

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Génie Mécanique



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم : هندسة ميكانيكية

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention
du diplôme de Master en : Génie Mécanique
Option : Transport et Distribution des Hydrocarbures

TARITEMENT ET VERFICATION DE LA QUALITE DE LA PRODUCTION DES HYDROCARBURES ET CES DERIVEES

Présentée par :
KHAZANI Oumeyma

Devant le jury composé de :

Président : Dr . L.SEDIRA
Encadreur : Dr . K. DEGHECHE
Examineur : Dr . H. DJEMAI

Promotion Juin 2017.

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail ;

*A ma mère qui ne peut s'empêcher de s'inquiéter pour
mon avenir et*

A mon père qui m'a donné le goût des études ;

A mes frères ABED ALAH, et Mouhamed

*A mes sœurs ASSILA et SOUHEYLA qui m'offrent la
force de continuer et dessinent toujours la sourire dans
ma vie.*

A toute ma famille

A mes chères amies Moufida et Afaf.

*Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé,
qui étaient à mes côtés ; et qui m'ont accompagnaient
durant mon chemin d'étude.*

REMERCIEMENT

« Merci mon dieu d'être toujours au près de moi »

*Mes remerciements les plus sincères vont à mon encadreur Me DEGHECHE
kaltoum qui m'a dirigé et qui a été à la hauteur de sa noble tâche.*

et

Tousles travailleurs de la Division Exploitation ;

*Sans oublier Mr :BOUDOUDA .N.D; directeur des ressources humaines DP
Sonatrach.*

*Et avec immense plaisir que nous présentons nos vives gratitudes à tous ceux
qui ont contribué de près ou de loin à lacontinuation de mesétudes pratiques.*

Nous à remercier également ;

*Les membres du jury Dr. S. LAKHDAR et Dr DJ. HOCINE pour
l'honneur qu'il nous fait en acceptant l'évaluation*

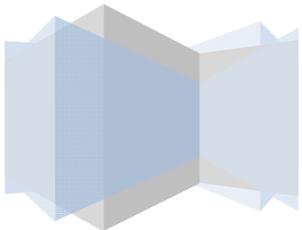
Demon travail.

*Enfinement je remerciétous les enseignants de «DÉPARTEMENT DE
GENIE MECANIQUE»*

Nombreuses sont les personnes que nous n`avons pas cité.



Sommaire



SOMMAIRE

<i>Introduction générale</i>	1
<i>I.1 Introduction</i>	3
ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE	
Chapitre I / Généralités sur les hydrocarbures et leur transport	
<i>I.2 Historique</i>	4
<i>I.3 Définition du pétrole brut</i>	4
<i>I.4 Composition des pétroles bruts</i>	4
<i>I.5 Classification des pétroles bruts</i>	5
<i>I.5.1 Classification industrielle</i>	5
<i>I.5.2 Classification chimique</i>	5
<i>I.5.3 Classification économique (technologique)</i>	5
<i>I.6 Notions sur la formation des hydrocarbures</i>	6
<i>I.6.1 Formation du kérogène</i>	6
<i>I.6.2 Formation de l'huile et du gaz</i>	9
<i>I.6.3 Les pièges géologiques</i>	10
<i>I.6.3.1 Formation des pièges</i>	10
<i>I.6.3.2 Les Formes des pièges</i>	11
<i>I.6.4 Notion de roches réservoirs</i>	13
<i>I.7 Les opérations : d'exploration, de production et de transport</i>	13
<i>I.7.1 Les Opérations de séismologie</i>	13
<i>I.7.2 Les Opérations de Forage</i>	14
<i>I.7.3 Les Opérations de Production</i>	15
<i>I.7.4 Les Opérations de Stockage et de transport</i>	16
Chapitre II / Traitement du pétrole brut	
<i>II.1. Introduction:</i>	18
<i>II.2 Traitement de pétrole brut</i>	18
<i>II.2.1 Les Traitements effectués peuvent être résumés de la façon suivante</i>	19
<i>II.3 Traitements dans les stations satellites</i>	20
<i>II.4 La séparation</i>	21
<i>II.4.1 Objectifs de la separation</i>	21
<i>II.4.2 Définitions d'un séparateur</i>	22

SOMMAIRE

<i>II.4.3 Les types de séparateurs</i>	24
<i>II.4.3.1 Séparateur vertical</i>	24
<i>II.4.3.2 Séparateur horizontal</i>	25
<i>II.4.3.3 Séparateur sphérique</i>	26
<i>II.5 Equipements dans un séparateur</i>	26
II.5.1 Organes de contrôle.....	26
II.5.2 Organes de commande.....	27
<i>II.5.3 Soupapes de sécurité</i>	27
<i>II.6 Le Dessalage</i>	27
<i>II.6.1 Objectifs du dessalage</i>	28
<i>II.6.2 Les différents types de dessaleurs</i>	29
Chapitre III / Description sur l'unité UTBS	
<i>III.1 Introduction III</i>	31
<i>III.2 Gisement de Hassi Messaoud</i>	31
<i>III.3 Historique</i>	32
<i>III.4 Organisation de la direction exploitation</i>	33
<i>III.5 Description des installations</i>	35
<i>III.6 Vue générale de L'UTBS</i>	37
<i>III.7 Description de l'unité</i>	38
<i>III.7.1 Unités de Production</i>	38
<i>III.7.2 Réseau de collecte production de satellite</i>	38
<i>III.8 Traitement et Stabilisation d'Huile</i>	39
<i>III.8.1 Séparation d'Huile</i>	39
<i>III.8.2 Dessalage</i>	40
<i>III.8.3 Stabilisation</i>	41
<i>III.9 Stockage, comptage et expédition de l'huile stabilisée</i>	43
<i>III.10 Traitement et stockage de l'huile hors-spec</i>	44
<i>III.11 Unités de raffinage</i>	44
<i>III.11.1 Raffinage Hassi Messaoud (RHM1)</i>	44
<i>III.11.2 Raffinage Hassi Messaoud (RHM2)</i>	45

SOMMAIRE

Chapitre IV / Contrôle de qualité et les résultats	
<i>IV.1. Introduction.....</i>	47
<i>IV.2 Laboratoires et l'analyse.....</i>	47
<i>IV. 2.1 Définition.....</i>	47
<i>IV.2.2 Laboratoires Raffinerie Hassi Messaoud2 (RHM).....</i>	47
<i>IV.3 Norme et spécification.....</i>	48
<i>IV.3.1 Normes</i>	48
<i>IV.3.2 Spécifications.....</i>	49
<i>IV.4 Echantillonnage</i>	49
<i>IV.5 Les standards.....</i>	49
<i>IV.6 Les dérivées pétrolières.....</i>	50
<i>IV.6.1 Topping.....</i>	51
<i>IV.6.2 Reforming.....</i>	51
<i>IV.7 Les essais normalisés.....</i>	51
<i>IV.7.1 Essais liés à la volatilité.....</i>	52
<i>IV.8 Analyses.....</i>	52
<i>IV.8.1 Définition d'analyse</i>	52
<i>IV.8.2 Analyse en phase charges.....</i>	53
<i>IV.8.2.1 Analyse de la charge petrol brut.....</i>	53
<i>IV.8.2.2 Analyses en phase produits semi finis et finis.....</i>	57
<i>IV.9 Les resultats.....</i>	61
<i>IV.9.1 Tension de vapeur REID(TVR) des produits légers (Gasoline et Reformat).</i>	61
<i>IV.9.2 Distillation ASTM pour le Gasoline, Naphta, Reformat, Kérosène.....</i>	61
<i>IV.9.3 Point d'éclair Luchaire pour le Kérosène et le Gasoil.....</i>	62
<i>IV.9.4 Densité pour Gasoline, Naphta, reformat Kerosene, Gasoil.....</i>	62
<i>IV.9.5 Tension de vapeur REID TVR (psi) les produits légers Gasoline et Reformat.....</i>	62
<i>IV.9.6 Point d'éclair Luchaire (°C) pour le Kérosène et le Gasoil.....</i>	63
<i>Conclusion.....</i>	64
<i>Conclusion générale.....</i>	65

LISTE DES FIGURES

<i>LISTE DES FIGURES</i>		
<i>Chapitre I / Généralités sur les hydrocarbures et leur transport</i>		
Fig I.1	Deux formes de décomposition de la matière organique	6
Fig I.2	Exemples des sources de la matière organique marine	7
Fig I.3	Schéma explicatif de la position du kérogène dans une roche mère.....	8
Fig I.4	Exemples réels des roches mères.....	8
Fig I.5	Schéma représentatif de pyrolyse et de la formation des hydrocarbures....	9
Fig I.6	Schéma représentatif des étapes de formation des pièges des hydrocarbures.....	10
Fig I.7	Schéma représentatif de l'impulsion à partir de la roche mère.....	11
Fig I.8	Schéma représentative des formes des pièges des hydrocarbures.....	11
Fig I.9	Schémas représentatifs des pièges des hydrocarbures.....	12
Fig I.10	Schémas représentatifs de principe de la sismique des réservoirs (On-shore et Off-shore).....	13
Fig I.11	Photos réelles de l'analyse et d'interprétation du logiciel de la sismique des réservoirs	14
Fig I.12	Schématisation de la plateforme de forage et leur instrumentation	15
Fig I.13	Photo Réelle d'une tête de puits et ses accessoires.....	16
Fig I.14	Quelques exemples des réservoirs de stockage des hydrocarbures.....	17
Fig I.15	Quelques exemples des moyens de transport des hydrocarbures.....	17

LISTE DES FIGURES

--	--	--

LISTE DES FIGURES

<i>Chapitre II / Traitement du pétrole brut</i>		
Fig II.1	Situation de la séparation dans un traitement d'huile.....	18
Fig II.2	Traitement du pétrole brut sur champ de production.....	18
Fig II.3	Schéma d'une station satellite.....	20
Fig II.4	Principe de la Séparation.....	22
Fig II.5	Image expliquée d'un séparateur.....	23
Fig II.6	Diagramme simple d'un séparateur trois phases.....	23
Fig II.7	Séparateur tri Phasique.....	24
Fig II.8	Séparateur horizontal triphasique.....	25
Fig II.9	Séparateurs sphérique 2 Phases.....	26
Fig II.10	Dessaleur électrostatique.....	28
Fig II.11	Schéma de principe du dessalage.....	29

LISTE DES FIGURES

<i>Chapitre III/ Description sur l'unité UTBS</i>		
Fig III.1	Champ Hassi Messaoud	31
Fig III.2	Organigramme de la direction exploitation.....	33
Fig III.3	Procédés de complexe industriel sud du champ Hassi Messaoud.....	36
Fig III.4	Schéma simplifié de complexe industriel(CIS) sud Hassi Messaoud.....	36
Fig III.5	Plan général de l'UTBS.....	37
Fig III.6	Réseau de collecte du Brut.....	39
Fig III.7	Séparation d'Huile.....	40
Fig III.8	Dessalage.....	41
Fig III.9	Stabilisation.....	43
Fig III.10	Unités de raffinage-RHM2.....	45
Fig III.11	Schéma synoptique de la raffinerie RHM2.....	46

LISTE DES FIGURES

<i>Chapitre IV : Le contrôle de qualité et les résultats</i>		
Fig III.1	Laboratoires- raffinerie Hassi Messaoud2.....	48
Fig III.2	Mesure de la densité.....	53
Fig III.3	Mesure de la Tension de vapeur Reid (TVR).....	55
Fig III.4	Titration par le Nitrate d'argent.....	55
Fig III.5	Agitateur.....	56
Fig III.6	Centrifugeuse.....	57
Fig III.7	Appareil de distillation.....	59
Fig III.8	Appareil Luchoire.....	60
Fig III.9	Appareil de l'Abel.....	60
Fig III.10	Colorimètre.....	60

LISTE DES FIGURES

<i>LISTE DES TABLEAUX</i>		
Tableaux IV.1	Normes utilisées.....	49
Tableaux IV.2	Fractions pétrolière les plus courantes.....	50
Tableaux IV.3	Coupes soutirées de distillation atmosphérique.....	50
Tableaux IV.4	Spécifications d'un produit de topping.....	51
Tableaux IV.5	Spécifications d'un produit de reforming.....	51
Tableaux IV.6	Analyse par élément d'un pétrole brut.....	53
Tableaux IV.7	Résultats d'analyse de la tension de vapeur REID (pendant 12 heures).	61
Tableaux IV.8	Résultats d'analyse de distillation ASTM (pendant 12 heures).....	61
Tableaux IV.9	Résultats d'analyse de point d'éclair Luchaire (pendant 12 heures).....	62
Tableaux IV.10	Résultats d'analyse de la densité.....	62
Tableaux IV.11	Résultats d'analyse de la tension de vapeur REID (pendant 4 heures)...	62
Tableaux IV.12	Résultats d'analyse de point d'éclair Luchaire (pendant 4 heures).....	63
Tableaux IV.13	Résultats d'analyse du pétrole brut.....	63
Tableaux IV.14	Résultats d'analyse de la couleur.....	63



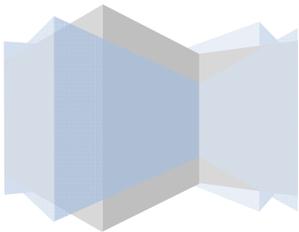
جامعة محمد خيضر

بسكرة



Introduction

Générale



Introduction générale

L'Algérie occupe le troisième rang parmi les producteurs de pétrole en Afrique, et le 12^{ème} rang dans le monde.

Les réserves en hydrocarbures en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi, 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamès Rhourde Nouss (place).

Sur les réserves initiales en place prouvées d'environ dix milliards deux cents millions de mètres cubes d'hydrocarbures liquides, seuls 25% d'entre elles sont considérés récupérables avec les méthodes de la production actuels en Algérie. La moitié de ces réserves d'huile récupérables a déjà été produite Environ autres 400 millions de mètre cubes d'huile sont aujourd'hui considérés comme réserves probables et possibles [1].

L'industrie pétrolière est l'une des activités économiques et industriel les plus importantes, elle regroupe parmi d'autre l'exploitation, le raffinage, le transport et la commercialisation. Pour faire face à une concurrence international qui ne cesse de croitre, et on même temps satisfaire le marché national, il faut se référer à une qualité irréprochable des produits commercialisables [18].

L'industrie de pétrole et du gaz a connue des évolutions dans tous les domaines de traitement de ces deux sources d'énergie.

Vu la diversification du marché et la demande qui se portait de plus en plus sur les produits de haute qualité, suite à l'évolution technologique très rapide, la « SONATRACH » s'est trouvée à un point où il faut adapter au traitement de brut et de gaz. Des opérations spéciales basées sur le transfert de matière telles que la distillation et la séparation...

Actuellement, on s'efforce d'améliorer la capacité de traitement, de production et d'avoir des produits conformes aux normes contractuelles de vente avec l'amélioration de l'efficacité des installations [2].

Introduction générale

Le but de ce mémoire c'est le traitement et la vérification de la qualité du pétrole brut et ces dérivées.

Le manuscrit est débuté par une introduction générale et finalisé par une conclusion générale, il est composé par quatre chapitres :

Le premier chapitre parle sur une généralité sur les hydrocarbures et leur transport.

Le deuxième chapitre est consacré pour traitement du pétrole brut.

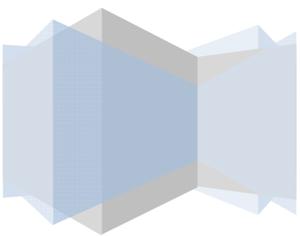
Le troisième chapitre donne une description sur l'unité UTBS.

Le quatrième chapitre est consacré pour le contrôle de qualité et les résultats obtenus.



