.1 Les résultats obtenus …… 115
IV.3.5.2 Analyse du débit d'huile et de gaz…… 117
IV.3.5.3 Discussion des résultats obtenus…….. 117
IV.4 Evaluation des performances…… 118
IV.4..1-Evaluation technique…… 118
IV.4.2 Evaluation économique…… 118
Conclusion et recommandation…….. 120
Références bibliographiques
Annexes

Liste des abréviations

Chapitre I

TAGI : Trias Argileux Gréseux Inférieur

PVT : Pression Volume Température.

CPF : Central Processing Facility

FGS : Field Gathering Station

GL : gaz lift

GDM : Gaz Distribution Manifold

MW: Méga Watt

EP : Engeneering Production

GPL : Gaz Pétrole Liquéfiée

SSV : Safety Surface Valve

HPU : Hydraulique Pressure Unit

DW: Dilution Water

SSV DW : Surface Safety Valve Dilution Water

FV : Flow Valve

SCSSV : Surface-controlled subsurface safety valve

EWCP :Electronic Wellhead Contrôle Pannel

Chapitre II

GOR : gas oil ration

ACV : automatic control valve.

WP : working pressure (pression de service).

Chapitre III

MPFM : Multi Phase Flow Meter

DST: Drill Système Test

Vx : Ventury x

GVF : Gaz Volume Fraction

WLR : water liquid ratio

DAFC : Data Acquisitions Flow Computer

BSW : Basic Sediment Water

PL: Pression de ligne

API : American petrolum institu

BOM: Black Oil Model

Chapitre IV

CCF : Combined Correction Factor

SG : spécifique gravity

GORT : gas oil ratio total

ENSP : Entreprise National Service Puits

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Composition moyenne du gaz des puits ‘‘huile’’…….. 12

Tableau I.2 : composition moyenne du gaz des puits ‘‘ condensat’’……. 12

Tableau I.3 : composition moyenne du liquide des puits huile……... 12

Tableau I.4 : Composition moyenne du liquide des puits condensats……. 13

Chapitre II

Tableau II.1 : Problèmes de séparation……... 34

Tableau II.2 : Diamètre du Vortex en fonction du débit et du type de roulement…….. 56

Chapitre IV

Tableau IV.1 : Calcul de $\sqrt{Pf.Hw}$…… 99

Tableau IV.2 : calcul de la constante C……... 100

Tableau IV.3: Calcul du débit de gaz_1..... 100

Tableau.IV.4 calcul du CCF…… 102

Tableau IV.5 : Calcul du facteur K……. 103

Tableau IV.6 : Calcul de Q_O..... 103

Tableau IV.6 : calcul de $\sqrt{Pf.Hw}$……... 104

Tableau IV.7 : calcul de la constante C……... 104

Tableau IV.8 : Calcul du débit de gaz_2…… 105

TableauIV.9 : Calcul du GORT……. 105

TableauIV.10 : calcul du débit d’eau…….. 106

Tableau IV.11: calcul du débit volumique d’huile par le Vx…….. 107

TableauIV.12 : calcul du débit volumique d’huile dans les conditions standard…… 108

TableauIV.13 : calcul du débit volumique de gaz par le Vx……... 108

TableauIV.14 : calcul du débit volumique de gaz dans les conditions standard……. 109

Tableau IV.15 : résultats des GORT donné par le Vx……. 109

Tableau IV.16 : Les résultats obtenus par MPFM et séparateur …… 110

Tableau IV.17: Ecart entre les débits d’huile du séparateur et ceux du MPFM…….. 111

Tableau IV.18: Ecart entre les débits De gaz du séparateur et ceux du MPFM…….. 111

Tableau IV.19 : Résultats du test du puits EMN-16 par séparateur et MPFM…… 115

Tableau IV.20 : Ecarts entre les débits d’huile mesurés par séparateur et MPFM……. 116

Tableau IV.21 : Ecarts entre les débits de gaz mesurés par séparateur et MPFM…….. 116

Liste des Figures

Chapitre I

Figure I.1 : Les blocs du bassin de BERKINE…….. 04
Figure I.2 : Disposition géographique du bassin et des blocs du bassin de BERKINE 05
Figure I.3 : Disposition des satellites du champ d'EL MERK……..... 05
Figure I.4 : Les réservoirs producteurs du champ d'EL MERK……..... 06
Figure I.5 : Colonne stratigraphique d'EL MERK……..... 07
Figure I.6 : Service de production EP……..... 09
Figure I.7 : L'implantation des puits dans le champ d'EL MERK……..... 14
Figure I.8 : Arbre de Noel……. 15
Figure I.9: Safety surface valve……..... 16
Figure I.10 : Vanne latérale d'injection…… 16
Figure I.11: Dilution water injection system……. 17
Figure I.12 : Turbine …… 18
Figure I.13 : Système d'injection du gaz lift……. 18
Figure I.14 : La ligne de production…….. 19
Figure I.15 : Bouteille d'échantillonnage…….. 19
Figure I.16 : Clapet anti-retour…….. 20
Figure I.17 : bride de connexion……... 20
Figure I.18 : Tube d'injection de produits chimiques…….. 20
Figure I.19 : Unité d'injection des produits anti-corrosions et anti-dépôts……... 21
Figure I.20 : L'unité HPU……. 22
Figure I.21 : Système automatique de contrôle de puits……..... 23
FigureI.22.: Fusible plug……..... 23
Figure I.23 : FGS……... 24
Figure I.24 : Les lignes du Manifold……. 24
Figure I.25 : Ligne de collection de gaz source…… 25

Chapitre II

Figure II.1 : Equipements de test de surface……. 29
Figure II.2: Types de séparateurs…….. 30
Figure II.3 : Vue de coupe d'un séparateur …….. 32
Figure II.4 : Contrôleur de pression de gaz……... 36
Figure II.5 : Contrôleur de pression de gaz –Action Proportionnelle-…….. 37
Figure II.6 : Paramètres du contrôleur du niveau d'huile…… 41
Figure II.7 : Contrôleur du niveau d'huile…… 42

Figure II.8 : Tube de torsion…… 42
Figure II.9 : Contrôleur du niveau d'huile-Action Proportionnelle-…… 44
Figure II.10: Contrôleur de type déplacement…….. 45
Figure II.11 : Contrôleur de niveau d'eau……. 47
Figure II.12 : Ensemble de tube du flotteur ……. 48
Figure II.13 : Vanne de contrôle automatique…….. 48
Figure II.14 : Slight glass…….. 49
Figure II.15 : Dispositifs de sécurité……. 50
Figure II.16 : Soupape de sécurité……. 51
Figure II.17 : Clapet anti-retour…… 52
Figure II.18 : Appareils de mesure…… 53
Figure II.19 : Compteur à déplacement positive……... 55
Figure II.20 : Débitmètre à vortex……. 56
Figure II.21 : Ensemble de plaque d'orifice…….. 57
Figure II.22 : Les étapes du changement d'un orifice……... 58
Figure II.23 : Aubes de redressement……... 59
Figure II.24 : Gas Scrubbers……. 60
Figure II.25 : Shrinkage tester……... 61
Figure II.26 : Système de tuyauterie……..... 62

Chapitre III

Figure III.1 : Les équipements du Vx……... 67
Figure III.2 : Le Venturi…… 67
Figure III.3 : Ciramic windows…… 68
Figure III.4: La source radioactive Ba^{133}..... 69
Figure III.5 : Le détecteur de la source…… 69
Figure III.6 : Transmetteur de pression……. 70
Figure III.7 Transmetteur de pression différentielle DP…….. 70
Figure III.8 Transmetteur de température……. 70
Figure III.9 BLIND TEE……... 71
Figure III.10 DAFC (DATA ACQUISITIONS FLOW COMPUTER)…… 71
Figure III.11 Ports d'échantillonnage……... 72
Figure III.12: Vue générale sur le principe de mesure…….. 74
Figure III.13 : Système de calcul du débit massique ……. 75
Figure III.14: La source radioactive…….. 77
Figure III.15: Représentation des trois niveaux d'énergie du Ba^{133}……. 78

Figure III.16: Diagramme P-T pour l'huile noir…….. 81
Figure III.17: Les limites du Black Oil model…….. 82
Figure III.18: Ballon de prise d'échantillon de gaz……... 84
Figure III.19: Préparation mécanique pour la calibration…… 85
Figure III.20: Outil de calibration (Calibreur)……. 88
Figure III.21: Triangle de résolution……. 92

Chapitre IV

Figure IV.1: débit d'huile de MPFM vs séparateur…….. 111
Figure IV.2: Débits de gaz MPFM vs séparateur…….. 112
Figure IV.3: Débits d'huile MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur……... 113
Figure IV.4: Débits de gaz MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur…… 114
Figure IV.5 : Débits d'huile MPFM vs Séparateur puits EMN-16……... 116
Figure IV.6 **:** Débits de gaz MPFM vs Séparateur puits EMN-16…… 117

Introduction générale

Chaque réservoir contenant des hydrocarbures est un atout précieux. Pour assurer le meilleur rendement possible, non seulement en termes de facteurs commerciaux, bien que cela est clairement le facteur déterminant, il est impérative d'utiliser les procédés et les technologies disponibles pour connaitre les paramètres de production afin de minimiser les problèmes relatives tout en minimisant les frais d'exploitation et de gestion du champ, ce qui permet un développement du champ optimal.

Le suivi de la production nécessite la mesure régulière de l'écoulement poly-phasique. Un certain nombre de compteurs ont été développés par les organismes de recherche et les fabricants des compteurs, société de production de pétrole et de gaz. Différentes technologies et diverses combinaisons de technologies ont été employées, et des prototypes ont été tout à fait différents dans la conception et la fonction. Certains axes de développements ont été abandonnés, tandis qu'un certain nombre d'instrument de mesure sont devenus disponible dans le marché, et le nombre d'application et des utilisateurs sont devenus de plus en plus nombreux.

Dans le champ d' EL MERK, le comptage de la production en terme de quantité d'huile et de gaz, avant son expédition à HAOUD EL HAMRA, est réalisé grâce à deux méthode : une méthode conventionnelle qui est le séparateur de test tri-phasique capable de traiter la plupart des types de fluides actuellement trouvés dans les puits d'exploration et une méthode récente qui est le MPFM (Multi Phase Flow Meter) associé à la technologie Vx de SHLUMBERGER permettant la mesure continue du débit des différentes phases sans séparation préalable.

Dans le présent travail on va faire une étude comparative entre le séparateur de test tri phasique et le Vx de SHLUMBERGER ; notre mémoire s'articule autour de quatre chapitres :

Le premier chapitre donne une représentation du champ d'EL MERK, présentation des différents services et la description des différents équipements de surface utilisés

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude et la description des équipements du séparateur du test tri phasique, ainsi une partie calcule est inclue à ce chapitre.

Le troisième chapitre est conçu pour la représentation de la nouvelle technologie de SHLUMBERGER qui est le Vx et une aperçue générale sur le calcul des paramètres de production.

Le quatrième chapitre représente une étude comparative des résultats obtenue par les deux méthodes.

Enfin on termine notre travail par une conclusion et une recommandation.

Chapitre I

Présentation du champ EL MERK

I.1 Introduction

Voici quelques dizaines d'années depuis le premier jaillissement du pétrole l'héritage des ères géologiques très anciennes sur le territoire algérien, des milliers de puits ont vu la lumière et encore des dizaines et des dizaines de région qui renferment ce trésor mystérieux sont devenues des perles brillantes pour l'économie du pays.

Ce stage et cette étude a était déroulée sur l'une de ces régions qui a seulement 4 ans depuis le début d'exploitation (forage et production) sur son propriété, cette région est: **EL MERK**.

Dans le cadre du plan de développement de cette région (HASSI BARKINE & 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, sans oublier la résolution des problèmes qu'elle peut rencontrer.

Durant le stage (qui a était effectué sur le champ d'EL MERK), on a mis l'accent sur les différentes méthodes de comptage de production et les nouvelles technologies appliqué sur ce champ.

Les dunes atteignent les 300 mètres de hauteur, de véritables montagnes de sable qui cachent un potentiel inconnu aussi bien en pétrole qu'en gaz naturel .A la vue de ces immenses montagnes de sable, on ne se doute pas du potentiel qui existe. Il a fallu des forages importants en nombre pour finalement découvrir le pétrole que recèle **le bassin de Berkine**.

Les forages dans le bassin de berkine, qui est frontalier avec Hassi Messaoud, ont commencé au début de l'année 1990. En moins de dix (10) ans, une cinquantaine de découvertes avaient été réalisées. Depuis le début des années 1990, des découvertes de pétrole mais aussi de gaz naturel sont annoncées régulièrement par **Sonatrach** et ses associés sur le bassin de Berkine qui a commencé ainsi à apparaître comme une nouvelle province pétrolière Algérienne après celle de Hassi Messaoud.

C'est au début des années 1990 que les découvertes les plus importantes ont été faites grâce à l'association de la compagnie nationale des hydrocarbures, **Sonatrach**, et la compagnie américaine **Anadarko**. Un succès qui a contribué à la découverte de trois gisements géants : **Hassi berkine, ourhoud et el merk.** Ces résultats ont permis à l'Algérie de reconstituer totalement ses réserves et dépasser le niveau des réserves de 1971. (1)

I.2 Présentation du champ El Merk

Le champ El Merk se trouve dans le bassin de BERKINE. Il est localisé à 350 km au sud-est de Hassi Messaoud. Le bassin de BERKINE est subdivisé en 4 blocs, qui sont: 404, 212, 208 et 405. Les blocs 404 et 412 sont à Hassi Berkine. Les blocs 208 et 405 appartiennent à la partie EL MERK (notre étude pour ce stage est sur le bloc 208).

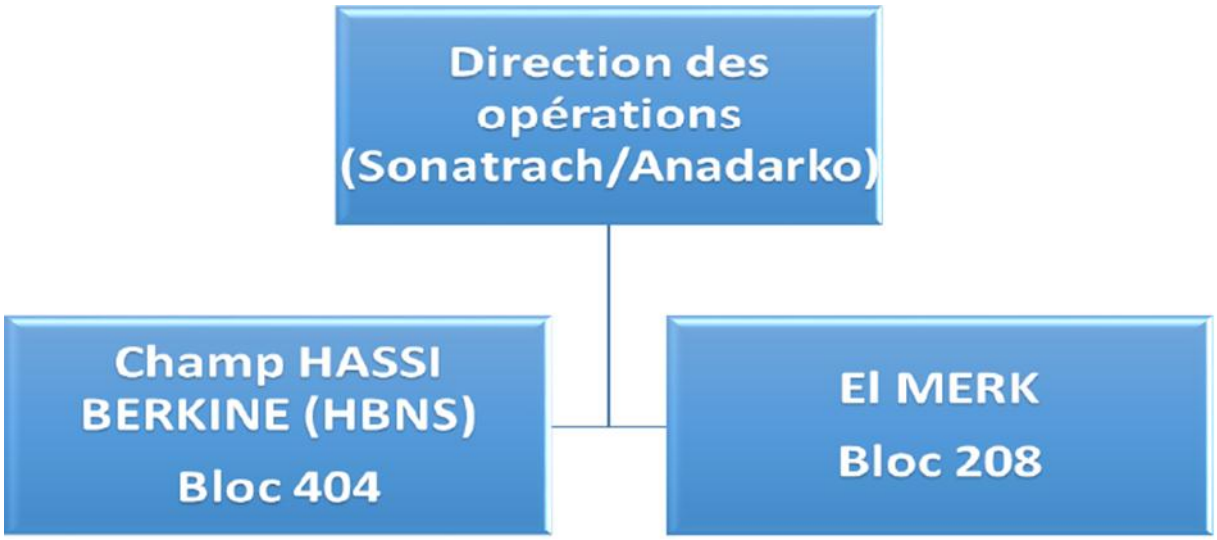


Figure I.1 : Les blocs du bassin de BERKINE.

Le champ EL MERK produit 3 types d'hydrocarbure: Oil. Gaz .et le Condensat. Le champ EL MERK lui-même est divisé en 4 parties appelées : satellites (ce mot dans le domaine des hydrocarbures veut dire un ensemble d'installations qui permet un regroupement des puits, et aussi une bonne production de ces derniers). (1)

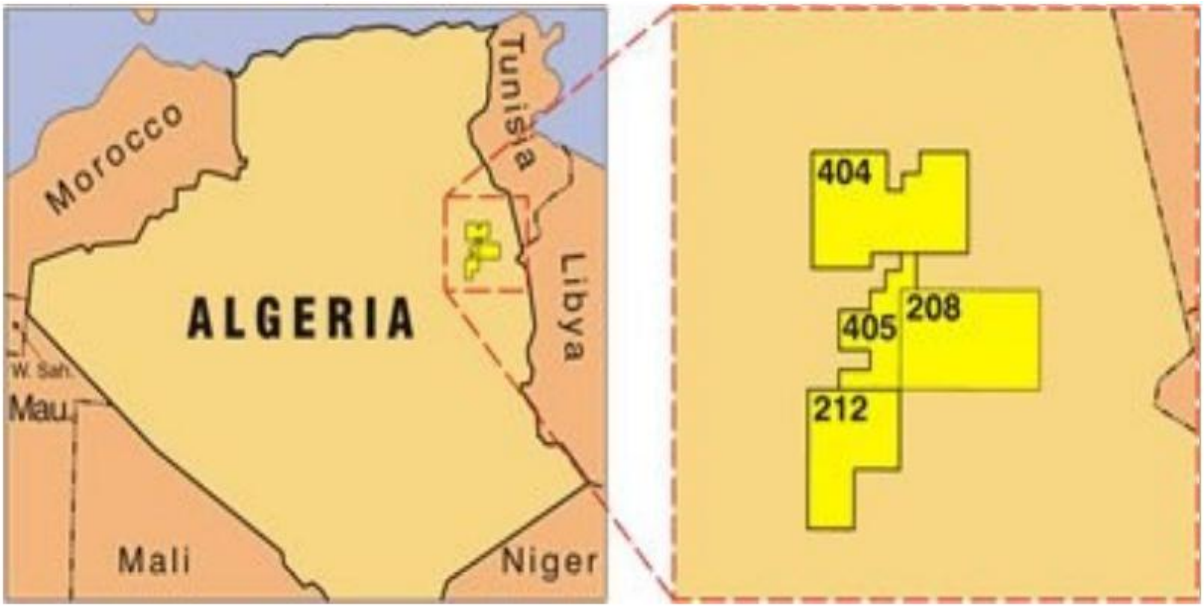


Figure I.2 : Disposition géographique du bassin et des blocs du bassin de BERKINE. (1)

Ces satellites sont équipés de manifolds de production, de systèmes de décompression, de locaux électriques, gaz lift…….. Ces satellites sont: EMK, EMN, EKT, EME. (La carte ci-dessous les illustre).

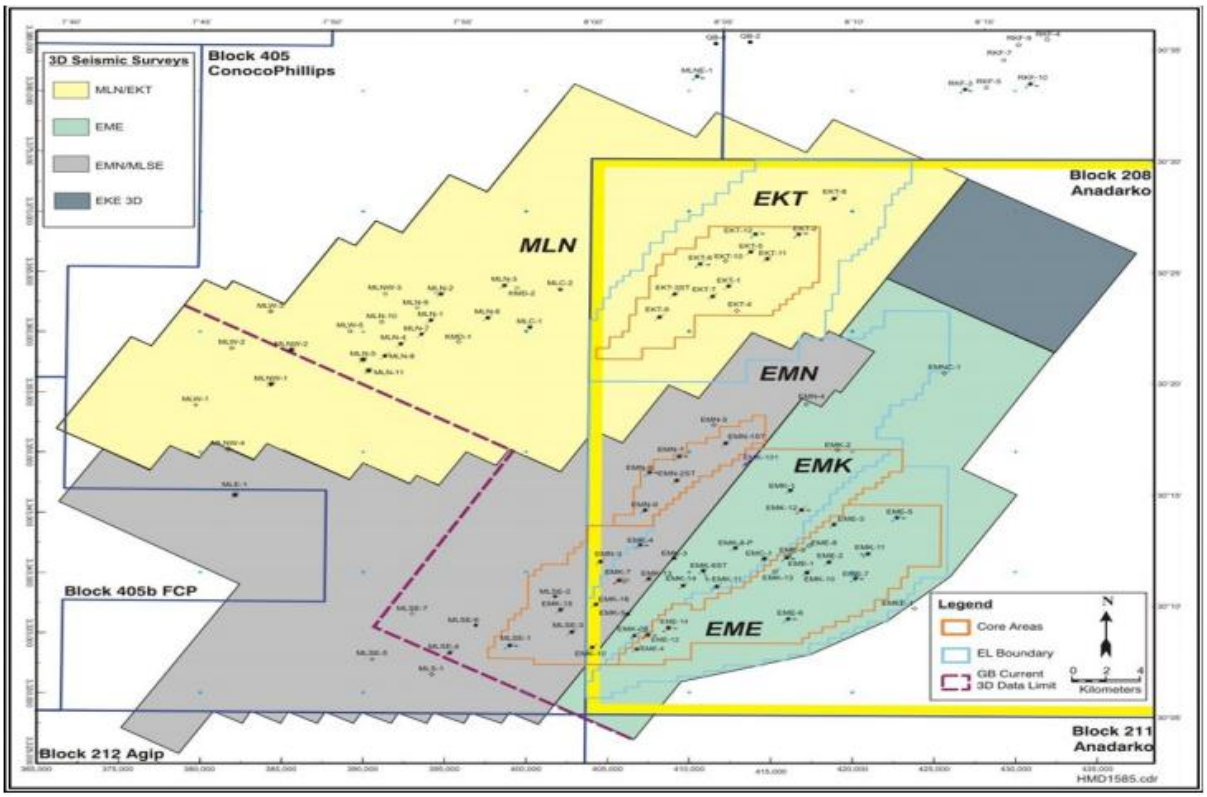


Figure I.3 : Disposition des satellites du champ d'EL MERK.

Chacune de ces parties à un nombre de puits producteurs (soit huile, gaz ou condensat), injecteurs (eau, gaz) ainsi que des puits sources d'eau pour l'injection.

I.2.1 Géologie et stratigraphie

Le bloc 208 d'EL MERK à une surface de 36km x 26km. Le champ EL MERK produit à partir des 3 réservoirs :

a- le trias Argilo-gréseux inferieur TAGI: producteur d'huile et une petite quantité du condensat.

b-RKF: producteur du gaz à condensat.

c-Strunian: producteur du gaz à condensat.

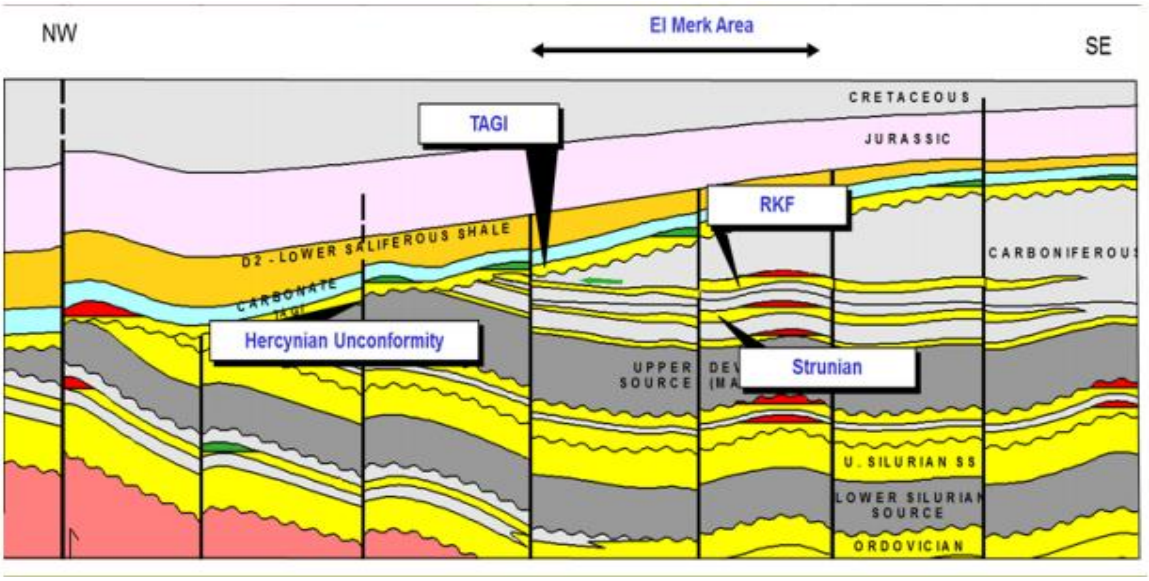


Figure I.4 : Les réservoirs producteurs du champ d'EL MERK.

La série litho stratigraphique du Bassin est formée par : Le Paléozoïque, le Mésozoïque, le Cénozoïque. (2)

I.2.2 Colonne litho stratigraphique

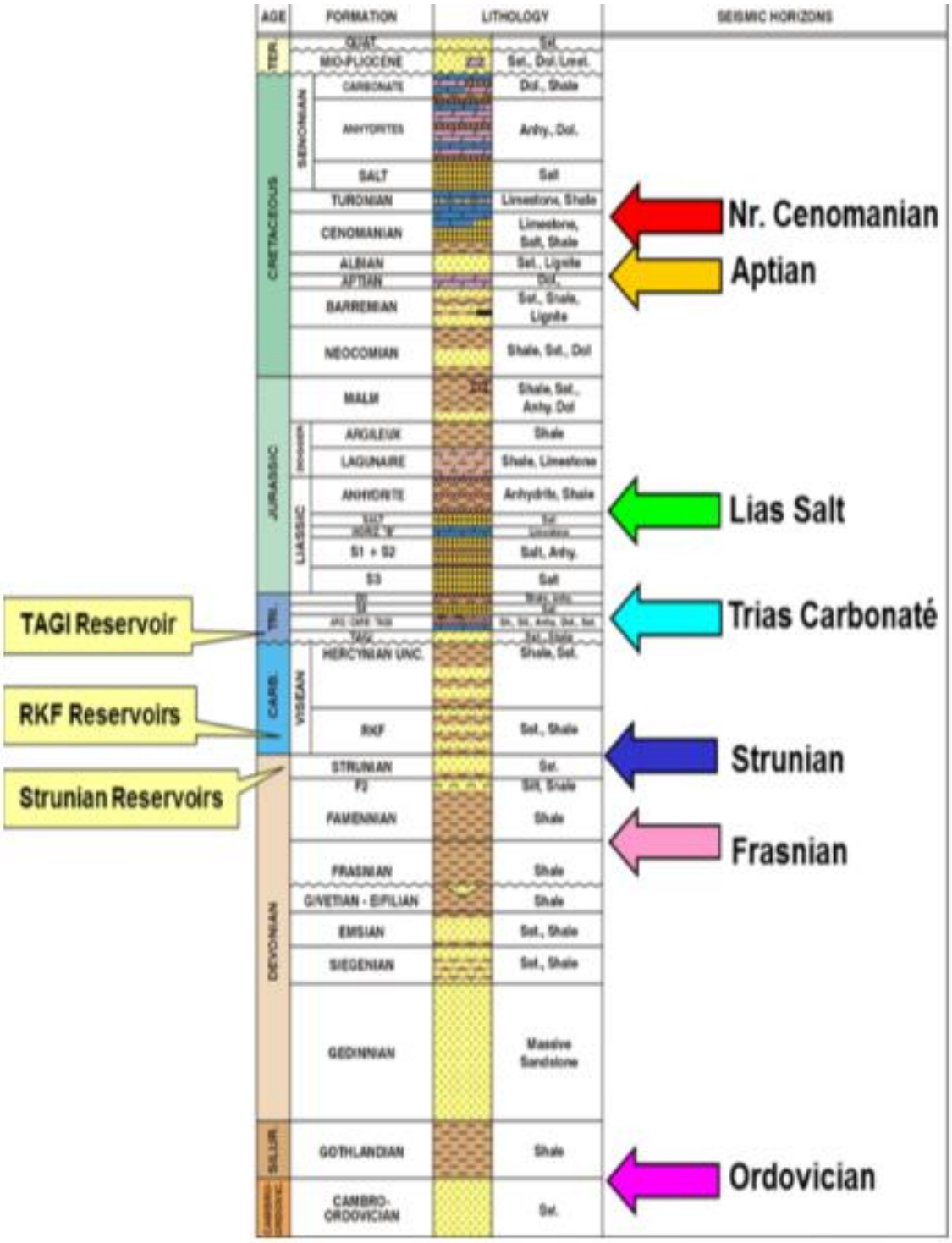


Figure I.5 : Colonne stratigraphique d'EL MERK. [2]

I.2.3 Historique du champ

L'exploitation et l'exploration dans le champ d'EL MERK est passée par les étapes suivantes:

- 1998-1999 : étude géophysique en 2D de la région (EL MERK).
- 1999 : étude géophysique en 3D plus la correction des cartes 2D.
- 2001 : pré-forages (+13 forages) et carottage.
- 2002-2003 : étude PVT, pétro physique et estimation des réserves.
- 2006 : EL MERK est considéré comme une région renfermant des réserves très importante en hydrocarbures.
- 2006-2008 : étude réservoir, modélisation du champ, implantation des emplacements des puits et la décision du développement du champ.
- 2008 : débuts des forages et le développement d'EL MERK (début des travaux pour construire le CPF (centre de traitement HC), les routes et la base de vie.
- 2011 : début de la production.

I.2.4 La production dans le champ

Le champ EL MERK comprend 83 puits producteurs (entre huile, gaz et le condensat). Parmi ces 83 puits, il y a quelques-uns qui sont en cours de complétion puisque ce champ est nouveau.

La plupart des puits d'EL MERK sont en état éruptives, donc les systèmes d'injection ne sont pas encore activés (sauf quelques-uns pour des essais).

Chaque partie des 4 citées auparavant (EKT, EME, EMN, EME) ont un nombre de FGS (Field Gathering Station) qui est une station qui comprend un manifold collectant les conduites de production venant des puits, elle reçoit aussi les conduites sources d'eau et les conduites de gaz pour l'injection du GL (gaz lift). Elle (FGS) est dotée de 3 systèmes de pompage qui assure la compression de l'eau venant des puits sources water ou la compression du gaz pour le système lifting à une pression comprise entre 200 et 240 bars pour qu'ils puissent être injectés dans les puits producteurs.

Pour le gaz (source gaz lift) et avant son arrivé au FGS, on peut trouver ce qu'on appelle des GDM (Gaz Distribution Manifold) qui est un manifold qui collecte les lignes de source de gaz lift en une seule, puis il l'envoie vers le FGS.

I.2.5 Process et traitement

Le champ est équipé d'une base industrielle CPF (Centrale Processing Facility), le CPF comprend:

- Deux trains de stabilisation d'huile et de condensât : 63,500 bbl/jour chacun.
- Un train de traitement de Gaz: 17 Millions m³/jour.
- Système d'injection de gaz à trois turbocompresseurs: 17 MW chacun.
- Système booster de gaz résiduaire à deux turbocompresseurs: 19 MW chacun.
- Système de stockage: 300.000 bbl d'huile et 75.000 bbl de condensât.
- Capacité nominale d'expédition: - Huile: 135.000 bbl/jour.
  -Condensât: 55.000 bbl/jour.
  -GPL: 30.000 bbl/jour.

I.3 Service de production Ep :

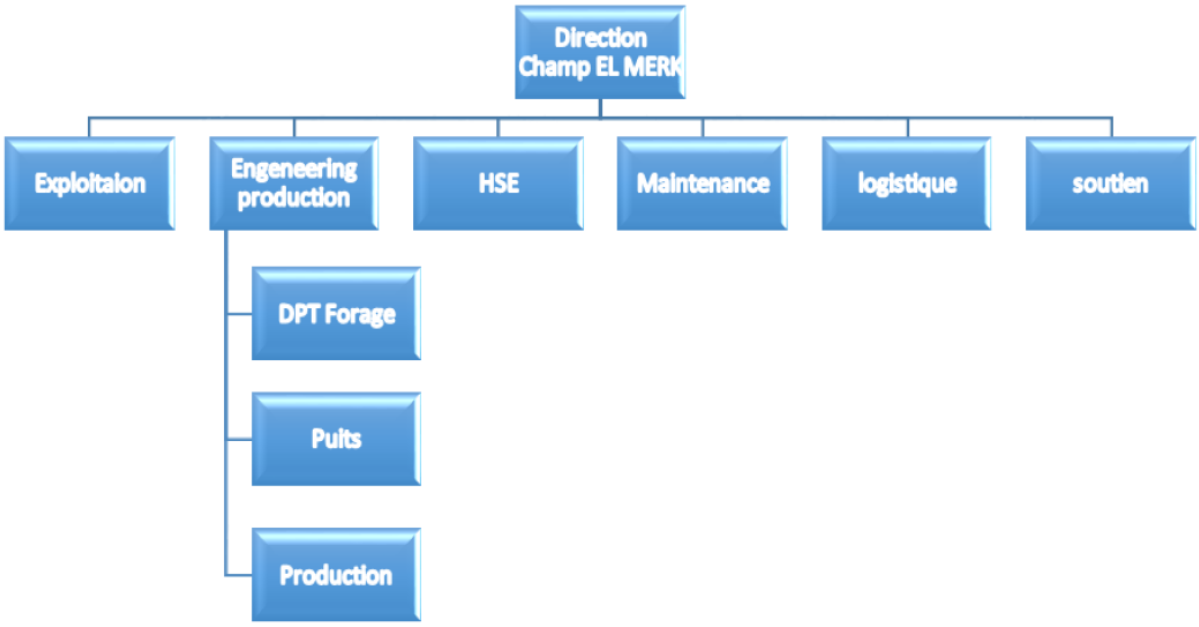


Figure I.6 : Service de production EP.

I.3.1 Fonctions et Objectifs

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 sophistiqué programmé à HMD qui est le (A2).

  NB : A2 est un logiciel installé fait par des informaticiens de Hassi Massoud qui calcule les débits d'huile produite par jour, le débit de gaz accompagné et produit, et le débit de gaz et water injectée. Toutes ces valeurs sont fournies tout en entrant la température (°F) et la pression (Psi) lues aux têtes de puits.
- Application d'une nouvelle technologie (1ère fois en Algérie) aux installations de surface des puits automatisées et sophistiquées qui sont améliorées par plusieurs sociétés étrangères, remplaçant ainsi les installations archaïques manuelles.
- Résolution des problèmes qui peuvent apparaître sur ces installations.
- Effectuer des well-test séparateur pour la détermination des débits d'huiles produites.
- L'application d'une nouvelle technologie qui remplace les well-tests séparateurs par un système Vx qui assure la détermination des paramètres d'huiles produites.
- Installation d'un nouveau système collecteur et de manifold (FGS et GDM).
- Un rapport quotidien de production et d'injection.

I.4 Les équipements de surface dans le champ d'EL MERK

I.4.1 ON SITE of the Center Processing Facilities (CPF)

I.4.1.1 Dimensionnement des installations du CPF (ON SITE)

Le CPF "Central Processing Facilities" est une installation conçue pour centraliser la production du champ. Sa durée de fonctionnement est de 25 ans. Il est composé de :

- 2 trains de traitement du brut d'une capacité de 65000 barils/jour chacun.
- 1 train de récupération des GPL d'une capacité de 600 MMSCFD ($29,5x10^6$ Nm^3/j).

Les installations permettront de produire au maximum (en incluant le traitement du gaz naturel liquéfié) :

- 90000 barils/jour de brut.
- 42000 barils/jours de condensat.
- 70000 barils/jour de GPL.

Le gaz produit, sert pour la récupération des GPL, l'alimentation du CPF et la réinjection dans les réservoirs.

La récupération du pétrole sera facilité par drainage / injection d'eau et de gaz dans des puits injecteurs .la capacité d'injection est de:

- 155000 barils/jour pour l'eau
- 500 MMSCFD pour le gaz ($24{,}6x10^6$ Nm^3 /j)

La puissance électrique importée pour faire fonctionner l'ensemble des installations sera d'environ 50 MW.

Le CPF est équipé de :

- Une base industrielle, avec bureaux, laboratoires, ateliers et entrepôts,
- Une base vie prévue pour accueillir 390 personnes.

La sécurité est assurée par l'armée logée dans un camp militaire situé à proximité de la base de vie.

I.4.1.2 Les propriétés hydrocarbure

I.4.1.2.1 Caractéristiques du gaz

Le gaz est présent à l'état dissout dans l'huile, et en mélange avec des condensats dans les puits du gisement des formations RKF et du strunien. Il est composé d'un mélange d'inertes comme le CO_2 et l'azote N_2, de gaz naturel (méthane, éthane) et de GPL (propane, butane).

Les teneurs respectifs diffèrent selon le champ :

- Les champs de condensat ont une teneur importante en gaz naturel (de 80 à 90 %), avec 10 à 15 % de GPL et peu de gaz inertes (environ 3 % en moyenne).
- Le gaz contient peu de sulfure d'hydrogène (H_2 S), avec des teneurs volumiques voisines de 1,5 à 2 ppm. Dans ces conditions, aucune installation de traitement de l'H_2 S n'a été prévue.
- Le gaz possède une faible teneur en mercure et autres métaux, ce qui permet d'éviter l'installation d'une unité de traitement adaptée.