Chapitre I

GENERALITE SUR LES HYDROCARBURES ET LEUR TRANSPORT



I.1 Introduction

Les hydrocarbures sont conventionnellement définis comme des liquides composés principalement de molécules d'hydrocarbures, c'est-à-dire formées uniquement de carbone et d'hydrogène. Ils contiennent aussi, en proportions variables, des molécules lourdes plus complexes comme de l'oxygène, de l'azote et du soufre appelées résines ou asphaltènes (en moyenne 15 %). Il s'est constitué à partir d'organismes vivants comme des algues, du plancton et parfois des végétaux continentaux qui ont vécu il y a plusieurs millions d'années. Tout comme il n'y a pas deux êtres humains au monde qui sont parfaitement identiques, il n'y a pas deux réserves de pétrole qui fournissent exactement le même liquide non plus. Ainsi, chaque champ de pétrole sur la planète contient une huile qui a ses propres caractéristiques et qui s'est formée selon les conditions locales dans lesquelles elle s'est développée [1].

I.2 Historique

L'exploitation du pétrole ne date pas d'hier. En effet, il y a 6 500 ans, les peuples de Mésopotamie (Irak actuel) récupéraient déjà le pétrole qui affleurait sous forme de bitume pour en faire un ciment en construction. Le bitume fut également utilisé jusqu'au 19ème siècle pour imperméabiliser les coques de navires. Et ces usages se sont rapidement multipliés (embaumement, médecine, guerre, éclairage...).

C'est au XIXème siècle avec l'invention des lampes à pétrole et des moteurs à combustion interne que le pétrole allait s'imposer comme une ressource indispensable capable de modifier les enjeux géopolitiques du monde.

Le premier puits de pétrole fût foré en 1847 à Bakou (bord de la mer Caspienne - Azerbaïdjan actuel) qui se couvrit ensuite de derricks tout comme les territoires américains où l'on avait découvert le nouvel or noir [3].

Pour une implantation de forage correcte et rentable il existe plusieurs opérations de prospection : la séismologie, le forage, la diagraphie, la production,...

I.3 Définition du pétrole brut

Le pétrole, vient du mot latin « petra » pierre et « oleum » huile (soit - huile de pierre) [4]. Les pétroles bruts se présentent le plus généralement sous la forme de liquides plus ou moins visqueux Leur couleur varie du vert au brun noir et dégagent une odeur d'hydrogène sulfuré , de térébenthine ou simplement d'hydrocarbures. Leur composition chimique est très complexe et dépend essentiellement de leur âge (Évolution du kérogène)

Le pétrole gît dans le sous sol de la terre sous forme d'accumulations, dont le volume peut varier entre quelques millimètres cubes et plusieurs milliards de mètres cubes [5].

I.4 Composition des pétroles bruts

Les pétroles bruts sont des mélanges complexes essentiellement composés de molécules résultant de la combinaison d'atomes de carbone tétravalents et d'atomes d'hydrogène monovalents, d'où l'appellation d'hydrocarbures.

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles bruts ; leurs molécules ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène et se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure.

I.5 Classification des pétroles bruts

Il est possible de distinguer les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre et autres impuretés (vanadium, mercure et sels) et leur teneur. Il est aussi possible de les classer parfois selon leur provenance (golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigeria), car le pétrole issu de gisements voisins a souvent des propriétés proches.

I.5.1 Classification industrielle

Les pétroles sont répartis dans la partie industrielle en : légers, moyens et lourds, déterminés par simple mesure de densité tels que :

✚ Pétrole léger avec : $d_4^{15} < 0.828$

✚ Pétrole moyen avec : $0.828 < d_4^{15} < 0.884$

✚ Pétrole lourd avec : $d_4^{15} > 0.884$

I.5.2 Classification chimique

Cette classification divise le pétrole selon la prédominance de l'une des familles d'hydrocarbure, ils peuvent être: Paraffiniques, Naphténiques, Aromatiques ou Mixtes (Paraffino-aromatiques).

I.5.3 Classification économique (technologique)

La méthode est basée sur la connaissance de la:

- ✚ Teneur potentielle en soufre dans le pétrole et les fractions pétrolières.
- ✚ A faible teneur, lorsque le pétrole ne contient pas plus de 0.5%.
- ✚ A moyen teneur, lorsque le pétrole contient entre 0.5 - 2% .
- ✚ Sulfureux lorsque sa teneur > 2 %.
- ✚ Teneur en fractions claires avec PF = 350°C.
- ✚ Teneur élevée PF = 350 °C > 45 % (pétrole léger).
- ✚ Teneur moyenne entre 30 et 45 % (pétrole moyen).
- ✚ Teneur faible < 30 % (pétrole lourd).
- ✚ Teneur potentielle en fraction d'huiles de base et leurs qualités.
- ✚ Teneur en paraffines. [6].

I.6 Notions sur la formation des hydrocarbures

L'étude de la formation des hydrocarbures nous fait savoir que les caractéristiques des produits des hydrocarbures sont en fonction de plusieurs paramètres (nature de matière organique primaire, milieu d'enfouissement, et répartition des pièges géologiques) et de leur composition chimique. On peut classer les différentes étapes de formation des hydrocarbures comme suit :

I.6.1 Formation du kérogène

La formation des hydrocarbures est l'aboutissement d'un long processus de **sédimentation** de la matière organique (plusieurs millions d'années).

Sur notre planète des organismes vivants meurent en permanence. Ces organismes sont composés pour l'essentiel de carbone, hydrogène, oxygène et azote sous forme de molécules complexes [7].

Ces organismes après la mort subissent plusieurs décompositions des molécules complexes en molécules plus simples (moins de 1 %) de la matière organique se dépose et est entraînée vers le fond des mers et océans suivant deux forme (voir la figure 1 et 2).

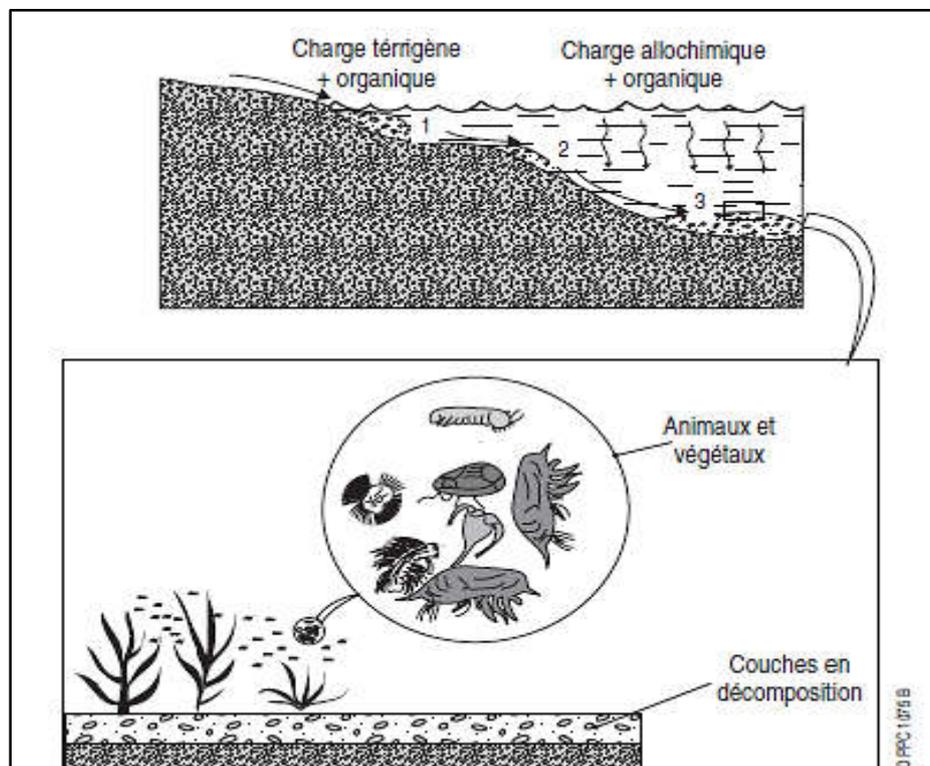


Figure I.1 : Deux formes de décomposition de la matière organique [7].



Figure I.2 : Exemple des sources de la matière organique marine [8].

Après la décomposition des matières organiques qui se trouvent dans des profondeurs ou elles se subissent une transformation grâce à l'activité bactériennes et cette dernière sera active après la consommation de l'oxygène par l'oxydation d'une partie de la matière organique ;(milieu pauvre d'oxygène) pour cela on l'appelle **milieu anaérobie** et les bactéries active dans ses conditions sont appelées **bactéries anaérobies**.

Les bactéries anaérobies consomme l'oxygène et l'azote de la matière organique, alors le reste (essentiellement Hydrogène et le carbone) cette transformation est appelée– **transformation biochimique** – cette dernière offre une matière solide qui s'appelle **kérogène** sous forme petits filets dans **la roche mère** (voir la figure 3 et 4).

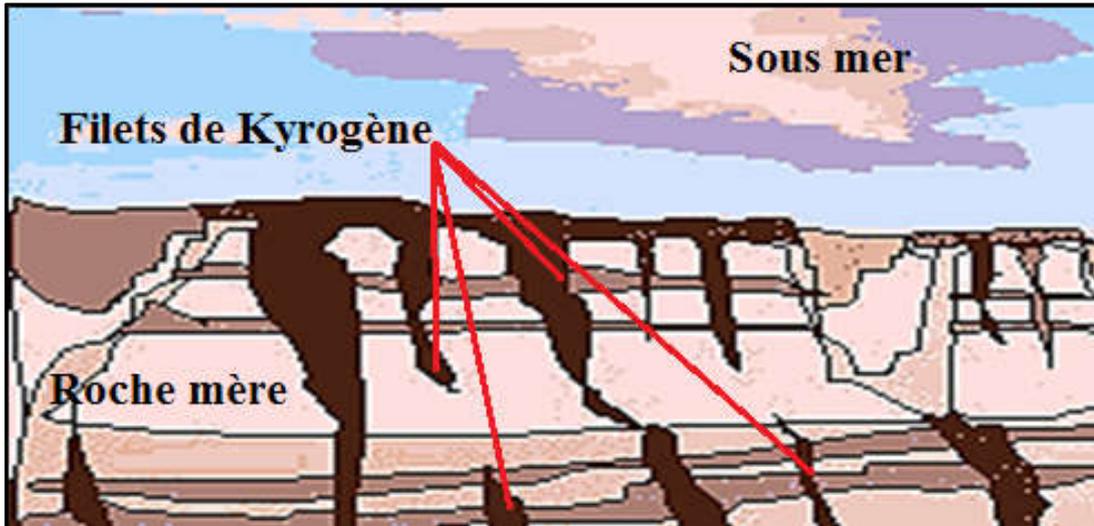


Figure I.3 : Schéma explicatif de la position du kérogène dans une roche mère [8].

Et pour les roches mères, les plus connues et les plus existantes sont :



Sandstone



Limestone

Figure I.4 : Exemples réels des roches mères [8].

Pour sa formation elles sont passées par des millions d'années.

Mais, Quelque ce passe aux atomes des carbone et des hydrogènes ?

Ils sont utilisés pour la formation du gaz de méthane biochimique (produit pendant une dégradation biochimique (CH_4) suivant la réaction ci-dessous :



I.6.2 Formation de l'huile et du gaz

Le **kérogène** dans cette étape est soumis sous des conditions de température et pression résultantes de l'enfouissement sous terre et le mouvement de cette dernière, sans oublier le **gradient géothermique** en fonction de profondeur et avec ses condition le kérogène subi une dégradation thermique (Phénomène de **pyrolyse**) il se produit le craquage du bitume en huiles (fenêtre à huile), puis en gaz (fenêtre à gaz), ...et si la cuisson continue, il n'aura que du carbone (carbonisation) c'est la formation du **graphite**.

Sous la pression litho statique, les hydrocarbures sont expulsés de la roche mère vers la roche-réservoir, c'est la migration primaire. Compte tenu de leur faible densité, ils remontent verticalement jusqu'à la couverture qui constitue une barrière de perméabilité (sels, argiles, mudstones).

Les hydrocarbures sont ensuite acheminés latéralement à travers les milieux poreux et perméables (roches réservoirs), c'est la **migration secondaire**. Deux cas de figures peuvent se présenter :

- 1- En absence de barrière de perméabilité latérale (piège), ces hydrocarbures remontent en surface et s'oxydent, c'est la **dis migration**.
- 2- En présence de pièges mais formés antérieurement à la migration (timing), les hydrocarbures s'accumulent et saturent le réservoir [9].

Dans ce cas l'apparition du pétrole et de gaz est favorable (Voir la figure 5).

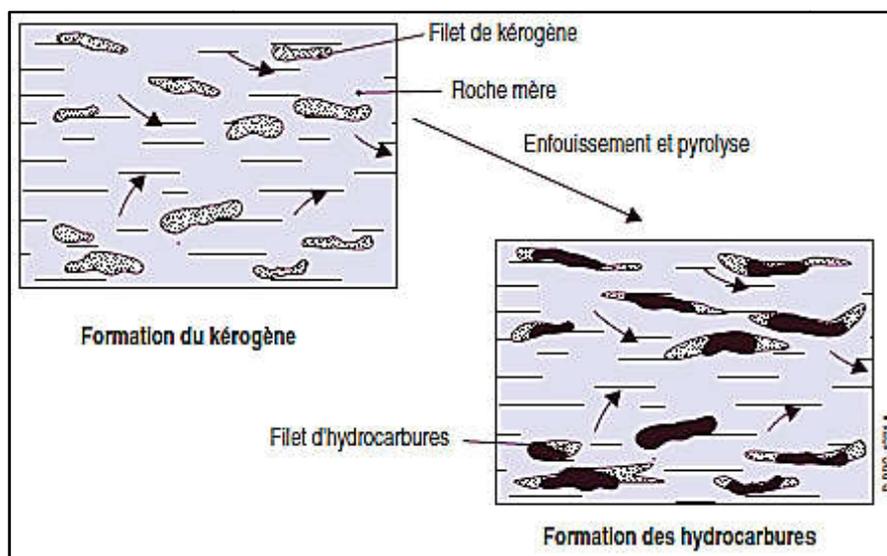


Figure I.5 : Schéma représentative de pyrolyse et de la formation des hydrocarbures [7].

Chapitre I : Généralité sur les hydrocarbures et leur transport

Maintenant la question qui se pose ou on peut trouver ses formations ou bien ses pièges géologiques ?

I.6.3 Les pièges géologiques

La formation des pièges géologiques est généralement connue par trois grandes étapes qui offrent une multitude de formes de pièges selon les conditions et les lieux d'existence et de quasi-stabilité tectonique.

I.6.3.1 Formation des pièges

La formation des pièges est constituée de trois majoritaires étapes (voir la figure 6).

- ✚ La création d'huile (brute).
- ✚ La migration dans la roche réservoir.
- ✚ La concentration dans les pièges.