Tableau I.1: Composition moyenne du gaz des puits ‘’huile’’.

	EKT	EMN	EMK	EME
Inertes	3%	3%	2%	1%
Méthane/Ethane	66%	72%	88%	86%
Propane/Butane	31%	25%	11%	13%

Les champs d’huile riches en huile (EKT et EMN) possèdent des teneurs plus importantes en GPL (30%).

Tableau I.2 : composition moyenne du gaz des puits « condensat ».

	EME-4S	EME-T	EME-4R	EME
Inertes	3%	3%	3%	3%
Méthane/Ethane	84%	89%	88%	81%
Propane/Butane	13%	8%	9%	16%

I.4.1.2.2 caractéristiques des liquides

L’huile et le condensat sont caractérisés par des produits légers (famille des essences, de C_5 à $C_{10)}$ assez importante et une grande proportion de composés cycliques ou aromatique. On trouve notamment les composants suivants : Méthylcylopentane (alcane cyclique $C_{6),}$ Benzène (aromatique $C_{6),}$ Cyclohexane (alcane cyclique $C_{6),}$ Toluène (aromatique $C_{7),}$ Ethylbenzéne (aromatique $C_{8).}$

Les condensats possèdent une teneur en produit légers plus important que l’huile, ainsi qu’une teneur en aromatique et composés cycliques légèrement plus faibles.

Tableau I.3 : composition moyenne du liquide des puits huile.

	EKT	EMN	EMK	EME
Essence (C_5 à C_{10})	54%	53%	54%	49%
Kérosène (C_{10} à C_{13})	12%	13%	11%	11%
Aromatique& alcanes cyclique	34%	34%	35%	39%

Tableau I.4 : Composition moyenne du liquide des puits condensats.

	EME4S	EMET	EME4	R-EME
Essence (C_5 à C_{10})	65%	64%	67%	60%
Kérosène (C_{10} à C_{13})	11%	12%	12%	12%
Aromatique& alcanes cyclique	23%	24%	21%	28%

Le liquide possède une faible teneur en mercure et autre métaux, ce que permet d'éviter l'installation d'une unité de traitement adaptée.

Les puits situés dans le réservoir du strunien du champ EME sont susceptibles de produire environ 0,1 kg/h de sable, avec un maximum de 0,5 kg /h.

Les hydrocarbures liquides sont susceptibles de contenir des sels en suspension, principalement du sulfate de sodium. Une injection de produits de traitement est donc prévue pour éviter les dépôts de sel.

I.4.2 Equipment de surface (OFF SITE)

Dans le champ d'EL MERK il y a quatre satellites avec des caractéristiques différentes (pression, température) on distingue :

- Des puits producteurs d'eau ;
- Des puits producteurs de gaz ;
- Des puits producteurs d'huile ;
- Des puits injecteurs de gaz ;
- Des puits injecteurs d'eau ;

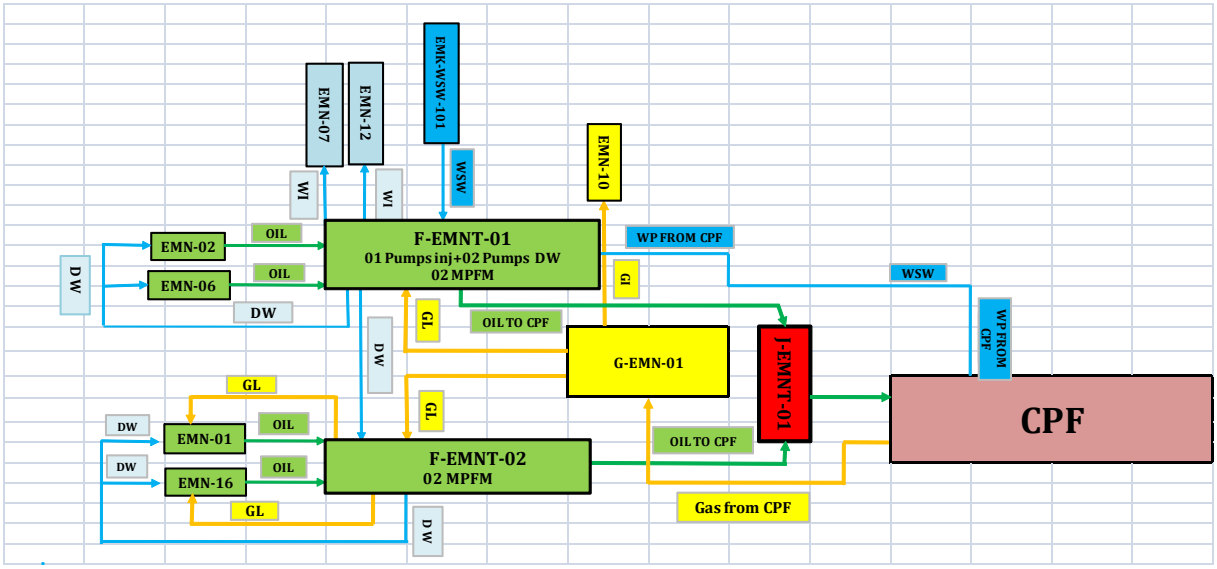


Figure I.7 : L'implantation des puits dans le champ d'EL MERK.

I.4.2.1 La tête de puits

Elle est composée des éléments suivants:

I.4.2.1.1 Casing head

Elle est composée d'une ou plusieurs casings spool qui suspendent les casings suivant leurs colonnes qu'ils couvrent à l'aide d'une olive de suspension qui réalise une étanchéité totale de ces derniers. On trouve aussi des manomètres latéraux qui donnent la valeur de la pression de l'annulaire qui correspond.

I.4.2.1.2 Tubing head

Elle est en connexion avec le dernier casing spool par une bride boulonnée. Elle permet de suspendre le tubing de production avec une étanchéité par une olive de suspension.

I.4.2.1.3 Arbre de Noel

C'est l'un des organes 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 :

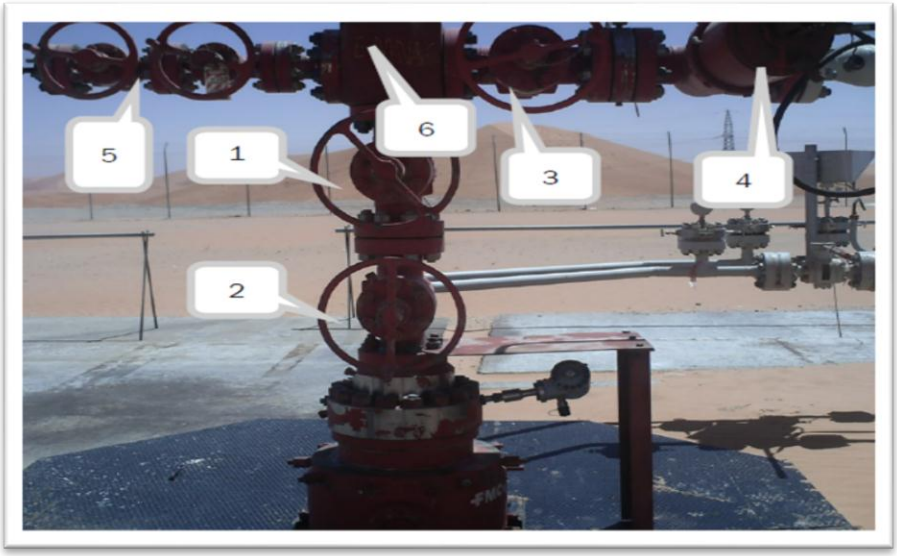


Figure I.8 : Arbre de Noel.

I.4.2.1.3.1 Vanne maîtresse supérieure (Upper Master Valve)

Cette valve est utilisée pour fermer et ouvrir le puits. Elle peut être une vanne manuelle ou opérée à l'aide d'un mécanisme de commande hydraulique ou pneumatique.

I.4.2.1.3.2 Vanne maîtresse inférieure (Lower Master Valve)

En exploitation, cette vanne est normalement ouverte. Elle sert comme « backup » pour les vannes plus haut dans l'arbre de Noël. La vanne maîtresse inférieure peut être fermée quand il y a d'autres vannes qui doivent être entretenues ou enlevées.

I.4.2.1.3.3 Vanne latérale (Wing Valve)

Il peut y avoir une ou deux vannes latérales. La vanne latérale est utilisée pour ouvrir ou fermer l'écoulement de l'effluent du puits vers la production. Elle peut être opérée manuellement ou être équipée d'un mécanisme de commande. Ce mécanisme fonctionne de la même manière que celui du SSV pour éviter l'usure de la vanne maîtresse, l'écoulement du fluide est souvent arrêté en fermant la vanne latérale.

I.4.2.1.3.4 SSV (Safety surface valve) de la ligne de production

Elle est contrôlée automatiquement. Elle est dotée d'une soupape qui détermine son état d'ouverture ou de fermeture suivant la position de cette soupape.

Soupape sortante : la SSV est fermée donc il n'y a pas de production.

Soupape entrante : la SSV est ouverte donc il y a une production.

Les SSV utilisées à EL MERK sont de types modernes, elles fonctionnent par une pression hydraulique (huile fournie par une HPU Hydraulique pressure unit qui est installée sur la surface du puits, assure que la pression donnée appartient à l'intervalle de fonctionnement de la SSV) (pour la valeur maximum de fonctionnement de la vanne, dans le cas de la SSV du puits est égale à 400 bars, et la valeur la valeur minimale de fonctionnement de la SSV, pour ce cas elle est égale à 30 bars). Si cette pression est hors cet intervalle, la SSV se ferme automatiquement.

Figure I.9 : Safety surface valve.

I.4.2.1.3.5 Vannes latérales d'injection

Elles sont utilisées pour l'injection des produits chimiques dans le puits pour plusieurs raisons : protéger les équipements de fond, éviter la corrosion de ces équipements…..

Figure I.10 : Vanne latérale d'injection.

I.4.2.1.3.6 La croix

Permet un écoulement de l'effluent dans les 4 sens.

I.4.2.1.3.7 Vanne de sommet

Elle est normalement fermée. On l'ouvre que lors des interventions sur le puits (comme slick line).

I.4.2.1.4 Dilution Water injection système (DW système)

C'est un nouveau système ajouté aux arbres de Noel archaïques, il se place comme le montre la photo au-dessus de la croix. Il est composé de :

Figure I.11 : Dilution water injection system.

I.4.2.1.4 .1 Ligne d'eau à injecter

Elle est venue d'une source d'eau soit du FGS ou CPF. Elle est équipée de plusieurs vannes de sécurité qui contrôlent l'écoulement de l'eau d'injection.

I.4.2.1.4.2 Un clapet anti retour

Qui unit le sens d'écoulement, des manometers sont utilisés pour la détection de la pression d'écoulement.

I.4.2.1.4.3 SSV DW (surface safety valve dilution water)

C'est la vanne automatique d'injection d'eau de dilution. Son principe de fonctionnement est le même que celui de la SSV de la ligne de production. L'huile qui l'alimente est venu de l'HPU.

I.4.2.1.4.4 Vanne d'injection des produits chimiques

Pour la protection des équipements de fond.

I.4.2.1.4.5 Croix de circulation

Permet un écoulement de l'eau à injecter dans 4 sens.

I.4.2.1.4.6 Vanne latérale d'injection de DW

Permet l'injection d'eau de dilution.

I.4.2.1.4.7turbine

Permet de calculer le débit d'injection.

Figure I.12 : Turbine.

I.4.2.2 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 à un diamètre de 2 pouces, connectée au casing spool qui correspond à l'annulaire d'injection.

Figure I.13 : Système d'injection du gaz lift.

I.4.2.3 La ligne de production

Elle vient juste après la vanne SSV. Elle comprend :

I.4.2.3.1 La conduite

Où s'écoule l'effluent produit (huile). Son diamètre est égal à 6 pouces.

Figure I.14 : La ligne de production.

I.4.2.3.2 Des manomètres et des capteurs électroniques :

Qui donnent la pression et la température.

I.4.2.3.3 Chock valve :

C'est la duse qui règle le débit d'écoulement.

I.4.2.3.4 Bouteille d'échantillonnage

Permet de prendre des échantillons d'huile produite pour des études en laboratoires.

Figure I.15 : Bouteille d'échantillonnage.

I.4.2.3.5 Clapet anti retour

Permet d'éviter l'écoulement inverse.

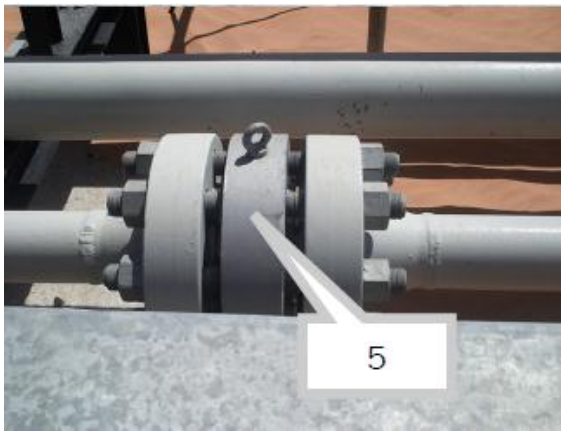


Figure I.16 : Clapet anti-retour.

I.4.2.3.6 Des FV (Flow Valve)

Qui ferment la conduite de production en cas d'un problème. Elle contrôle aussi l'écoulement. Elle a deux systèmes de fonctionnement : automatique et manuel.

I.4.2.3.7 Les brides de connexion

Permet à la connexion des différents équipements

Figure I.17 : bride de connexion.

I.4.2.3.8 Tubes d'injection des produits chimiques

Sert à injecter les produits chimique dans la conduite de production.

Figure I.18 : Tube d'injection de produits chimiques.

I.4.2.3.9 La torche

En cas d'un problème qui nécessite de vider la ligne de production, on ferme la vanne latérale et on ouvre la vanne de torche ce qui permet l'acheminement du fluide vers la torche.

I.4.2.3.10 Unité d'injection des produits anti-corrosions et anti-dépôts dans la ligne de production

Cette unité comprend :

A- 2 Bac, un pour les produits anticorrosion et l'autre pour les produits anti- dépôts.

B- Détecteurs des niveaux des Bacs.

C- Conduites où circulent les deux produits.

D- 2 manomètres pour le contrôle de la pression d'injection de ces produits

E- 4 pompes de refoulement des produits (chaque Bac a deux pompes).

Figure I.19 : Unité d'injection des produits anti-corrosions et anti-dépôts.

I.4.2.3.11 L'unité HPU (Hydraulique Pressure Unite)

Elle fournit les quantités d'huile suffisantes pour le fonctionnement des vannes automatique tel que la SSV, SSV DW, SCSSV.

Figure I.20 : L'unité HPU.

I.4.2.3.12 Le système automatique du contrôle du puits EWCP (Electronic Wellhead Contrôle Pannel)

C'est un système de haute technologie. Il assure le contrôle des différents organes avec une précision très importante (le contrôle des vannes de sécurité et leurs états, la duse), les systèmes d'injection de GL (gaz lift) et DW (dilution water), et l'injection des produits chimiques. Il est constitué essentiellement d'une tablette électronique, cette dernière fournit toutes les informations nécessaires sur le puits comme le montre l'image.

Au-dessous de cette tablette, on trouve quelques boutons qui ont pour buts de mettre les organes automatiques en état de réglage automatique (remote) ou manuel (locale). Cette fonctionnalité est aussi réalisable avec la tablette en cliquant sur le bouton MOS puis choisir le mode locale ou remote.

Figure I.21 : Système automatique de contrôle de puits.

I.4.2.3.13 Fusible plug

C'est un système de sécurité pour le puits. Il s'agit d'un tube de moins de ½ pouce. Sa partie inférieure est faite en plomb qui empêche l'huile qui le contient de sortir. En cas d'un grand feu en tête de puits, le plomb va fusionner, l'huile sort ce qui implique une perte totale de la pression nécessaire pour le fonctionnement des vannes SSV, et le puits se ferme automatiquement.

FigureI.22.: Fusible plug.

I.4.2.3.14 Source d'électricité

Elle alimente toute partie qui fonctionne en électricité comme les pompes, la duse électronique, les manomètres électroniques…

I.4.2.4 Etude du FGS (Field Gathering Station) 01

Le FGS est une installation multitâche, sur laquelle on trouve :

Figure I.23 : FGS.

- Un manifold de production collectant les conduites venant des puits producteurs Ce manifold a 2 conduites (lignes) une ligne de production vers CPF, et une autre ligne de test en cas du test de multi flow (séparateur) d'un puits (dans ce cas, on ferme la vanne reliant la ligne de puits à tester et la ligne de production du manifold, et on ouvre la vanne qui le relie avec celle de test).

Figure I.24 : Les lignes du Manifold.

- Bac des produits chimiques qui sont injectés dans les manifolds afin de protéger les conduites.
- Conduite reliant les lignes transportant l'eau venue des WSW (water source well), puis, elle dirige l'eau collectée vers une pompe booster très puissante qui lui donne une pression supérieur à 240 bars, cette dernière lui permet d'être injecter dans le puits (cette eau est utilisable comme water dilution dans quelques puits, et aussi il peut être injecté dans les puits injecteurs d'eau pour le maintien de la pression).
- Conduite recevant l'eau venu du CPF, elle le transmet vers une pompe pour augmenter sa pression jusqu'au plus de 150 bars. Cette eau est utilisée comme dilution water.
- Conduite collectant les lignes de gaz source refoulé vers les puits comme Gaz Lift à injecter.

Figure I.26 : Ligne de collection de gaz source.

I.5 Service puits (DEP)

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 objectives 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….).
- Interventions légères sur la complétion du puits avec une unité de slick line.

- Poser quelques enregistreurs dans le puits tel que les jauges (amérada) avec des opérations de slick line.
- Opérations du coiled tubing.
- Travailler en collaboration avec les services d'intervention Lourdes sur les puits tel que Work Over et forage.

Chapitre II

Le Séparateur

II.1 Introduction et définition générale

II.1.1 Introduction

Le séparateur de test triphasé est un équipement qui permet la mesure, la séparation et l'échantillonnage des effluents des puits. Conçu pour plusieurs taches, le séparateur de test ne sépare pas les fluides d'une façon assez parfaite comme la station de séparation, mais la séparation est assez efficace pour mesurer les débits des différents fluides.

Il existe une large gamme de séparateurs qui diffèrent par la taille, la modularité, la portabilité et la cote de température pour différentes pression de travail de 600, 720 et 1440 psi. Tous sont résistants au H2S et chacun a des caractéristiques particulières.

Le 600 psi est conçu pour être léger, facilement levé, même par une petite grue ou un hélicoptère. En raison de sa faible pression de travail, le métal est plus mince de sorte que le navire global reste léger.

Le 720 psi est conçu pour gérer des débits élevés du pétrole, parce que sa longueur étendue offre un long temps de rétention.

La version 1440 psi est de loin le séparateur le plus couramment utilisé. En raison de sa haute pression de travail, il peut gérer des débits plus élevés de gaz. L'inconvénient est le poids global plus élevé pour ce séparateur. [(3)]

À la fin de ce chapitre, on devrait être capable de:

- Expliquer le but du séparateur.
- Liste des composants du séparateur et décrire leurs fonctions.
- Expliquer comment ajuster le temps de rétention pour un séparateur.
- Expliquez pourquoi le séparateur doit être exécuté à une pression constante et la façon de contrôler cette pression.
- Décrire les différents types de séparateurs et la liste de leurs spécifications.

De plus les exercices pratiques pour le séparateur, devront nous permettre de:

- Lire l'enregistreur de débit de gaz.
- Lire les enregistreurs de débit d'huile.
- Régler la pression dans le séparateur.
- Régler le niveau d'huile dans le séparateur.
- Prise d'échantillons.

II.1.2 Caractéristiques et avantages

Le séparateur d'essai est capable de traiter la plupart des types de fluides actuellement trouvés dans les puits d'exploration, y compris le gaz, condensat de gaz, huile légère, huile lourde, le moussage, l'huile contenant de l'eau et des impuretés et le sulfure d'hydrogène portant des fluides. Les principales caractéristiques de séparateur sont les suivantes :

- Les composants mécaniques à l'intérieur de la cuve améliorent la séparation par gravité et permet de réduire le temps de rétention des différentes fluides.
- Un orifice de mesure (Daniel) pour la mesure du débit de gaz.
- Un compteur volumétrique pour mesurer le débit d'eau.
- Un testeur shrinkage[1] pour calculer le facteur shrinkage.
- Une interface huile-gaz réglable pour gérer les différents débits et le rapport gaz-huile (GOR).
- Un régulateur de pression pour ajuster la pression de séparation et pour améliorer l'efficacité de séparation.
- La cuve est protégée contre les surpressions par deux dispositifs distincts : une soupape de sécurité et une plaque d'éclatement.
- Plusieurs points de prise pour prélever des échantillons d'huile, de gaz et d'eau.
- Deux compteurs d'huile : un compteur volumétrique pour les faibles débits et un compteur vortex pour des débits élevés. (4)

II.1.3 APPLICATION

Dans la majorité des cas, le séparateur est la pièce centrale de l'équipement dans la configuration d'essai de puits. Il est utilisé dans tous les tests d'exploration et parfois pour les tests de production, lorsque le séparateur permanent est indisponible ou pas installé.

II.1.4 Guide de sélection d'un séparateur

Les principaux critères de sélection d'un séparateur sont :

- Les exigences du projet relatives à la pression de travail, d'une émulsion, la mousse et les considérations de cout.
- Le temps de rétention recommandée à l'intérieur de la cuve est supérieur à une minute. Si le débit est élevé, un séparateur plus large est nécessaire pour obtenir le temps de rétention recommandé. Certains travaux peuvent exiger plus d'un séparateur pour répondre au temps de rétention recommandée.
- Les restrictions de poids peuvent être dictées par la capacité de levage de la grue sur le site du puits ou de l'accès à l'emplacement du puits ; pour exemple, seuls séparateurs Héli-portable peuvent être utilisé sur certaines plates-formes offshores.

Les guides de sélection supplémentaires sont :

- Une cellule de pression différentielle pour le calcul du débit de gaz (Barton).
- Un testeur shrinkage est nécessaire s'il n'est pas déjà monté sur le séparateur.
- Une alimentation en air comprimé est nécessaire pour les régulateurs de niveau.

II.1.5 Identification du séparateur

Le séparateur peut être identifié par sa pression de travail ainsi sa température et sa taille. Cette information est gravée sur une plaque métallique. Il est également fréquent d'utiliser des bandes de couleur sur le séparateur pour une identification visuelle rapide.

II.2 Principe de fonctionnement

La figure '' Surface test Equipment'' montre l'emplacement du séparateur par rapport aux autres équipements de test de surface. Le séparateur est constitué d'un récipient sous pression ou les fluides sont séparés et un système de tuyauterie qui transporte les fluides séparés du récipient. Sa principale fonction est de séparer les fluides sortant du choke manifold dont l'huile, le gaz, et les composants de l'eau avant d'envoyer le gaz à la torche et l'huile vers la citerne (stock tank) ou à un bruleur d'huile. D'autre séparateur ont la capacité de mesurer les différents débits des différents fluides et de prélever des échantillons de pétrole et de gaz sous pression.

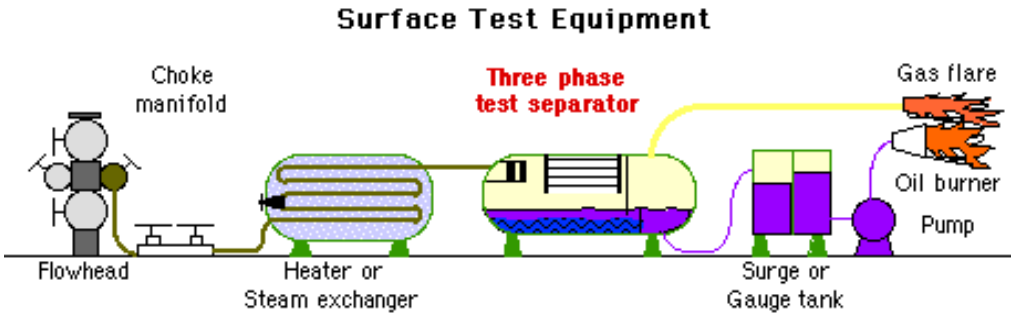


Figure II.1 : Equipements de test de surface.

Les séparateurs sont classés par leur forme et par les fluides qu'ils séparent. Ils sont soit horizontales, verticales ou de forme sphérique. Les formes sont en outre classées en deux phases (gaz/liquide) et trois phases (huile/eau/gaz). Le schéma 'Types de séparateurs' montre les types de base disponibles.

La liste suivante résume quelques-uns des avantages et des inconvénients des différentes formes de séparateurs :

- Les séparateurs horizontaux sont normalement les plus efficaces à manipuler de grandes quantités de gaz.
- Les séparateurs horizontaux sont les plus économiques pour la séparation huile-gaz normal, en particulier là où il peut y avoir des problèmes avec des émulsions, mousses, ou des rapports gaz pétrole élevées.
- Un séparateur vertical prend moins de place qu'un séparateur horizontal avec la même capacité.
- Sur un séparateur vertical, certains des contrôles peuvent être difficiles d'accès sans échelles.
- Les séparateurs sphériques sont les plus efficaces pour contenir la pression ; cependant, ils ne sont pas largement utilisés en raison de leur capacité limitée de liquide de pompage et parce qu'ils sont difficiles à fabriquer.

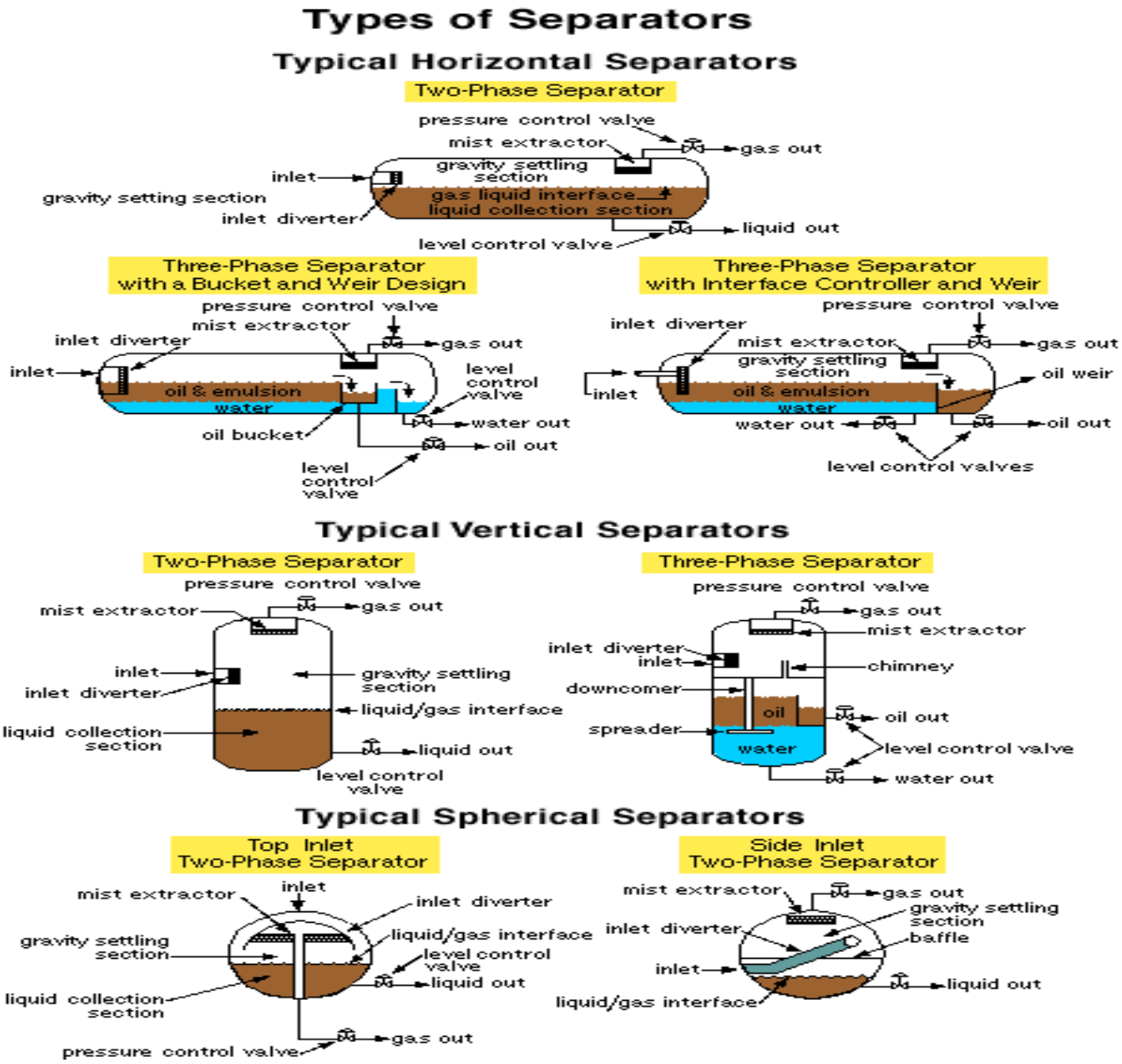


Figure II.2: Types de séparateurs

Les principes de fonctionnement pour le séparateur sont traités dans les rubriques suivantes :

- Procédés de séparation.
- Contrôleurs de pression et de niveau.
- Dispositifs de sécurité.
- Appareils de mesure.
- Système de tuyauterie.

II.2.1 Procédés de séparation

Les séparateurs comptent sur les processus suivants pour séparer le liquide (huile et eau) à partir du gaz :

- La gravité et la différence de densité entre l'huile, le gaz et l'eau.
- Les dispositifs mécaniques dans les séparateurs qui sont utilisés pour améliorer le processus de séparation.
- Modifications de la pression et de l'interface gaz-liquide pour optimiser la séparation. (5)

II.2.1.1 Gravité et densité

Dans les séparateurs l'huile, le gaz et l'eau vont naturellement se séparer en raison des effets de la gravité et de la différence de densité entre ces derniers. Les particules plus danses tombent au fond et les particules plus légères remontent vers le haut**.** Le séparateur améliore ce processus de séparation en jouant sur le temps de rétention des fluides c'est-à-dire ralentir son mouvement à l'intérieur de la cuve.

Environ 95% de la séparation gaz-liquide à l'intérieur du séparateur se produit instantanément. Cependant un peu de liquide restera dans le gaz sous la forme de brouillard. Ce liquide doit être séparé du gaz à l'aide de dispositifs mécaniques pour que la séparation totale soit achevée.

La densité relative de l'huile par rapport à l'eau est généralement de l'ordre de 0.75 à 1 ce qui implique une séparation un peu plus longue (une ou deux minute).

II.2.1.2 La mécanique des dispositifs de séparation

Pour obtenir une bonne séparation, accélérer le processus de séparation, et réduire le temps de rétention, le séparateur est équipé de dispositifs mécaniques. La fonction de ces dispositifs mécaniques est expliquée ci-dessous. (3)

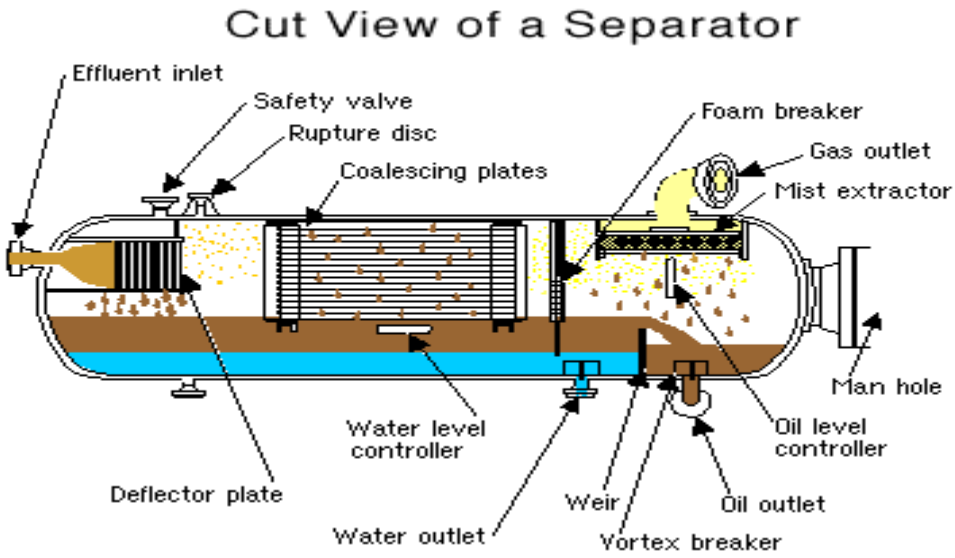


Figure II.3 : Vue de coupe d'un séparateur.

II.2.1.2.1 Le déflecteur

Cette plaque est située en face de l'entrée. Elle provoque un changement rapide de la direction et de la vitesse des fluides, ce qui oblige le liquide à tomber sur le fond du séparateur. La plaque de déviation est responsable de la séparation initiale de liquide et de gaz.

II.2.1.2.2 Les plaques de coalescence

Ces plaques sont disposées longitudinalement dans une forme de V inversé dans la partie supérieure du séparateur. A mesure que le gaz passe à travers les plaques, les gouttelettes se coalescent pour former des gouttes plus grosses qui tombent au fond du séparateur.

II.2.1.2.3 Briseur de mousse (foam breaker)

Cette pièce d'équipement est constituée d'un treillis métallique comme l'extracteur de brouillard. Il empêche les particules d'huile dans la mousse (composé de pétrole et de gaz) de passer à travers le séparateur et être emportées avec le gaz.

II.2.1.2.4 Extracteur de brouillard

Cette pièce d'équipement est composée d'une masse de grillage. Avant de quitter le séparateur, le courant de gaz passe à travers l'extracteur de brouillard, ce qui provoque la décantation des minuscules gouttelettes d'huile contenus dans le gaz.

II.2.1.2.5 Plaque déversoir (weir plate)

Cette plaque est située au fond de la cuve séparant le séparateur en deux compartiments : l'un pour l'huile et l'autre pour l'eau. En maintenant un niveau d'eau constant la plaque déversoir permet à l'huile de passer vers son compartiment.

II.2.1.2.6 Vortex breakers

Ces disjoncteurs sont situés sur les sorties d'huile et d'eau. Leurs fonction est de briser l'effet tourbillonnant (vortex) qui peut se produire lors de la sortie des liquides. Les disjoncteurs vortex empêchent tout gaz d'être aspirée avec les liquides.

II.2.1.3 La pression et l'interface liquide-gaz

Afin d'assurer une meilleure séparation, il y a trois principaux paramètres qui peuvent être contrôlés :

- La pression à l'intérieur du séparateur.
- Le niveau de l'interface liquide-gaz.
- La température à l'intérieur du séparateur.

L'objectif est d'obtenir la meilleure séparation possible pour un effluent donné. Parce que les variations de ces paramètres peuvent influencer les conditions de séparation, il est important de garder ces paramètres comme constantes et stables. Sachant que la température à l'intérieur du séparateur est à peu près égale à la température des effluents dans le puits et ne peut être contrôlée (à moins qu'un échangeur de chaleur est monté en amont du séparateur), la pression et l'interface gaz-liquide peuvent être contrôlées afin d'optimiser la récupération du pétrole et du gaz.

Le tableau ''Problèmes de séparation'' montre deux exemples pour déterminer comment la pression, l'interface gaz-liquide, et la température peuvent être utilisés pour contrôler les problèmes de séparation.

II.2.1.4 Problèmes de séparation[3]

Tableau II.1 : Problèmes de séparation

Problèmes	Causes	Solution
Liquid Carryover	-Haut débit -Haut niveau d'huile -Pression de service basse -Action des vagues dans le séparateur -Présence de la mousse	-Réduire le débit -Baisser le niveau de l'interface huile-gaz -Augmenter la pression de service ou diminuer le débit -Agir sur la vanne régulatrice afin de faire baisser le niveau de l'interface
Mauvaise séparation huile-gaz	- Haute viscosité -haute pression de séparation	-augmenter la température de l'effluent -augmenter le temps de rétention . - Réduire la pression.

II.2.2 Contrôleurs de pression et du niveau

Ce sujet couvre les systèmes de commande et leur équipements associés .le régulateur de pression de gaz et les contrôleurs de niveau d'eau et d'huile maintiennent constantes les conditions de séparation à l'intérieur du séparateur. Pour régler la pression de séparation et les débits d'eau et d'huile, tous les contrôleurs utilisent des vannes de régulation automatiques (ACVs). L'air comprimé utilisé pour faire fonctionner les contrôleurs est filtré à travers un épurateur d'air (scrubbers). La pression d'air est réduite en utilisant des régulateurs de pression (détendeurs) montés en amont des contrôleurs. Les indicateurs de niveau visuels, appelés lunettes de vue (slight glass), sont utilisés pour surveiller les interfaces huile-eau et huile-gaz à l'intérieur du séparateur. [3]

II.2.2.1 Contrôleur de la pression de gaz

La pression interne du séparateur est fournie par le gaz qui circule dans le séparateur. L'entrée du fluide varie en fonction des conditions d'écoulement dans le puits. Afin de maintenir une pression constante dans le séparateur l'écoulement du fluide à la sortie doit être ajusté le plus près possible qu'à l'entrée du fluide.