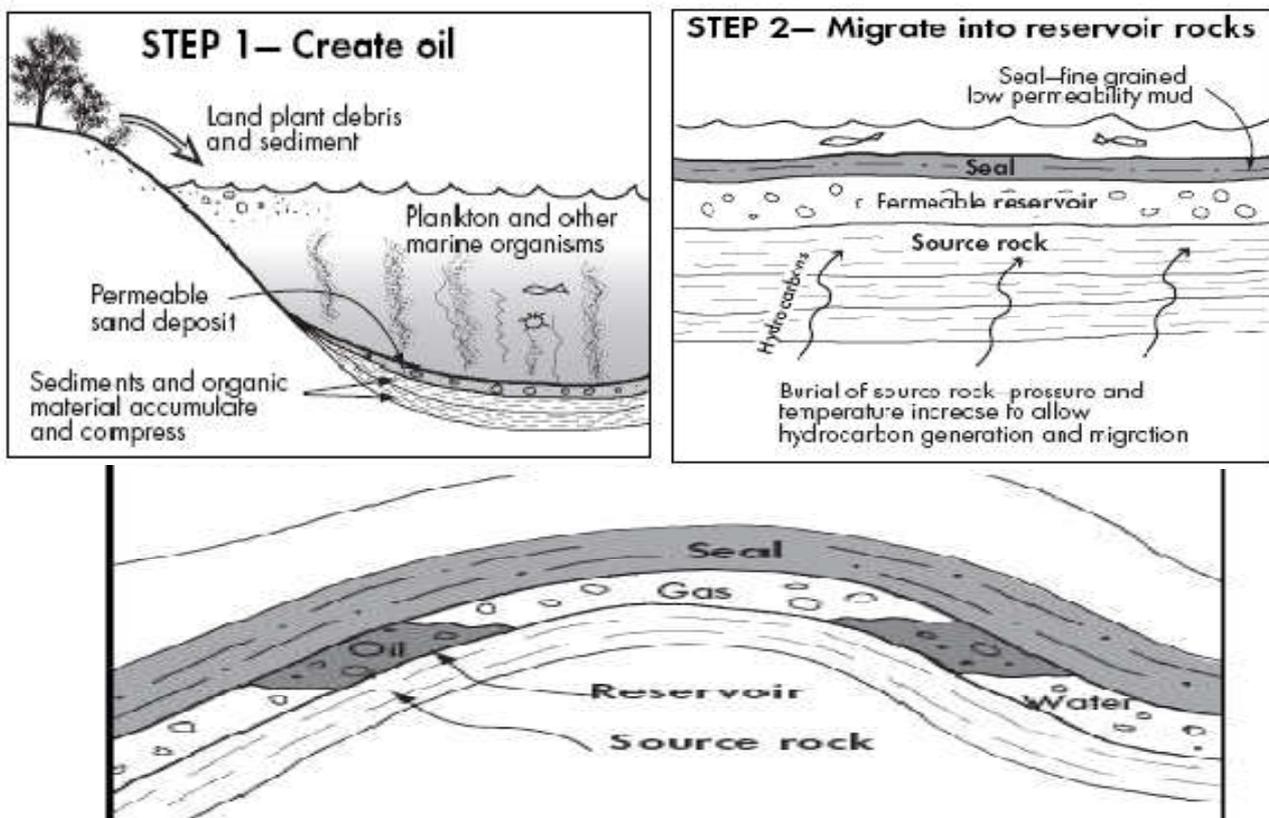


Figure I.6 : Schéma représentatif des étapes de formation des pièges des hydrocarbures [2].

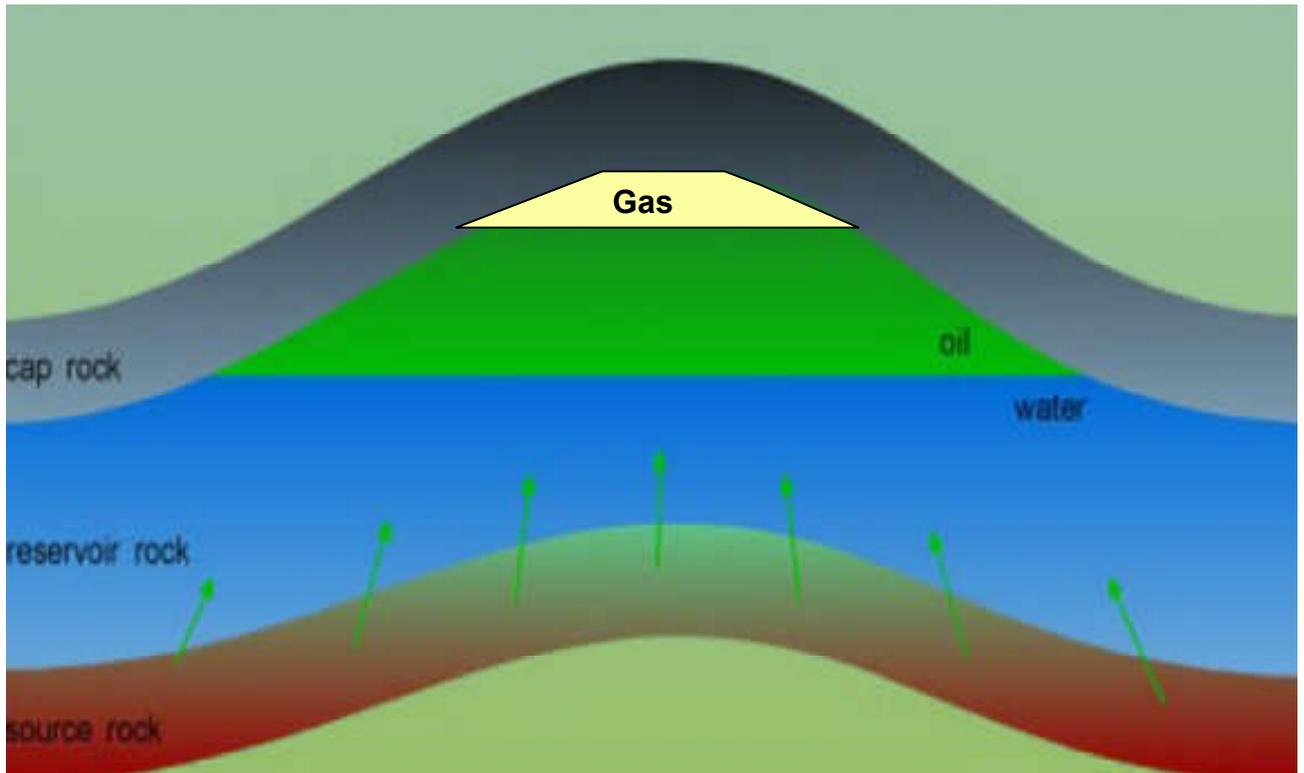


Figure I.7 : Schéma représentative de l'impulsion à partir de la roche mère [9].

I.6.3.2 Les Formes des pièges

Parmi les on a : selon la forme de piège

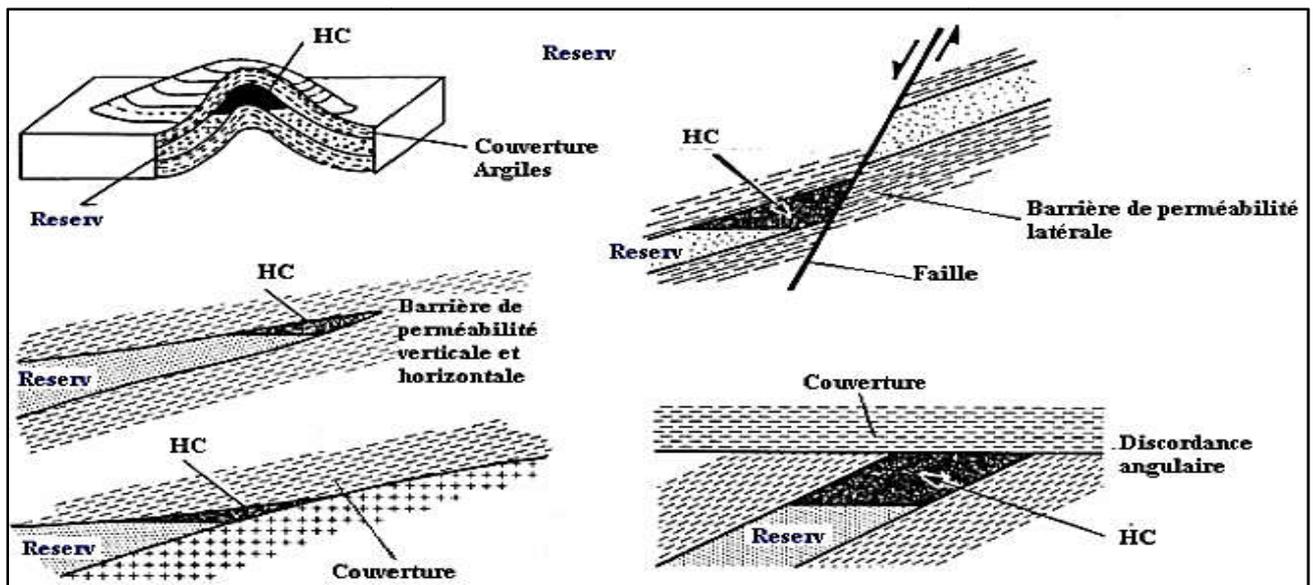
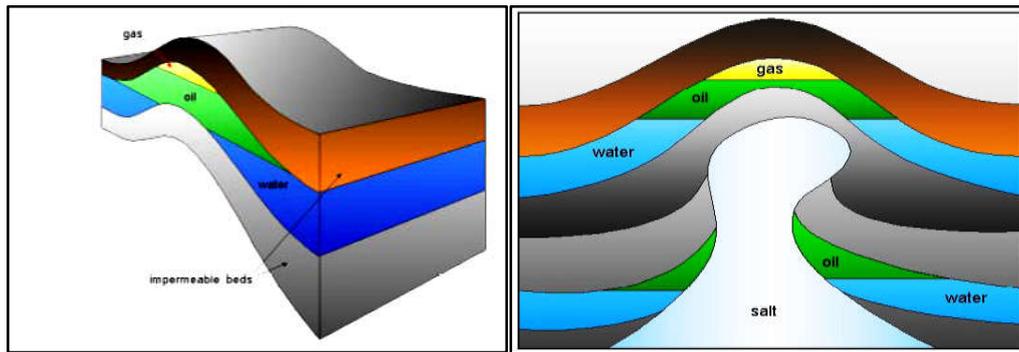


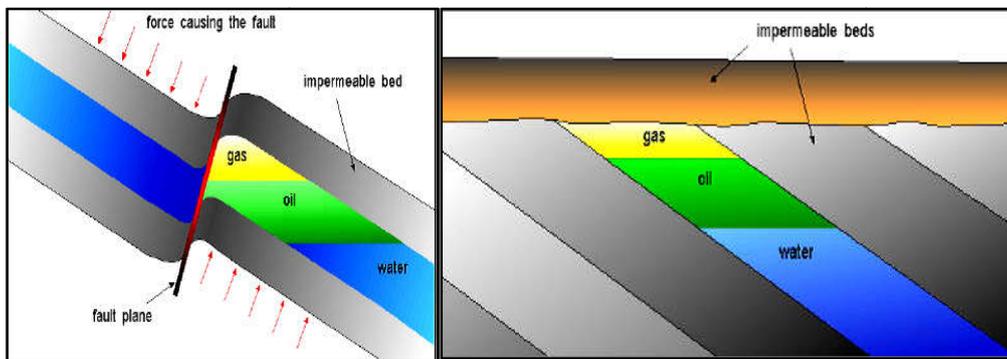
Figure I.8 : Schéma représentative des formes des pièges des hydrocarbures [9].

Selon leurs existante on a



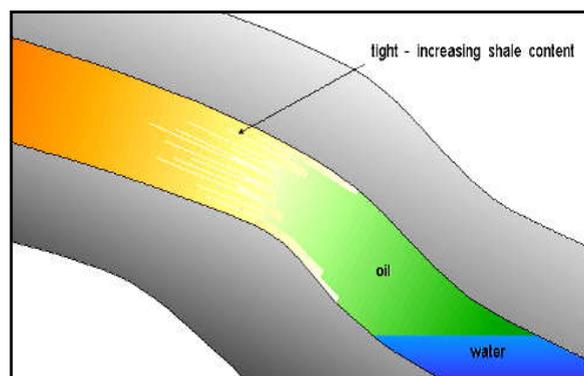
A-Forme anticlinale

B-Forme d'un dôme du sel



C- Forme d'une faille

D- Forme discordance



E- Forme de lentille

Figure I.9 : Schémas représentatives des pièges des hydrocarbures [9].

I.6.4 Notion de roches réservoirs

Toute roche pouvant contenir des fluides, est considérée comme **une roche réservoir** ou **une roche magasin**.

-Une roche est réservoirs : elle est poreuse et perméable.

Ces deux paramètres permettent aux fluides de se former et de s'accumuler.

- Exemples: les grès, les quartzites fracturées, la dolomie secondaire, les récifs...
- Les réservoirs carbonatés renferment plus de 60% des réserves mondiales d'huile et 40% de gaz. Ils suscitent un intérêt particulier en raison de la découverte dans le moyen orient de grands champs pétroliers liés aux environnements carbonatés [9].
- La production actuelle des hydrocarbures des réservoirs carbonatés représente près de 60% d'huile et 40% de gaz, au moyen orient représente 70% de la production d'huile et 90% de gaz [9].

Après la description de la formation des hydrocarbures et les pièges géologiques qui les contiennent, on a devant une situation de réalisation d'une recherche sur terrain afin de trouver ses pièges, alors on peut voir tout le détail dans le point suivant.

I.7 Les opérations : d'exploration, de production et de transport

I.7.1 Les Opérations de sismologie

Cette technique consiste à envoyer des ondes sismiques à partir des sondes sismiques et faire le suivi de propagation de ses ondes par les géophones (Voir la figure 10).

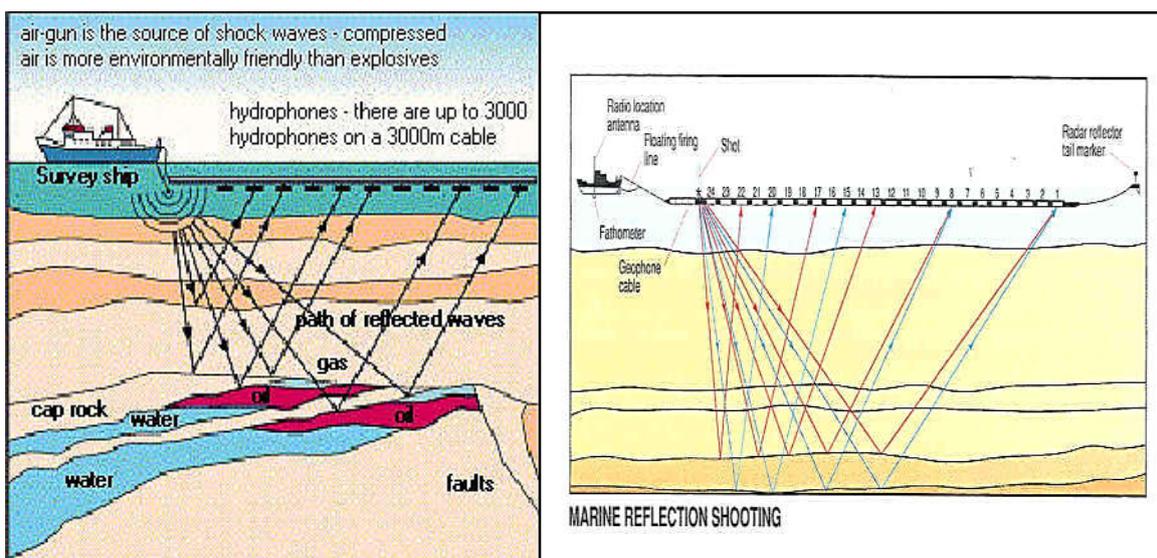


Figure I.10 : Schémas représentatives de principe de la sismologie des réservoirs (On-shore et Off-shore) [9].

Chapitre I : Généralité sur les hydrocarbures et leur transport

Ensuite et après l'arrivée de ses ondes après ses propagations des analyses et des interprétations sera réalisée à l'aide des logiciels sophistiqués en trois (3-D) et maintenant il existe plus que trois dimensions (Voir la figure 11).

Après avoir des résultats encourageants -bien sûr- des programme de forage sont organisés et programmés afin de réaliser des implantations pour la plateforme de forage.