II.2.2.1.1 Régulateur simple de pression de gaz

La méthode la plus courante de contrôle de la pression est un régulateur de pression qui utilise une vanne de commande pour réagir automatiquement à toute variation de la pression du séparateur. Lorsque la pression diminue, le contrôleur ferme la vanne et, lorsque la pression augmente, le contrôleur ouvre la vanne. Une fois que la pression de fonctionnement du séparateur est réglée manuellement au niveau du régulateur de pression, la pression dans le séparateur est maintenue proche de la valeur sélectionnée.

Pour des raisons de sécurité, cette vanne de contrôle est maintenue ouverte. Si, pour une raison quelconque, l'alimentation en pression d'air à la vanne est coupée, le séparateur ne sera plus sous pression.

La pression de séparation est appliquée directement sur le tube de Bourdon à l'intérieur du régulateur de pression comme indiqué sur la figure «contrôleur de pression de gaz". Une modification de la pression de séparation déforme le tube de Bourdon. Cette déformation déplace le clapet recouvrant la buse loin ou plus près de la buse, ce qui provoque une fuite d'air. La fuite d'air est utilisée par le régulateur de pression pour ouvrir ou fermer la vanne de régulation qui régule la pression dans le séparateur.

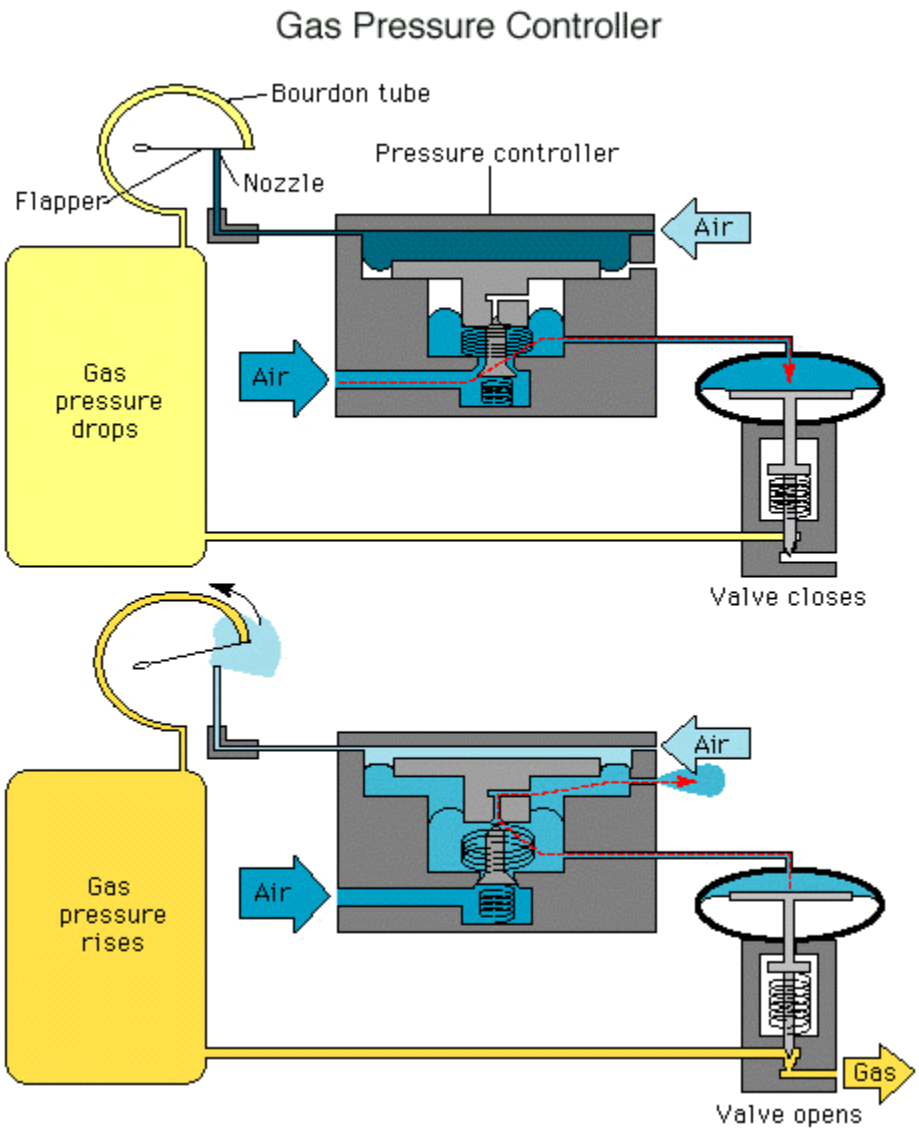


Figure II.4 : Contrôleur de pression de gaz.

II.2.2.1.2 Régulateur complexe de pression de gaz

Le régulateur de pression de gaz simple cité si dessus exige que la vanne soit grande ouverte ou fermée, ce qui provoque l'oscillation de la pression de séparation entre une valeur minimale et une valeur maximale.

Le régulateur de pression de gaz actuel monté sur le séparateur est plus complexe. Par contraste avec le modèle simple, le régulateur actuel de la pression de gaz permet d'obtenir la pression de travail désiré en utilisant la bande proportionnelle pour régler la course de la vanne régulatrice, assurant la régulation en douceur de la pression du séparateur.

Pour le système complexe représenté dans le diagramme ''contrôleur de pression de gaz-Action proportionnelle'', la pression désirée est réglée en ajustant le set point lever. Le réglage de ce levier déplace la buse soit plus près ou plus loin du flotteur pour établir la

pression de service désiré. La pression du séparateur est appliquée directement sur le tube de bourdon. La figure ci-dessous montre le système de contrôle de pression de gaz dans un état d'équilibre avec une pression de séparation stable.

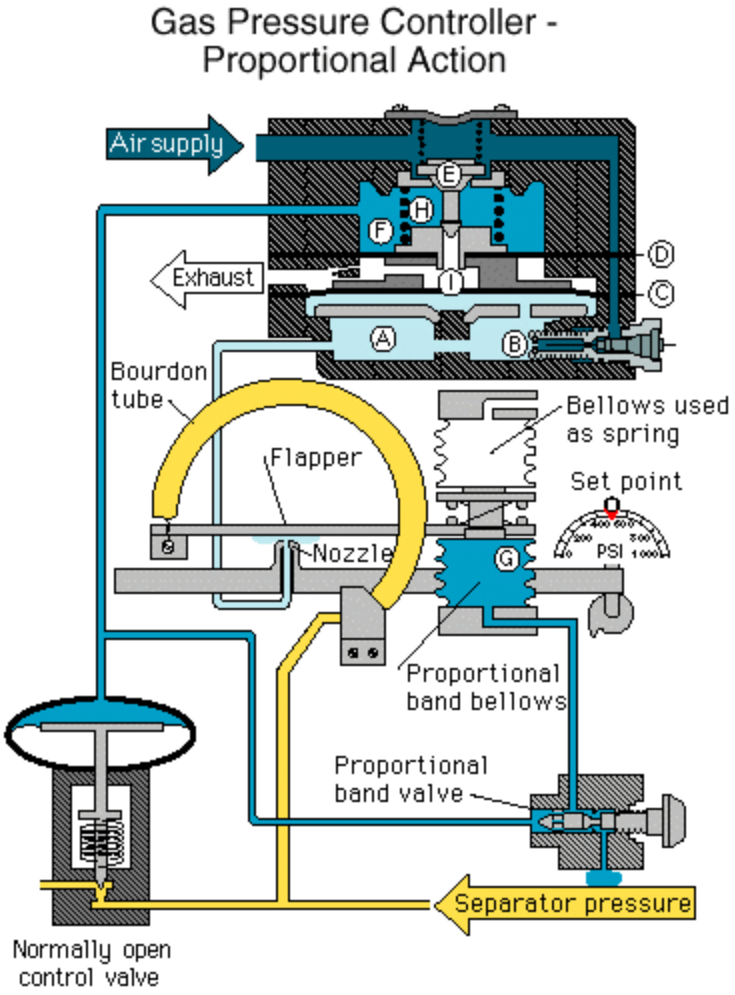


Figure II.5 : Contrôleur de pression de gaz –Action Proportionnelle-.

La liste suivante décrit ce qui se passe dans le système indiqué dans le diagramme "contrôleur de pression de gaz - Action proportionnelle" lorsque la pression de séparateur augmente ou diminue.

Lorsque la pression du séparateur diminue, la pression de service est maintenue par :

- Le tube Bourdon déplace le clapet vers la buse, permettant de combler l'écart entre la buse et le clapet.
- Puisque la chambre A est alimenté en continu avec de l'air à travers l'orifice B, la réduction de la taille du passage d'air entre la buse et le flotteur provoque l'augmentation de la pression d'air dans la chambre A.

- La montée en pression dans la chambre A pousse les diaphragmes C et D vers le haut, ce qui provoque l'ouverture de la vanne d'alimentation E.
- La pression d'alimentation d'air pénètre dans la chambre F et circule vers la soupape de commande automatique (ACV), l'amenant à se rapprocher de son siège et en réduisant le débit du gaz provenant du séparateur augmentant ainsi sa pression.
- La pression dans la chambre F augmente jusqu'à ce que les diaphragmes C et D sont repoussés dans leur position initiale, ce qui provoque la fermeture de la vanne E et le retour du système à son état d'équilibre.
- Dans le même temps que l'air circule à l'ACV, il circule également à travers la soupape de bande proportionnelle à la chambre G. Cette pression d'air provoque le déplacement du clapet loin de la buse, ce qui empêche l'accumulation de la pression dans la chambre A et restaure le système à son état d'équilibre.

Lorsque la pression du séparateur augmente, la pression de consigne est maintenue par :

- Le tube Bourdon déplace le clapet de la buse, creusant l'écart entre la buse et le clapet.
- Cela provoque la diminution de la pression d'air dans la chambre A du relais.
- La chute de pression dans la chambre A et l'action du ressort H provoque le déplacement des diaphragmes C et D vers le bas.
- L'Air de la ACV commence à purger dans l'atmosphère par la chambre I. Cette réduction de pression provoque l'ouverture de la vanne ACV sous l'action de son ressort.
- Dans le même temps que l'air circule de l'ACV à l'atmosphère, la pression d'air dans le soufflet G diminue, permettant au clapet de se rapprocher de la buse. Cette action entraînera l'augmentation de la pression en A suffisamment pour fermer le passage entre les chambres F et I.

Par conséquent, la pression exercée sur l'ACV est diminuée et la pression du séparateur est restaurée à sa pression de service.

II.2.2.1.3 La vanne de la bande proportionnelle

Comme le montre le diagramme ‘’Régulateur de pression de gaz_ action proportionnelle’’ la pression allant de la chambre F à l’ACV va également à la vanne de la bande proportionnelle à trois voies. L’orifice d’entrée de cette vanne est réglable, cela permet de varier la pression d’air envoyée au soufflet G (soufflet de la bande proportionnelle). Cette variation modifie le jeu entre le clapet et la buse.

La bande proportionnelle est indépendante de la pression de consigne, mais dépendante de la pression nominale du tube Bourdon. Le réglage de la bande proportionnelle est exprimé en pourcentage, par rapport à la pression nominale du tube de Bourdon, comme décrit dans les exemples suivants. Ce pourcentage peut varier entre 0 et 100%.

Les exemples suivants montrent comment un étroit (5%) et un réglage de largeur (50%) de la bande proportionnelle modifie la manière dont le système réagit à une variation de pression.

- Le régulateur de pression est équipé d'un tube de Bourdon avec une pression nominale de 1000 psi.
- La pression de service est de 400 psi.

Si la bande proportionnelle est fixée à 50% de la cote de tube de Bourdon de 1000 psi, cela signifie que l'aéroglisseur sera complètement fermé lorsque la pression de séparation atteint 150 psi et complètement ouvert lorsque la pression de séparation atteint 650 psi. A ce réglage de largeur, le système est peu sensible aux faibles variations de pression. Il faudra une grande variation de pression de 250 psi de part et d'autre du point de 400 psi de service pour fermer ou ouvrir le séparateur.

50% de 1000 psi = 500 psi 500 psi / 2 = 250 psi 400 + 250 = 650 psi 400-250 = 150 psi.

En revanche, si la bande proportionnelle est fixé à 5% de la cote de tube de Bourdon de 1000 psi, l'aéroglisseur sera complètement fermée lorsque la pression de séparation atteint 375 psi et complètement ouvert lorsque la pression de séparation atteint 425 psi. A ce réglage étroit, le système est sensible à de petites variations de pression. Le système va soit ouvrir ou fermer la vanne pour une petite variation de pression de 25 psi de part et d'autre du point de 400 psi.

5% de 1000 psi = 50 psi50 psi / 2 = 25 psi400 + 25 = 425 psi400 - 25 = 375 psi.

II.2.2.2 Contrôleur du niveau d'huile

Le niveau de l'interface liquide-gaz à l'intérieur du séparateur doit être maintenu constant pour maintenir des conditions de séparation stables. Une variation de ce niveau modifie le volume de gaz et de liquide dans le séparateur, ce qui affecte à son tour la vitesse et le temps de rétention des deux fluides. Le point de consigne initiale pour le niveau liquide-gaz dépend du rapport gaz-huile (GOR) de l'effluent du puits.

Si le GOR est élevé, plus de volume dans le séparateur doit être réservé pour le gaz de sorte qu'un faible niveau d'huile est nécessaire.

Si le GOR est faible, plus de volume dans le séparateur doit être réservé à l'huile, de sorte qu'un niveau élevé d'huile est nécessaire.

Pour couvrir différents GOR, à partir du contrôleur de niveau d'huile, le niveau d'huile peut être réglé entre deux valeurs: plus ou moins 6 de la ligne centrale du séparateur. À titre indicatif, le niveau est initialement fixé à la ligne médiane et d'autres réglages de niveau sont faits sur la base du GOR. [3]

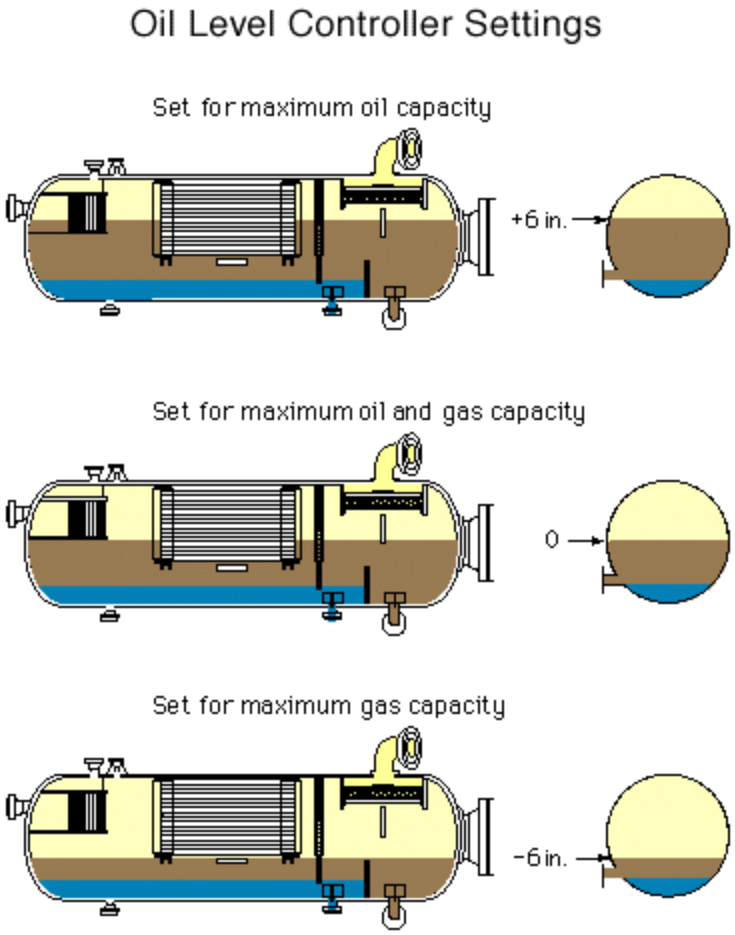


Figure II.6 : Paramètres du contrôleur du niveau d'huile.

II.2.2.2.1 Contrôleur du niveau d'huile simple

Les contrôleurs de niveau d'huile emploient généralement un flotteur relié à un contrôleur pour ouvrir ou fermer une vanne de régulation qui régule le niveau d'huile. Ce contrôleur actionne l'une des deux vannes de régulation sur la sortie d'huile: une grande et une petite soupape sont montées en parallèle. Ce système permet la régulation du très faibles taux d'écoulement d'huile aux très élevées, limitée seulement par la capacité maximale du séparateur.

Lorsque le niveau d'huile change, selon le principe d'Archimède, le flotteur est soutenue par une force égale au poids du fluide déplacé comme indiqué dans les diagrammes "niveau d'huile Controller" et "Torque Tube". Le mouvement du flotteur est converti, par l'intermédiaire d'un ensemble de tube de torsion, ce qui permet au clapet de s'éloigner ou de se rapprocher de la buse. À son tour, la fuite d'air provenant de la buse ouvre ou ferme la soupape de commande sur la sortie d'huile du séparateur.

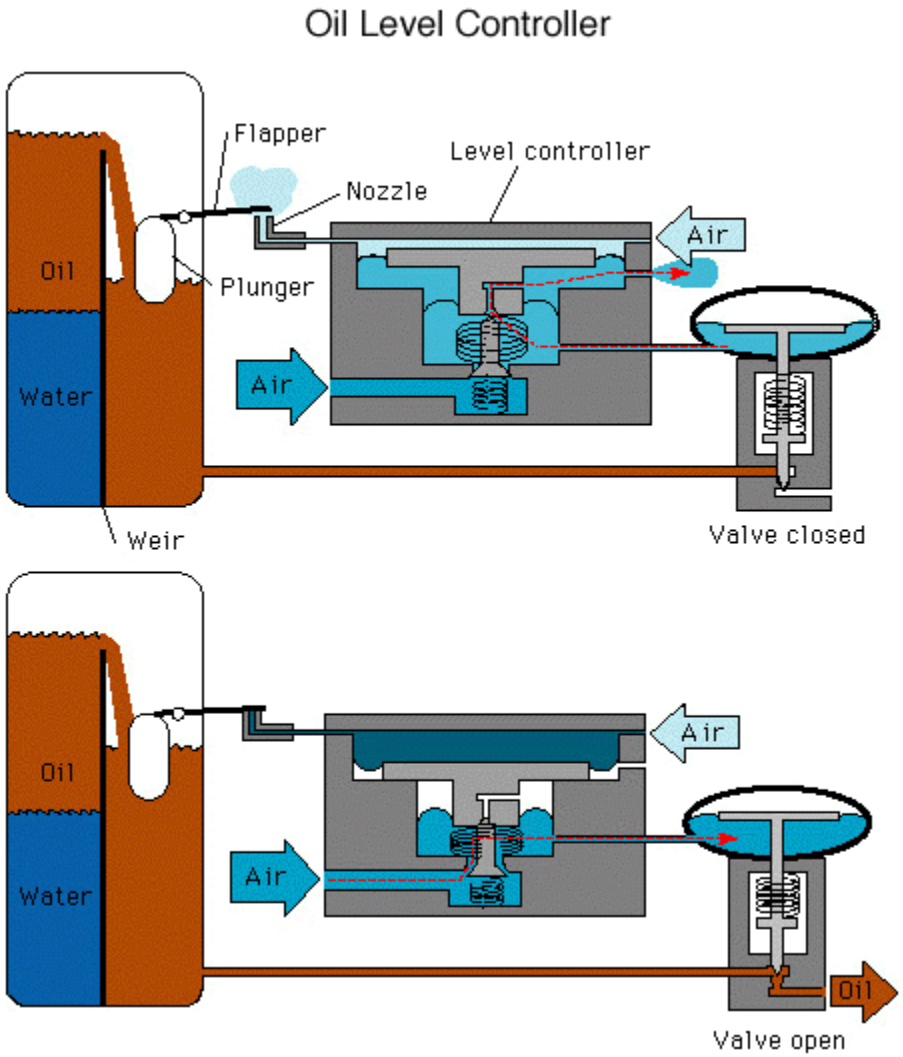


Figure II.7 : Contrôleur du niveau d'huile.

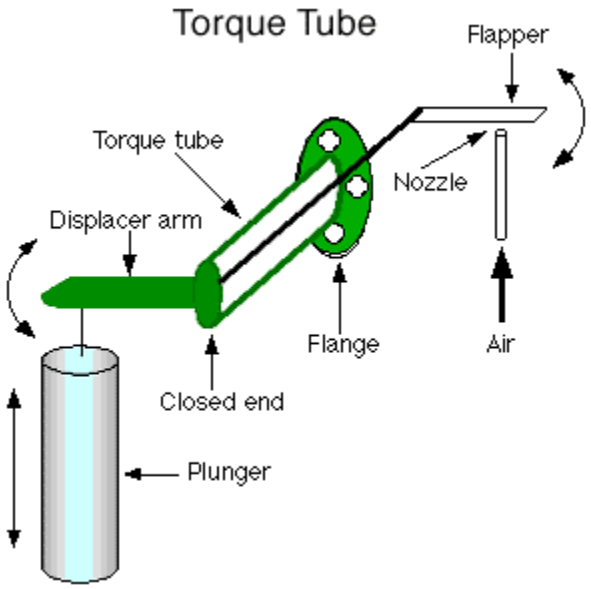


Figure II.8 : Tube de torsion.

Pour des raisons de sécurité, les soupapes de commande sur la sortie d'huile sont normalement fermées. Si, pour une raison quelconque, l'alimentation en pression d'air vers ces vannes est coupée, ce problème doit être détectée rapidement pour empêcher la remontée d'huile dans le séparateur. L'accumulation d'huile dans le séparateur peut causer l'écoulement de l'huile dans la conduite de gaz où il atteint finalement la torche et pollue l'environnement. A l'inverse, si les vannes de régulation sur la sortie d'huile étaient ouvertes, l'huile pourrait accumuler dans le réservoir, ce qui provoque des problèmes similaires.

II.2.2.2.2 Contrôleur de niveau d'huile complexe

La figure « contrôleur de niveau d'huile » ci-dessus montre un modèle simple d'un contrôleur de niveau d'huile. Dans ce simple système, la vanne est soit grande ouverte ou fermée, ce qui provoque la fluctuation du niveau d'huile constamment entre un niveau minimale et un niveau maximale.

Le contrôleur de niveau actuel de l'huile monté sur le séparateur est plus complexe. Contrairement au modèle simple, le contrôleur actuel du niveau d'huile permet d'avoir le niveau d'huile désiré en utilisant une bande proportionnelle de contrôle pour régler la course de la vanne, cette bande proportionnelle assure la régulation harmonieuse du niveau d'huile du séparateur.

Pour le système complexe représenté dans le diagramme « contrôleur de niveau d'huile – Action Proportionnelle- », le niveau de liquide souhaité est réglé en ajustant le levier de point de consigne. Le réglage de ce levier déplace la buse, monté sur le tube de Bourdon, plus près ou plus loin du clapet. Ce levier de point de consigne permet d'avoir le niveau de liquide souhaité (à condition que le niveau d'huile se trouve entre le haut et le bas du piston). Le diagramme montre le contrôleur de niveau d'huile dans un état d'équilibre : le niveau d'huile est situé au milieu du flotteur et le débit d'entrée est égal au débit de la sortie.

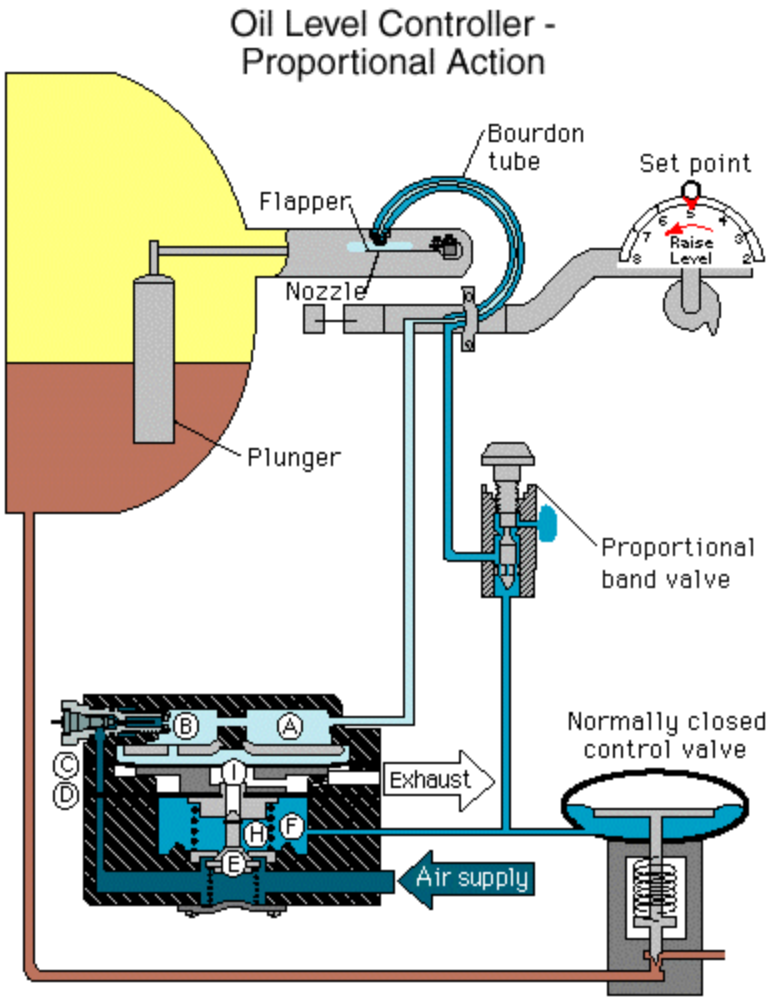


Figure II.9 : Contrôleur du niveau d'huile-Action Proportionnelle.

Les listes suivantes décrivent ce qui se passe dans le système indiqué dans le diagramme "contrôleur de niveau d'huile - Action proportionnelle" lorsque le débit d'entrée est supérieure ou inférieure du débit de sortie.

Lorsque le débit d'entrée est supérieur au débit de sortie, le niveau d'huile dans la séparation augmente: La force de flottabilité du liquide augmente, en soulevant le flotteur vers le haut. Le clapet, relié au flotteur par le tube de torsion, se déplace en direction de la buse.

· Ce déplacement du flotteur déplace le clapet en place, fermant l'espace entre le clapet et la buse et de réduire le passage d'air. Puisque la chambre A est constamment alimentée en air par l'orifice B, la réduction de ce passage d'air augmente la pression dans la chambre A.

- La montée en pression dans la chambre A pousse les diaphragmes C et D vers le bas, entrainant l'ouverture de la vanne d'alimentation E.

- La pression d'alimentation d'air pénètre dans la chambre F et coule à la vanne de contrôle automatique (ACV) amenant à l'ouverture de celle-ci. Cette action augmente l'écoulement de l'huile et provoque la chute du niveau d'huile.

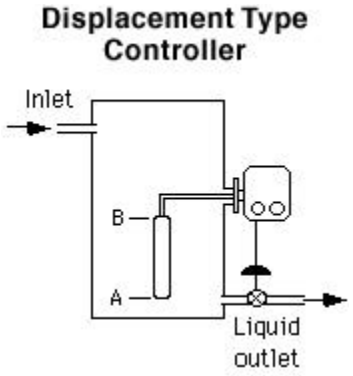


Figure II.10 : Contrôleur de type déplacement.

Dans le même temps que l'air circule vers le ACV, il circule également à travers la vanne de la bande proportionnelle au tube de Bourdon. Cette pression d'air provoque l'éloignement de la buse du clapet. Cette action arrête l'accumulation de la pression dans la chambre A et restaure le système à un état d'équilibre.

Par conséquent, la pression exercée sur l'ACV est augmentée et le niveau d'huile du séparateur est restauré à son niveau de service.

Lorsque le débit d'entrée est inférieur au débit de sortie, le niveau d'huile dans le séparateur diminue:

- Le clapet se déplace loin de la buse, creusant l'écart entre la buse et le clapet.
- Cela provoque la diminution de la pression d'air dans la chambre A.
- La chute de pression dans la chambre A et l'action du ressort G déplacent les diaphragmes de C et D vers le haut.
- .L'air De la vanne de contrôle automatique commence à se purger dans l'atmosphère par la chambre I. Cette réduction de pression provoque la fermeture de l'ACV sous l'action de son ressort.
- Dans le même temps que l'air circule de l'ACV à l'atmosphère, la pression d'air passant à travers la vanne de la bande proportionnelle au tube Bourdon diminue, permettant à la buse sur le tube de Bourdon de se rapprocher vers le clapet. Cette action provoque l'augmentation suffisante de la pression dans la chambre A pour fermer le passage entre les chambres F et I.

Par conséquent, la pression exercée sur l'ACV est diminuée et le niveau d'huile est rétabli à son niveau de service.

II.2.2.2.3 La vanne de la bande proportionnelle

Comme le montre la figure "Displacement-Type Controller", la pression circule de la chambre F vers la vanne de contrôle automatique et écoule ainsi vers la vanne de la bande proportionnelle à trois voies. L'orifice de cette vanne est réglable de sorte que la pression d'air peut être réglée comme désiré. Cette figure représente **un contrôleur de type déplacement,** celui qui ne flottent pas sur le dessus du liquide, mais flotte dans le liquide et se déplace (vers le bas et vers le haut) avec

Les changements de niveau de liquide. Comme on le voit sur la figure, le liquide doit être compris entre les points A et B pour Controller son niveau.

Si le niveau du liquide est inférieur à A ou au-dessus de B, le contrôleur ne sera pas en mesure de contrôler le niveau du liquide.

Le réglage de la bande proportionnelle est exprimé en pourcentage, en fonction de la longueur du flotteur, comme décrit dans les exemples suivants. Ce pourcentage peut varier de 0 à 100%. Par exemple, si la bande proportionnelle est fixée à 100%, le niveau de liquide devrait passer de A à B ou B à A pour une course complète de la vanne. En revanche, si la bande proportionnelle est fixée à 25%, le niveau de liquide aurait à déplacer 25% de la distance entre A et B pour une course complète de la vanne. D'une autre façon, cette relation est basée sur la longueur du changement de niveau qui provoquera une course complète de la vanne. Par exemple, si le changement de niveau qui provoque une course complète de la vanne est 8 pouce et la longueur du flotteur est de 16 pouce, la bande proportionnelle est fixé à 50%.

II.2.2.3 Contrôleur du niveau d'eau

Le niveau d'interface entre l'eau et l'huile dans le séparateur doit être maintenue constant pour empêcher l'eau de passer au-dessus de la plaque déversoir (weir plate) et circuler dans le compartiment à huile. Ceci est réalisé avec un flotteur relié à un régulateur de niveau d'eau qui agit sur une soupape (vanne) montée sur la sortie d'eau. Le niveau d'eau est contrôlé par un flotteur qui flotte dans l'eau mais coule dans l'huile. Le mouvement du flotteur est transmis à travers un tube à un clapet qui se déplace loin ou plus près de la buse, ce qui provoque une fuite d'air. La fuite d'air de la buse est utilisée pour ouvrir ou fermer une vanne de commande sur la sortie d'eau du séparateur. [3]

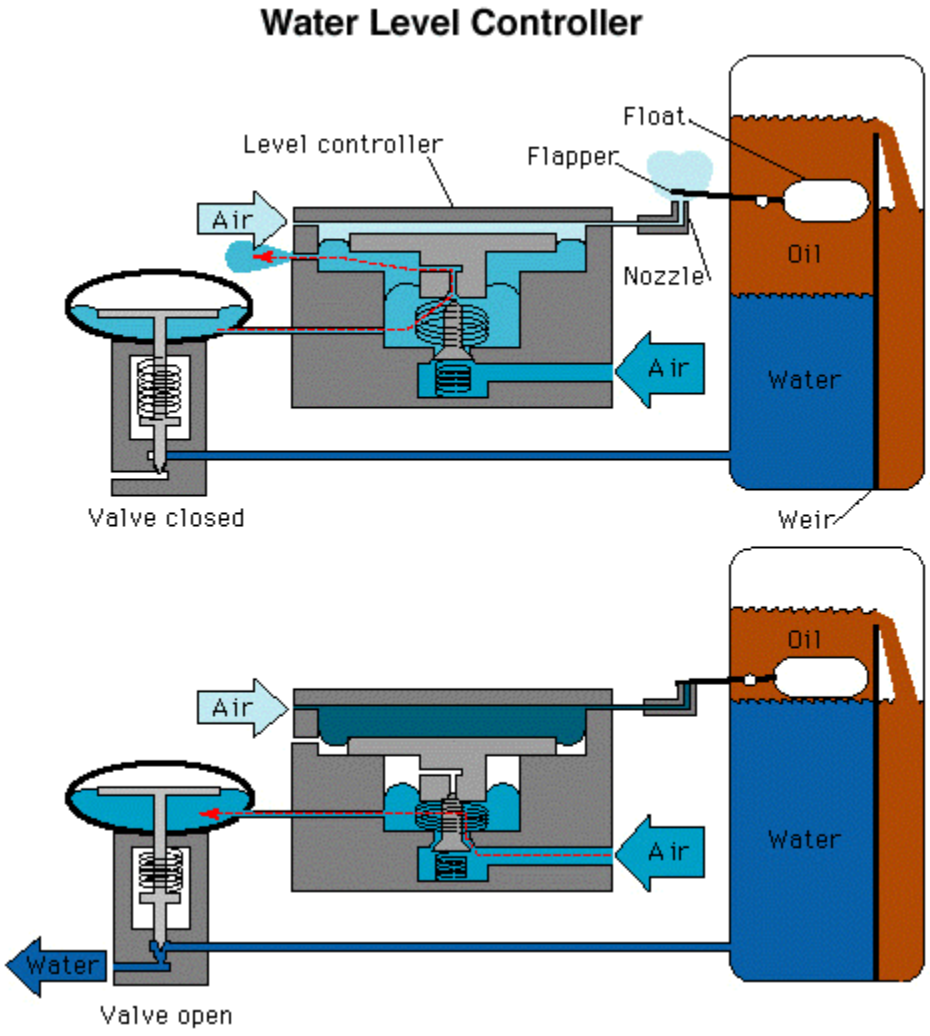


Figure II.11 : Contrôleur de niveau d'eau.

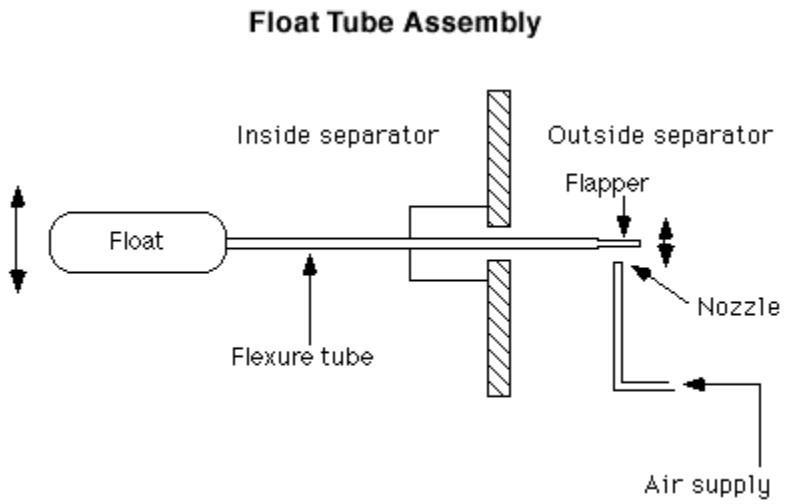


Figure II.12 : Ensemble de tube du flotteur.

II.2.2.4 Vannes de contrôle automatique

Les vannes de régulation automatiques (ACV) pour l'huile, le gaz, et les contrôleurs d'eau sont conçus pour réguler le débit d'écoulement dans un pipe en faisant varier sa surface en coupe transversale en réponse à un signal de fuite d'air reçu d'un contrôleur. La figure "Automatic Flow Control Valve" montre les deux types différents (normalement ouverts et normalement fermés) des vannes de régulation utilisés dans un séparateur.

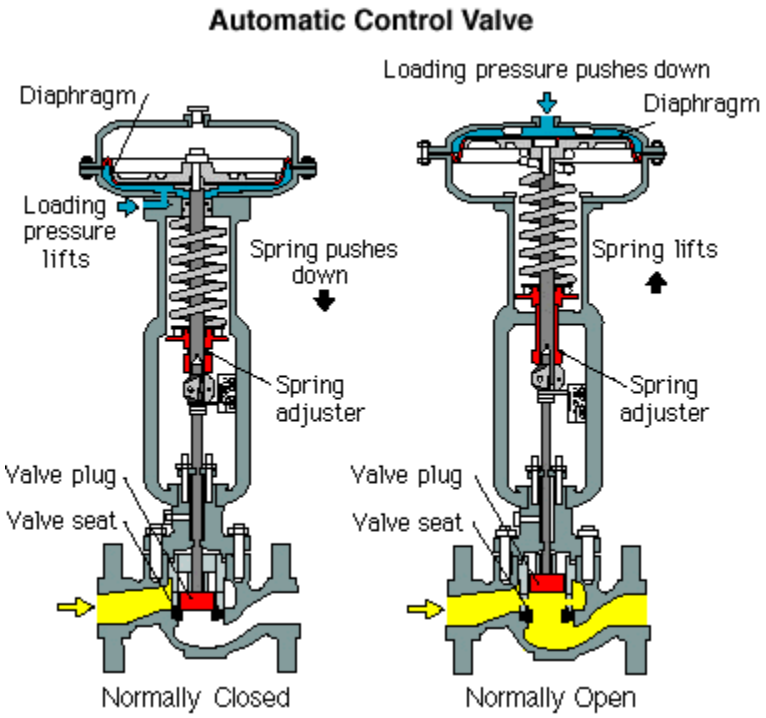


Figure II.13 : Vanne de contrôle automatique.

II.2.2.5 Slight Glass

Le slight glass est un indicateur de niveau visuel. Sur le séparateur il y a un voyant d'huile pour contrôler l'interface huile-gaz et un verre de vue de l'eau pour surveiller l'interface huile-eau. Les niveaux à l'intérieur du séparateur peuvent être vus à travers le verre.

Ce dispositif est constitué de verre transparent logé dans une chambre en acier pour résister à la pression à l'intérieur du séparateur. En cas de bris de verre, le verre de sécurité est équipé de soupapes de sécurité qui empêchent les fluides à l'intérieur du séparateur d'échapper. La soupape de sécurité fonctionne à l'aide d'une bille qui ferme automatiquement le réservoir de verre visée à l'aide du différentiel de pression entre le réservoir et l'atmosphère. Après le changement du verre brisé, la balle doit être repoussée dans sa gorge pour qu'elle puisse sceller le séparateur du verre de vue, dans le cas où un autre échec se produit. Utilisez la pointe de la tige pour pousser le ballon en déplaçant la poignée d'environ un quart de tour. Une fois que la balle est en position, tourner la poignée pour retourner la tige à sa position initiale.

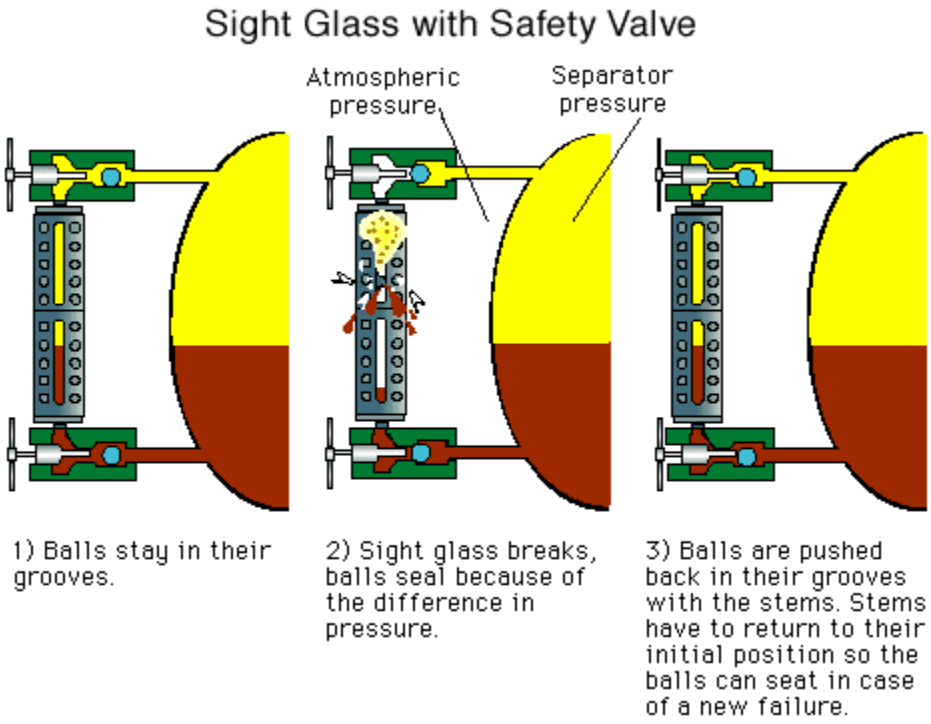


Figure II.14: Slight glass.

II.2.2.6 Scrubbeur d'air

L'air utilisé pour faire fonctionner les vannes de contrôles automatique d'huile, de gaz et les contrôleurs d'eau est assurée par un compresseur d'air. Cet air provenant du compresseur est d'abord filtré à l'aide d'un scrubber. Le scrubber (épurateur d'air) est tout simplement un mini séparateur vertical où les impuretés et l'eau décantent. Après que l'air est filtré, il est envoyé au régulateur de pression ou la pression d'air sera réduite à un niveau qui est acceptable pour les instruments.

II.2.3 Dispositifs de sécurité

Dans les cas du dysfonctionnement du séparateur la pression de ce dernier va s'augmenter à un niveau dangereux, ces appareils offrent une conduite d'urgence vers l'atmosphère. Pour éviter ce type de panne, le séparateur est conçu avec deux points important - une soupape de sûreté et d'un disque de rupture qui sont activés en cas de surpression. Pour le bon fonctionnement de la soupape de sécurité, il faut l'intégrer une soupape à pointeau et un clapet anti-retour. (3)

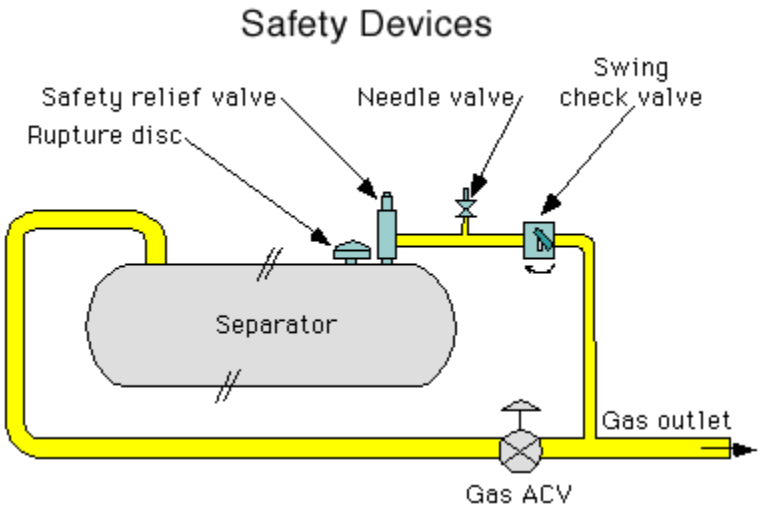


Figure II.15 : Dispositifs de sécurité.

II.2.3.1 Soupape de décharge de sécurité

La soupape de sécurité est située au-dessus du séparateur. Sa sortie est reliée à la conduite d'évacuation de gaz, en aval de la vanne de réglage automatique (ACV). Lorsque la soupape de sécurité est ouverte, le gaz est évacué vers torche. En fonction des besoins des clients et des réglementations locales, la sortie pour la soupape de sécurité est parfois connectée à une ligne d'évacuation.

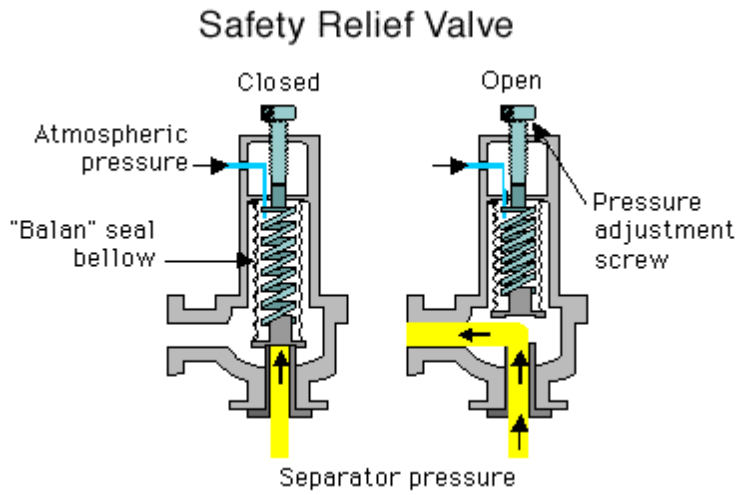


Figure II.16 : Soupape de sécurité.

La soupape de sécurité comporte un soufflet d'étanchéité qui empêche l'écoulement de fluide de séparation d'entrer dans la partie supérieure de la soupape qui est exposée à la pression atmosphérique. Le soufflet a une surface effective égale à la surface du siège de soupape.

La pression de service est la pression à laquelle on assiste à l'ouverture de la vanne de décharge de sécurité. La pression de service est réglée par la force d'un ressort sur un disque d'étanchéité qui est exposée à la pression du séparateur.

La pression de service est normalement fixé à 90% de la valeur nominale (600 psi, 720 psi ou 1440 psi) de la pression de travaille de séparateur (WP). En raison de l'influence de la température et les tolérances d'étalonnage, il ne peut être garanti que la soupape de décharge de sécurité ouvrira exactement à 90% de WP. Lorsque le réglage de la pression de la vanne fonctionne, il est sûr de supposer que la vanne pourrait s'ouvrir dans une fourchette de 85% à 95% du WP. Par conséquent, la pression de travaille dans le séparateur doit être maintenue égale ou inférieure à 80% WP pour empêcher l'ouverture accidentelle de la vanne de sécurité.

Par exemple, pour un séparateur de WP égale à 1440 psi, le point de consigne est de 90% de WP (1296 psi), et la plage de fonctionnement de la vanne est comprise entre 85% WP (1224 psi) et 95% de WP (1368 psi). Pour ce séparateur, la pression de service doit être réglée égale ou en dessous de 80% de WP (1152 psi).

II.2.3.2 Clapet anti-retour

Le clapet anti-retour est situé en aval de la soupape de décharge de sécurité. C'est une soupape à oscillation libre qui empêche la contre-pression dans la conduite de sortie de gaz d'atteindre la sortie de la soupape de sécurité, où elle pourrait affecter l'ouverture de la soupape de décharge de sécurité.

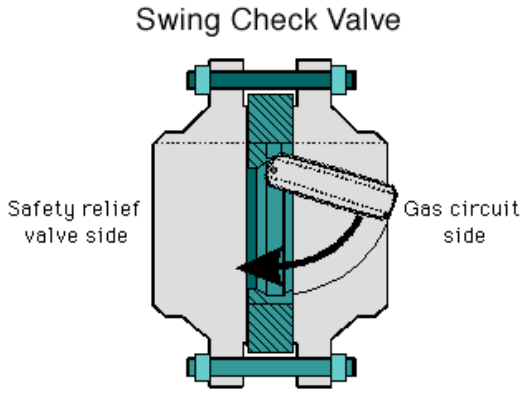


Figure II.17 : Clapet anti-retour.

II.2.3.3 Needle valve(soupape à pointeau)

La soupape à pointeau, connecté entre la soupape de sûreté et le clapet anti-retour, assure que tout retour de pression à la sortie de la soupape de sécurité est déchargé vers l'atmosphère. Elle devrait être de petite taille et doit être souvent vérifié pour s'assurer qu'elle est en bonne état de fonctionnement. La soupape à pointeau est maintenu ouverte pendant les opérations pour détecter les fuites dans la vérification et empêcher les fuites d'exercer une contre-pression sur la soupape de décharge de sécurité. Dans le cas ou la soupape de décharge de sécurité est ouverte la soupape à pointeau limite la taille de la fuite, ce qui facilite son contrôle. Si H2S est présent, une ligne doit se relié à la soupape à pointeau pour évacuer le gaz loin du personnel.

II.2.4 Appareils de mesure

Cette rubrique se penche sur les compteurs utilisés pour mesurer les débits de pétrole, du gaz et de l'eau lorsqu'ils quittent le séparateur. Pour mesurer différents débits de pétroles du plus faible au plus élevé, un débitmètre à déplacement positive et un débitmètre à effet vortex fixé sont utilisés à la ligne de sortie d'huile. Le débit de gaz est mesuré au moyen d'un compteur à orifice (Daniel), un type de mesure de la pression différentielle, attaché à la sortie de gaz. Le débit d'eau est mesuré en utilisant un compteur à déplacement positif, identique au compteur volumétrique utilisé pour mesurer l'huile, qui est attaché à la sortie d'eau. Le facteur de retrait"shrinkage" mesuré en utilisant un testeur de retrait, représente un facteur de correction utilisé dans le calcul du volume d'huile.

Les épurateurs de gaz sont utilisés pour filtrer le gaz qui est utilisé pour faire fonctionner les enregistreurs de pression différentiels. [3]

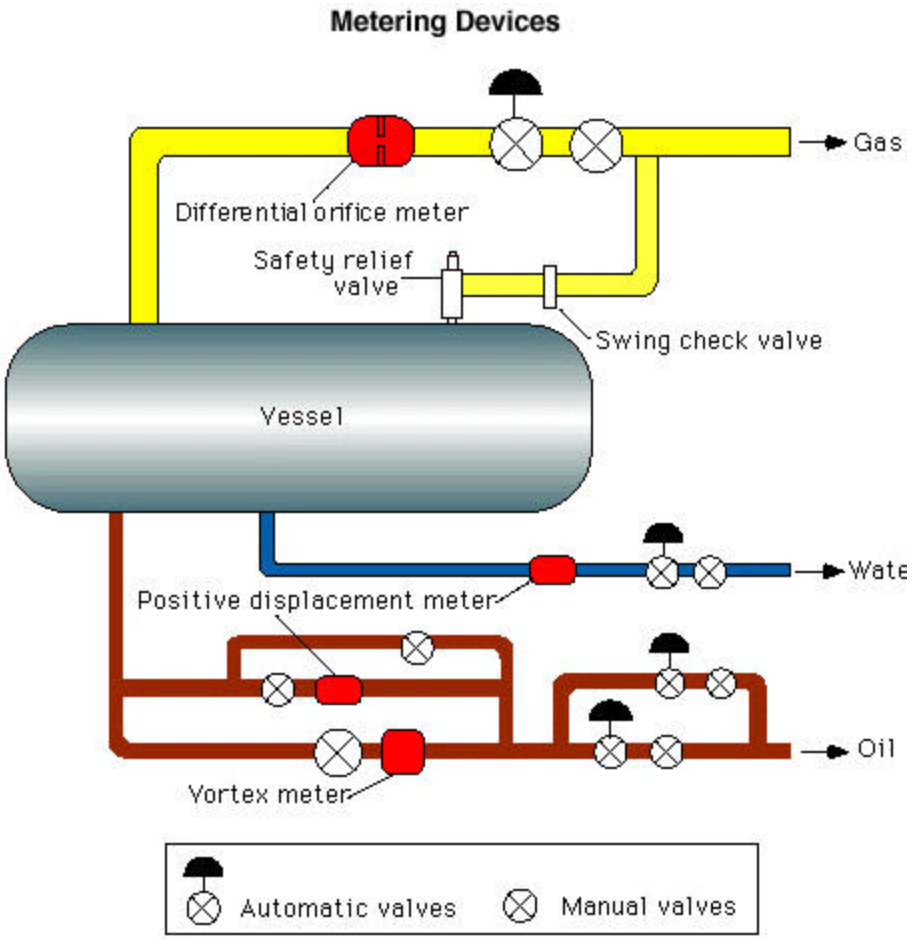


Figure II.18 : Appareils de mesure

II.2.4.1 Compteurs d'huile

La sortie d'huile est équipée de deux débitmètres parallèles, ce qui permet de couvrir une large gamme de débits. Un compteur unique ne peut pas couvrir avec précision l'ensemble de la gamme (faible à élevé) des débits. un seul débitmètre est utilisé à la fois et le choix dépend de la vitesse d'écoulement. Les débits faibles et moyens t sont mesurés avec un débitmètre à déplacement positif et les hauts débits sont mesuré avec un débitmètre à effet vortex

Les compteurs à déplacement positifs mesurent les liquides qui y passent, en séparant le liquide en segments et en comptant les segments. Le liquide entrant dans le compteur frappe le pont et est dévié vers le bas, frappant les lames et faisant tourner le rotor dans la bonne direction. Les joints d'étanchéité sur le pont empêchent le liquide de retourner vers l'entrée. Le mouvement du rotor est transféré à un registre (dispositif de lecture) avec un couplage magnétique.

Les séparateurs utilisés sont souvent équipés d'un compteur à déplacement positif de 2 inch de diamètre qui peut mesurer un débit de 100 à 2200 barils/jour

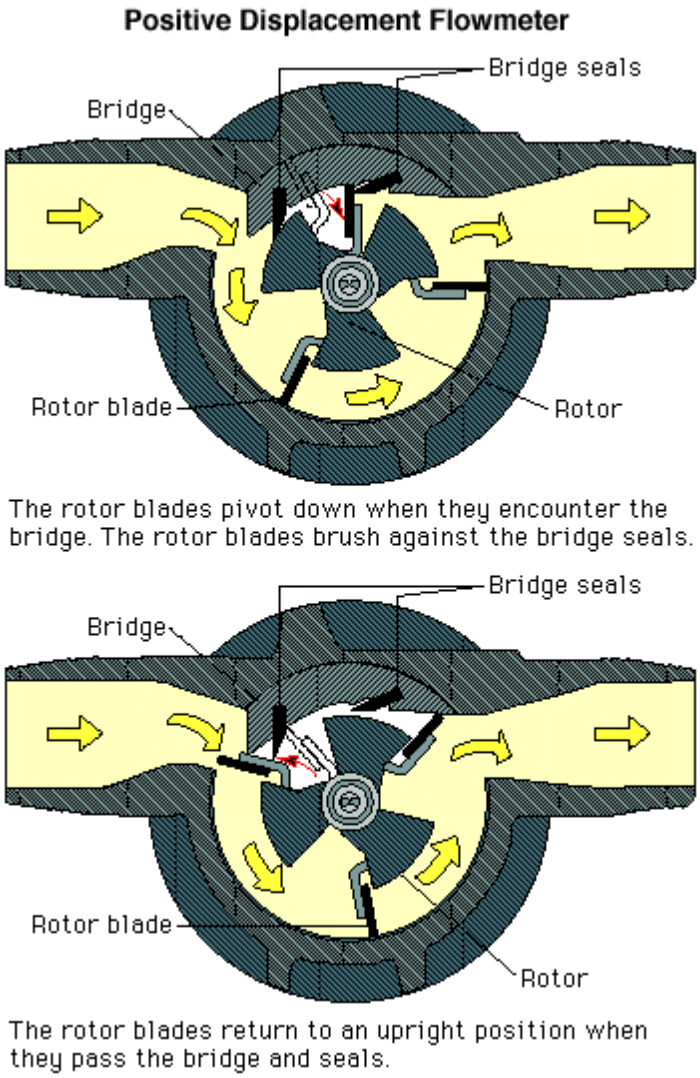


Figure II.19 : Compteur à déplacement positive.

Le débit mètre à vortex se compose d'un corps avec une chambre de décalage et un rotor qui sont montés transversalement par rapport à l'écoulement. Lorsque le liquide circule à travers ce débitmètre, un vortex (tourbillon) est créé dans la chambre de compensation. La vitesse du tourbillon de liquide en rotation est proportionnelle au débit. le mouvement du rotor est transféré dans un registre (dispositif de lecture) avec couplage magnétique.

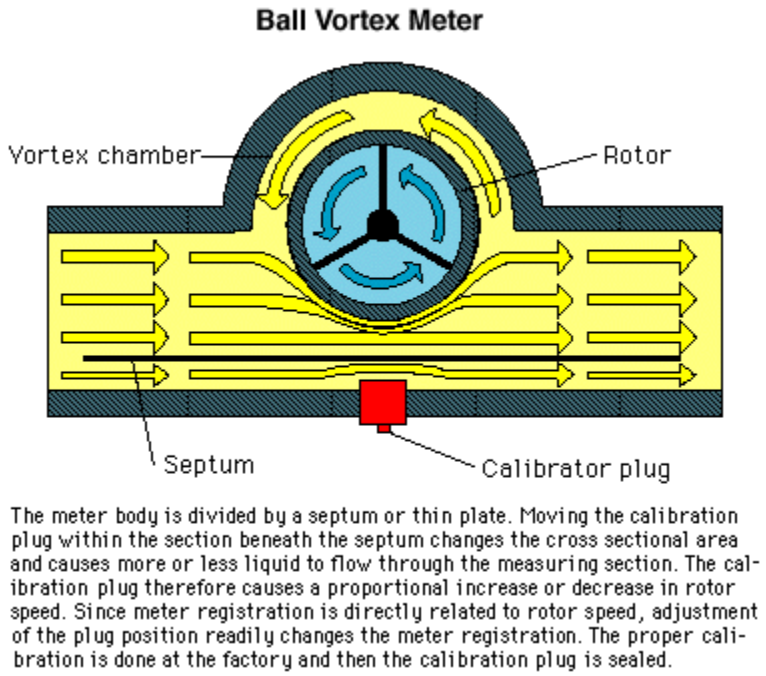


Figure II.20 : Débitmètre à vortex.

Les séparateurs utilisés pour les essais peuvent être équipés du débitmètre Vortex de 2 ou 3 inch de diamètre. Pour ce type de débitmètre, le débit dépend non seulement de la taille mais aussi sur le type de roulement comme illustré dans le tableau suivant :

Tableau II.2 : Diamètre de Vortex en fonction du débit et le type de roulement

Meter Type	Rating with ball bearings in barrels / day	Rating with sleeve bearings in barrels/day
2-in, vortex meter	850 to 6800 barrels/day	1700to 8500 barrels/day
3-in, vortex meter	2000 to 17000 barrels/day	3400 to 22000 barrels/day

Les compteurs de pétrole situés en amont de la commande automatique des vannes fonctionnent sous pression, de sorte que le volume d'huile mesurée est supérieure en comparaison aux conditions normales (pression atmosphérique et à 60 ° F). Le pétrole passant par le débitmètre peut être chaud, ce qui augmente également le volume mesuré. Après refroidissement, le volume réel de l'huile sera Moins. En effet, l'huile sortant du séparateur contient encore du gaz dissous qui va s'échapper lors de la chute de pression. Une première correction de cette perte de volume doit être appliquée et une deuxième correction est appliquée pour les changements de température.

II.2.4.2 Compteur d'eau

La ligne de sortie d'eau est de 2 pouce de diamètre équipé d'un débit mètre volumétrique identique au débit mètre à déplacement positif utilisé pour la mesure du débit d'huile.

II.2.4.3 Compteur de gaz

Avant de quitter le séparateur, le débit de gaz est mesurée au moyen d'un orifice mètre "Daniel», utilisant une différence de pression. Un orifice calibré introduit dans le courant de gaz crée une faible chute de pression à travers l'orifice. La pression en amont et en aval de la plaque d'orifice.

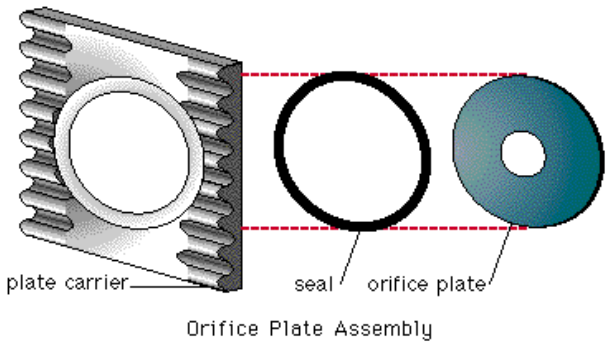


Figure II.21 : Ensemble de plaque d'orifice

Au début d'un essai, le débit de gaz est inconnu. Pendant le test, le débit de gaz peut changer. Donc, différents diamètres d'orifice sont utilisés. Le diamètre correct de la plaque d'orifice est sélectionné par essai, il est donc important de disposer d'un appareil qui permet de changer l'orifice sans interrompre l'écoulement du gaz. Le compteur de gaz à orifice est conçu à cet effet.

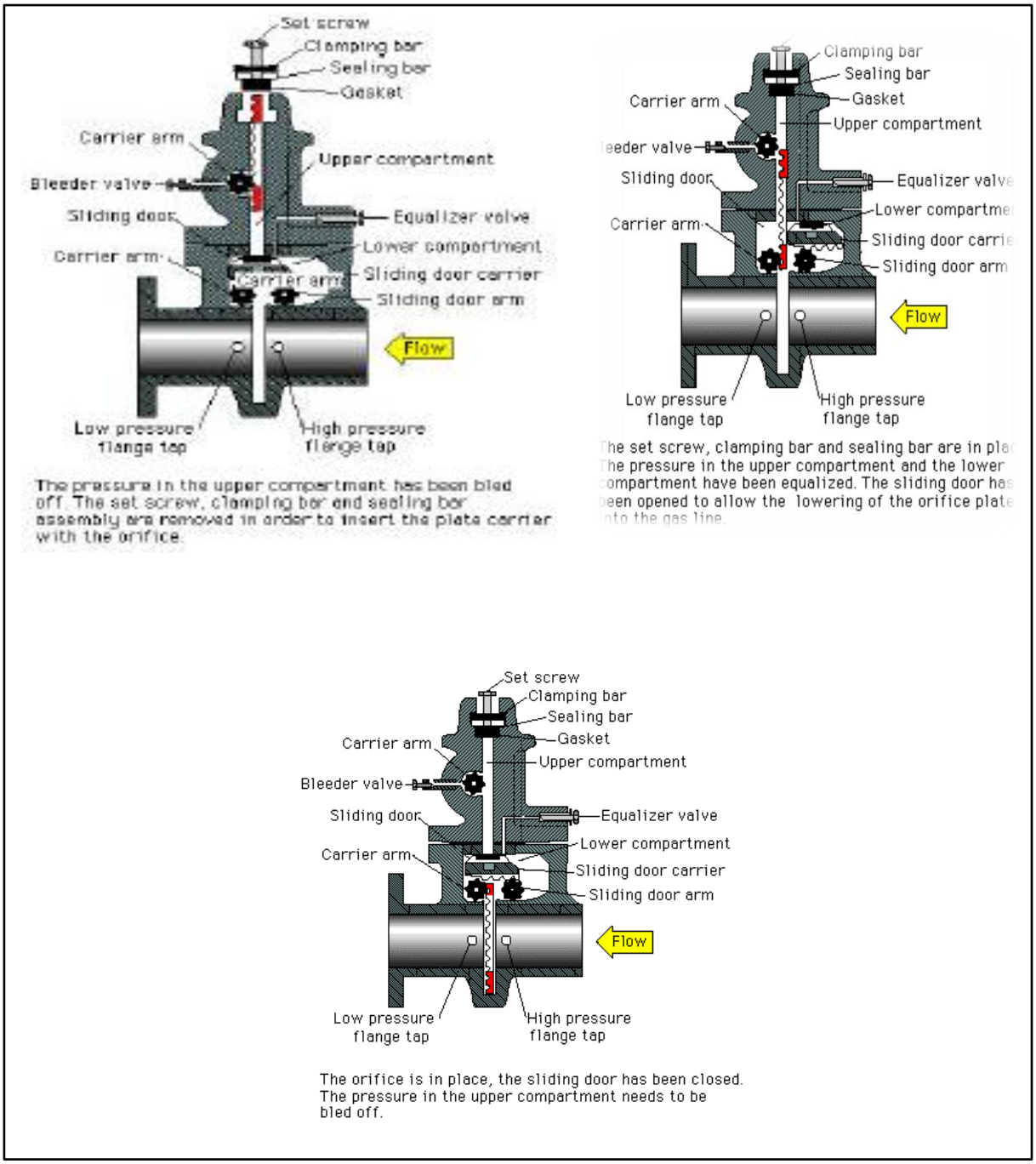


Figure II.22 : Les étapes de changement d'un orifice.

Pour obtenir des mesures précises, l'écoulement de gaz doit être laminaire avant d'atteindre le Damiel. Une longueur suffisante de tuyau droit et des aubes de redressement sont positionnés en amont du compteur afin de réduire les perturbations créées par les coudes dans la conduite de gaz.

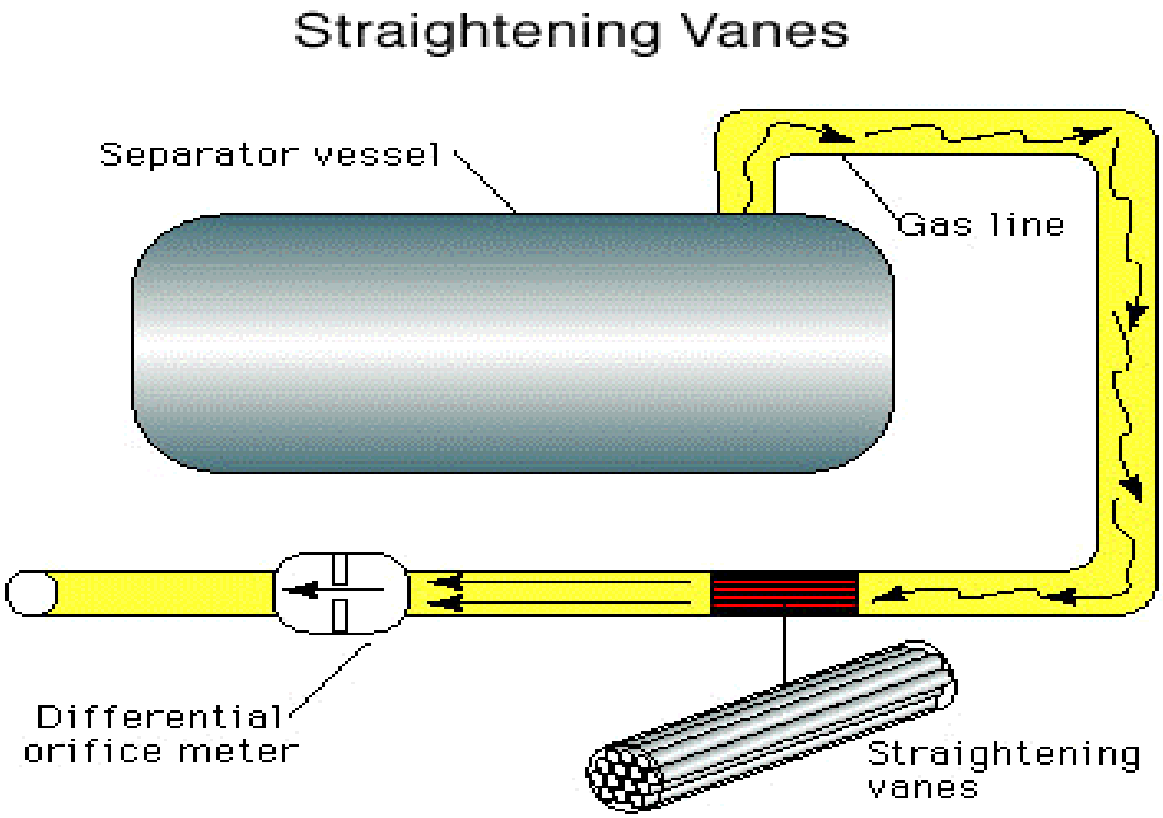


Figure II.23 : Aubes de redressement.

Pour enregistrer la pression différentielle, un appareil de mesure appelé un enregistreur de pression différentielle est utilisé. Le côté haute pression de l'appareil est relié sur le côté amont de l'orifice et le côté basse pression est relié sur le côté aval. De cette manière, la pression différentielle peut être mesurée. Le mouvement de l'enregistreur est transféré à un stylo qui enregistre la pression différentielle sur une carte ‘’Barton’’. Le même graphique est utilisé pour enregistrer la pression statique mesurée en aval de la plaque à orifices. En outre,un autre stylo est utilisé pour enregistrer la température du gaz.

Le schéma «pression différentielle Process Recorder" comprend les étapes qui montrent comment l'enregistreur de pression différentielle fonctionne.(voir annexe A).

II.2.4.3.1 Gaz Scrubbers (épurateur de gaz)

Le gaz utilisé pour faire fonctionner l'enregistreur de pression différentielle est fourni par la conduite de gaz. Ce gaz est d'abord filtré, à la fois sur la ligne de haute et basse pression, en utilisant des scrubbers de fond. Ces épurateurs de gaz sont des pots verticaux où les impuretés, l'huile, et les émulsions se décantent. Avant que le gaz atteigne l'enregistreur,

il est à nouveau filtré par le haut scrubber qui agit comme un tampon entre le gaz et l'enregistreur. Dans le cas où le gaz contient du H2S ou CO2, les hauts scrubbers peuvent être remplis avec de l'huile hydraulique ou bien du diesel pour éviter le contact direct entre le gaz et l'enregistreur. [3]

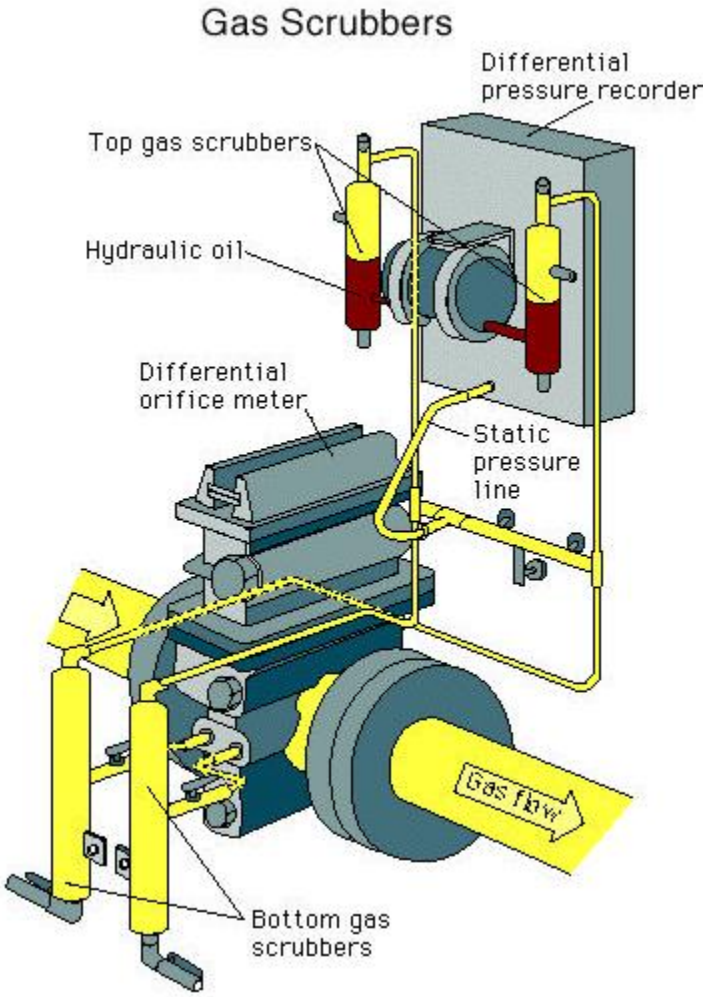


Figure II.24: Gas Scrubbers

II.2.4.3.2 Shrinkage tester

Le testeur shrinkage, généralement fixé à l'indicateur du niveau visuel de l'huile (oil sight glass) du séparateur, utilisée pour estimer la facteur shrinkage dans le champ. Le facteur shrinkage est un facteur de correction utilisée dans les calculs de volume d'huile. Elle représente la quantité de gaz dissous dans l'huile qui sera libérée lorsque la pression chute de la pression du séparateur à la pression atmosphérique.

Le shrinkage tester est constitué d'un flacon équipé d'un verre visuel graduée. Le Pétrole et gaz iront au testeur jusqu'à certain niveau correspondant à un volume de jeu (Vo). Le testeur est alors isolé à partir du séparateur et la pression du flacon est évacuée hors de l'atmosphère lentement pour éviter la sortie d'huile avec le gaz. Cela permet au gaz de se libérer de l'huile, donc en général au bout de 20 minutes, un nouveau niveau peut être. Le facteur shrinkage est simplement le rapport, V/Vo exprimé en pourcentage.