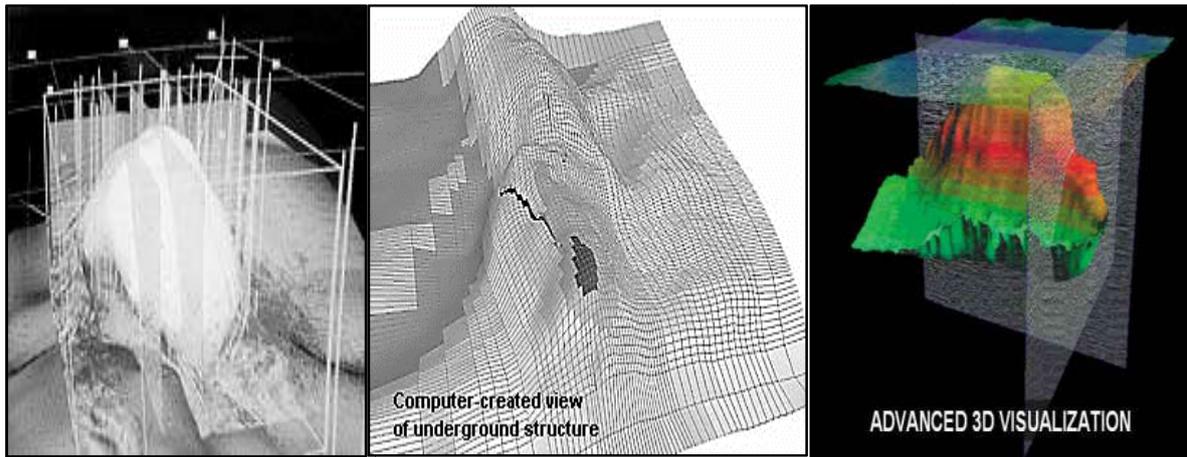


Figure I.11 : Photos réels de l'analyse et l'interprétation de l'logiciel de la sismique des réservoirs [9].

I.7.2 Les Opérations de Forage

Le forage Commencée au milieu du 19ème siècle où ce processus consomme des ressources financières significatives à une des étapes (scènes) les plus importantes d'exploration.

Le forage est consisté à traverser les formations terrestres par un outil de forage convenable avec les formations traversées pendant chaque phase de forage et à l'aide d'un circuit de boue un bon suivi géologique est assurée afin de déterminer les différentes tops géologiques (Voir la figure 12).

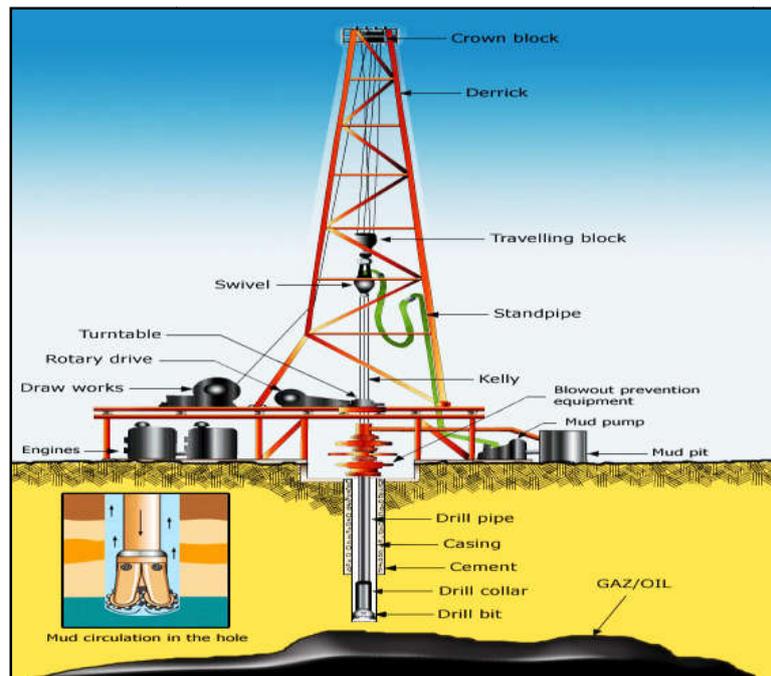


Figure I.12 : Schématisation de la plateforme de forage et leurs instrumentations [10].

I.7.3 Les Opérations de Production

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, par sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production, et les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits.

Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées, la stimulation soit par acidification (Acid job), la création d'une transmissibilité artificielle dite fracturation hydraulique, et récemment un nouveau procédé « Short Radius ».

La production et le contrôle des débits d'un puits pétrolier sont assurés par la complétion et sa tête de puits.



Figure I.13 : Photo Réel d'une tête de puits et leurs accessoires [9].

I.7.4 Les Opérations de Stockage et de transport

Le stockage des ressources énergétiques est non seulement nécessaire pour compenser les fluctuations d'approvisionnement dues à toutes sortes d'aléas lors de la production, du transport et du raffinage, ou les variations de la consommation, qui dépendent notamment des conditions météorologiques.

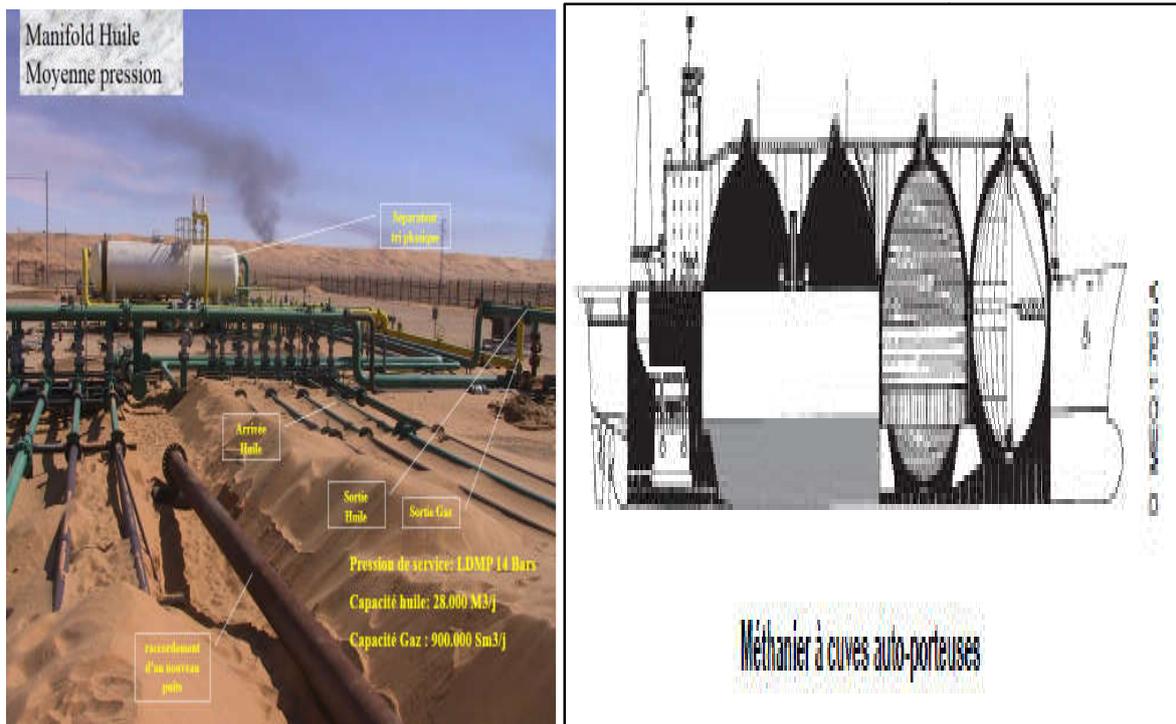
Il est aussi stratégique pour assurer un minimum d'autonomie énergétique du pays consommateur.

Le stockage doit être assuré aux différentes étapes du cheminement du pétrole, depuis les puits de production jusqu'aux lieux de consommation.



Figure I.14 : Quelques exemples des réservoirs de stockages des hydrocarbures [10].

Le transport de ses Produits est assuré avec plusieurs moyennes de transport (terrestre (sous terre ou atmosphérique) Aérienne et marine).



Transport par pipelines [11].

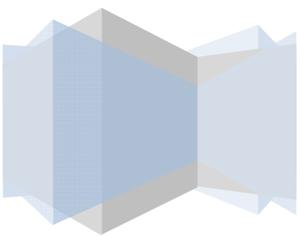
Transport par méthanier [7].

Figure I.15 : Quelques exemples des moyens de transport des hydrocarbures.



Chapitre II

TRAITEMENT DU PETROLE BRUT



II.1 Introduction

un gisement produit un mélange d'hydrocarbures lourds et légers sous forme liquide et gazeuse auxquels peuvent s'ajouter d'autres constituants non hydrocarbonés (tels que de l'azote, du gaz carbonique, de l'hydrogène sulfuré ...), de l'eau plus ou moins salée, éventuellement des solides [7].

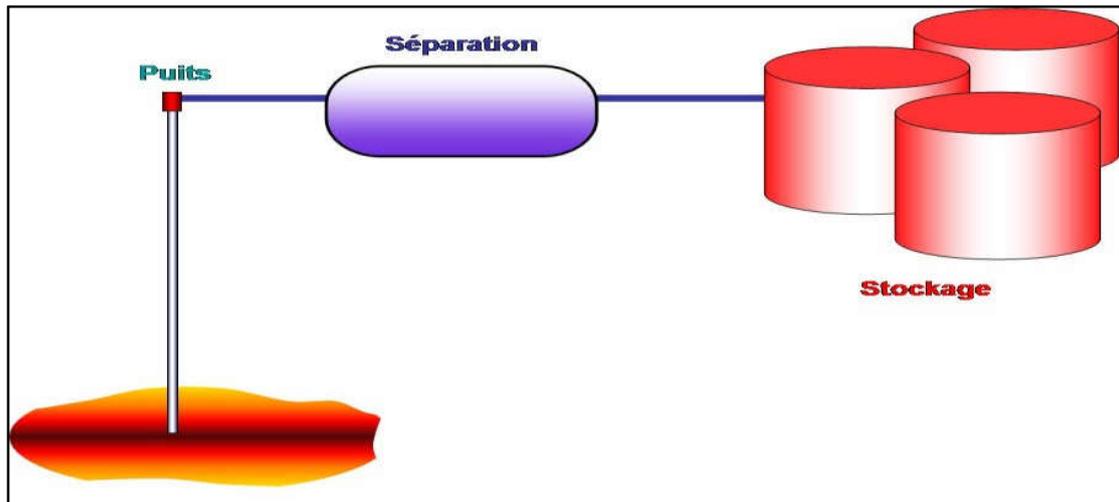


Figure II.1: Situation de la séparation dans un traitement d'huile [12].

II.2 Traitement de pétrole brut

✚ à stabiliser le brut en le séparant de la phase gaz.

✚ à éliminer l'eau, le sel et les sédiments au moyen d'une installation de dessalage

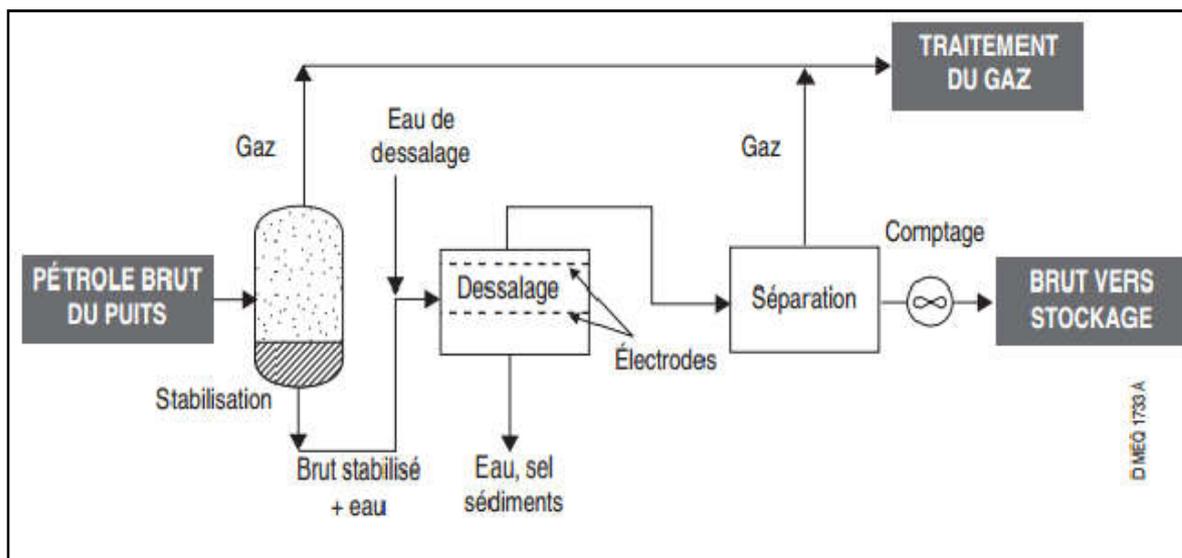


Figure II.2: Traitement du pétrole brut sur champ de production [7].

Chapitre II : Traitement du pétrole brut

II.2.1 Les traitements effectués peuvent être résumés de la façon suivante

- ❖ Le brut est envoyé dans des séparateurs successifs ou dans une colonne de façon à provoquer le dégazage des hydrocarbures légers ainsi que la décantation de l'eau, le brut ainsi obtenu est dit stabilisé
- ❖ L'effluent gazeux est traité pour l'utiliser utilisation sur le champ de production (puits injecteur) ou pour expédition.
- ❖ Le brut stabilisé est ensuite mélangé avec l'eau douce et traité dans un dessaleur.

Dans le dessaleur, le sel dissout dans l'eau entraîne les sédiments par gravité.

La séparation gravitaire est en général facilitée, en provoquant dans le dessaleur un champ électrique élevé au moyen d'électrodes.

- ❖ Le brut dessalé subit ensuite un dégazage final avant expédition vers le stockage. il est ensuite exporté par navire ou pipe-line.

Lors de l'expédition du pétrole brut et de sa réception dans une raffinerie, certaines analyses, de qualité sont particulièrement vérifiées :

- ❖ La teneur en eau et sédiments (ou BSW : Basic Sediment and Water)
(Valeurs habituelles de BSW <0.1% à 1%)
- ❖ La salinité (Salt content)
(Valeurs habituelles de la salinité <40 à 80 mg/l chlorure de sodium)
- ❖ La densité.

D'autres paramètres comme la tension de vapeur, la viscosité, le point d'écoulement sont également importants pour déterminer le mode de stockage et la facilité de pompage.

- ❖ La teneur en H₂S est aussi importante pour des raisons de sécurité [7].

II.3 Traitements dans les stations satellites

Pour les champs de très grande espace, il existe souvent des stations satellites situées à proximité des puits, et dans lesquelles des traitements initiaux sont effectués :

- ❖ Stabilisation du pétrole brut.
- ❖ Décantation de l'eau contenue dans le brut.
- ❖ Traitement de l'eau pour réinjection dans un puits injecteur.

Le gaz et le pétrole brut sont ensuite expédiés par pipe-line vers une installation centrale où on a effectué les traitements complets du gaz et du pétrole [7].

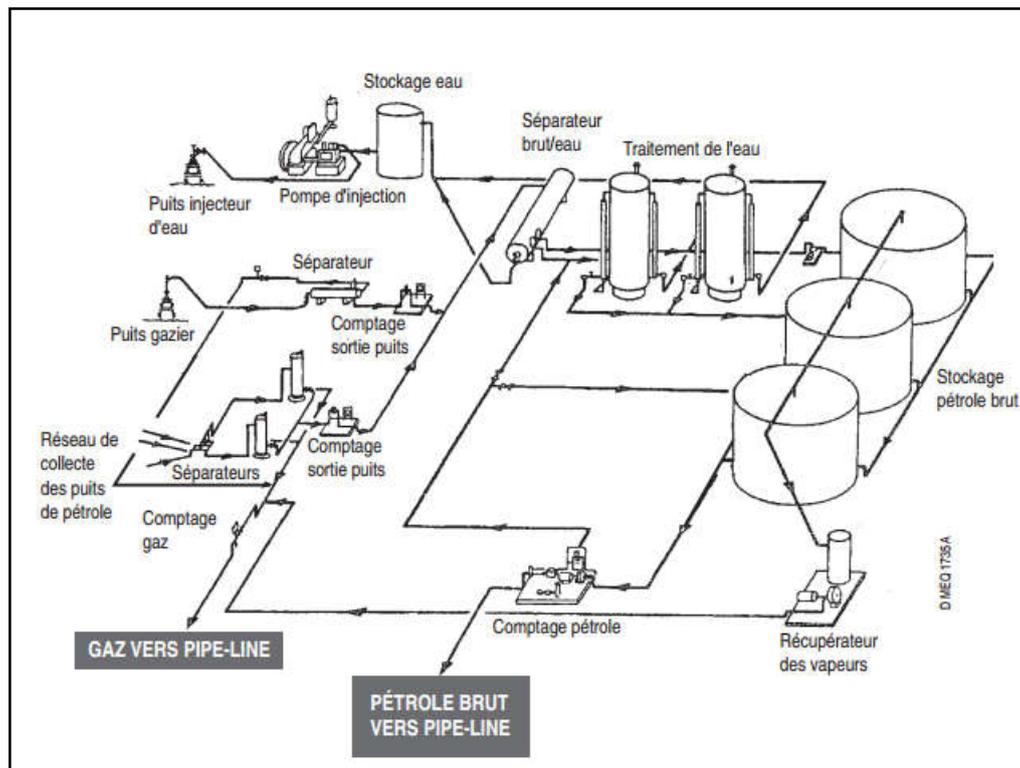


Figure II.3: Schéma d'une station satellite [7].