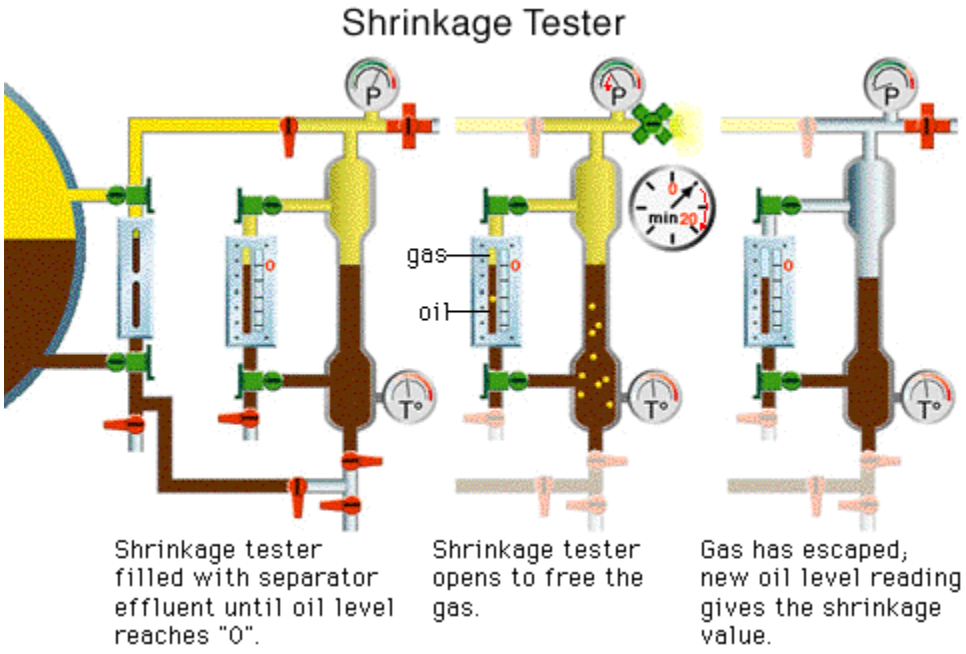


Figure II.25 : Shrinkage tester

II.2.5 Système de tuyauterie

Cette rubrique décrit les fonctions des équipements attachés au système de tuyauterie : vannes, un collecteur de dérivation, et les points de prélèvement. [3]

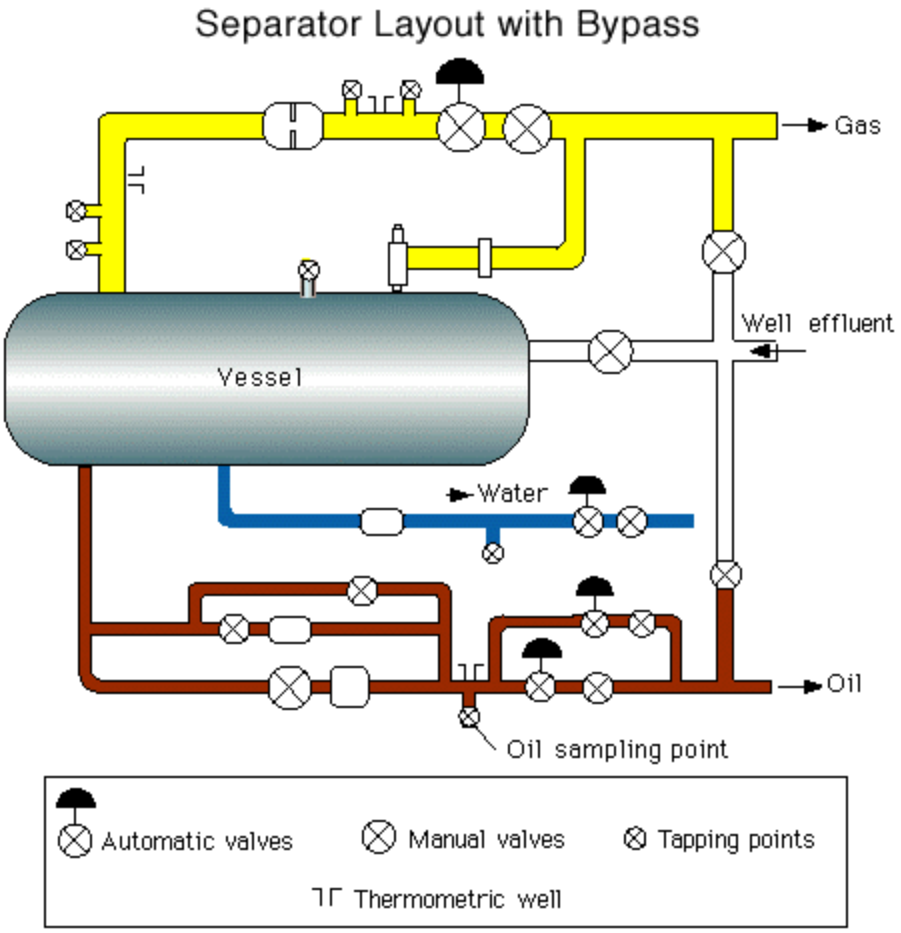


Figure II.26 : Système de tuyauterie.

II.2.5.1 Vannes

Le schéma ci-dessus montre la disposition des pipes ainsi que le manuel de vannes utilisées pour isoler la partie de la tuyauterie non utilisé.

II.2.5.2 Bypass manifold

Le bypass entre l'entrée du séparateur et les sorties d'huile et de gaz permet aux effluents d'être détournés vers les brûleurs ou torche de gaz sans passer par le séparateur. Le bypass est utilisée lorsque l'effluent n'a pas besoin d'être séparés; Par exemple, au début d'un test d'un nouveau puits mis en production.

Il y a aussi un bypass pour le compteur d'huile qui est utilisé lorsque le débit d'huile n'a pas besoin d'être mesuré.

II.2.5.3 Points de prélèvement

Les lignes de pétrole et de gaz sont équipés de points de prélèvement et des vannes d'isolement, permettant de prendre des échantillons de fluide .les point de prélèvement sur les conduites d'huile, d'eau et de gaz peuvent être utilisés pour connecter des enregistreurs de pression et de température. Les séparateurs sont équipés avec des hammer wing pour une connexion et déconnexion rapide de la tuyauterie.

Chapitre III

Le MPFM

III.1 Introduction

Le MPFM est la mesure continue du débit des différentes phases produites par le puits sans séparation préalable. Cette méthode est plus économique sur place et permet l'amélioration des donnés de test, permettant ainsi l'analyse rapide des performances de puits et le bon diagnostic des problèmes rencontrés. La surveillance continue permet d'améliorer considérablement la performance des puits et les informations sur le réservoir.

Les réservoirs d'huile et de gaz renferment des quantités plus ou moins importantes d'eau et de gaz qui peuvent créer des étranglements dans les installations de surface et réduire ainsi le débit total de production. Une fois combiné avec le changement de certains paramètres d'écoulement. L'identification des puits qui peuvent créer cet étranglement devient primordiale.

Le diagnostic rapide et précis de la production permet d'établir rapidement la décision d'augmenter ou de diminuer la production ou procéder à un plan d'intervention. Auparavant ce type de diagnostic impliquait la mobilisation lourde des unités de test et une maintenance intensive des installations sur la plateforme ou à la station de collecte.

Le MPFM de SCHLUMBERGER est un équipement mobile ou permanent compact, léger, nécessite peu d'entretien, et conçu pour la sécurité des opérations, même à des pressions élevées.

Pour les puits nouvellement achevés, le MPFM mobile est utilisé pour suivre l'opération de DST. Lors de l'utilisation des procédés conventionnels, les liquides ne sont pas testés que si le fluide est relativement propre, aucune impuretés provient à la surface. En utilisant le service de test multiphasique, les mesures des différents paramètres des effluents de puits sont issues à partir de l'écoulement initial du puits. Et le nettoyage prend le moins de temps possible, et les coûts de levage sont réduits au minimum. Les débitmètres multiphasiques combinés avec la technologie Vx permettent d'effectuer des opérations de nettoyage plus performantes à cause d'une plage de travail pour le rapport GVF et WLR comprise entre 0 et 100%.

L'optimisation de la production de puits des systèmes off- shore est difficile. Les systèmes de test conventionnels installés dans une station de production exigent généralement des coût élevés à cause des lignes de test sous-marine. D'autre part, les compteurs multiphasiques installés dans l'infrastructure sous-marine éliminent le besoin de lignes de test séparées et fournissent des données continues de test de puits pour l'amélioration de la production et pour le diagnostic, telles que la détection de l'entrée d'eau ou de la formation de tartre.

Vx technologie est une technologie avancée pour la mesure des débits des écoulements multiphasique- comporte les deux outils **phase tester** qui est un outil mobile et un outil **phase watcher** qui est un outil fixe et permanent pour la mesure des écoulements multiphasique ainsi qu'un outil **subsea** pour la mesure des débits en off-shore. Ces compteurs fournissent des améliorations importantes de performance par rapport aux méthodes d'analyse d'écoulement traditionnels, y compris des opérations plus rapides et plus efficaces, une excellente réponse dynamique aux flux fluctuantes, peu ou pas de temps de stabilisation, et la capacité à gérer les régimes d'écoulement complexes tels que le flux de limace (slug flow), mousse ou émulsions à haute pression et haute température.

Les débitmètres utilisant la technologie Vx ne nécessitent pas de contrôle de processus, car ils sont insensibles aux variations de débit, de la phase hold-up, et le régime de pression. Le cœur de ces systèmes de mesure est l'acquisition rapide de données au niveau de la section venturi qui comporte une source gamma ray multi énergétique sans pièces mobiles. La section de venturi peut être monté sur un patin portable pour des installations temporaires, telles que les essais de puits mobile, ou installé comme un dispositif de suivi permanent pour les applications des terres, de plate-forme, ou sous-marines. Le débit massique est mesuré classiquement en utilisant des capteurs de pression absolue et différentielle. Les débitmètres sont disponibles en plusieurs tailles pour couvrir une large gamme de débits.

Ces débitmètres multiphasiques intègrent également un **blind T** dans la ligne d'écoulement en amont de l'unité de mesure qui agit comme un filtre pour donner une forme prévisible au régime d’écoulement.

Dans les écoulements multiphasique, différentes quantité de gaz, de pétrole, et limaces d'eau passent à travers la section de venturi imprévisiblement et souvent à de très hautes fréquences. Les caractéristiques de conception et de modélisation clés sont adressées à ce phénomène afin d'assurer une mesure précise des débits individuels.

La Phase hold-up est mesurée avec précision par un détecteur de rayons gamma spectrale qui est, stable et multi énergétique. Ce détecteur peut traiter plus de 1 million de points de données par seconde, ce qui permet un calcul complet des fractions de l'eau, l'huile, et de gaz toutes les 22 millisecondes. (6)

III.1.1 Application du MPFM (Vx Schlumberger)

- test de puits de production.
- test d'exploitation et évaluation.
- Optimisation de la durée du nettoyage du puits.
- Suivi de la production.
- Optimisation de la quantité du gaz à lifter pour établir une bonne production.
- La production et l'allocation budgétaire. (6)

III.2 Présentation de la nouvelle technologie Vx

Le Vx est un débitmètre complet et indépendant dans la ligne de production, conçu pour mesurer des débits tri-phasiques (huile, eau et gaz). En n'utilisant que les propriétés des fluides.

Le Vx, combiné avec un blind T placé directement en amont, donne des mesures précises et reproductibles indépendantes du régime d'écoulement en amont.

Un Vx standard comprend les éléments suivants:

• Un venturi avec une section de mesure comprenant:

- Un système de mesure de fraction multi énergétique (boitier de la source et le détecteur, source de Barium).
- Transmetteur de pression différentielle.
- Transmetteur de pression.

• Transmetteur de température.

• Boîte de jonction avec DAFC.

III.2.1 Les Equipements du VX [7]

Le VX est composé des équipements suivants :

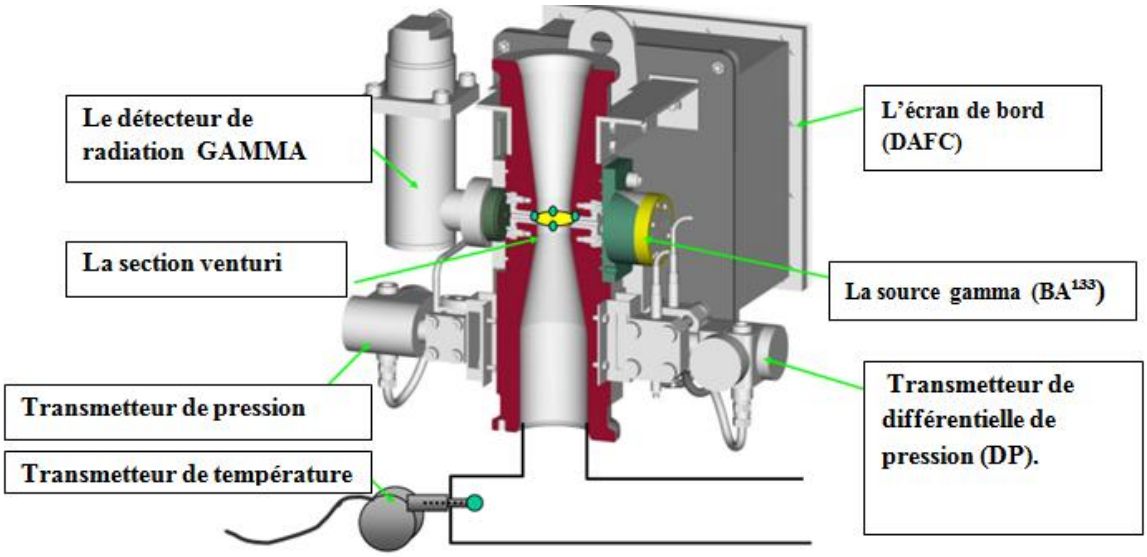


Figure III.1 : Les équipements du Vx

III.2.1.1 Le Venturi

Le venturi possède des connexions Grayloc (3'',5'' ou 8'') à l'entrée et à la sortie. La gorge du venturi (d) est égale à 29 mm ou 52 ou 88mm selon les débits de production envisagés.

Au niveau de la gorge en elle-même, un système de fenêtre en céramique est prévu afin de laisser passer les rayons gamma avec un minimum d'atténuations tout en assurant l'étanchéité et L'intégrité du système.

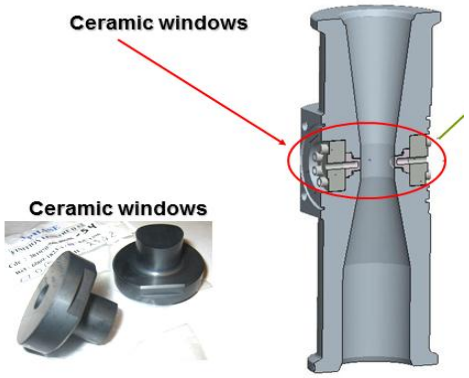


Figure III.2 : Le Venturi

III.2.1.2 Céramic monolithic windows

Le venturi est muni de deux fenêtres d'un matériau à faible atténuation qui est la céramique. Celles-ci sont placées180° l'une à l'opposé de l'autre au niveau du col de venturi (trajet de rayonnement). Leurs rôles est de faciliter le passage du rayonnement et éviter la pénétration du fluide vers l'émetteur ou le récepteur.

Figure III.3 : Ciramic windows

III.2.1.3 la source radioactive

Le boitier de la source est installé au niveau du col du venturi, L'ensemble est constitué d'un isotope baryum 133 encapsulé dans un support de protection contre les radiations. Une plaque d'identification est installé sur l'ensemble du boîtier de la source pour indiquer la source de l'isotope et son numéro de série ainsi son activité initiale.

Le baryum 133 a une activité nucléaire de 10mCi (nombre de désintégration par unité de temps) et un temps de demi-vie de 10.53ans.

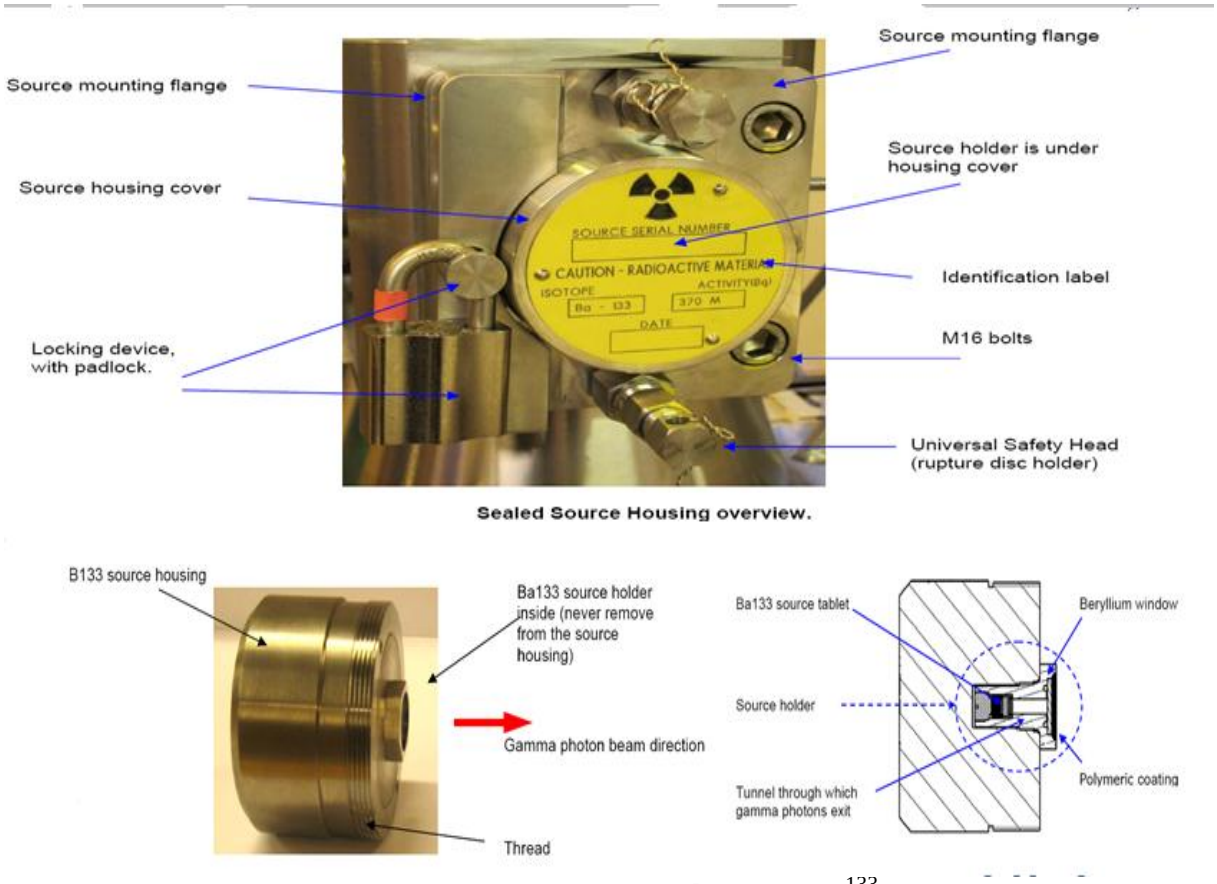


Figure III.4 : La source radioactive Ba^{133}

III.2.1.4 Le détecteur de la source

Le boîtier du détecteur est installé au niveau de la gorge du venturi, à l'opposé du boîtier de la source. Le détecteur est installé à l'intérieur du boîtier du détecteur, qui agit également comme une protection contre le rayonnement provenant de la source de Ba-133.

La fonction primaire du détecteur est de mesurer le nombre des couts des trois niveaux d'énergie (32,81,356kev) dans le spectre Ba^{133} , c'est la base de calcul des différentes fractions du fluides (hold up).

Figure III.5 : Le détecteur de la source

III.2.1.5 Transmetteur de pression

Le transmetteur de pression mesure la pression à la gorge du venturi. Les données des transmetteurs sont employées par le DAFC pour corriger le modèle de PVT pour le changement de pression.

Figure III.6: Transmetteur de pression

III.2.1.6 Transmetteur de pression différentielle DP

Le transmetteur différentiel de pression mesure la différence de pression à travers la section de mesure du Venturi. Elle est utilisée par le DAFC pour calculer la vitesse d'écoulement

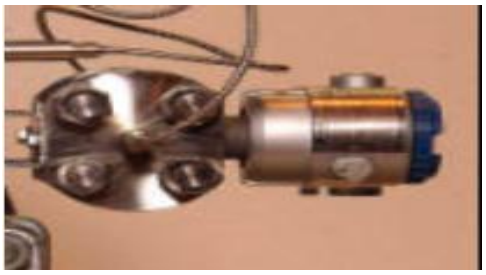


Figure III.7 : Transmetteur de pression différentielle DP

III.2.1.7 Transmetteur de Température

Le transmetteur de température mesure la température à l'entrée du MPFM. Cette dernière est utilisé pour la correction du model PVT.

Figure III.8 : Transmetteur de température

III.2.1.8 Blind T

Un élément principal dans le Vx placé en amont de la section de mesure servant à créer un régime turbulent (homogénéisation).

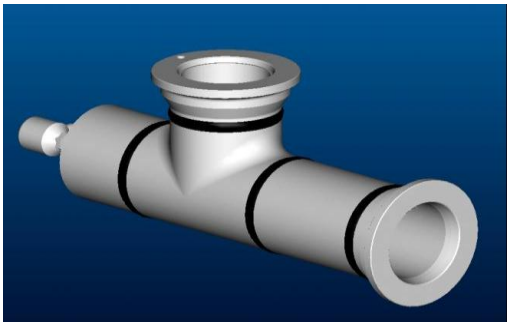


Figure III.9: Blind T

III.2.1.9 DAFC (data acquisitions flow computer)

Le cœur de MPFM est l'ordinateur par acquisition de données d'écoulement (D AF C), L'ordinateur de bord est embarqué dans le boîtier antidéflagrant afin d'assurer sa protection contre les éléments externes ainsi que de répondre aux normes de sécurité CENELEC (standard Schlumberger). Il a pour but de traiter les signaux transmis par les différents capteurs de pression et température sans oublier les signaux traités provenant du détecteur de rayons Gamma**.**

Figure III.10: DAFC (Data Acquisitions Flow Computer)

III.2.1.10 Ports d'échantillonnage

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

Echantillonnage de BSW : Permet d'avoir 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 : Permet d'avoir un échantillon de liquide pour l'analyse de l'huile et l'eau.

l'échantillonnage de gaz : Permet d'avoir un échantillon de gaz sec pour la mesure de la gravité.

Figure III.11 Ports d'échantillonnage

III.3 Principe de fonctionnement

La vitesse du fluide est trouvée à l'aide de l'équation du venturi. Pour un écoulement monophasique, nous pouvons trouver le débit en utilisant le transmetteur de pression différentielle DP ainsi que la densité du fluide. Cependant, pour l'écoulement tri-phasique, l'équation est différente, en raison du glissement entre le pétrole et le gaz.

Pour un écoulement tri-phasique nous avons besoin de connaître la densité du mélange total avant que nous puissions calculer les débits. Pour trouver ceci nous utilisons la sortie du détecteur. Les données provenant du détecteur sont utilisés pour calculer la fraction d'huile, d'eau et de gaz.

Les régimes d'écoulement sont très souvent impossibles à identifier, car ils apparaissent non pas comme un régime d'écoulement singulièrement identifiable, mais comme une combinaison complexe de plusieurs modèles d'écoulement. Le défi dans le traitement des variations dans les régimes d'écoulement est l'un des paramètres les plus importants qui influent sur la performance des débitmètres multiphasique (MPFM). L'approche du Vx à ce défi est de briser le régime d'écoulement vers le haut dans un mélange turbulent et utiliser des mesures de haute-fréquence pour mesurer précisément les fractions de phase individuelles. De cette manière, les mesures Vx ne sont pas affectées par aucun modèle d'écoulement qui apparaît dans les lignes d'écoulement multiphasique en amont du compteur Vx.

Les rayons gamma émis par la source traversent le fluide qui absorbe une partie de ces rayonnements, le reste des rayonnements est reçus par le détecteur. Le débit reçu est fonctions du débit émis connu et le degré d'atténuation moyen du fluide.

En connaissant la composition de ce fluide, sa viscosité moyenne (mesuré par le viscosimètre) et le débit reçu enregistré, les fractions d'huile, d'eau et de gaz peuvent être calculés par l'intermédiaire d'un software. [7]

III.3.1 Enveloppe de fonctionnement du Vx [8]

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

- Pression de l'équipement : 0 à 5000 psi
- Diamètre du col du Venturi : 29,52 and 88 mm
- La pression différentielle au niveau de venturi : 50mbar $\leq$ DPV $\leq$ 5000mbar (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% ≤GVF≤98%
    - Gaz Mode 96%≤GVF≤100%
- DPV/PL+DPV<25%.
- Pression absolue au col du venturi :
    - PL > 5 bar (pour le mode de l'huile, en cas GVF> 80%)
    - PL > 25 bar (pour le mode de gaz tout le temps).

III.3.2 Principe de mesure des différents débits à l'aide du Vx [8]

Le Vx de Schlumberger est utilisé pour la détermination des débits de chaque phase sans séparation préalable. Le principe de mesure se base sur la combinaison de deux systèmes ayant chacun une tache prédéterminé :

- Le venturi : utilisé pour le calcul du débit massique total.
- Dual énergy gamma system : utilisé pour déterminer la faction de chaque phase.

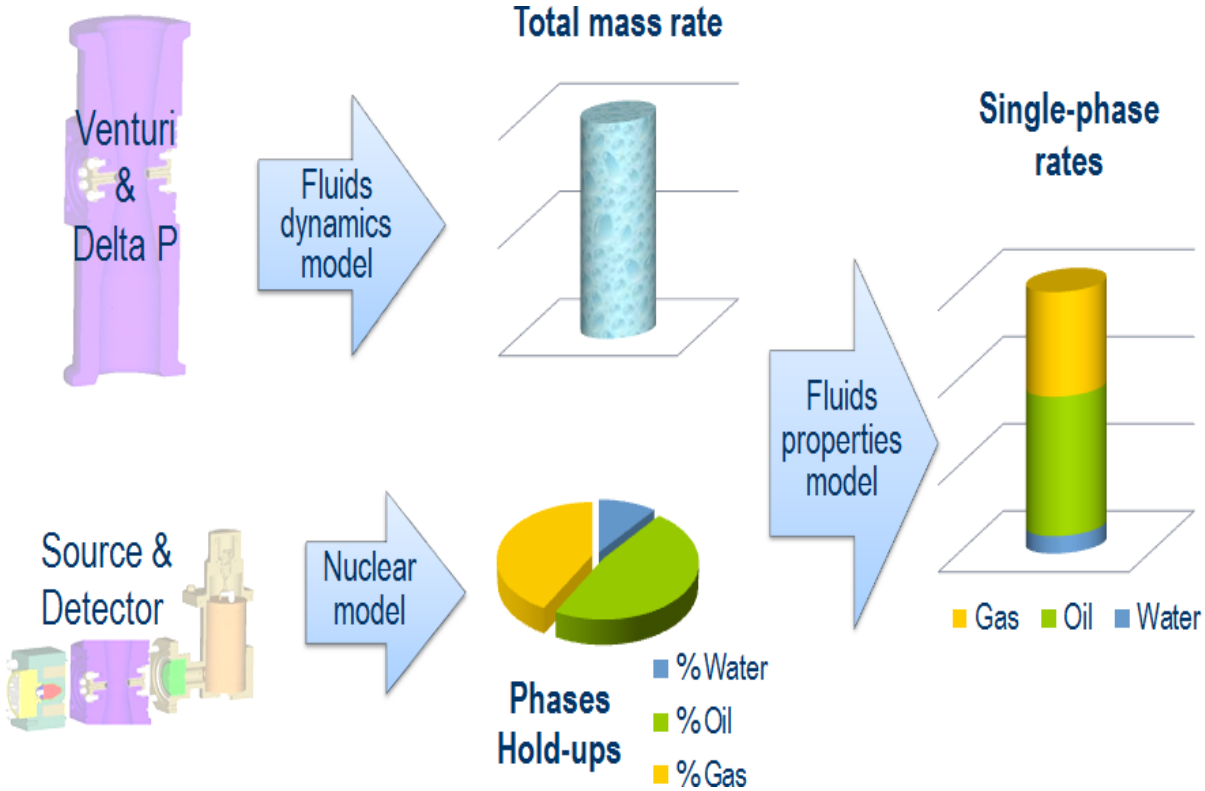


Figure III.12: Vue générale sur le principe de mesure.

III.3.2.1 Calculs du débit massique total

Les calculs des débits sont basés sur l'équation de Bernoulli, la conservation de masse et le rapport des diamètres, appelée ratio Beta. La combinaison de ces trois équations permet le calcul du débit massique total.

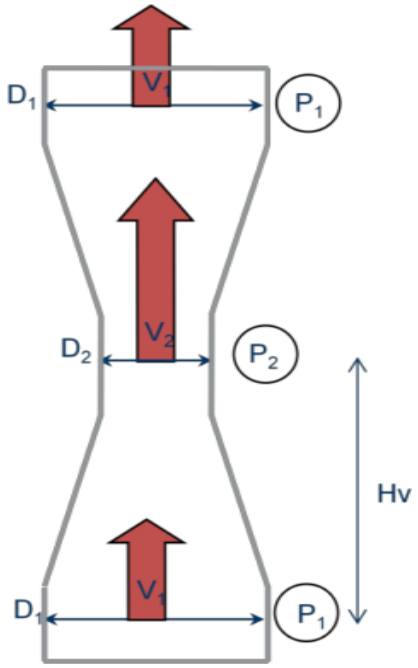


Figure III.13 : système de calcul du débit massique.

1- Equations de Bernoulli (monophasique) :

$$P_1 + {}^1/_2\ pV_1^2 + pgH_{v\,1} = P_2 + pgH_{v\,2} + {}^1/_2\ pV_2^2 \qquad \text{(III-1)}$$

2- Conservation de masse :

$$Q_m = {}^1/_4\ \pi\ D_2^2\ V_2 p = {}^1/_4\ \pi\ D_1^2\ V_1\ p \qquad \text{(III-2)}$$

3- Ration Beta (Le diamètre) :

$$\beta = D2/D1 \qquad \text{(III-3)}$$

La somme des 3 équations nous donne :

$$Q_{mass} = \frac{\pi d^2}{4} * \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} * \sqrt{2(P_1 - P_2 - pgH_V)p} \quad \text{(III-4)}$$

Or, pour un débit monophasique, la compressibilité et les pertes de charges entraine une perte d'énergie. L'équation devient alors :

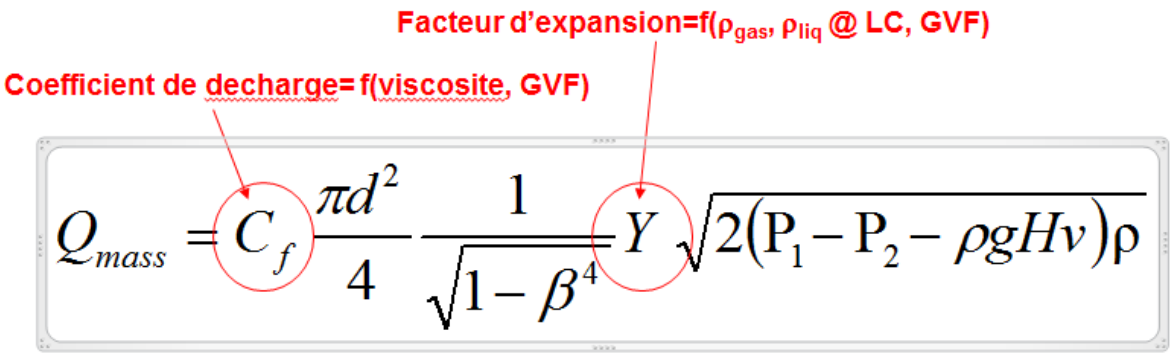
$$Q_{mass} = C_f * \frac{\pi d^2}{4} * \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} * Y * \sqrt{2(P_1 - P_2 - pgH_v)p} \quad \text{(III-5)}$$

Où :

- C_f est le coefficient de décharge.
- Y est le facteur d'expansion (cst=1)

Pour un débit multiphasique, l'équation générale reste la même mais :

- Le coefficient de décharge Cf devient une fonction de la viscosité des liquides et du GVF
- Le facteur d'expansion devient une fonction du GVF et du contraste entre les densités gaz et densité liquides aux conditions lignes



III.3.2.2 Dual energy gamma system [8]

Détermination des fractions α_o, α_w, α_g :

Principe de base

Le baryum 133 est un produit d'activation à partir de réactions protons, neutrons respectivement du baryum-132 ou du césium-133. Il peut aussi être produit par filiation à partir du lanthane-133 (capture électronique).

La Source radioactive Ba^{133} émet des radiations qui traversent l'effluent pour atteindre le détecteur qui détermine le nombre de photons provenant du faisceau gamma. Il classe aussi ces photons en différents niveau d'énergie. Le nombre de coups mesurés $\mathbf{N_x}$ par le détecteur sont fonction de l'énergie provenant de la source $\mathbf{N_0}$ et de l'amortissement ou absorption (atténuation) des rayonnements gamma par les effluents, à savoir le facteur $e^{-d\rho\nu}$

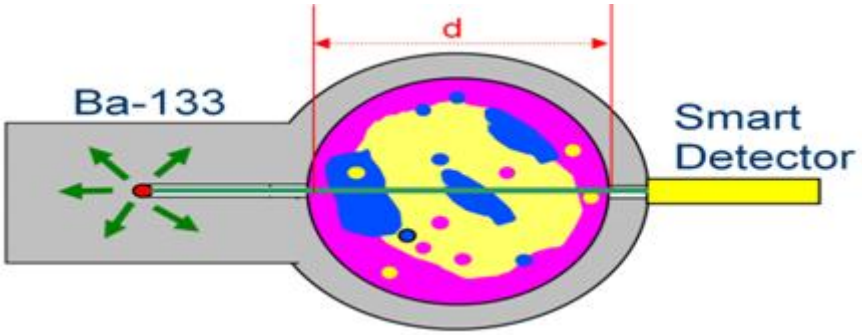


Figure III.14 : la source radioactive.

L'équation de désintégration de la source est la suivante :

$$\mathbf{N_{x=}}\ \mathbf{N_0}\ e^{-d\rho\nu} \qquad \text{(III-6)}$$

Où :

- $\mathbf{N_x}$: Nombre des coups mesuré
- $\mathbf{N_o}$: Nombre des coups à vide
- **d** : diamètre du venturi
- **ν** : atténuation de la masse
- **ρ** : densité

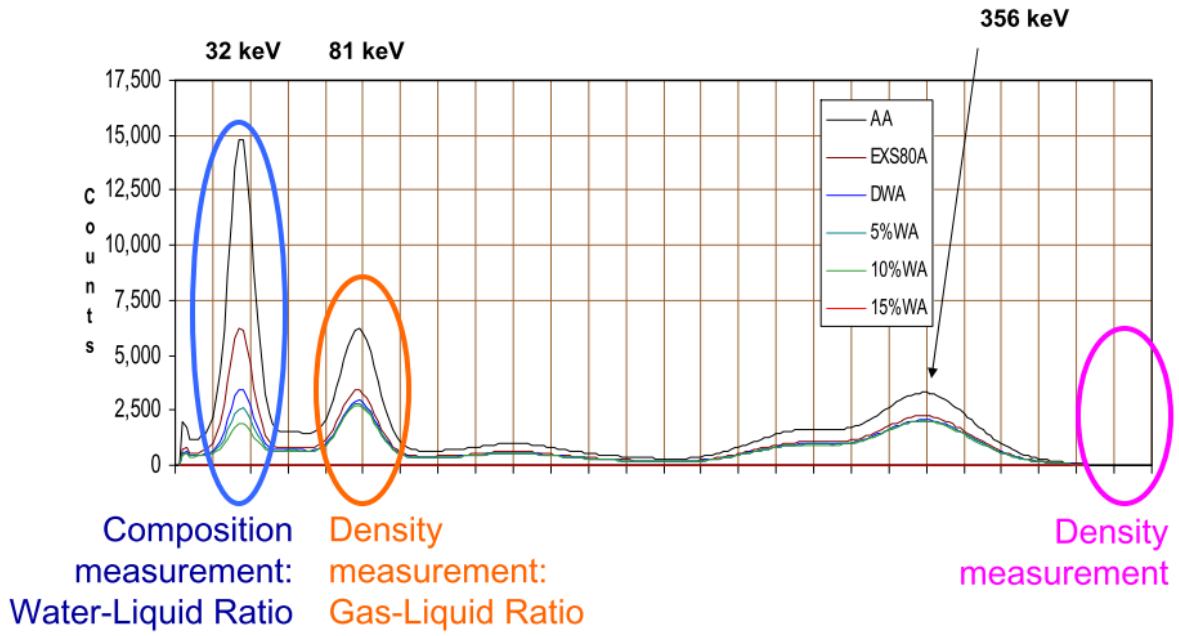


Figure III.15 : Représentation des trois niveaux d'énergie du Ba ^{133}

Le Ba^{133} 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.

.

NB :

- Le VX ne travaille qu'avec deux niveaux d'énergies :
  - Haute énergies a 81 KeV, Sensible à l'effet Compton (densité).
  - Basse énergie a 32 KeV Sensible à l'effet Photo électrique (composition).
- Un seul détecteur suffit pour déterminer 3 fractions de phases

Les atténuations des différents fluides au rayon gamma sont utilisées dans le modèle d'interprétation pour trouver la fraction instantanée de chaque phase. Lorsque le Vx est configuré correctement, les seuls paramètres inconnus seront les fractions de chacune des trois phases au niveau du col du venturi. A cause de cela, le modèle d'interprétation utilise trois équations pour trouver les trois inconnues. Les trois équations sont faites comme suit:

En démarrons des équations suivantes :

- $N_{xle}=N_{videLE}.\ e^{-d\left[\alpha_0\rho_0v_{ole}+\alpha_w\rho_wv_{wle}+\alpha_g\rho_gv_{gle}\right]}$ (III-7)
- $N_{xHE}=N_{videHE}.\ e^{-d\left[\alpha_0\rho_0v_{ohe}+\alpha_w\rho_wv_{whe}+\alpha_g\rho_gv_{ghe}\right]}$ (III-8)

On trouve Deux des équations qui sont basées sur l'équation de l'atténuation de masse avec le nombre de coups par seconde pour les niveaux 32 keV et 81 keV comme entrées :

$$\begin{cases} -1/d\ .\ Log\left(N_{le}/N_{vide_{le}}\right)=\left(\alpha_0\rho_0v_{ole}+\alpha_w\rho_wv_{wle}+\alpha_g\rho_gv_{gle}\right) \\ -1/d\ .\ Log\left(N_{he}/N_{vide_{he}}\right)=\left(\alpha_0\rho_0v_{ohe}+\alpha_w\rho_wv_{whe}+\alpha_g\rho_gv_{ghe}\right) \end{cases} \quad \text{(III-9)}$$

La troisième équation est basée sur le fait que le pourcentage total de tous les trois fractions doit être égale à 100%.

$$\alpha_h+\alpha_g+\alpha_w=1 \quad \text{(III-10)}$$

Pour mettre en place le Vx de sorte qu'il peut fonctionner comme décrit ci-dessus, les mesures suivantes doivent avoir lieu:

- Tout d'abord, une mesure de référence empty-pipe doit être effectuée pour déterminer le nombre de coup initial de la source.
- Ensuite, nous avons besoin de trouver les niveaux d'atténuation de masse de chacune des trois phases. Cela peut se faire soit par des calculs ou de mesures de référence in situ.
- L'objectif principal est de déterminer le débit volumique de chaque phase, pour cela on tire le débit volumique total à partir du débit massique par l'intermédiaire de la densité, et connaissant les fractions de chaque phase on peut avoir les différents débits.

III.4 Model de calculs dans le Vx [8]

- Densité du mélange (mixture density)

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

- Rapport eau / liquide (water liquid ratio)

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

- Fraction du volume de gaz

  (gas volume fraction)

$$\mathbf{GVF} = \mathbf{f}\left[\left(\boldsymbol{\rho}_{\mathbf{g}} / \boldsymbol{\rho}_{\mathbf{liquid}}\right), \boldsymbol{\alpha}_{\mathbf{g}}, \boldsymbol{\mu}_{\mathbf{lid}}\right]$$

- Debit volumique total

$$\mathbf{q_T} = \frac{\mathbf{Q_{tot}}}{\boldsymbol{\rho}_{\mathbf{m}}}$$

- Débit volumique de gaz

  (gas volumteric flow rate)

$$\mathbf{q_g} = \mathbf{q_T} \times \mathbf{GVF}$$

- Débit volumique de liquide

  (liquid volumteric flow rate)

$$\mathbf{Q_{liq}} = \mathbf{q_T} - \mathbf{q_g}$$

- Débit volumique d'eau

  (water volumteric flow rate)

$$\mathbf{q_w} = \mathbf{WLR} \times \mathbf{q_{liq}}$$

- Débit volumique de huile

  (oil volumteric flow rate)

$$\mathbf{q_0} = \mathbf{q_{liq}} - \mathbf{q_{water}}$$

III.4.1 Conversion des résultats de conditions de ligne vers les conditions standard [9]

Les résultats obtenus dans les conditions de ligne doivent être convertis en conditions standard. La conversion de ces résultats nécessite l'utilisation d'un modèle de calcul appelé ''PVT Model''**.**

Deux modèles peuvent être utilisés :

1- The Black Oil Model : c'est un ensemble de corrélations basées sur les caractéristiques d'huile noir, c'est un modèle générique très bon dans son enveloppe de fonctionnement, mais peut aussi être utilisé dans le cas d'autre fluide mais avec prudence.

Le digramme P-T du Black Oil est représenté par la figure suivante :

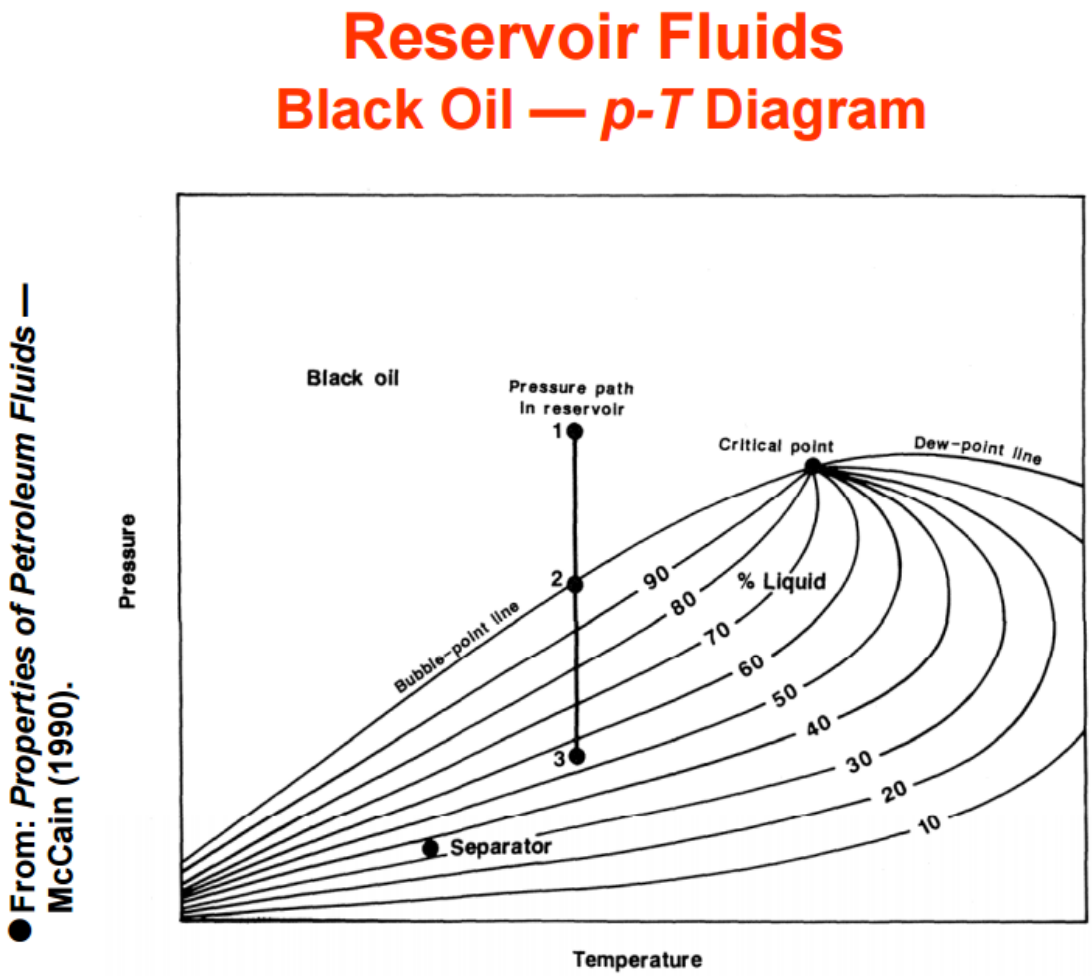


Figure III.16 : Diagramme P-T pour l'huile noire

Les caractéristiques du Black Oil sont les suivantes :

-γo>40° API,

-(GOR)i < 2000 scf/STB,

-Boi < 2.0 RB/STB,

-C7+ > 20 %.

Le Black Oil est généralement sombre, noir, brun ou vert foncé.

Le Black Oil Model utilise les différentes facteurs PVT calculés a travers des corrélations pour le calcul des différentes débits dans les conditions standard, ces facteurs PVT sont les suivants :

- La densité du gaz
- Bg, Le facteur volumétrique du gaz.

- RSo , la solubilité de l'huile
- RSw, la solubilité de l'eau de formation.
- Bo, le facteur volumétrique de l'huile.
- Bw , le facteur volumétrique de l'eau de formation.
- La densité d'eau
- Vioscosité Eau
- La densité de l'huile
- La viscosité de l'huile
- La viscosite du mélange

III.4.2 Limite du black oil model

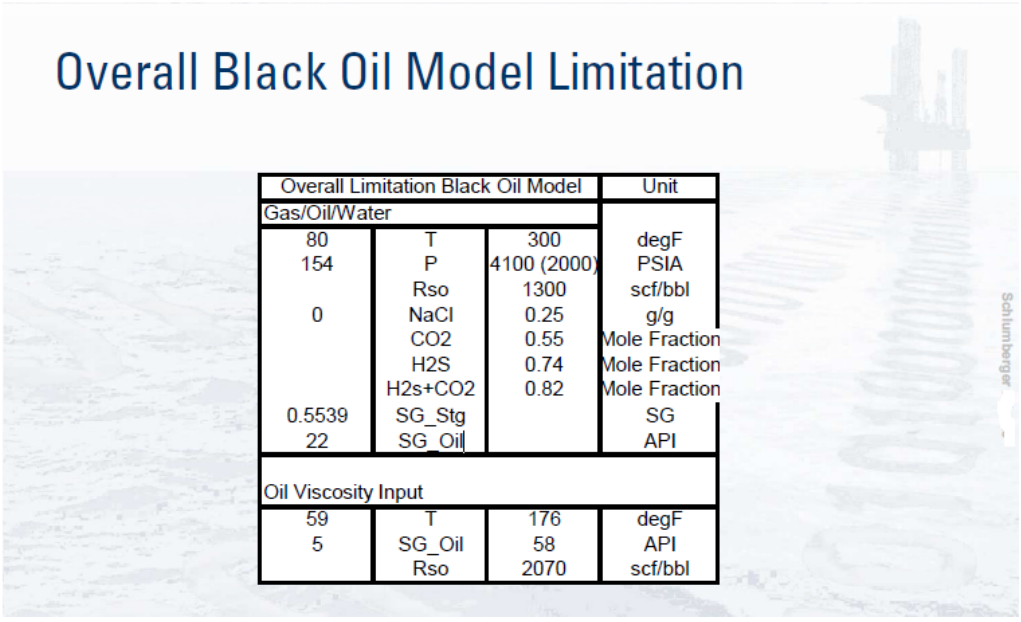


Figure III.17 : Les limites du Black Oil model.

Les limites d'utilisation du Black Oil Model se résument dans le tableau suivant :

Le Black Oil Model à une mauvaise performance lorsque la composition du fluide change c'est-à-dire quand elle se dévie des caractéristiques des huiles noir.

Le Black Oil Model n'est pas performant lorsque on travaille avec un High GVF ou avec du gaz humide.

2-Vx Fluid ID

Le Vx Fluid ID est créé à partir des échantillons spécifique au réservoir, a l'extérieur de l'enveloppe BOM ou pour la recherche d'une précision accrue des résultats. C'est un modèle sur mesure crée à partir des échantillons et des analyses au laboratoire, convient à tous les types des fluides et compris les huiles noirs.

La construction du modèle Vx Fluid ID nécessite la détermination et la mesure des caractéristiques des fluides et des facteurs PVT.

III.5. Etalonnage de référence (Calibration) [10]

Le MPFM utilise un système de mesure nucléaire à double énergie, l'étalonnage de référence nucléaire est essentielle dans la mesure car il permet de tracer l'enveloppe de fonctionnement du puits sous forme de triangle (profil du puits).

Ce triangle de résolution nécessite une détermination précise de l'atténuation linéaire sur deux niveau d'énergie pour chaque phase, pour cela un étalonnage in-situ individuelle des phases est nécessaire afin de définir correctement le triangle de résolution. La phase gazeuse peut être étalonné ou dérivée de la composition des éléments constituant le gaz.

Les trois sommets de ce triangle correspondent aux atténuations linéaires des rayons gamma de chaque phase.

Les capteurs de pressions différentielles et absolues doivent être réinitialisés à Zéro avant toute mesure.

III.5.1 Outillage nécessaire pour la calibration (l'étalonnage)

- Équipement de nettoyage (chiffons et solvant)
- Outils de calibrage (les calibreurs) (52 mm & 88 mm & 29mm)
- Ordinateur portable, logiciel d'acquisition.
- Densimètre électronique (pour les phases liquides)
- Densimètre électrique (de type Ranarex pour la phase Gazeuse)
- Viscosimètre électronique (pour la phase liquide)
- Caisse a outil standard
- Centrifugeuse
- surveille mètre (pour détecter les fuites de la source radioactive) .

III.5.2 Préparation mécanique pour la calibration

La calibration d'un Vx nécessite une préparation qui se résume dans les étapes suivantes :

- L'isolation du Vx : on ferme la ligne de test et on met le puit directement en production sans passer par le Vx
- Prise d'échantillons : On prend des échantillons d'eau et d'huile à travers les ports d'échantillonnage pour déterminer leurs caractéristiques PVT. L'échantillon de gaz est pris dans un ballon gonflable (on remplit le ballon de gaz et on le vide deux fois pour s'assurer que l'air est totalement chassé).

Figure III.18 : Ballon de prise d'échantillon de gaz

- On purge le Vx pour se débarrassera de l'effluent qui reste dans le circuit : l'eau est évacuée a travers la trappe d'eau.

- Le gaz est purgé vers l'atmosphère (on ouvre la vanne de purge (needle valve) et on attend jusqu'à ce que la pression en ligne devient 14Psi).
- Le liquide (huile) est purgé vers un bac puis il est évacué par des camions spéciaux.
- Une fois le Vx est vidé on ouvre les boulons de la bride pour permettre l'accès à l'intérieur du Vx.
- On nettoie les céramic windows avec des chiffons et des solvants.
- On fait le test à vide.

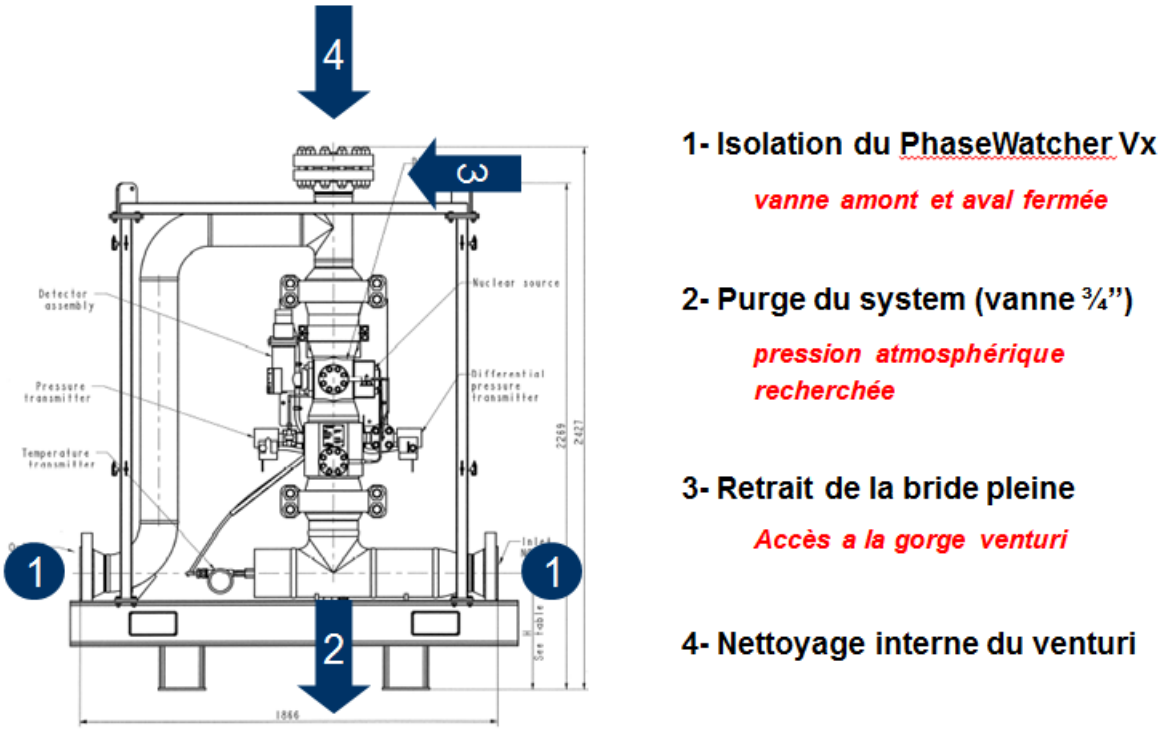


Figure III.19: Préparation mécanique pour la calibration

III.5.3 Mesure de référence In Situ- à vide (empty pipe)

Le but de la mesure de référence ''empty pipe'' est de déterminer le taux de comptage nucléaire (le nombre de coups) de la source radioactive pour les trois niveaux d'énergie à vide.

L'empty pipe'' est effectué en utilisant l'air à des conditions atmosphérique ou de l'azote à faible pression.

L''empty pipe'' est une mesure de référence très importante et essentielle qui doit être effectué d'une façon idéale pour avoir des résultats précise dans le calcul du débit.

La mesure empty-Pipe doit être assez longue pour atteindre l'écart-type voulu, les critères d'une des conditions données (taille de Venturi et le mode de fonctionnement). Il est fortement recommandé qu'une deuxième mesure empty-pipe est effectuée, à qualité de vérifier le premier résultat. La différence entre les deux mesures devrait être inférieure à 12cps pour chaque niveau d'énergie .On prend en considération la désintégration de la source radioactive si le temps entre les deux enregistrements est long.

III.5.4 Mesure de référence In Situ de fluide [(10)]

Un étalonnage de référence In Situ se fait directement après un étalonnage (calibration) de référence nucléaire. Il conviendra, pour des raisons pratiques, de commencer par la phase Eau puis par la phase huile.

Le but des mesures d'atténuation de masse de fluide est de trouver les coefficients d'atténuation de masse pour l'eau, l'huile et de gaz. Les coefficients d'atténuation de masse sont utilisés lors des mesures de débit pour calculer le hold-up de l'huile, d'eau et de gaz au niveau du col du venturi.

Pour déterminer l'atténuation de masse des fluides circulant à travers le Vx Meter, la mesure in-situ devrait être fait chaque fois que possible.

La mesure In situ des atténuations massiques peut être réalisée par l'une des méthodes suivantes:

- Utilisation de l'outil de référence in situ (calibreur). Cette méthode ne peut être utilisée que pour le liquide et la mesure in situ se fait aux conditions atmosphériques et la bride supérieure étant ouverte.
- Le remplissage du compteur Vx avec le fluide concerné (liquide ou gaz). Cette méthode peut être faite aux conditions de ligne.

Si la mesure in situ ne peut être faite pour un fluide, l'atténuation de masse peut être calculée à partir de la composition du liquide. La masse volumique (pour l'eau et l'huile) seront saisie par l'utilisateur, et une composition d'huile devra être introduite. Pour le gaz, la densité et la composition seront l'entrée.

Cette méthode de calcul est sensible à toutes les erreurs commises sur les mesures de la densité et la composition.

III.5.4.1 Description et utilisation de l'outil de référence in situ (calibreur)

L'outil de référence in situ est constitué d'une tige creuse (2) avec un récipient d'échantillonnage (1) à la fin. Un joint torique (3) agit en tant que joint d'étanchéité entre le récipient d'échantillonnage, et les parois du venturi.

Il y a un trou percé à travers la partie supérieure de la tige creuse qui est exactement en ligne avec l'ouverture dans le récipient d'échantillonnage à travers lequel passe le faisceau radioactif.

Ce guide permet à l'outil d'être inséré dans le tube de Venturi et aligné exactement en veillant à ce que le trou percé dans la partie supérieure de la tige est alignée en parallèle avec le détecteur et le boîtier de la source montés sur les côtés du venturi.

Lors de l'insertion de l'outil, une certaine quantité de force peut être appliquée afin de mettre l'outil en position, en raison de la friction entre le joint torique et la gorge venturi.

Lorsqu'il est inséré correctement, l'ouverture dans le récipient de prélèvement doit être aligné entre les deux fenêtres (chemin de photons) dans le venturi. Le nombre total de comptes doit être vérifié avant et après l'insertion de l'outil de référence pour confirmer l'alignement.

NB : Avant l'insertion de l'outil :

- Veiller à ce que le récipient d'échantillonnage et la tige interne sont nettoyées et séchées.
- Inspecter le joint torique pour les dommages.
- Ne pas lubrifier le joint torique car cela pourrait polluer les ceramic WINDOWS.

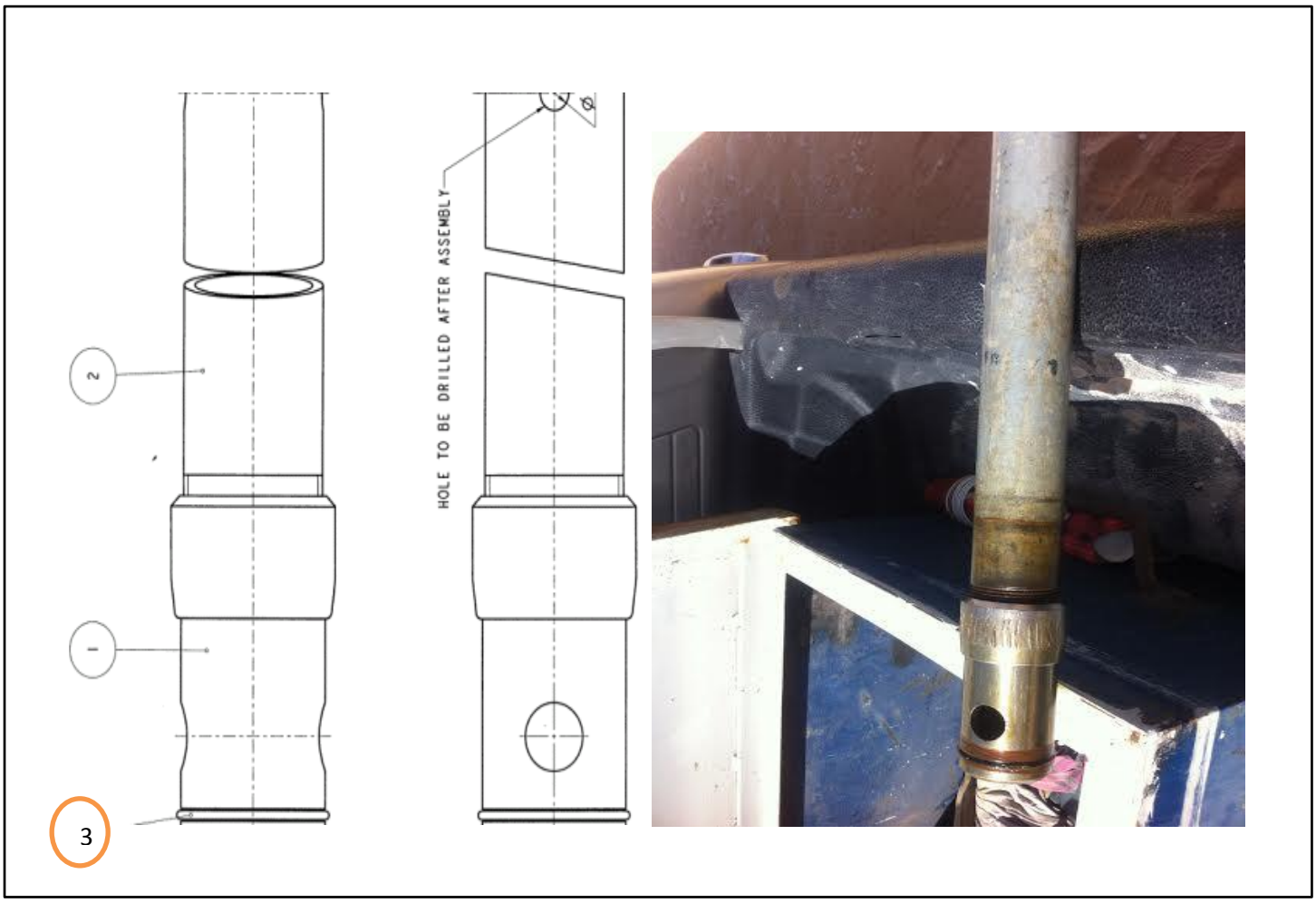


Figure III.20 : Outil de calibration (Calibreur)

III.5.4.2 Etapes de Mesure de référence In Situ de Liquide

- Une fois l'outil mis en place, on vérifie sur le Logiciel Service Manager, la touche « Nucléaire » qui montre que le nombre de coups est sensiblement identique à ceux de la référence nucléaire à vide. Dans l'éventualité où le nombre total de compte serait divisée par le temps, il conviendra de s'assurer que l'outil de calibrage soit correctement mis en place

- Mesurer la densité de l'échantillon d'eau a l'aide d'un densimètre digital (+ thermométre associée). On intègre ces paramètres dans le logiciel d'acquisition
- On verse l'échantillon d'eau dans l'outil de calibrage. L'utilisation d'un entonnoir si nécessaire. On attend quelques minutes pour que l'échantillon soit à la température ambiante.
- Sur le Logiciel Service Manager, on sélectionne la touche « Référence » puis case « Water » puis on cliquer sur « Make reference ».
- Une mesure de référence In situ (Eau) se déroule en moyenne sur une période de 120 minutes. Néanmoins, les critères de validation sont les suivantes sur chaque niveau d'énergie, la déviation standard (la variance) doit être inférieure à3.10^{-6} m²/kg. En outre, plus la densité de l'eau est importante, plus la durée de l'étalonnage sera longue (plusieurs heures)
- Lorsque les critères de validation seront atteints, l'opérateur validera le model en pressant le bouton « OK » puis retirera l'outil de calibrage en vue de son nettoyage rigoureux.

Remarque : On répète la même opération pour la deuxième phase liquide (huile)

III.5.4.3 Mesure de référence In Situ de gaz

- Il est préférable de rentrer une composition de gaz dans la section « PVT » plutôt que de faire un étalonnage Gaz. Néanmoins, il arrive souvent qu'aucune information de composition ne soit disponible, ce qui justifie le fait d'effectuer un étalonnage Gaz
- Pour cela on s'assure que la gorge venturi soit propre.
- On replace la bride pleine située sur la partie supérieure de la section de mesure(MPFM). Le serrage des boulons afin de prévenir tout risque de fuite est indispensable.
- On vérifie que toutes les vannes de drain et de ventilation sont correctement fermées

- On ouvre délicatement la vanne d'isolation du Phase watcher située en amont et on pressurise l'outil (40 bar recommandé).
- On prend un échantillon de gaz et la mesure de sa densité grâce à un densimètre électrique (de type Ranarex).
- On sélectionne la touche « Natural Gas » et on entre la valeur de la densité dans la section PVT du logiciel d'acquisition.
- Sur le Logiciel Service Manager, on sélectionne la touche « Référence » puis la case « Gas » puis on clique sur « Make reference ».
- Une mesure de référence In situ (Gaz) se déroule en moyenne sur une période de 45 minutes. Néanmoins, les critères de validation sont les suivantes :
  - sur chaque niveau d'énergie, la déviation standard (la variance) doit être inférieure à 3.10^{-6} m²/kg.

III.5.5 Le logiciel utilisé (Le service manager) [11]

Le logiciel d'application de l'observateur de phase MPFM se compose de deux parties principales : de l'ordinateur d'écoulement (DAFC) et du logiciel de service (MPFM service manager).

III.5.5.1 MPFM service manager

L'application de MPFM service manager fonctionne sous la plateforme Windows NT/2000 ou XP, son design et fait de manière simple et pratique sous l' apparence classique des fenêtres Windows NT/2000/XP (voir annexe.B).

III.5.5.2 Metering

L'affichage de la fenêtre du metering montre les valeurs numériques des résultats du model d'interprétation. Grouper dans le côté gauche, le côté droit affiche les valeurs des densités, viscosités et les valeurs du processus des transmetteurs (voir annexe.B.1).

III.5.5.3 Graphiques de tendance

Ce système à deux écrans avec les graphiques de configuration d'opérateur les deux montrent l'historique d'une heure. N'importe quel paramètre montré dans l'affichage du metering peut-être générer dans un graphe en fonction du temps (voir annexe.B.2).

III.5.5.4 Nucléaire

Le PhaseWatcher VX utilise un système de mesure nucléaire à double énergie. L'étalonnage de référence nucléaire est essentiel dans la mesure où la mesure nucléaire est directe fonction de cette référence (voir annexe.B.3).

III.5.6 Triangle de resolution

Ce triangle indique la qualité de la calibration de MPFM traduite par le positionnement des points de références dans sa surface intérieure. Un programme associé permet son traçage et son affichage dans l'écran. Les axes perpendiculaires du triangle représentant l'atténuation linéaire d'un fluide composé de 3 phases (huile+ Eau + gaz) des deux niveaux d'énergies.

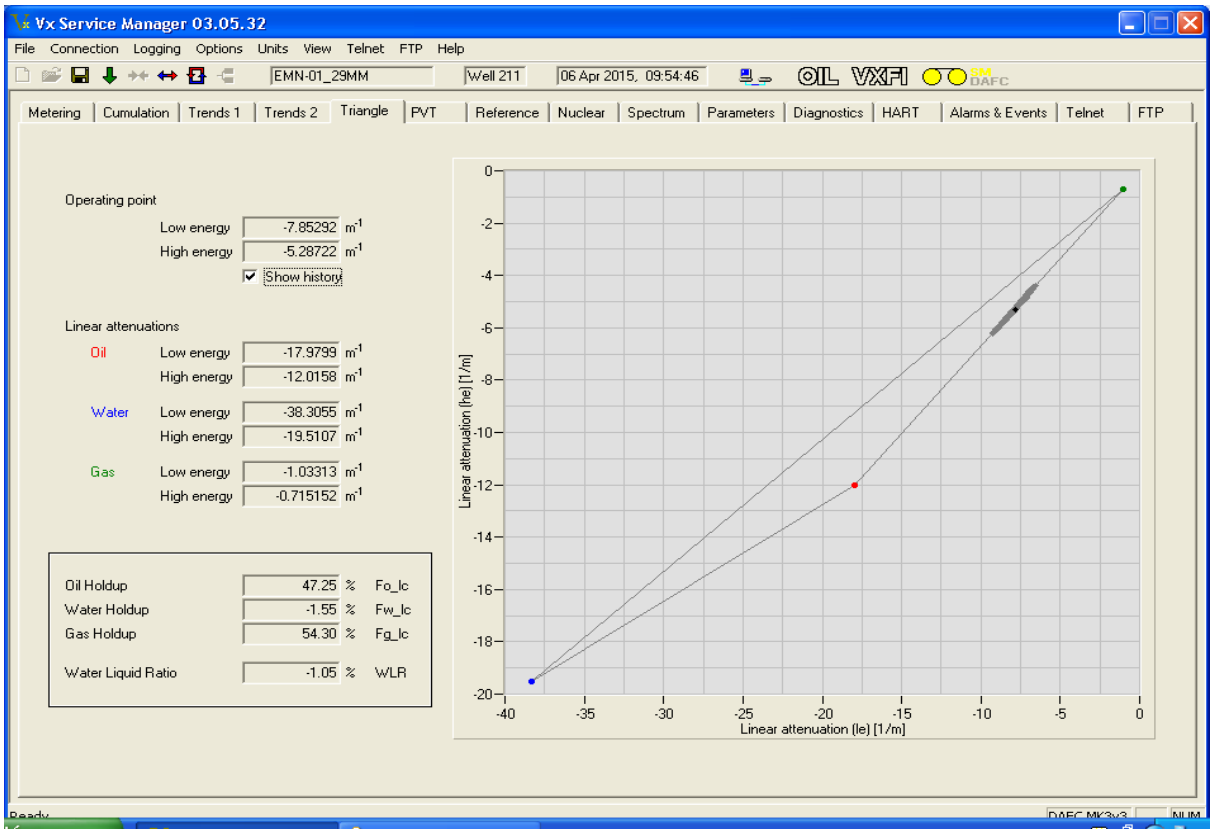


Figure III.21 : Triangle de résolutions

Cas particuliers

- Si le fluide est composé de 100% de Gaz (points rouge sur la fig.): $\alpha_H=0$, $\alpha_G=1$, $\alpha_E=0$.
- Si le fluide est composé de 100% huile (points vert sur la fig.): $\alpha H=1$, $\alpha G=0$, $\alpha E=0$.

- Si le fluide est composé de 100% d'Eau (points bleu sur la fig.): αH=0, αG=0**,** **αE=1.**

Le fait d'avoir effectué les quatre étapes de calibrage permet à l'utilisateur de définir le triangle des résolutions. Lors du passage des effluents, les points de mesure nucléaires seront contenus dans le triangle, comme illustré ci-dessous.

III.6 Hygiène, Sécurité, Environnement (HSE) [(12)]

Le Vx mètre a été conçu pour veiller à ce que tous le personnel est protégé contre les risques mécaniques, hydrauliques ou électriques, dans des conditions normales de fonctionnement.

Cependant, on doit toujours être prudent lorsque l'on travaille avec l'équipement. Seul le personnel hautement qualifié et bien formé devrait être autorisé à installer et à utiliser le compteur.

Remarque : Il est essentiel que seuls les composants corrects, selon le registre du fabricant, soient utilisés.

Ceci est important non seulement pour garantir le bon fonctionnement du Vx mais il est également essentiel pour le maintien de la cote de certification de l'équipement dans des environnements dangereux.

III.6.1 Dangers relatifs à la pression

Le Vx multimètre est conçu pour mesurer des hydrocarbures sous haute pression. Des composants de commande de pression sont conçus pour fonctionner à des pressions élevées. Après achèvement mécanique de l'assemblage du Venturi, un essai de pression hydrostatique est effectué pour s'assurer que les composants de régulation de pression sont fonctionnels dans des conditions normales de fonctionnement.

Ne jamais effectuer toute opération de maintenance ou de réparation sur le système, à moins que la pression a été complètement libérée. En particulier ne jamais essayer de serrer ou desserrer les connexions sous pression.

Après le démontage de tous les composants de commande de pression, un test de pression doit toujours être réalisé selon les spécifications du client.

III.6.2 Sécurité du rayonnement

Le Vx compteur utilise une source de rayons gamma radioactifs 133-Barium pour le compte des fractions. L'ensemble de la source est contenu dans le Vx mètre de telle sorte que le rayonnement ne soit pas propagé vers l'extérieur.

Les caractéristiques de conception de l'ensemble de la source et les procédures de manipulation sécuritaires garantissent la réduction au minimum des chances d'un risque d'irradiation. Toutefois, les pratiques de conception et de bonne sécurité ne suffira pas à protéger la négligence

Il est impératif que le personnel d'exploitation soit familiariser avec les risques radioactifs ainsi il doit connaître et observer les techniques de manipulation sécuritaires, comprendre la nature de la radioactivité, et avoir du respect pour les matières radioactives.

Cette connaissance vous aidera à comprendre les dangers potentiels ainsi que le degré de sécurité qui peuvent être obtenus lorsque la matière radioactive est manipulée correctement. Il aidera également le personnel à agir correctement si une urgence devait se produire.

Il y a deux dangers potentiels associés à l'utilisation de sources radioactives:

- Les effets biologiques du rayonnement.
- La contamination de l'environnement et des personnes si la matière radioactive est libérée par une source de fuite.

III.6.3 Précautions générales :

Tout le personnel travaillant sur le site doit se conformer aux règlements de sécurité applicables.

Au cours de la manipulation de la source, le port d'un appareil de mesure de débit de dose est nécessaire.

Tous les travaux de démontage du Vx, qui pourrait exposer la source radioactive, doit être effectuée par le personnel autorisé seulement.

Soyez conscient que les Windows sont "transparents" aux rayons gamma, et que tout retrait du boîtier détecteur lorsque l'ensemble source est installée, entraînera une augmentation grave et dangereuse dans le rayonnement.

- La Source ne doit jamais être démontée de la Porte-Source.
- Ne jamais placer votre corps ou des parties du corps devant le faisceau source.
- L'ensemble de la source doit toujours être stocké dans sa boîte de transport en cas de renvoi du compteur, et verrouillé avec un cadenas.

Chapitre IV

Calcul, comparaison et évaluation des résultats

IV.1Calcul des différents paramètres dans un séparateur

IV.1.1 Mesure du débit de gaz_1 :

Le débit du gaz est mesuré par comptage déprimogène (porte orifice Daniel et cellule différentielle Barton). Le système à diaphragme du type venturi est le plus utilisé dans l'industrie pétrolière. L'appareil doit être centré dans la conduite, placée dans une partie rectiligne ou l'écoulement est non perturbé. La longueur amont doit être de 20fois le diamètre de la conduite et celle aval de 10 fois le diamètre.

Sur un séparateur de test, le porte orifice est toujours installé d'une façon permettant le changement d'orifice sans arrêter l'écoulement.

Un débitmètre doit toujours comporter outre l'enregistrement différentiel, l'enregistrement de la pression au niveau du porte orifice (en général la pression amont orifice).