II.4 La séparation

La séparation est l'opération principale de traitement du pétrole brut. Il s'agit d'avoir un pétrole brut propre et stable, débarrassé du gaz et de l'eau salée qu'il contenait, avant d'être transportée et commercialisée.

Dans le cas le plus général, le pétrole brut, en sortie de puits, est un mélange triphasique comprenant :

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

La séparation consiste à introduire le mélange (huile, eau et gaz) dans une capacité appelée séparateur, à l'intérieur du puits à la ligne séparateur, les différents fluides se séparent par gravité, le plus lourd (l'eau) va au fond du séparateur, le moins lourd (l'huile) se dépose au-dessus du niveau de l'eau et le plus léger (le gaz) remplit la partie haute du séparateur au-dessus du niveau d'huile.

La séparation est principalement obtenue par des changements répétés de la direction du fluide et des réductions de la vitesse de passage des fluides. Ces phénomènes, qui se produisent à l'intérieur du séparateur, provoquent une séparation due à la différence de densité des différents produits [12].

II.4.1 Objectifs de la séparation

L'opération de séparation est destinée à séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre la livraison au client d'un produit conforme à des normes bien définies telle que :

- ✚ Densité
- ✚ Viscosité
- ✚ B.S.W (Basic and sediment water)
- ✚ Salinité
- ✚ Tension de vapeur

Par ailleurs dans les installations de traitement il est indispensable de protéger certains équipements contre certains fluides comme par exemple :

Les gaz contenant des particules ou solides à des compresseurs centrifuges qui risquent d'être sérieusement endommagés.

Chapitre II : Traitement du pétrole brut

Les pompes centrifuges qui risquent de cavité s'il y a présence de poches de gaz dans le liquide pompé [13].

Le moyen le plus simple pour stabiliser un brut est de lui faire subir un certain nombre de séparations à des pressions décroissantes (séparation multi étagée) et de séparer le gaz obtenu à chacun des étages de séparation. Ce procédé ne peut s'envisager que sur des gisements éruptifs et dont la pression de tête de puits est supérieure à la pression atmosphérique [12].

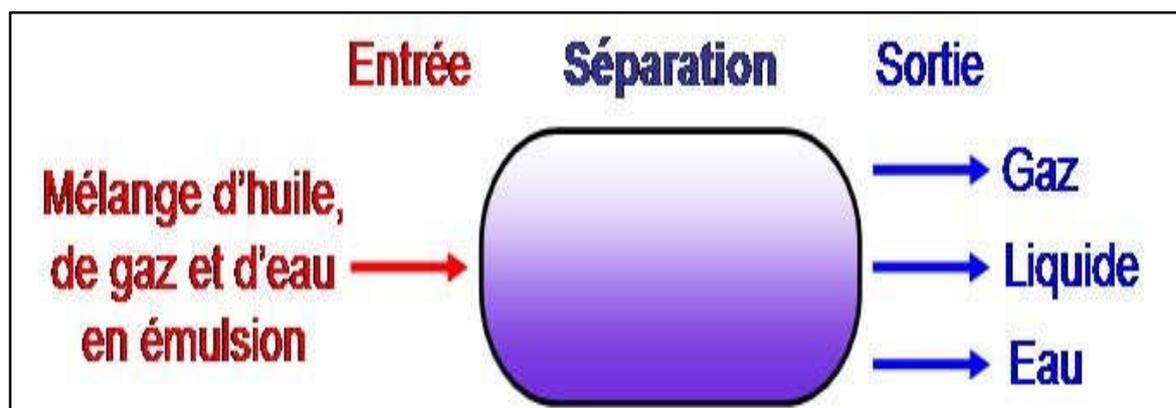


Figure II.4: Principe de la séparation [12].

II.4.2 Définitions d'un séparateur

Le séparateur est l'appareil utilisé pour faire la séparation donc dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à la sortie d'un puits de production en agissant sur leur densité.

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée de la production amenée par les collectes.

Un séparateur se présente comme un réservoir cylindrique disposé soit verticalement, soit horizontalement.

Il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins courant [12].

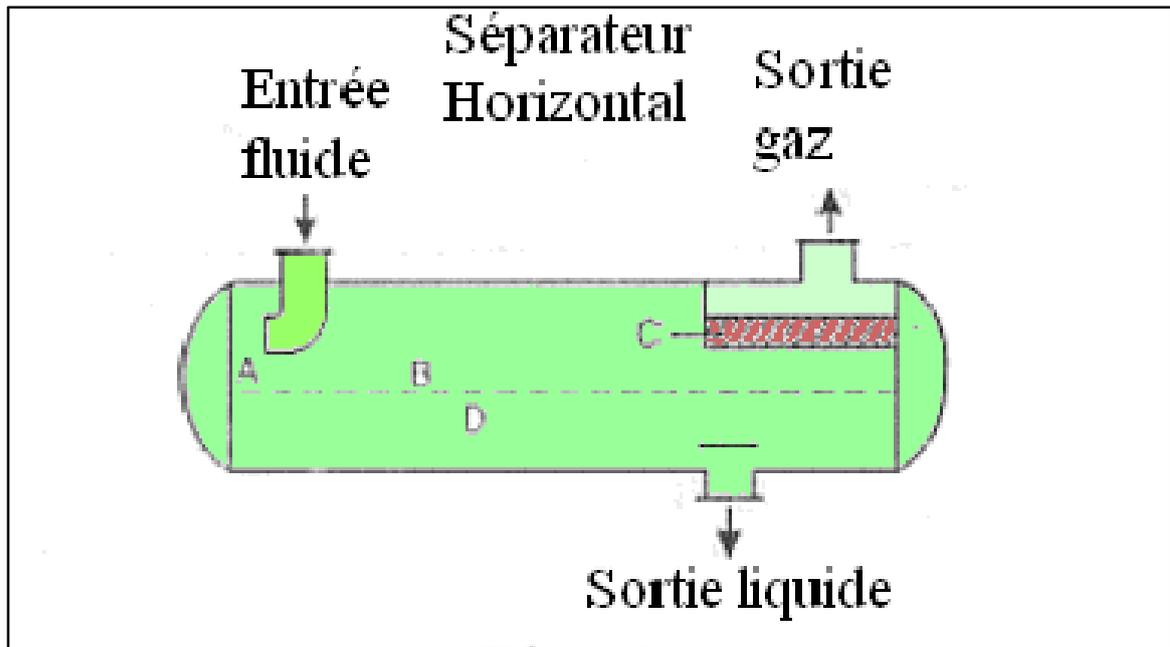


Figure II.5: Image expliquée d'un séparateur [12].

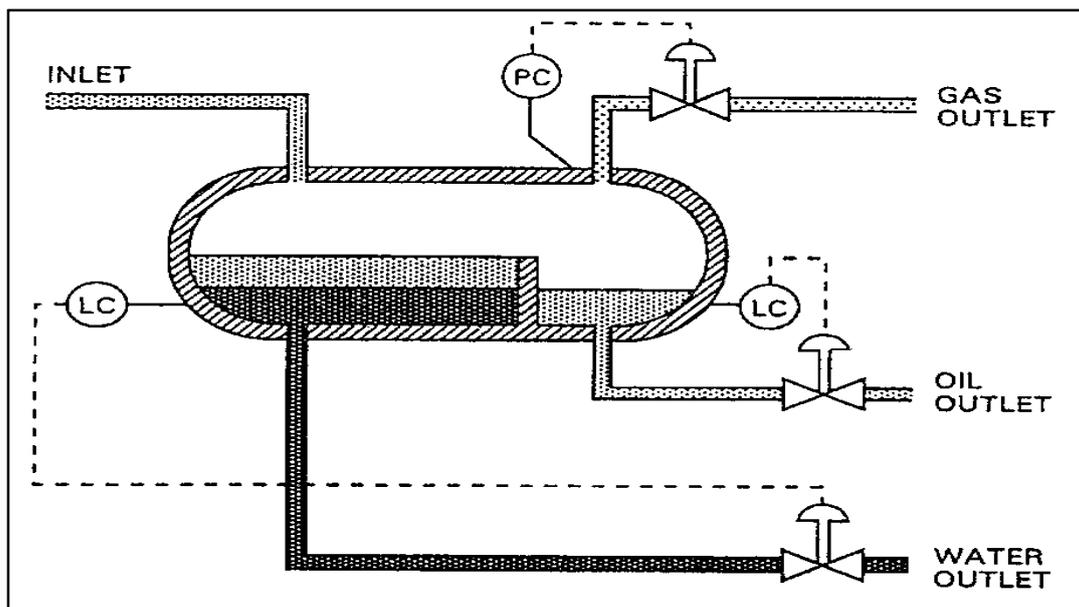


Figure II.6 Diagramme simple d'un séparateur trois phases [12].

II.4.3 Les types de séparateurs

II.4.3.1 Séparateur vertical

Ces séparateurs sont constitués par un cylindre vertical terminé par des fonds bouchés.

La capacité des séparateurs verticaux atteint entre 500 et 850 m³/j avec des pressions pouvant atteindre 420 bars [13].

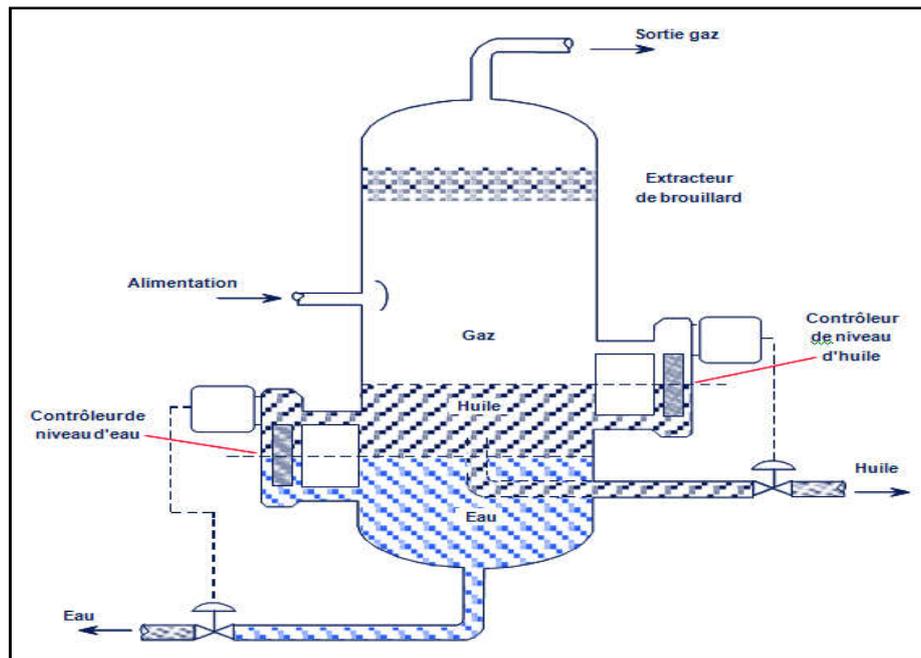


Figure II.7: Séparateur triphasique [12].

➤ **Avantage**

- Traitement possible des hydrocarbures salés.
- Nettoyage aisé.
- Faible encombrement.
- Hydrocarbures pauvres en liquides.
- Utilisé en moyenne et haute pression.

➤ **Inconvénients**

- Cout assez élevé.
- Transport difficile.
- Séparation triphasique difficile.
- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussants [13].

II.4.3.2 Séparateur horizontal

C'est un récipient cylindrique horizontal contenant des différents éléments pour réaliser les cinq fonctions.

La capacité des séparateurs horizontaux va généralement jusqu'à 5000 m³ /j, avec des pressions pouvant atteindre 420bars.

Au moyen orient, on retrouve des séparateurs horizontaux de très grande capacité pouvant aller jusqu'à 20000m³ /j [13].

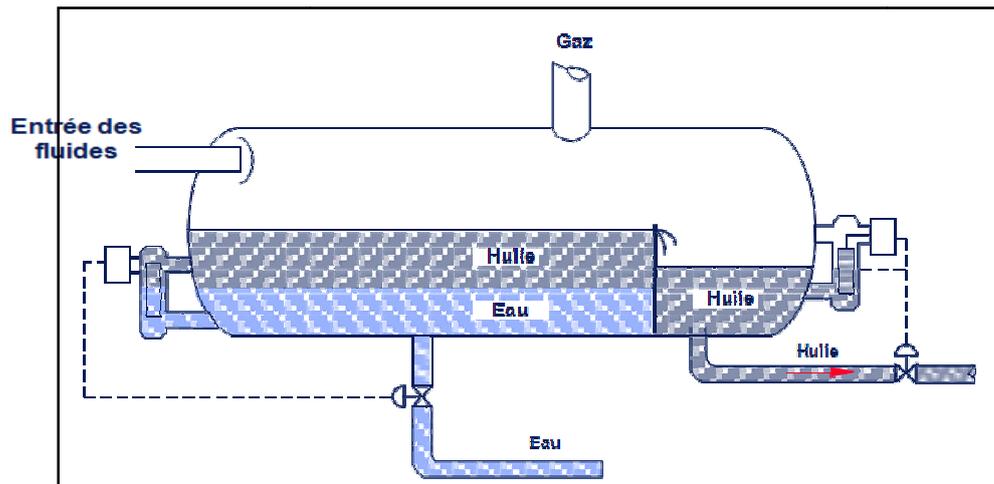


Figure II.8: Séparateur horizontal triphasique [12].

➤ **Avantage**

- Solution économique.
- Transport facile.
- Séparation triphasique aisée.
- Rempli à moitié, il offre un passage suffisant au gaz.
- Si le puits débite par bouchons de gaz, les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénients.

➤ **Inconvénients**

- Limité aux moyennes et basses pressions.
- Nettoyage malaisé en cas de production de sédiments [13].

II.4.3.3 Séparateur sphérique

Le mélange d'hydrocarbure rentre du sommet du séparateur et prend un mouvement circulaire sous l'effet d'un déflecteur de forme spirale à l'entrée.