Pour la mesure du débit du gaz il est recommandé de placer le débitmètre au-dessous du porte orifice afin d'éviter des accumulations de condensat dans la cellule du débitmètre et dans les tuyauteries de liaison. Les parties horizontales de ces derniers doivent, pour la même raison, être légèrement incliné. Ces précautions sont souvent complétées par l'adjonction de pot de purge ; ces derniers sont obligatoires si le débitmètre ne peut être placé au-dessous du porte orifice.

Il est impératif que le branchement du débitmètre comporte un By-pass et une vanne de décompression afin qu'au court des manœuvres, cet appareil soit protégé contre la chasse de mercure ou avarie de la cellule.

L'installation d'un système déprimogéne doit toujours être complétée par un moyen de mesure de la température du gaz qu'il peut être un simple thermomètre ou mieux un enregistreur de température.

Le calcul du débit du GAS1* est basé sur l'équation suivante :

$$Q\ gas = \sqrt{(Pf * Hw)} * Fb * Fg * Ftf * Fpv * Y2 \ldots\ldots\ldots\ldots..(scf/h) \qquad (IV\text{-}1)$$

*: représente le débit de gaz libre c'est-à-dire non dissous dans l'huile.

Ou :

- Pf: Pression du séparateur (pression du gaz+14.73).
- Hw : pression différentielle à travers l'orifice du Daniel en (inch water).
- Fb : Facteur de base de l'orifice (Basic factor orifice).
- Y2 : Facteur d'expansion du gaz.

- Fg : Facteur spécifique de gravité :

$$Fg=\sqrt{\frac{1}{\text{gas gravity}}} \qquad \text{(IV-2)}$$

- Ftf : facteur de température de gaz (gas température factor) :

$$Ftf=\sqrt{\frac{520}{460+Tg(°F)}} \qquad \text{(IV-3)}$$

- Fpv : Coefficient de compressibilité de gaz :

$$Fpv=1+(0.002*Pf)*\{(99.1+(\text{gas gravity})*212)/(460+Tgas)\}^{3.8} \quad \text{(IV-4)}$$

IV.1.1.1 Cas réel

Les tableaux suivants montrent les étapes de calcul du débit de gas1 pour le puits **EME-18** sur une période de deux heures.

Etape 01: calcul de $\sqrt{\mathbf{Pf.Hw}}$

Tableau IV.1 : Calcul de $\sqrt{Pf.Hw}$

Test du puits EME-18		**Le 15-02-2016**				
Time	Température du gaz (°F)	Pression statique Pf (Psia)	Pression différentielle Hw (inch water)	Densité du gaz	Diamètre de l'orifice (inches)	$\sqrt{Pf.Hw}$
08 :20	132	1263.9	106.8	0.734	3.750	367.40
08 :35	134	1268.6	105.7	0.734	3.750	366.18
08 :50	136	1273.0	105.5	0.734	3.750	366.47
09 :05	138	1276.0	106.6	0.734	3.750	368.81
09 :20	138	1275.5	107.0	0.734	3.750	369.42
09 :35	138	1272.1	107.9	0.736	3.750	370.49
09 :50	138	1261.3	108.4	0.736	3.750	369.76
10 :05	138	1248.0	109.9	0.736	3.750	370.34
10 :20	138	1239.7	111.8	0.736	3.750	372.29

Etape 02

Calcul de la constante C :

Sachant que : $C = Fb.Fg.Fpv.Ftf.Y2$ (IV-5)

Tableau IV.2 : calcul de la constante C

Test du puits EME-18 **Le 15-02-2016**

Time	Fb	Fg	Fpv	Ftf	Y2	C
08.20	3172.09	1.1672	1.1025	0.9372	0.99889	3821.37
08.35	3172.09	1.1672	1.1016	0.9356	0.99891	3811.81
08.50	3172.09	1.1672	1.1006	0.9341	0.99891	3802.24
09.05	3172.09	1.1672	1.0996	0.9325	0.99890	3792.24
09.20	3172.09	1.1672	1.0995	0.9325	0.99889	3791.86
09.35	3172.09	1.1656	1.1000	0.9325	0.99887	3788.31
09.50	3172.09	1.1656	1.0991	0.9325	0.99884	3785.09
10.05	3172.09	1.1656	1.0981	0.9325	0.99882	3781.57
10.20	3172.09	1.1656	1.0974	0.9325	0.99883	3779.20

Etape03

Calcul du débit de gaz_1 en (SCFH) puis en (MMCFD)

Sachant que $Q_{gaz1} = C.\sqrt{Pf.Hw}$ (IV-6)

Tableau IV.3: Calcul du débit de gaz_1

Test du puits EME-18 **Le 15-02-2016**

Time	C	$\sqrt{Pf.Hw}$	$Qgaz_1$ (SCF/h)	$Qgaz_1$ (MMSCF/D)
08 :20	3821.37	367.40	1403971.338	33.695
08 :35	3811.81	366.18	1395808.586	33.499
08 :50	3802.24	366.47	1393406.893	33.442
09 :05	3792.24	368.81	1398616.034	33.567
09 :20	3791.86	369.42	1400788.921	33.619
09 :35	3788.31	370.49	1403530.972	33.685
09 :50	3785.09	369.76	1398273.323	33.559
10 :05	3781.57	370.34	1400466.634	33.612
10 :20	3779.20	372.29	1406958.368	33.767

Le débit du gaz_1 du puits sera pris comme la moyenne de tous les débits instantanés

$$Q_{gaz1} = 33.595 \text{ MMSCFD}$$

IV.1.2 Mesure du débit d'huile

Les débits d'huile provenant des séparateurs sont mesurés par des compteurs à déplacement positif pour les faibles débits et des compteurs à effet Vortex pour les grands débits. Ces compteurs ne peuvent donner d'indications valables que si l'huile est bien dégazée. Cependant ce dégazage n'est pas parfait or cette huile contient des quantités résiduelle de gaz dissout, d'eau et d'autres composants ce qui nécessite la correction du débit indiqué par le compteur.

La relation du débit d'huile devient :

$$Q_{oil} = Q_{compteur} \left(1 - \frac{BSW}{100}\right). CCF.K\ldots\ldots \text{ (STBD)} \qquad \text{(IV-7)}$$

Ou :

BSW(Basic Sediment Water) : C'est la teneur en sédiments solides et en eau exprimé en (%). La méthode de mesure consiste à centrifuger une petite quantité d'huile dans des éprouvettes spéciales qui sont graduées de tel façon qu'on peut lire directement le BSW. Dans le cas ou se présente des émulsions stable, on ajoute une goutte de désémulsifiant. Ou peu être calculé par la relation :

$$BSW(\%) = \frac{\text{volume des sédiments+eau}}{\text{volume d'huile+eau}} \qquad \text{(IV-8)}$$

CCF(combined correction factor) **:** Ce facteur corrige le volume d'huile, il indique le volume de gaz nommé gaz_2 .Sa détermination est très importante pour que le comptage soit précis.

$$CCF = \frac{\text{Cumule mesuré par le surge tank}}{\text{cumule mesuré par le compteur}} \qquad \text{(IV-9)}$$

NB : Un autre facteur est utilisé pour la correction du gaz dissout dans l'huile à la place du CCF, il s'agit du facteur shrinkage qui est déterminé par un SHRINKER TESTER .

Facteur température (K) : Il sert à convertir les résultats des conditions de séparation aux conditions standards.

$$K = 1-(T°_{OIL}-60)/ (((SG_{60°F})\text{^}1.916)*3035) \quad \text{(IV-10)}$$

$$SG_{60°F} = \frac{141.5}{°API(60°F)+131.5} \quad \text{(IV-11)}$$

IV.1.2.1 Cas réel (Puits EME-18)

Etape 01 : Calcul du CCF

Tableau.IV.4 : calcul du CCF.

Puits EME-18		Séparateur		Surge Tank		CCF
Heure	Durée	Cumule d'huile (bbl)	Différence (bbl)	Niveau (cm)	Différence (cm)	
10 :12	6 min	64.50	2.7	2	7	0.761
10 :18		67.20		9		

NB : 1cm = 23.33L pour chaque compartiment.

Sachant que le Surge Tank contient 2 compartiments.

Etape02

Calcul du facteur K

Tableau IV.5 : Calcul du facteur K

Test du puits EME-18		**Le 15-02-2016**		
Time	Oil $API_{60°F}$	$SG_{60°F}$	Température huile °F	K
08 :20	47.55	0.790	134	0.9617
08 :35	47.55	0.790	134	0.9617
08 :50	47.55	0.790	136	0.9606
09 :05	47.55	0.790	137	0.9601
09 :20	47.55	0.790	139	0.9591
09 :35	47.56	0.790	139	0.9591
09 :50	47.56	0.790	139	0.9591
10 :05	47.56	0.790	139	0.9591
10 :20	47.56	0.790	139	0.9591

Etape03

Calcul du débit d'huile en STB/D

Tableau IV.6 : Calcul de Q_O

Test du puits EME-18		**Le 15-02-2016**			
Time	$Q_{compteur}$ (bbl/d)	$1 - \frac{Bsw}{100}$	CCF	K	Q_{oil} (STB/D)
08 :20	658.286	1	0.761	0.9617	481.769
08 :35	658.286	1	0.761	0.9617	481.769
08 :50	658.286	1	0.761	0.9606	481.218
09 :05	759.223	1	0.761	0.9601	554.716
09 :20	673.646	1	0.761	0.9591	491.677
09 :35	645.120	1	0.761	0.9591	470.857
09 :50	614.400	1	0.761	0.9591	448.435
10 :05	604.651	1	0.761	0.9591	441.320
10 :20	660.480	1	0.761	0.9591	482.086

NB : Le débit de l'huile du puits sera pris comme la moyenne de tous les débits instantanés

$$Q_{oil} = 481.536 STB/D$$

IV.1.3 Mesure du débit de gaz_2

Le gaz_2 est considéré comme le gaz qui se libéré de l'huile. Ce gaz est calculé à partir d'un orifice Daniel placé à la sortie du Surge Tank. Les équations et les étapes de calcul seront les même que celle utilisé dans le calcul du débit de gaz_1.

Etape 01

Calcul de $\sqrt{\mathbf{Pf.Hw}}$

Tableau IV.7 : calcul de $\sqrt{Pf.Hw}$

Test du puits EME-18 Le 15-02-2016						
Time	Température du gaz (°F)	Pression statique Pf (Psia)	Pression différentielle Hw (inch water)	Densité du gaz	Diamètre de l'orifice (inches)	$\sqrt{Pf.Hw}$
10 :12	74	36.0	24	0.740	1.500	29.39

Etape 02

Calcul de la constante C

Sachant que : $C = Fb.Fg.Fpv.Ftf.Y2$

Tableau IV.8 : calcul de la constante C

Test du puits EME-18 Le 15-02-2016						
Time	Fb	Fg	Fpv	Ftf	Y1	C
10 :06	477.36	1.1625	1.0044	0.9868	0.99195	545.57

Etape03

Calcul du débit de gaz_1 en (SCFH) puis en (MMCFD)

Sachant que $Q_{gaz1} = C.\sqrt{Pf.Hw}$

Tableau IV.9 : Calcul du débit de gaz_2

Test du puits EME-18		**Le 15-02-2016**		
Time	C	$\sqrt{Pf.Hw}$	$Qgaz_1$ (SCF/h)	$Qgaz_1$ (MMSCF/D)
10:06	545.57	29.39	16034.302	0.385

IV.1.4 Mesure du GORT

Le GOR total est la somme du GOR1 et GOR2 sachant que :

$$GOR1 = \frac{Qgas1}{Qoil} \ldots\ldots (SCF/STB) \qquad (IV\text{-}12)$$

$$GOR2 = \frac{Qgas2}{Qoil} \ldots\ldots\ldots (SCF/STB). \qquad (IV\text{-}13)$$

TableauIV.10 : Calcul du GORT

Test du puits EME-18		**Le 15-02-2016**				
Time	Q_{oil}(STB/D)	Q_{gaz1} (MMSCFD)	Q_{gaz2} (MMSCFD)	GOR1 (SCF/STB)	GOR2 (SCF/STB)	GORT
08 :20	481.769	33.695	0.385	69940.158	799.138	67739.296
08 :35	481.769	33.499	0.385	69533.324	799.138	70332.482
08 :50	481.218	33.442	0.385	69494.491	800.053	70294.544
09 :05	554.716	33.567	0.385	60512.045	694.048	61206.093
09 :20	491.677	33.619	0.385	68376.190	783.034	69159.224
09 :35	470.857	33.685	0.385	71539.766	817.658	72557.424
09 :50	448.435	33.559	0.385	74835.817	858.541	75694.358
10 :05	441.320	33.612	0.385	76162.421	872.382	77034.803
10 :20	482.086	33.767	0.385	70043.519	797.332	70840.851

NB : Le GORT est pris comme la moyenne de tous les GORT instantané

GORT=65539 (SCF/STB)

IV.1.5 Mesure du débit d'eau

Le puits EME-18 est un nouveau puits ce qui signifie que la quantité d'eau est insuffisante pour être mesurer par un compteur, ce qui implique la mesure du cumule d'eau directement pendant une certaine période.

TableauIV.11 : calcul du débit d'eau

Test du puits EME-18	**Le 15-02-2016**	
Time	Cumule d'eau (BBL)	Débit d'eau (BBL/D)
08 :20	0	33.0
08 :35	0.34	33.0
08 :50	0.69	33.0
09 :05	1.03	33.0
09 :20	1.38	33.0
09 :35	1.72	33.0
09 :50	2.06	33.0
10 :05	2.41	33.0
10 :20	2.75	33.0

NB : Le déroulement du test séparateur pour le puits EME-18 (voir annexe.D)

IV.2 Mesure des différents paramètres par le MPFM

Les tableaux suivants montrent les résultats de mesure des débits des différentes phases donnés par le MPFM.

Le Vx de Schlumberger donne directement les débits de chaque phase sans donner les étapes de calcul. La méthode utilisée par le Vx reste confidentielle et spécifique à la société.

La représentation des différents paramètres en fonction du temps pour le test Vx (puis EME-03) durant la période comprise entre 10:00 et 06:00 (voir Annexe.C).

IV.2.1 Mesure du débit d'huile

Etape 01

Nécessite le calcul de débit massique d'huile puis le calcul du débit volumique d'huile

Tableau IV.12: Calcul du débit volumique d'huile par le Vx.

Test du puits EME-03 du 27-02 au 28-02-2016 **Modèle : Vx fluid ID**					
Time	Pression de ligne (psig)	Température de ligne (°F)	Débit massique d'huile (kg/h)	Densité (kg/m^3)	Q_{oil} (BBL/D)
4 :55	856	64	9404	717.20	2205
5 :00	861	64	6764	716.94	1587
5 :05	861	64	8642	718.95	2028
5 :10	854	64	9311	717.29	2183
5 :15	863	64	6302	716.87	1479
5 :20	862	64	8760	716.90	2056
5 :25	856	64	8677	717.19	2035
5 :30	864	64	6599	716.82	1549
5 :35	861	64	8942	716.95	2099

Etape 02

La mesure des propriétés pétro physique d'huile pour la conversion de la condition de ligne vers les conditions standards.

TableauIV.13 : calcul du débit volumique d'huile dans les conditions standard.

Test du puits EME-03 du 27-02 au 28-02-2016 **Modèle : Vx fluid ID**					
Time	Q_{oil} (BBL/D)	Densité d'huile (kg/m^3)	B_O (STB/BBL)	$\mathbf{Q}_{oil}$ (STB/D)	Cumul (STB)
4 :55	2205	717.20	0.79	1753	1204
5 :00	1587	716.94	0.79	1261	1210
5 :05	2028	718.95	0.79	1611	1215
5 :10	2183	717.29	0.79	1735	1220
5 :15	1479	716.87	0.79	1174	1226
5 :20	2056	716.90	0.79	1633	1230
5 :25	2035	717.19	0.79	1617	1236
5 :30	1549	716.82	0.79	1230	1242
5 :35	2099	716.95	0.79	1666	1246

NB : Le débit d'huile sera pris comme la moyenne de tous les débits d'huile instantanée

Q_o= 1520 STB/D

IV.2.2 Mesure du débit de gaz

Etape 01

Nécessite le calcul de débit massique de gaz puis le calcul du débit volumique de gaz:

TableauIV.14 : Calcul du débit volumique de gaz par le Vx.

Test du puits EME-03 du 27-02 au 28-02-2016 **Modèle : Vx fluid ID**				
Time	Pression de ligne (psig)	Température de ligne (°F)	Débit massique de gaz (kg/h)	Débit volumique de gaz (Mcf/D)
4 :55	856	64	2084	15.65
5 :00	861	64	1355	9.10
5 :05	861	64	2066	16.37
5 :10	854	64	2024	14.97
5 :15	863	64	1262	8.43
5 :20	862	64	2069	16.19
5 :25	856	64	1944	14.71
5 :30	864	64	1453	10.66
5 :35	861	64	2075	16.01

Etape 02

La mesure des propriétés pétro physique de gaz pour la conversion du condition de ligne vers les conditions standard.

TableauIV.15 : calcul du débit volumique de gaz dans les conditions standard.

Test du puits EME-03 du 27-02 au 28-02-2016 **Modèle : Vx fluid ID**					
Time	Débit volumique de gaz (Mcf/D)	Z	B_g (Scf/cf)	Q_g (MMScf/D)	Cumul (MMScf)
4 :55	15.65	0.85	69.5	2.065	1.43
5 :00	9.10	0.85	69.9	1.342	1.44
5 :05	16.37	0.85	69.9	2.047	1.44
5 :10	14.97	0.85	69.3	2.004	1.45
5 :15	8.43	0.84	70.1	1.250	1.46
5 :20	16.19	0.84	70.1	2.049	1.46
5 :25	14.71	0.85	69.6	1.928	1.47
5 :30	10.66	0.84	70.2	1.440	1.48
5 :35	16.01	0.85	70.0	2.055	1.48

NB : Le débit de gaz sera pris comme la moyenne de tous les débits de gaz instantanée

Q_g=1.80 MMScf/D

IV.2.3 Mesure du GORT

Tableau IV.16 : résultats des GORT donné par le Vx

Test du puits EME-03 du 27-02 au 28-02-2016 **Modèle : Vx fluid ID**					
Time	Débit volumique de gaz (Mcf/D)	$\mathbf{Q}_{oil}$ (STB/D)	GOR1 (Scf/STB)	GOR2 (Scf/STB)	GORT (Scf/STB)
4 :55	15.65	1753	620	558	1178
5 :00	9.10	1261	505	560	1065
5 :05	16.37	1611	711	580	1271
5 :10	14.97	1735	598	557	1155
5 :15	8.43	1174	504	561	1065
5 :20	16.19	1633	695	561	1255
5 :25	14.71	1617	633	558	891
5 :30	10.66	1230	609	562	1171
5 :35	16.01	1666	673	561	1233

Remarque : Ce puits produits juste une petite quantité d'eau. Le calcul de débit massique donne 4kg/h.

IV.3 Comparaison des résultats

Comme d'habitude, les lectures du MPFM ont été comparées aux résultats du séparateur qui sont considérés comme les débits « correctes ». Le séparateur est considéré comme référence dans nombreux champs à travers le monde car :

- Il mesure un écoulement monophasique de chaque produit. Le liquide ou le gaz quittant le séparateur est mesuré individuellement par un débitmètre à orifice pour le gaz et un compteur à déplacement positif pour le liquide.
- Il mesure une grandeur physique (quantifiable) en l'absence des mesures nucléaires, atomiques ou soniques qui sont très sensibles aux conditions opératoires.
- Il est peu sensible à l'émulsion c'est à dire que les émulsions n'influencent pas sur l'exactitude des résultats contrairement aux autres instruments.
- Pas de corrélations ou des approximations dans le calcul des débits.
- le nettoyage régulier du séparateur et des tuyauteries de test après chaque opération élimine les incertitudes en matière de propreté et de niveau des liquides dans le séparateur

IV.3.1 Les résultats obtenus par MPFM et séparateur :

Tableau IV.17: Les résultats obtenus par MPFM et séparateur

Puits	Vx pressure (psia)	Separator pressure (psia)	Vx Oil Rate (STBD)	Separator Oil Rate (STBD)	Vx Gas Rate (MMScfD)	Seprator Gas Rate (MMScfD)	Vx GORT (SCF/STB)	Separator GORT (SCF/STB)
EMN-16	**690**	**687**	**5302**	**6073**	**6.25**	**4.07**	**1778**	**670**
MLSE-03	**960**	**973**	**4553**	**4985**	**8.2**	**6.78**	**1801**	**1361**
EMN-06	**734**	**752**	**645**	**962**	**0.65**	**0.59**	**1051**	**615**
EMK-15	**967**	**996**	**3561**	**3705**	**6.06**	**4.65**	**1701**	**1256**
EMN-02	**730**	**738**	**1749**	**1842**	**1.8**	**1.14**	**1032**	**616**
EMN-01	**677**	**704**	**4137**	**4741**	**4.84**	**2.69**	**1171**	**567**

Après un calcul numérique, on a constaté que la différences des débits d'huile entre le MPFM et le séparateur varient de 93 à 771 STB/D.

Tableau IV.18: écart entre les débits d'huile du séparateur et ceux du MPFM

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

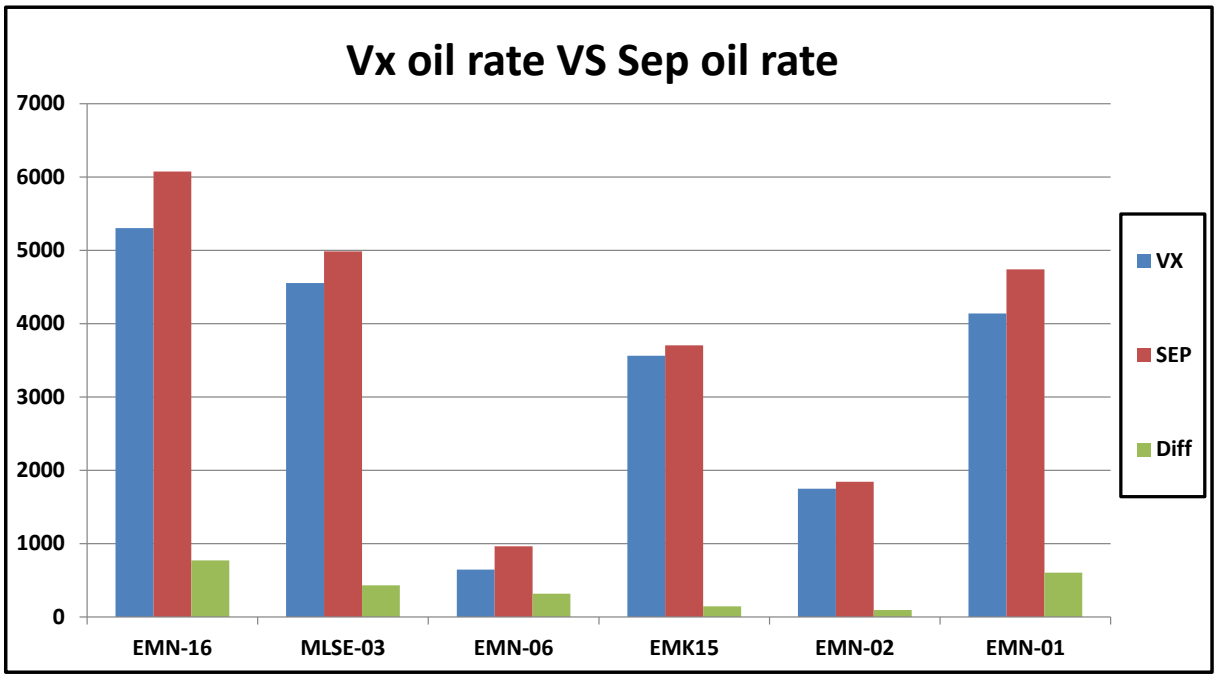


Figure IV.1 : Débit d'huile de MPFM vs séparateur.

Le tableau suivant montre les écarts des différents débits de gaz mesuré par MPFM et séparateur

Tableau IV.19: écart entre les débits De gaz du séparateur et ceux du MPFM

Puits	Vx results (MMScf/D)	Separator results (MMScf/D)	Diff (MMScF/D)
EMN-16	**6.25**	**4.07**	**2.18**
MLSE-03	**8.2**	**6.78**	**1.42**
EMN-06	**0.65**	**0.59**	**0.06**
EMK-15	**6.06**	**4.65**	**1.41**
EMN-02	**1.8**	**1.14**	**0.66**
EMN-01	**4.84**	**2.69**	**2.15**

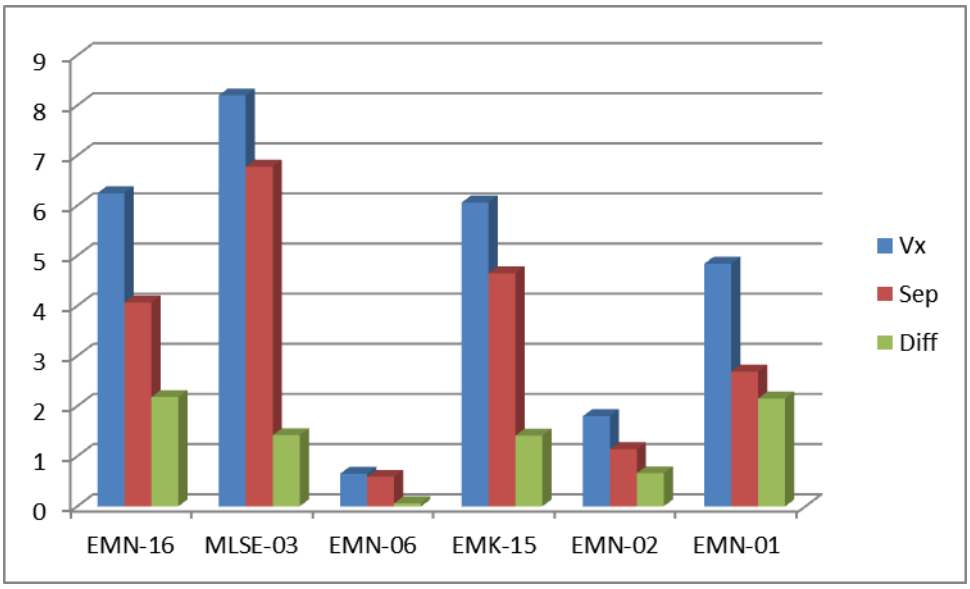


Figure IV.2 : Débits de gaz MPFM vs séparateur.

IV.3.2 Analyse des débits d'huile et de gaz

- EMN-16 : Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 12% (771 bbl/day), le débit de gaz est surestimé aux environ de 53% (2.18 MMScf/day) et le GORT est surestimé de 75%.
- MLSE-03 : Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 8% (432 bbl/day), le débit de gaz est surestimé aux environ de 20% (1.42MMScf/day) et le GORT est surestimé de 32%.
- EMN-06 :Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 32% (317 bbl/day), le débit de gaz est surestimé aux environ de 10% (0.06MMScf/day) et le GORT est surestimé de 70%.
- EMK-15 : Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 4% (144bbl/day), le débit de gaz est surestimé aux environ de 30% (1.41 MMScf/day) et le GORT est surestimé de 35%.
- EMN-02 : Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 5% (93bbl/day), le débit de gaz est surestimé aux environ de 57% (0.66 MMScf/day) et le GORT est surestimé de 40%.
- EMN-01 : Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 12% (604 bbl/day), le débit de gaz est surestimé aux environ de 80% (2.15 MMScf/day) et le GORT est surestimé de 106%.

IV.3.3 Représentation de la bande d'erreur %

IV.3.3.1 Débit d'huile

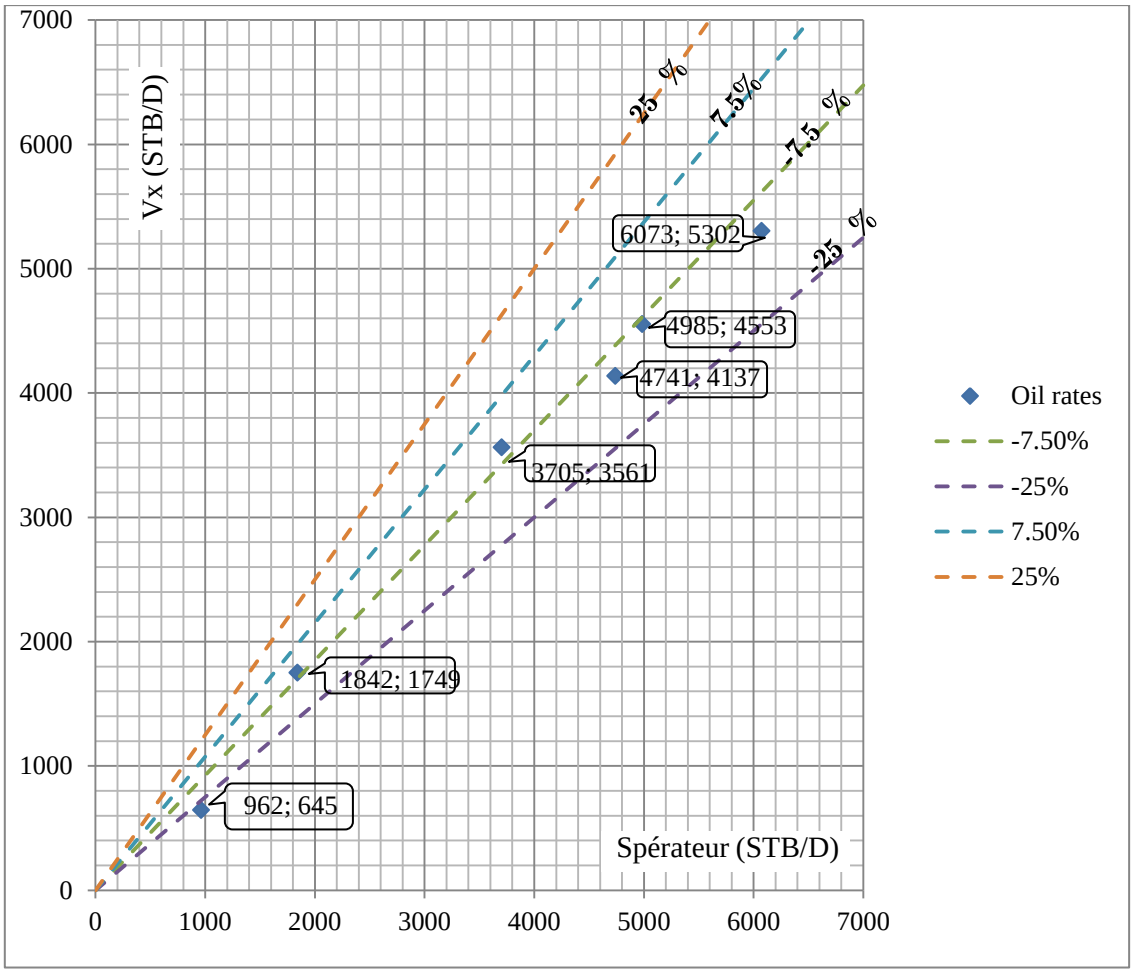


Figure IV.3 : Débits d'huile MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur.

- La représentation des débits d'huile montrent que le EMN-16 est le puits qui produit la plus grande quantité d'huile par rapport aux autres puits, et représente le plus grand écart entre les débits mesuré par le Vx et le séparateur.
- Les débits huile des puits EMN-02 et EMK-15 apparaissent dans la zone d'incertitude acceptable (inférieure à 7.5%).
- Les débits huile des puits MLSE-03, EMN-16 et EMN-01 apparaissent dans la zone d'incertitude peu acceptable (supérieure à 7.5% et inférieure à 25%) ce qui indique que ces tests ne sont pas fiables soit par séparateur ou par Vx.
- Le débit huile du puits EMN-06 apparait dans la zone d'incertitude inacceptable (supérieure à 25%) ce qui indique que ce test est invalide.

IV.3.3.2 Débit de gaz

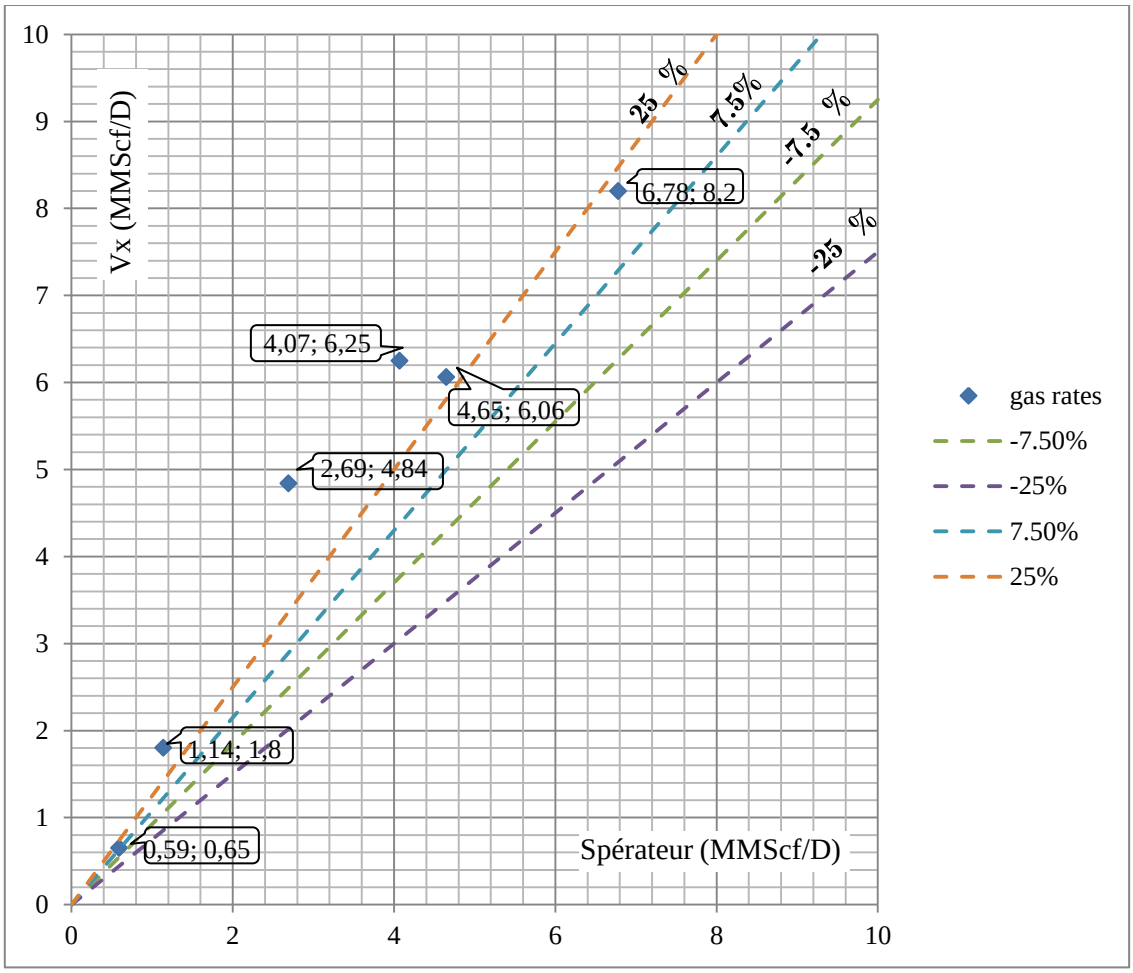


Figure IV.4 : Débits de gaz MPFM vs Séparateur/ (%) bande d'erreur.

- La représentation des débits de gaz montre que le MLSE-03 est le puits qui produit la plus grande quantité de gaz par rapport aux autres puits, et le plus grand écart entre le séparateur et le Vx apparait dans le puits EMN-16.
- Les débits de gaz des puits MLSE-03 et EMN-06 apparaissent dans la zone d'incertitude peu acceptable (supérieure à 7.5% et inférieure à 25%), ce qui montre que ces tests sont non fiables soit par le séparateur soit par le Vx.
- Les débits de gaz des puits EMN-16, EMK-15, EMN-02, et EMN-01 apparaissent dans la zone d'incertitude inacceptable (supérieure à 25%), ce qui indique que ces tests sont invalides.

La comparaison fait ressortir les évènements suivants :

- Le débit d'huile, obtenu par le séparateur, est toujours supérieur au débit d'huile obtenue par le MPFM ;
- La différence entre les deux débits d'huile décroits avec la diminution des débits.
- Au-dessus de 4000 Barils/jour, la différence augmente d'une manière plus importante, de l'ordre de 400 barils/jour.
- Les écarts entre les débits du gaz de séparateur et ceux de MPFM varient de 0.06 MMScf/d à 2.18 MMScf/d.

IV.3.4 Critique de la comparaison

Le paramètre le plus important à calculer dans un essai de puits est le volume de l'huile. Beaucoup de facteurs influents sur ce calcul, surtout le calcul du volume du gaz dissous dans l'huile. Sachant que cette comparaison était faite par application du modèle Vx Fluid ID fait auparavant pour le puits EMN-08 pour tout le champ EMN et le puits EMK-10 pour tout le champ EMK et MLSE, ainsi l'application du facteur CCF du puits EMK-10 sur tous les puits. Toutefois, la comparaison serait plus proche de la réalité si le modèle Vx FID et le calcul du facteur CCF ont été déterminés pour chaque puits. Cette critique a été prise en compte et une nouvelle comparaison a été faite pour le puits EME-16 après re-calibration du MPFM (Vx) et l'utilisation du facteur CCF et du modèle Vx Fluid ID approprié.

IV.3.5 Nouvel essai du puits EMN-16

Ces tests ont été faits par deux ouvertures de la duse.

IV.3.5.1 Les résultats obtenus

Tableau IV.20: Résultats du test du puits EMN-16 par séparateur et MPFM.

Puits EMN-16	Vx pressure (psig)	Separator pressure (psig)	Vx Oil Rate (STBD)	Sep Oil Rate (STB/D)	Q_gVx (MMScfd)	Q_g separator (MMScfd)	Vx GORT (SCF/STB)	SepGORT (SCF/STB)
Essai n°1	824	922.50	1082.00	1108.10	1.81	1.69	1672.83	1525
Essai n°2	822	949.60	2812	2908.37	4.51	4.36	1603.84	1499

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

Tableau IV.21 : écarts entre les débits d'huile mesurés par séparateur et MPFM

Puits EMN-16	Vx results (STB/D)	Separator results (STB/D)	Diff (STB/D)
Essai n°1	1082.0	1108.1	26.1
Essai n°2	2812	2908.37	96.37

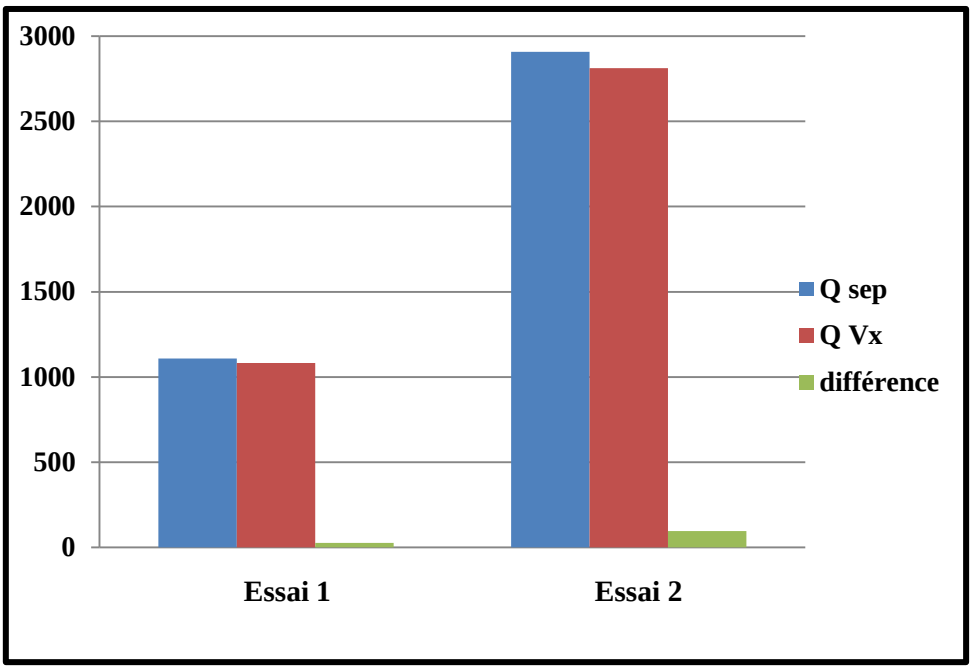


Figure IV.5 : Débits d'huile MPFM vs Séparateur puits EMN-16.

Le tableau suivant montre les écarts des différents débits de gaz mesuré par MPFM et séparateur

Tableau IV.22 : écarts entre les débits de gaz mesuré par séparateur et MPFM

Puits EMN-16	Vx results (MMSCFD)	Separator results (MMSCFD)	Diff (MMSCFD)
Essai n°1	1.81	1.69	0.12
Essai n°2	4.51	4.36	0.15

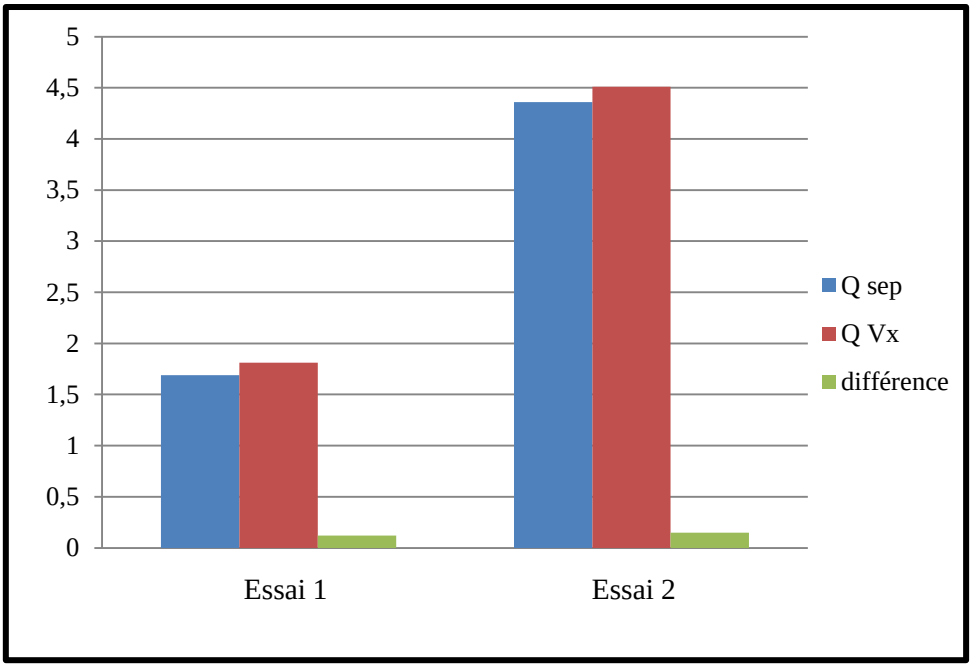


Figure IV.6 : Débits de gaz MPFM vs Séparateur puits EMN-16.

IV.3.5.2 Analyse du débit d'huile et de gaz :

- Essai 01: Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 2.35% (26.1 STB/D), le débit de gaz est surestimé aux environ de 7.10% (0.12 MMScf/day) et le GORT est surestimé de 9.69%.
- Essai 02: Le débit d'huile est sous-estimé aux environ de 3.31% (96.37 STB/D), le débit de gaz est surestimé aux environ de 3.4% (2.18 MMScf/day) et le GORT est surestimé de 7%.

IV.3.5.3 Discussion des résultats obtenus

En utilisant le modèle Vx Fluid ID et le facteur CCF approprié à chaque puits, les résultats des deux méthodes (MPFM et séparateur) convergent.

IV.4 Evaluation des performances

IV.4.1 Evaluation technique

Dans la première comparaison l'MPFM et le séparateur affichent des résultats hors zone d'incertitude acceptable, pour le séparateur le débit d'huile peut être supérieur à sa valeur réelle à cause de l'augmentation de la pression causé par les restrictions des lignes quittant le séparateur ou par la saleté de l'intérieur du séparateur provoqué par l'accumulation des sables et des sédiments.

De plus, le test séparateur était réalisé de la part de l'ENSP (entreprise nationale service puits) et ils utilisaient le même facteur CCF pour la correction des débits, or il faudrait bien le mesurer à chaque correction.

Mais pour le Vx le problème est dû à la mauvaise calibration ou à un échantillonnage incorrect lors de la mise en service.

De plus, le test du Vx était fait en utilisant Vx FID fait auparavant pour (EMN-08 pour tout le champ EMN) et (EMK-10 pour tout le champ EMK +MLSE), il y'aura surement certaine incertitudes.

Dans la deuxième comparaison on constate que, après utilisation du modèle Vx Fluid ID et le facteur CCF approprié, les écarts entre les résultats du Vx et du séparateur dans l'essais du puits EME-16 convergent.

IV.4.2 Evaluation économique

Il est indiscutable qu'un phase watcher Vx (coute environ 380 000 dollars) est plus bénéfique du cote financier par rapport au jaugeage par séparateur tri phasique pour un test (environ 25 000 dollar par test) et plus bénéfique qu'un phase tester Vx (40 000 jusqu'à 60 000 dollars par test). Ce bénéfice est grâce aux nombreux avantages que le Vx présente en terme de temps et de manipulation qui signifie un bénéfice d'argent tel que :

- Une simple comparaison des prix montre que le montant qu'on donne pour effectuer 13 essais de puits est équivalent au prix d'un Vx, ce dernier peut effectuer des dizaines d'essais et restera toujours.
- Il offre la possibilité de tester deux puits par jour (12h de chacun), alors qu'avec le séparateur on ne peut tester qu'un seul puits chaque trois jours (un jour de rig up+ un jour de test+ un jour de rig down)

- ne nécessite pas l'intervention d'un personnel nombreux comme le séparateur qui nécessite toute une équipe.
- Transmission immédiate des données de test via le DAFC ce qui facilite le contrôle de la production du champ contrairement au jaugeage conventionnel ou les résultats ne s'obtiennent qu'a la fin de la journée.
- Sécurité du personnel assurée ce qui n'est pas le cas par le jaugeage ou les risque liés aux hautes pressions sont grandes.
- Le Vx ne cause pas une interruption de la production.
- Le Vx n'a aucune partie mobile ce qui diminue la probabilité de défaillance.
- Le Vx est unique soit pour un puits producteurs d'huile lourde, volatile, gaz à condensat, gaz sec et humide.

Conclusion et recommandations

Conclusion

L'essai de puits a une très grande importance en production pétrolière que ce soit par séparateur tri phasique ou par la technologie de mesure d'écoulement poly phasique Vx car il donne la quantité d'huile, d'eau et de gaz produite par chaque puits et par le champ. En effet, le séparateur donne des mesures plus précises et plus réelles sur le plan exactitude car il mesure des écoulements monophasiques mais il est moins économique et moins opérationnel dans la gestion de la production que le Vx.

Les avantages que présente le Vx par rapport à la méthode conventionnelle basée sur le critère de densité sont indénombrables. La mesure des débits se fait sans séparation des fluides et de manière continue, le suivi des informations fournies en continu par le MPFM permet non seulement de détecter les percées de gaz et les venues d'eau (water conning), mais aussi d'actualiser en permanence le modèle dynamique du réservoir.

Economiquement, le temps de l'opération de mesure est considérablement réduit par rapport à la méthode conventionnelle. De plus, le personnel nécessaire et la logistique sont réduits par rapport à celle engagée par le séparateur.

Sur le plan environnemental, l'opération de comptage par Vx se fait avec zéro risque de pollution (absence de torchage et de déversement de fluides polluants).

Dans le champ EL MERK le Vx est encore en période d'essai, il a donné des résultats moins exacts, moins réels et des erreurs hors zone de tolérance dans les premiers tests. Les erreurs dans la mesure des débits d'huile atteignent 32% ,80% dans la mesure du débit de gaz et 75% dans la mesure des GORT, cela est dû à une mauvaise calibration et échantillonnage incorrecte des puits lors de cette dernière et utilisation d'un seul modèle Vx Fluid ID et d'un facteur CCF généralisé sur tous les puits.

Dans le deuxième test effectué avec un modèle Vx Fluid ID et un facteur CCF relative au puits testé, les résultats de mesure de MPFM et séparateur convergent, les erreurs de mesure des débits d'huile ne dépassent pas les 3%.

Ce dernier test a montré que le MPFM est un outil très performant pour le comptage de la production en raison de la fiabilité et de la précision de ses mesures, ce que lui permet de bien remplacer les méthodes conventionnelles de comptage de production.

Recommandations

Pour minimiser les erreurs de mesure observés, améliorer la performance de ces Vx, diminuer les doutes observés sur les tests réaliser nous recommandons de :

Pour le séparateur :

- Faire le calcul du facteur CCF pour chaque puits tésté afin d'éviter la surestimation du débit d'huile.
- Maintenance et nettoyage régulier du séparateur pour éviter toutes erreurs dans les mesures des différents débits.

Pour le Vx :

- Recalibrer les Vx dans le cas des puits présentant des mesures dans la zone d'incertitudes peu acceptable ou inacceptable.
- Utiliser un modèle Vx Fluid ID spécifique pour chaque puits dans le calcul des débits.
- Refaire l'échantillonnage des puits présentant des grandes différences de mesure supérieur à 7.5% dans les débits d'huile ou de gaz.
- Refaire les tests comparatifs afin de prouver la performance et la précision du MPFM pour pouvoir généraliser son utilisation sur tous les champs pétroliers

Les anomalies du séparateur doivent être réglés avant celles du Vx pour être sur que notre référence est hors de tout doute et que ces recommandations doivent être prise un par un ce qui nous permet de déterminer la cause de ces incertitudes de mesure.

Faire des tests de jaugeage périodique lorsque le Vx présente des anomalies de mal fonctionnement puisque la nature de l'effluent change au cours de la production.

La comparaison serait plus juste et plus proche de la réalité si le test par le Vx est réalisé avant la séparation des effluents. On propose donc un autre schéma de comparaison, à savoir placer le Vx en série avec le séparateur mais avant celui-ci.

Références bibliographiques

Référence bibliographique

(1). Sonatrach service, hook up theory of El Merk project,2011;

(2). Sonatrach /anadarko, document ABB prosses de projet d'El Merk ;

(3). Documentations Schlumberger, Separatot SRPC M.Manual chapeter-3 Theory of operation, Mars 2002;

(4). A.Djari, Le séparateur triphasique de test ,ENSP Institut national spécialisé en formation professionnelle,2009 ;

(5). L.Mailhe,Collecte et séparation, édition tecknip-paris, 1974 ;

(6). Schlumberger services, introduction to Vx technology, 2010;

(7). Documentations Schlumberger, User Manual, Description of PhaseWatcher Vx, May 2008;

(8). Documentations Schlumberger, MPFM Vx Training Course El MERK, Presentation of Vx Technology, Avril 2004.

(9). Bruno Pinguet, Nadege Hopman, Schlumberger services, Vx Technology & Black Oil Model, Juin 2005 ;

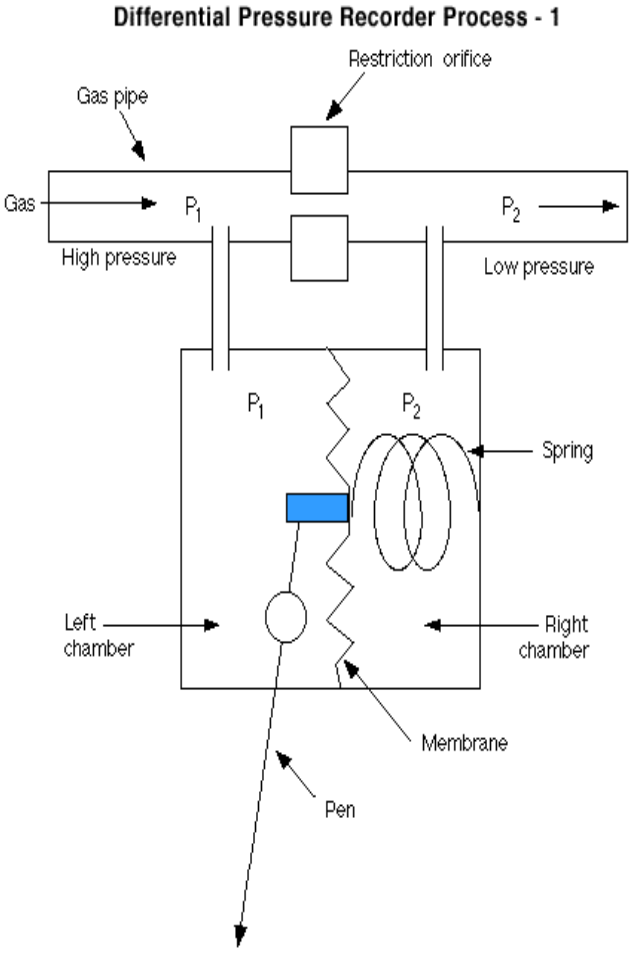
(10). Documentations Schlumberger, Vx User manual, Empty Pipe Reference Measurement Procedure, Féverier 2009;

(11). Documentations Schlumberger, V x User Manual, Service Manager,Juin 2011;

(12). Documentations Schlumberger, Vx User Manual, Health, Safety & Environment Guidelines to Vx Meters, Juin 2010;

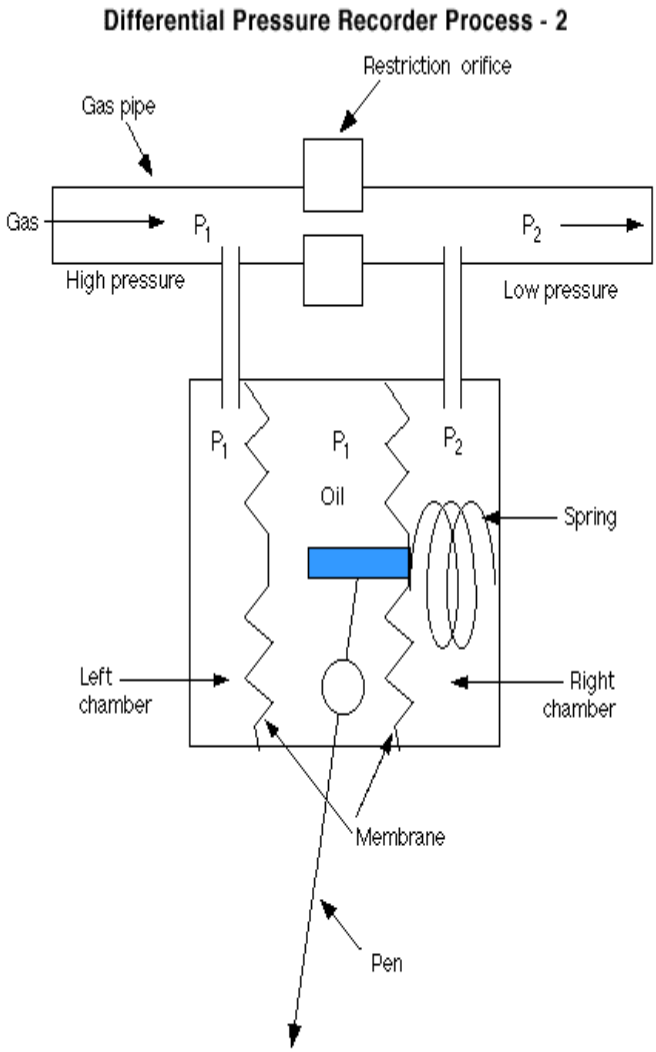
Annexes

Annexe A.1 : Procédure d'enregistrement de pression différentielle.



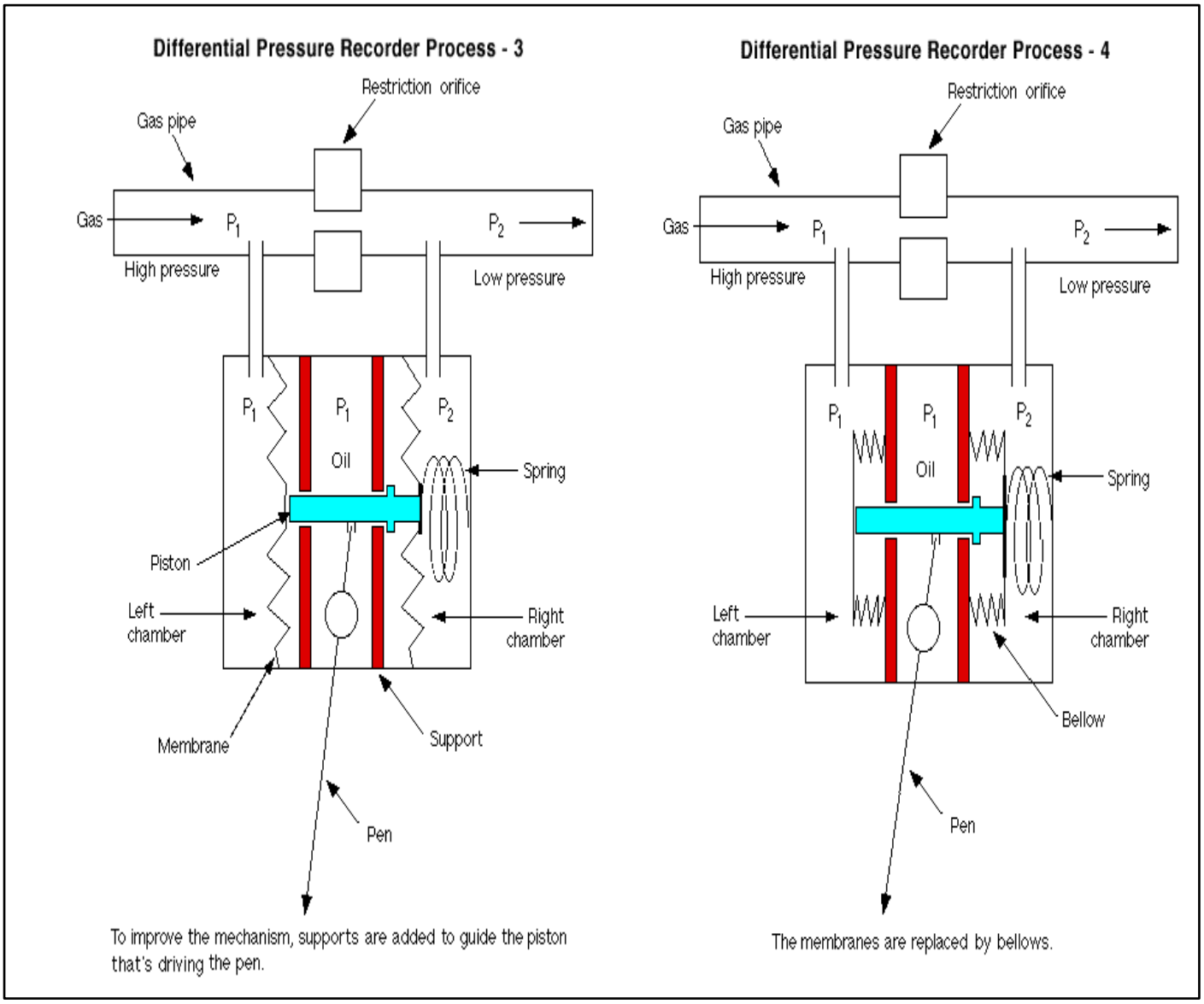
A membrane, backed up by a spring, separates the measuring device into two chambers.

The chamber on the left (P_1) is exposed to the high pressure, the one on the right (P_2) to the low pressure. A variation of the differential pressure across the orifice moves the membrane which in turn transmits this variation to the pen.

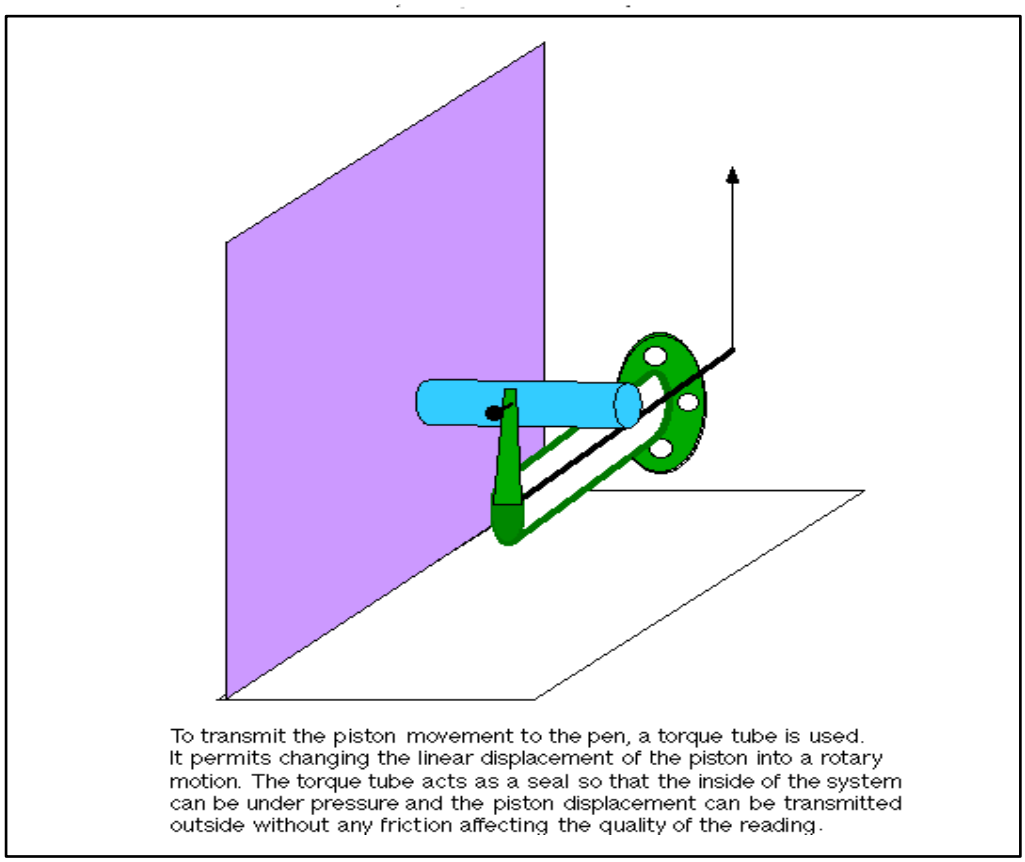


To prevent the pen mechanism from being contaminated by the well effluent another membrane is added to isolate it and the center chamber is filled with oil.

Annexe A.2: Procédure d'enregistrement de pression différentielle.

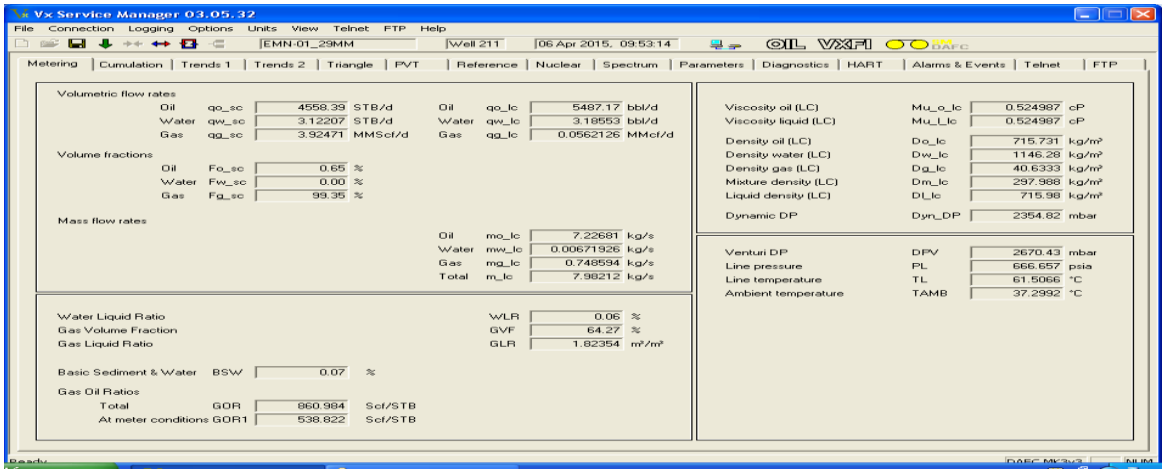


Annexe A.3: Procédure d'enregistrement de pression différentielle.

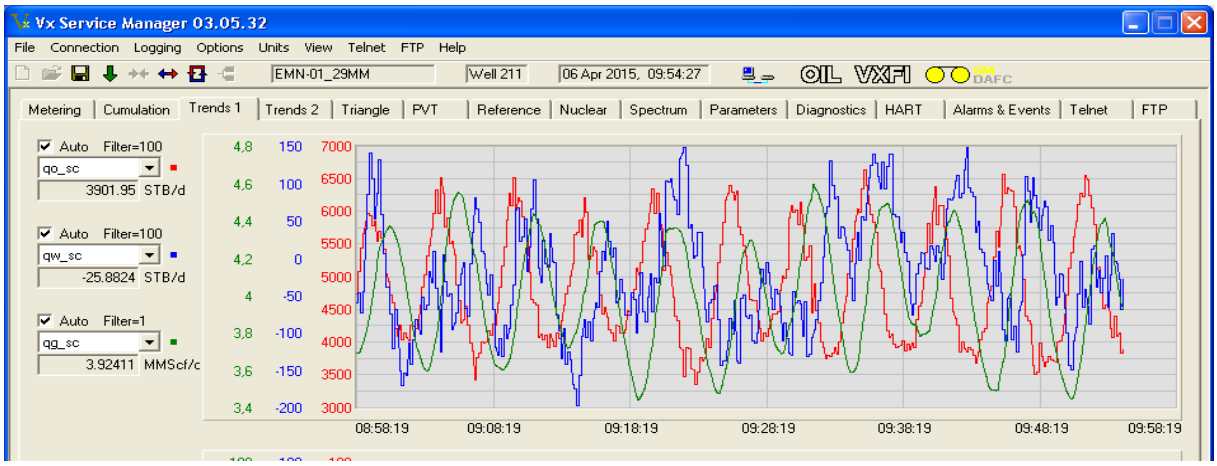


To transmit the piston movement to the pen, a torque tube is used. It permits changing the linear displacement of the piston into a rotary motion. The torque tube acts as a seal so that the inside of the system can be under pressure and the piston displacement can be transmitted outside without any friction affecting the quality of the reading.

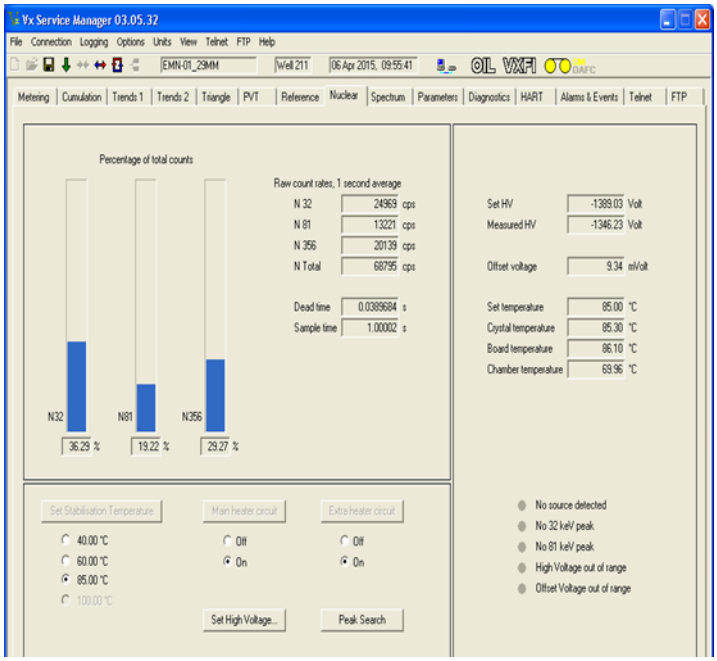
Annexe B : MPFM service manager.



Annexe B.1 : MPFM service manager- Graphiques de tendance-

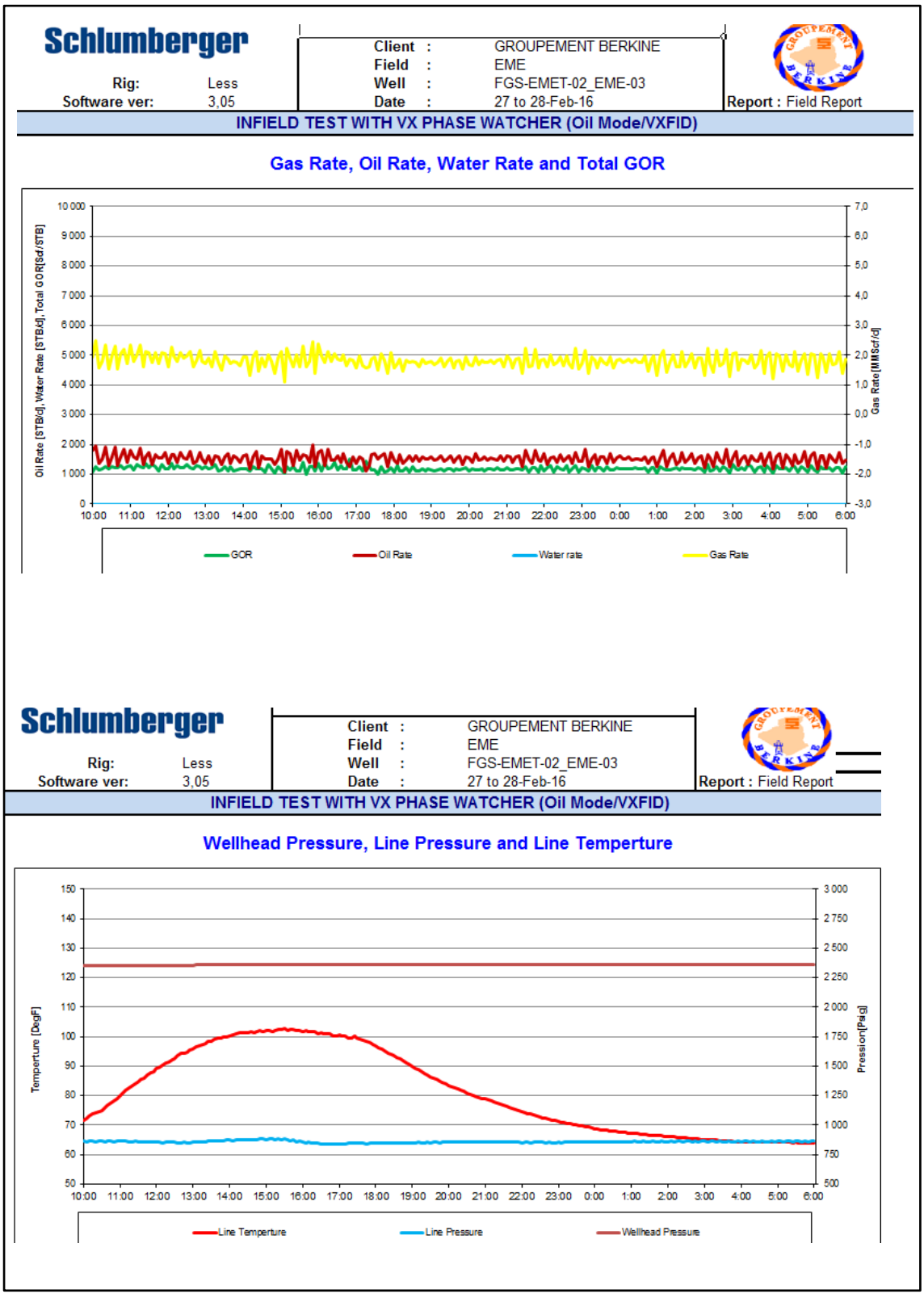


Annexe B.2: MPFM service manager- Référence nucléaire -



Annexe.C :

Test Vx : la représentation des différents paramètres en fonction du temps pour le test Vx (puists EME-03) durant la période comprise entre 10:00 et 06:00 est représentée par les graphes suivants :



Annexe.D: Le déroulement du test séparateur pour le puits EME-18.

GRP-EL MERK Well Operations Report From: F.IDOUGHI (ENSP TVM Coordinator)
Well Name: **EME-18 (Oil Producer).**
Operation: **Separator Single Rate Infield Test.**
Report Number: -
SWR: -
Summary of Operations:

EME-18 Separator single rate for 06 hours stabilization.

Sequence of Events:

Date 17-02-2016 Time	**Operation**
07:50	WT Crew arrived on **CPF** location, for discussed the program to commence the operation.
07:55	Held safety meeting discussed the program and test objectives.
07:58	Wellhead status on arrival: the Well was open. Current conditions: **FWHP**= 268.7 bar, **FLP**= 87.9 bar, **WHT** =73.0 **°**C And **production choke** = 38 BC. **PA** =47 bar **PB**= 00 bar.
08:00	Opened test header valve and closed production header valve for **EME-18**. And opened upstream test valve and downstream production valve after that closed main isolation valve on EMERS-1.
08:05	Passed oil flow through **3**"FLoco oil meter.
08:10	Lowered **3.7500**" orifice plate in gas meter.
08:20	Start taking flow rate measurement.
09:05	**FWHP**= **268.7** bar, **FLP**= **95.0** bar, **WHT** = **71.5** **°**c At production **choke** = 38 BC.
10:12	Passed the oil thought the surge tank for measure the combined correction factor CCF and Qgas2.
10:18	**CCF**=0.761 and **Qgas2**= 0.385 mmscf/day.
11:20	**FWHP**= **268.8** bar, **FLP**= **92.8** bar, **WHT** =**74.2** **°**C At **production choke** = **38**BC.
14:20	Lifted orifice plate, bypassed **3**"FLoco oil meter.
14:25	Emptied the water on bottom separator. **Q water** = **33.0** bbl/ day.
14:30	Opened main isolation valve on FEMERS-1. And Closed upstream test valve and downstream production valve.
14:55	Flushed all Pressure from separator to Flare pit.
15:05	ENSP WT04 crew left FGS site.