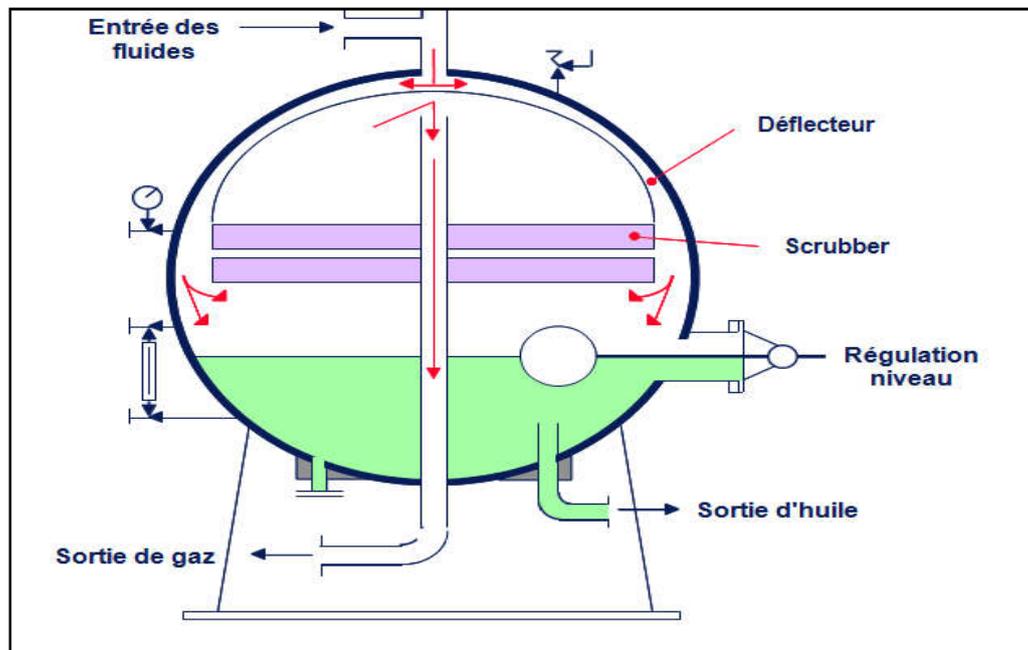


Figure II.9: Séparateurs sphérique 2 phases [12].

- **Avantage**
 - Utilisation possible sur une unité de production (OFF SHORE)
 - Utilisé à des très hautes pressions.
- **Inconvénients**
 - Séparation en 3 phases est difficile
 - Cout très cher
 - Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbure moussant
 - L'utilisation de ce séparateur n'est pas courante [13].

II.5 Equipements dans un séparateur

II.5.1 Organes de contrôle

- Manomètres: 1,5 à 2 fois la pression de travail
- Thermomètres sur la sortie huile et gaz
- Niveau à glace testée à 2 fois la pression de travail
- signaux d'alarme.

II.5.2 Organes de commande

- vannes automatiques sortie huile et gaz
- Flotteurs de commande
- Circuit d'alimentation du gaz pilote

II.5.3 Soupapes de sécurité

C'est une soupape dont le ressort est taré à la pression maxi du séparateur et fonctionnant en tout rien. Elles sont le plus souvent reliées à la torche du gaz par une conduite munie d'un clapet anti-retour [13].

II.6 Le Dessalage

Le dessalage consiste à éliminer le maximum de la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans une eau d'apport, puis à séparer cette eau.

La séparation brut dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal : le dessaleur.

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Ces sels provoquent des corrosions et des unités de traitement de bruts. Cette opération de dessalage permet aussi de récupérer encore les sédiments présents dans le brut.

Le gaz est facile à éliminer, par contre l'eau en général salée, pose beaucoup de problèmes.

En théorie, le problème de dessalage est simple. Puisque le sel est de loin plus soluble dans l'eau que dans l'huile, l'essentiel du dessalage est résolu par les opérations de déshydratation.

Ceci est nécessaire si le sel se cristallise est en suspension dans l'huile, parce que la phase eau est saturée en sel ou inexistante suite à une vaporisation. cependant Ces cas sont rares [14].

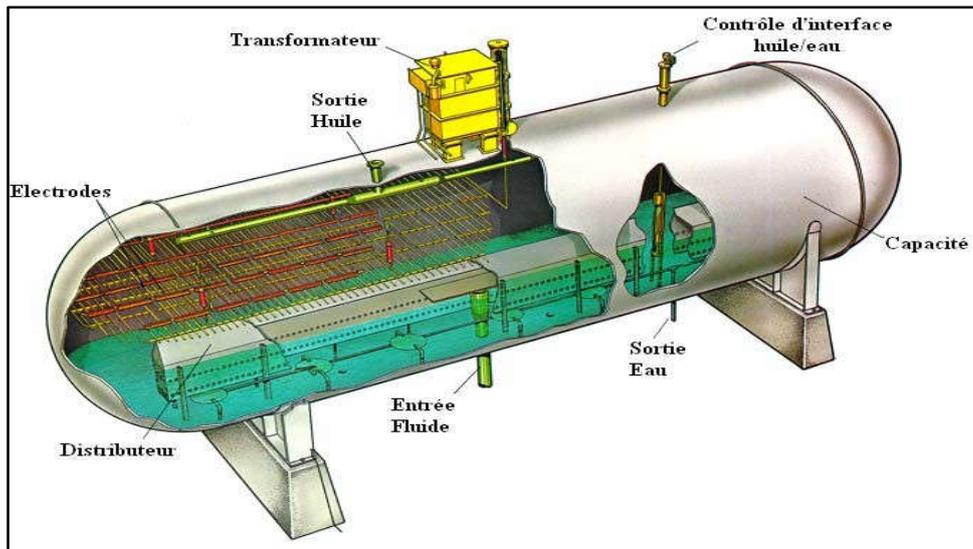


Figure II.10: Dessaleur Electrostatique [14].

II.6.1 Objectifs du dessalage

Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques dans les tubings, dans les conduites et dans les installations de traitement. Ces dépôts freinent la production.

La présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques.

Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de salinité inférieure à $\approx 60\text{mg}$ de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera de :

- Eliminer
 - ✚ l'eau « DESHYDRATATION »
 - ✚ Le sel « DESSALAGE »
- Pour:

Satisfaire aux spécifications commerciales

- ✚ Salinité $< 40\text{ mg}$
- ✚ Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).

Dans ce dernier, **l'élimination des sels contenus dans le brut est réalisée par:**

- La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.
- La coalescence des gouttelettes d'eau (électrocoalescence)
- La décantation **par gravité de l'eau.**

Chapitre II : Traitement du pétrole brut

La diffusion des sels est réalisée par addition d'eau de lavage à l'entrée du dessaleur, le mélange eau/brut étant effectué par la vanne de mélange.

La coalescence des gouttelettes d'eau est assurée par ajout de désémulsifiant et par l'utilisation d'un champ électrostatique créé entre deux électrodes. La séparation de l'eau et du brut s'effectue par décantation.

L'eau chargée de sel est recueillie au fond du dessaleur, tandis que le brut récupéré au sommet est expédié vers le stockage [14].

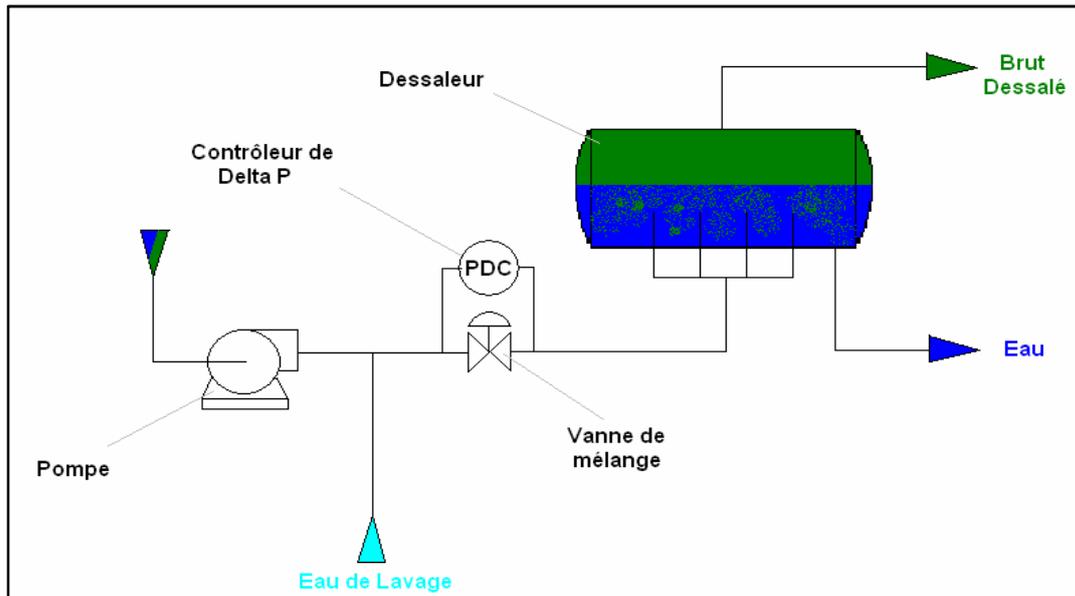


Figure II.11: Schéma de principe du dessalage [14].

II.6.2 Les différents types de dessaleurs

Le **dessalage chimique**, la **séparation électrostatique** et la **filtration** sont trois méthodes typiques de dessalage du pétrole brut.

- Dans le **dessalage chimique**, on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs (désémulsifiants) au pétrole brut, on chauffe pour dissoudre ou fixer à l'eau, les sels et les autres impuretés, puis on conserve ce mélange dans un bac pour que la phase aqueuse décante.
- Dans le **dessalage électrostatique**, on applique des charges électrostatiques de tension élevée pour concentrer les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation. On ajoute des agents tensio-actifs uniquement lorsque le pétrole brut renferme beaucoup de solides en suspension.
- un troisième procédé, moins courant, consiste à **filtrer** le pétrole brut chaud sur de la terre à diatomées.

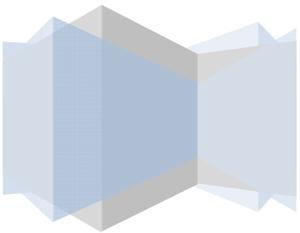
Chapitre II : Traitement du pétrole brut

Dans les dessalages chimique et électrostatique, on chauffe la matière première brute jusqu'à une température comprise entre 66 °C et 177 °C, pour réduire la viscosité et la tension superficielle et faciliter ainsi le mélange et la séparation de l'eau; la température est limitée par la pression de vapeur du pétrole brut [14].



Chapitre III

DESCRIPTION SUR L'UNITE UTBS



III.1 Introduction

Le groupe SONATRACH, dont la mission est la transformation et la commercialisation des hydrocarbures, a été créé en 1963, sa tâche a été ensuite modifiée pour la venir de recherche, transformation, production, transport et commercialisation des hydrocarbures. Après la nationalisation son, champ d'action est devenu plus large, car elle a pris en charge toutes les activités citées au dessus.

SONATRACH était, dès 1964, la première au monde à produire du gaz naturel liquéfié et reste, depuis, à la pointe du secteur, entreprise dynamique, elle a un véritable moteur de l'économie algérienne, car elle est considérée comme une source vitale de revenus fiscaux et d'exportation et de création d'emplois et de formation [13].

III.2 Gisement de Hassi Messaoud

Le champ de HASSI MESSAOUD est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde, dont la superficie est de 2 500 Km².

HASSI MESSAOUD est une commune Algérienne située à 86 km au sud-est de la wilaya d'Ouargla, et à environ 850 Km au sud sud-est d'Alger, et à 350 Km à l'ouest de la frontière tunisienne.

La localisation en coordonnées LAMBERT est :

X= (790.000-840.000) Est.

Y= (110.000-150.000) Nord.



Figure III.1 : Champ Hassi Messaoud [15].

Actuellement, le champ est divisé en 25 zones en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leur production.

Il a les caractéristiques suivantes :

Formation : CAMBRO-ORDOVICIEN.

Profondeur : entre 3 250 m et 3 500 m.

Épaisseur: jusqu'à 300 m.

Huile légère de densité API = 45,4.

III.3 Historique

Le champ de HASSI MESSAOUD a subi une évolution remarquable concernant l'exploitation des nouvelles unités.

Le résumé de cette évolution est présenté comme suivant :

1956 : Découverte du champ (Forage de MD 01).

1958 : Mise en exploitation du champ Sud.

1959 : Mise en exploitation du champ Nord.

1960 : Création du CIS et CINA.

1960-1970 :

- Réalisation de 05 Unités de séparation.
- 02 Unités de Réinjection de gaz.
- 01 Unité Topping et 02 Unités de Stabilisation.

1970-1980 :

- Réalisation de 02 Unités GPL.
- 07 Unités de séparation Satellites.
- 01 Raffinerie.
- 01 Unité d'injection d'eau.
- 05 Unités Boosting et 05 Unités de Réinjection de gaz.

1980-1990 :

- Réalisation de 02 Unités de Réinjection d'eau
- 01 Unité de séparation Satellites
- 06 Unités Boosting.
- 01 Unité de séparation et 02 Unités d'injection de gaz.

1990-2000 :

- Réalisation de 17 Unités Boosting.
- 06 Unités de Réinjection de gaz.
- 01 Unité de séparation de gaz.
- 01 Unité de GPL et 02 Unités d'azote.

2000 à ce jour :

- Réalisation de 02 Unités de Traitement des eaux Huileuse.
- 01 Unité de valorisation des Condensats.
- 03 Unités de dessalage.
- 01 Unité de stabilisation d'huile (UTBS).
- 01 Unité de production GPL et Condensat et Unité de séparation LDHP (Ligne Direct Haute Pression) *ZCINA* [15].

III.4 Organisation de la direction exploitation

Cette Direction suit l'exploitation du brute du lieu de production jusqu'aux stations de traitement et de stockage.

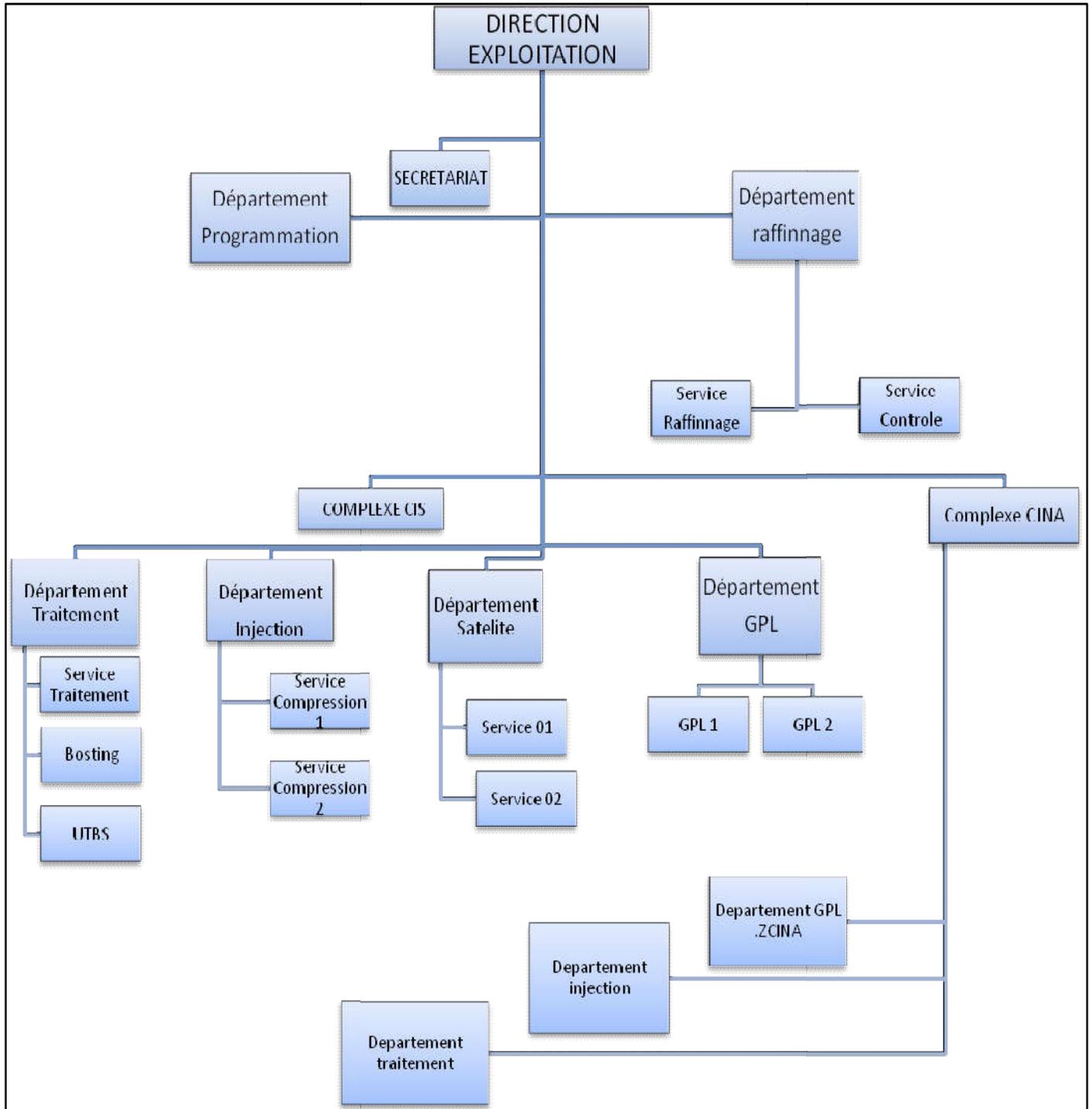


Figure III.2 : Organigramme de la Direction exploitation [3].

III.5 Description des installations

Cette production d'un puits est un mélange triphasique composé d'hydrocarbures liquide et gaz, d'eau et impuretés. Ce produit subit un traitement au niveau des complexes industriels CIS et CINA avant d'être expédiée.

Les quatre complexes CIS (Centre industriel sud) et UTBS (Unité de Traitement de Brut Sud) et CINA (Centre industriel naiti Abdelhakim) et ZCINA (Zone de centre industriel naitia bdelhalim) composés d'une chaîne de procédés plus ou moins complexes, ont pour fonction de traitement des effluents provenant des puits producteurs.

Ces procédés sont faits pour prendre en charge :

- Le traitement du pétrole brut : séparation huile-eau gaz, dessalage et stabilisation pour la production d'un pétrole brut conforme aux normes commerciales (TVR, Salinité, Densité et BSW).
- Le traitement des gaz associés au produit au cours du processus du traitement du pétrole brut pour la production des GPL et condensats.
- Le traitement des eaux huileuses générées lors du processus traitement de pétrole brut pour la protection de l'environnement.
- Le raffinage d'une partie du brut pour la production de carburants; approvisionnement du marché local.
- La réinjection des gaz résiduels et l'injection d'eau pour le maintien de la pression du gisement [15].

✓ **Couleurs industrielles :**

 **le vert** : indique la circulation d'une huile.

 **le jaune** : indique la circulation d'un gaz.

 **le bleu** : indique la circulation de l'eau.

 **le rouge** : indique l'eau d'incendie.

 **le noir** : pour l'eau salée (vers bourbiers).

 **l'orange** : pour l'air instrument [3].

Chapitre III : Description sur l'unité UTBS

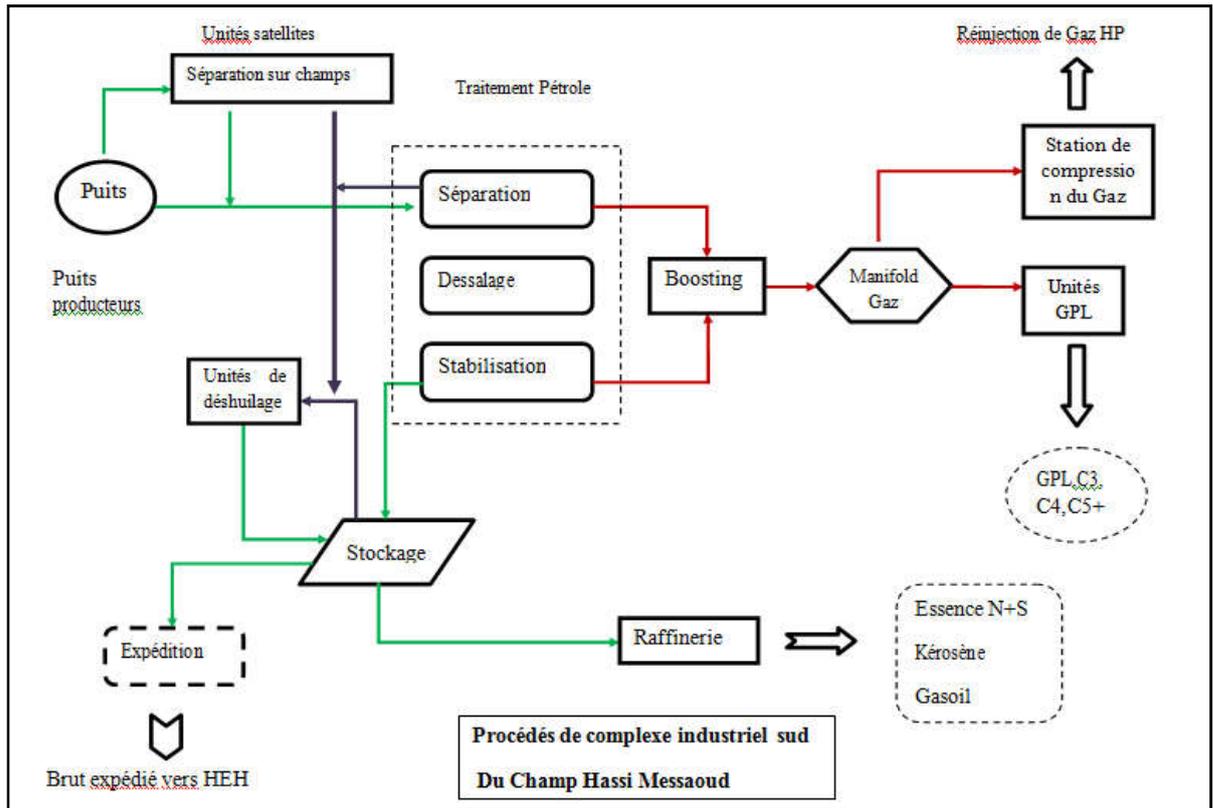


Figure III.3 : Procédés de complexe industriel sud du champ Hassi Messaoud [15].

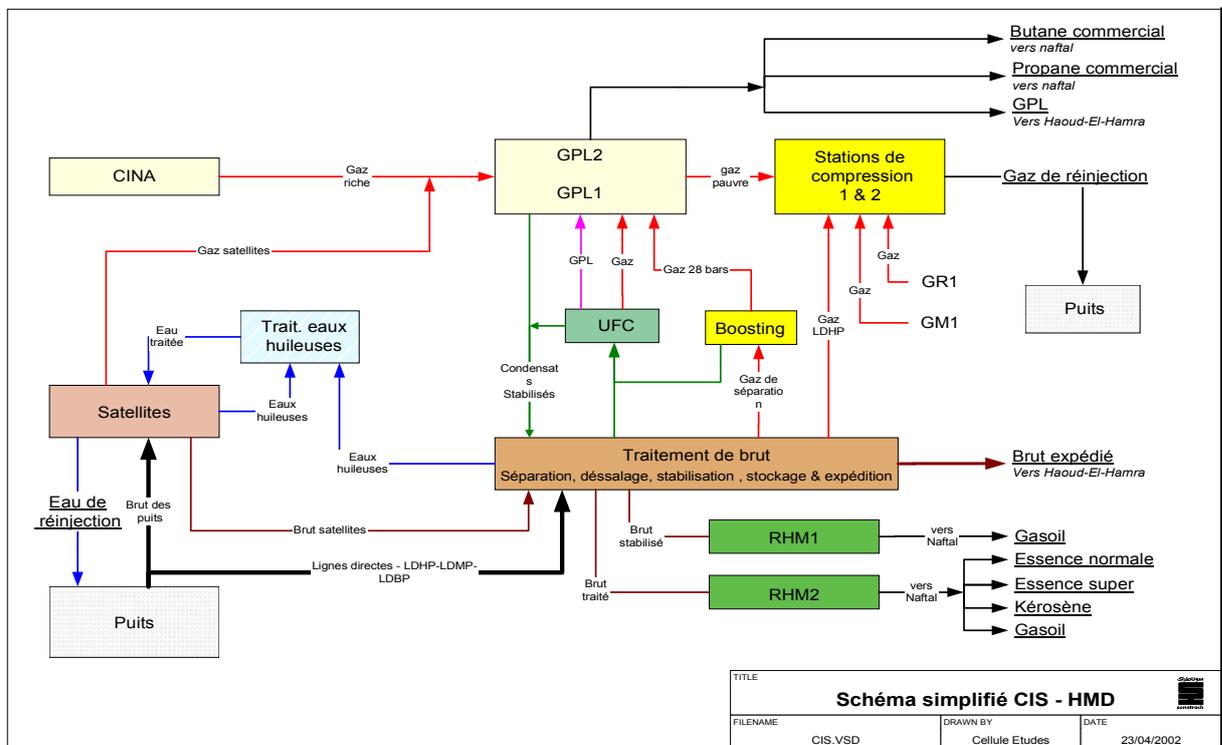


Figure III.4: Schéma simplifié de complexe industriel sud (CIS) Hassi Messaoud [16].

III.6 Vue générale de L'UTBS

L'UTBS (Unité de Traitement de Brut Sud), mise en service en Aout 2010, elle est destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites sud (W1C, W1A, W2A, S1A, E1C, et E2A) et à expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage HEH (Haoud El Hamra) via le pipe 24'' CIS-HEH. Le traitement consiste à dessaler et stabiliser le brut provenant des six champs satellites.

L'unité a été conçue pour produire 300 000 barils par jour ($47700\text{m}^3/\text{j}$) [15].

L'UTBS comprend les unités suivantes :

- ✚ Un réseau de collecte de brut (6 pipelines) pour acheminer l'huile non stabilisée des satellites existants vers la nouvelle installation.
- ✚ Trois unités de traitement de brut afin de dessaler et stabiliser le brut provenant de ces satellites.
- ✚ Une unité de compression comportant 4trains.
- ✚ Une unité de traitement d'huile hors-spec et un bac de stockage d'huile hors-spec.
- ✚ Quatre bacs de stockage d'huile stabilisée.
- ✚ Une pompe riez d'expédition de l'huile stabilisée.
- ✚ Un système de comptage d'huile stabilisée.
- ✚ Une unité de traitement des eaux huileuses.
- ✚ Des pipelines d'expédition (huile stabilisée, gaz associé, eau traitée).
- ✚ Les systèmes d'utilités nécessaires aux unités des procédés [4].

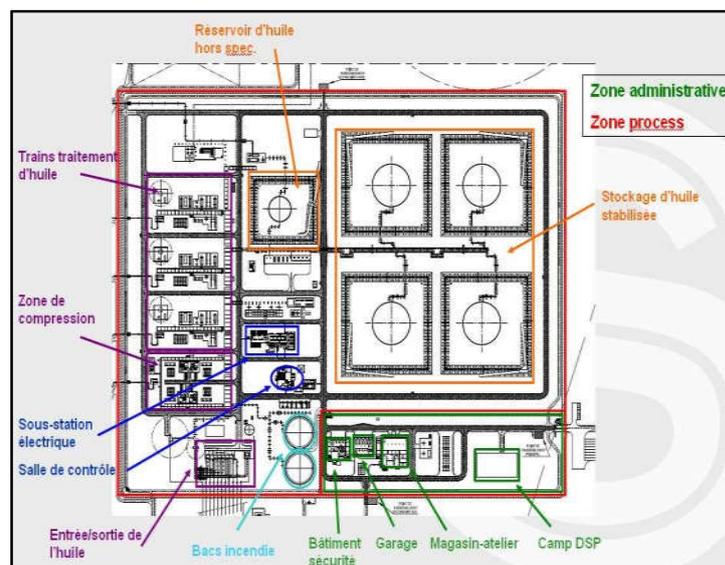


Figure III.5 : Plan général de l'UTBS [4].

III.7 Description de l'unité

III.7.1 Unités de Production

L'UTBS comprend trois unités de traitement d'huile identiques pouvant produire chacune 100 000 barils par jour d'huile stabilisée à partir du brut provenant des satellites existants. Les unités de traitement permettent d'atteindre les spécifications requises pour l'expédition en termes de TVR (entre 7 et 10psi selon la température de stockage de l'huile stabilisée), de salinité (40mg/l) et de teneur en eau (0.1% volume).

En fonctionnement normal, le brut non stabilisé provenant des satellites existants est réparti vers les unités de traitement de brut de l'UTBS. Si le débit d'huile provenant des satellites est supérieur à la capacité des unités de traitement en service, l'excédent est dirigé vers l'unité de traitement d'huile hors-spec [4].

III.7.2 Réseau de collecte production de satellite

Des puits producteurs alimentent les plateformes satellites existantes où une première séparation huile/gaz/eau est réalisée. Au niveau de chaque plateforme satellite, le brut non stabilisé est pompé du séparateur triphasique vers la nouvelle unité UTBS via le nouveau réseau de collecte.

Un ensemble de connexions ("tie-ins") est réalisé afin de relier les plateformes satellites existantes au nouveau réseau de collecte.

Le nouveau réseau de collecte permet d'acheminer le brut non stabilisé des plateformes satellites existantes vers le manifold M01 situé à l'entrée de l'UTBS :

- le satellite W1C est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 20"
 - le satellite W1A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 12"
 - le satellite W2A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 12"
 - le satellite E1C est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 14"
 - le satellite E2A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 10"
 - le satellite S1A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 10"
- [4].

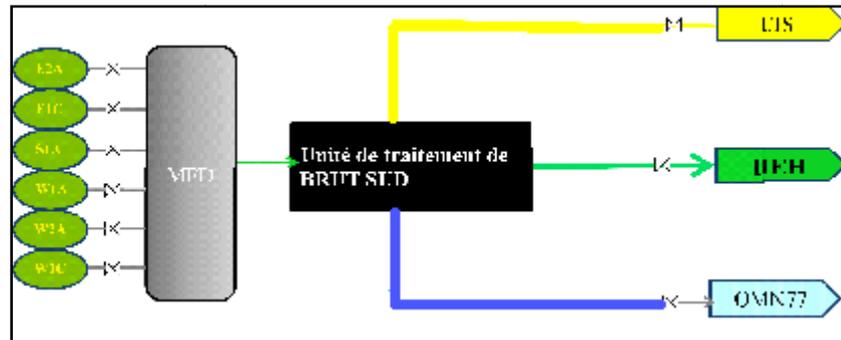


Figure III.6 : Réseau de Collecte du Brut [4].

III.8 Traitement et Stabilisation d'Huile

III.8.1 Séparation d'Huile

La séparation huile/eau/gaz se fait sur deux étages, le premier étage de séparation est constitué d'un ballon de séparation triphasique et le second étage d'un ballon biphasique.

Le brut non traité arrivant de M01 est envoyé dans le premier étage de séparation (séparateur tri-phasique).

Les gaz sont séparés puis envoyés vers le système de compression. L'eau est envoyée vers le traitement des eaux huileuses.

L'huile est ensuite réchauffée jusqu'à 70°C dans un échangeur brut non traité/brut stabilisé constitué de deux calandres disposées en série. La température de sortie est contrôlée par l'intermédiaire d'un by-pass coté calandre. L'huile réchauffée alimente le deuxième étage de séparation (séparateur bi-phasique). Les gaz séparés sont également envoyés vers le système de compression.

Le brut est ensuite renvoyé par une pompe (2 x 100%) vers le système de dessalage [4].

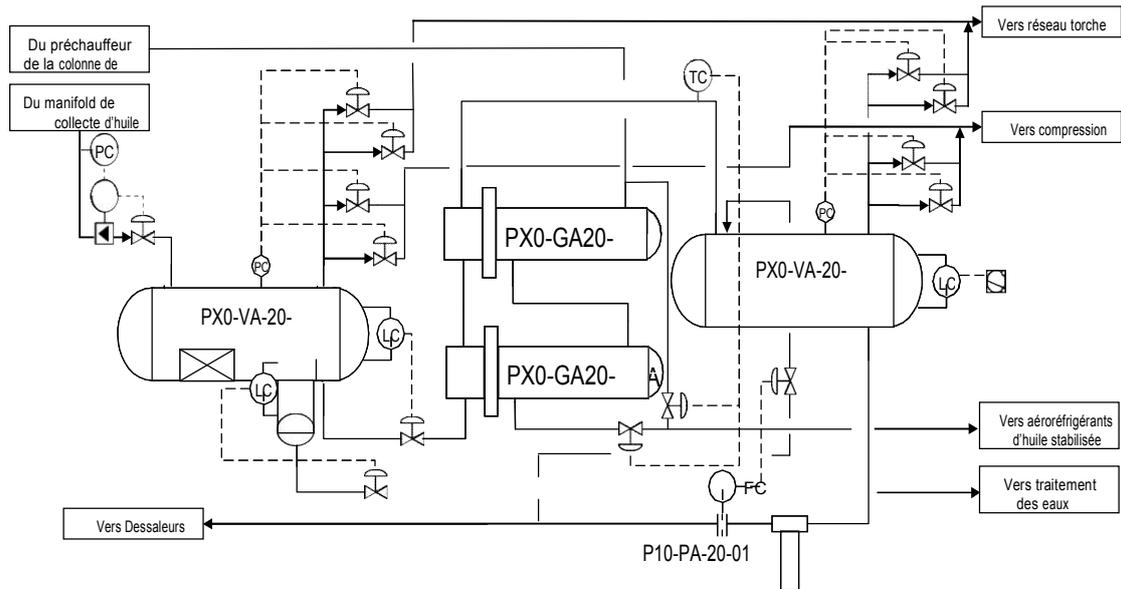


Figure III.7: Séparation d'Huile [4].

III.8.2 Dessalage

Le système de dessalage est constitué de deux dessaleurs électrostatiques en série avec injection d'eau de lavage à l'entrée du deuxième dessaleur. L'eau extraite du deuxième étage sous contrôle de niveau d'interface est entièrement recyclée vers l'entrée du premier étage par l'intermédiaire d'une pompe (2 x100%). L'eau extraite du premier étage est envoyée sous contrôle de niveau d'interface vers l'unité de traitement des eaux huileuses.

Chaque dessaleur électrostatique est équipé d'une vanne de mélange à son entrée. L'eau de lavage provient d'un puits d'eau (albien) foré par le Maître de l'Ouvrage [4].

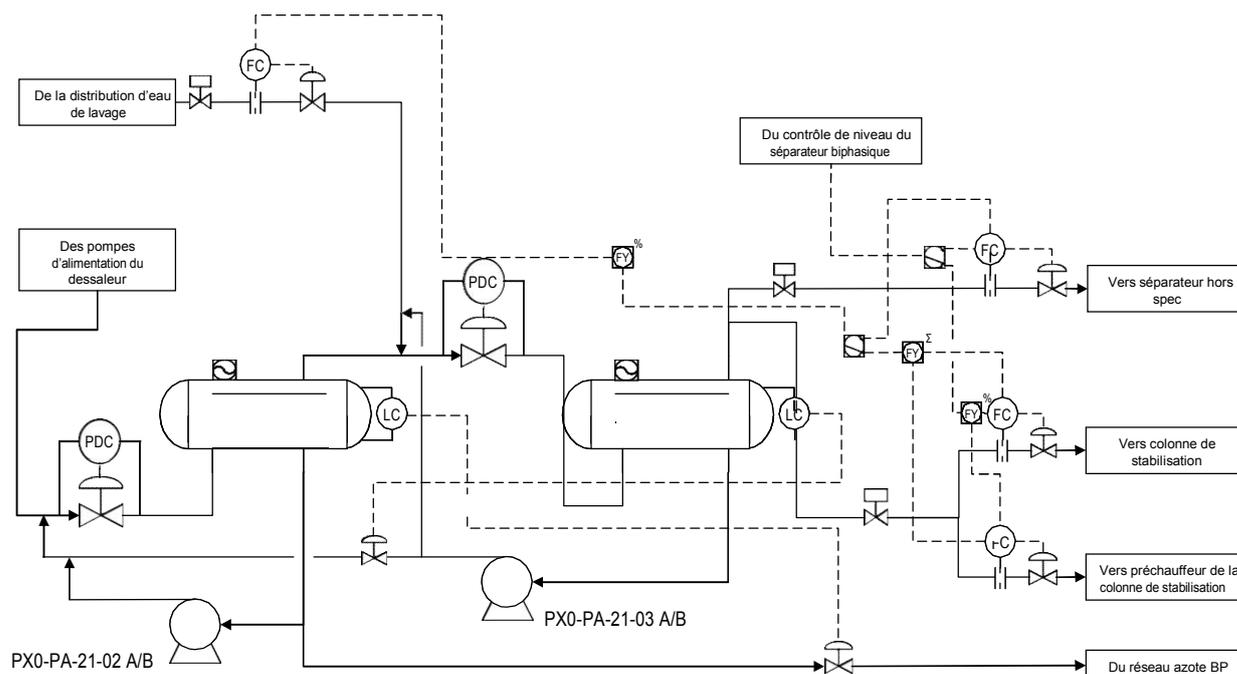


Figure III.8: Dessalage [4].

III.8.3 Stabilisation

L'huile dessalée alimente la colonne de stabilisation P10-CB-21-01. 25% du débit alimente directement la tête de la colonne (alimentation froide) ; 75% du débit alimente le préchauffeur de la colonne de stabilisation P10-GA-21-01 A/B (alimentation chaude de la colonne). Le préchauffeur de la colonne de stabilisation est constitué de deux calandres en série. Chaque calandre peut être by-passée. La température de l'huile provenant du package de dessalage est de 70°C environ. Elle passe à côté des tubes et elle est chauffée par l'huile stabilisée qui passe côté calandre. Afin d'optimiser la récupération de chaleur, la température de l'huile stabilisée en sortie du préchauffeur, côté calandre, est réglée à 120°C.

La colonne de stabilisation opérant à 5 barg permet de retirer les composés les plus légers du brut et d'atteindre en fond de colonne la TVR (tension de vapeur Reid) requise pour le stockage dans les bacs à toit flottant. En d'autres termes, la colonne de stabilisation permet d'augmenter la température de vaporisation de l'huile stabilisée au-dessus de la température de sortie des aéro-réfrigérants d'huile. La chaleur en fond de colonne est fournie par le four de rebouillage P10-FA-21-01.

La colonne de stabilisation permet d'atteindre une TVR de 7 psi dans l'été (c'est-à-dire pour obtenir un point de bulle de 61°C à pression atmosphérique) et de 10 psi dans l'hiver (c'est-à-dire pour obtenir un point de bulle de 42°C à pression atmosphérique).

Chapitre III : Description sur l'unité UTBS

La colonne de stabilisation comporte 21 plateaux réels. 8 plateaux à 2 passes sont installés dans la partie supérieure de la colonne, 13 plateaux à quatre passes dans la partie inférieure. L'alimentation froide liquide est réalisée en tête de colonne, au-dessus du plateau 21 ; l'alimentation chaude mixte est réalisée au-dessus du plateau 13.

Afin de limiter la présence de sel dans la colonne, des soutirages d'eau sont installés sur les plateaux 11 et 19. Ils permettent de collecter l'eau qui s'écoule par différence de densité dans des pots de récupération. L'eau accumulée est drainée manuellement vers le package de traitement des eaux huileuses.

Le liquide descendant du plateau 1 est mélangé à l'huile stabilisée en fond de colonne qui ne comporte pas de cloison.

Une partie de l'huile en fond de colonne alimente le four de rebouillage P10-FA-21-01 par les pompes de recirculation du rebouilleur P10-PA-21-01 A/B/C (3 x 50%). Le four apporte la chaleur nécessaire à la stabilisation et permet la vaporisation d'une partie de l'huile stabilisée. Le retour vers la colonne du mélange biphasique en sortie du four de rebouillage est réalisé sous le plateau 1. La vapeur alimente le plateau 1 alors que le liquide est mélangé au liquide stabilisé au fond de colonne et en vaporisant une partie [4].

Le four de rebouillage est un four à tirage naturel à quatre passes. Le débit vers les passes est équilibré manuellement. Le four dispose de six brûleurs et six pilotes. Le gaz provient du système de gaz combustible. Un pot de récupération est installé en amont du package de gaz combustible pour collecter le liquide éventuellement présent dans le gaz. Chaque four dispose de son propre ballon d'azote à haute pression pour permettre l'étouffement du four en cas d'incendie.

L'huile stabilisée chaude (entre 135 °C dans le cas d'hiver et 160°C dans le cas d'été) sort de la colonne et passe côté calandre dans le préchauffeur de la colonne de stabilisation puis côté calandre dans le réchauffeur d'huile et cède ainsi de sa chaleur à l'huile non stabilisée. Le refroidissement final avant stockage est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée P10- GC-21 A/B/C/D, constitués de 4 baies en parallèle, chaque baie comportant deux ventilateurs, dont un à pales variables [4].

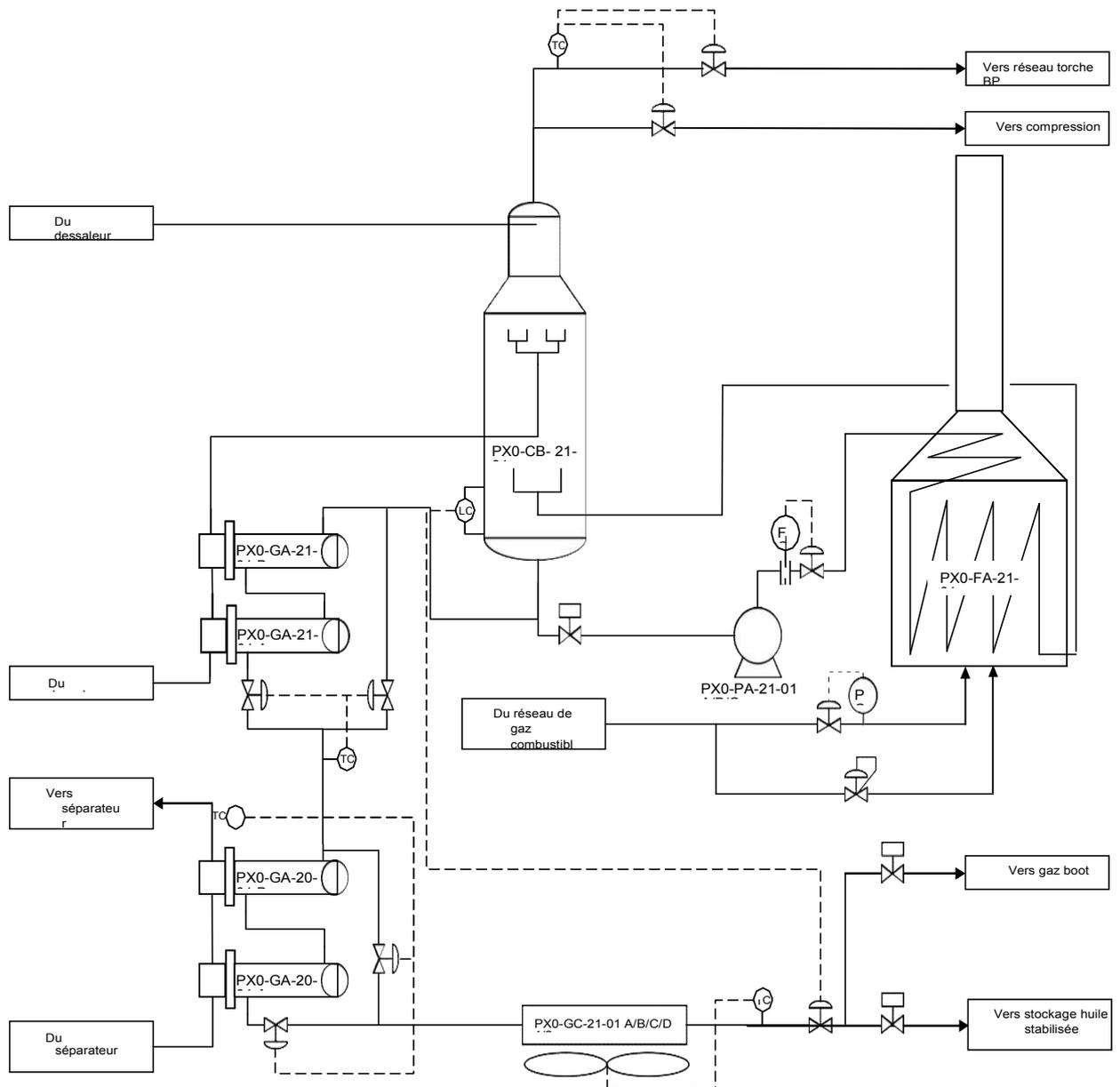


Figure III.9: Stabilisation [4].

III.9 Stockage, comptage et expédition de l'huile stabilisée

Le brut stabilisé est ensuite stocké dans 4 bacs à toit flottant ayant chacun une capacité brute de 50 000 m³.

La pomperiez d'expédition est composée de pompes de gavage (4 x 33%) et de pompes d'expédition (4 x 33%).

Un comptage transactionnel (et non fiscal) est implanté avant la ligne d'expédition vers CIS.

Chapitre III : Description sur l'unité UTBS

La ligne d'expédition de brut stabilisé de 30" à partir de l'UTBS se raccorde sur la nouvelle ligne 24 pouces CIS-HEH réalisée par le Maître de l'Ouvrage.

Le point de raccordement est situé à l'intérieur du CIS, à proximité des pompes d'expédition existantes et proche de la gare de racleurs départ vers HEH (30 m environ). Le raccordement se fait sur la partie aérienne de la canalisation, avant son enfouissement. A noter que le point de raccordement sur le pipe d'expédition vers HEH, est équipé d'une vanne Ø 24" série 300 existante.

La ligne est équipée de gares de racleur départ/arrivée et pourvu de vannes de sectionnement [4].

III.10 Traitement et stockage de l'huile hors-spec

Le système d'huile hors-spec est utilisé de façon exceptionnelle lors du démarrage de l'installation ou du déclenchement d'une ou plusieurs unités de traitement d'huile, du déclenchement du système de stabilisation (colonne), du déclenchement du bac de stockage en remplissage ou de TVR trop élevée. Celui-ci permet de continuer la production en stockant de manière sûre de l'huile mal stabilisée. La production d'huile au niveau des plateformes des satellites peut donc continuer tant que le bac de stockage d'huile hors spec n'est pas complètement rempli.

Le bac de stockage d'huile hors-spec est également utilisé en opération normale. Il reçoit en effet le liquide collecté dans le ballon de drains fermés et dans les ballons de torche, ainsi que les effluents huileux du package de traitement des eaux huileuses et du traitement API [4].

III.11 Unités de raffinage

Le CIS dispose de deux unités de raffinage de brut:

III11.1 Raffinage Hassi Messaoud RHM1

Mise en service en 1964, elle traite 167 000 T/an de brut stabilisé et dessalé pour produire des carburants liquides par distillation atmosphérique tels que le butane, l'essence, le lampant et le gasoil.

La capacité de production design est de : [3]

- Gazoline : 32 000 tonnes /an
- Naphta : 34 670 tonnes /an

Chapitre III : Description sur l'unité UTBS

- Lampant : 17 000 tonnes /an
- Gasoil : 44 000 tonnes /an
- Résidu : 39 000 tonnes /an

III11.2 Raffinage Hassi Messaoud (RHM2)

Mise en service en 1979, la RHM2 est alimentée en brut à partir de l'unité Traitement sud, elle traite annuellement 1 070 000 tonnes (design) pour assurer l'approvisionnement du Sud-Est algérien en carburants : Essences, Kérosène et Gasoil [3].



Figure III.10: Unités de raffinage-RHM2 [3].

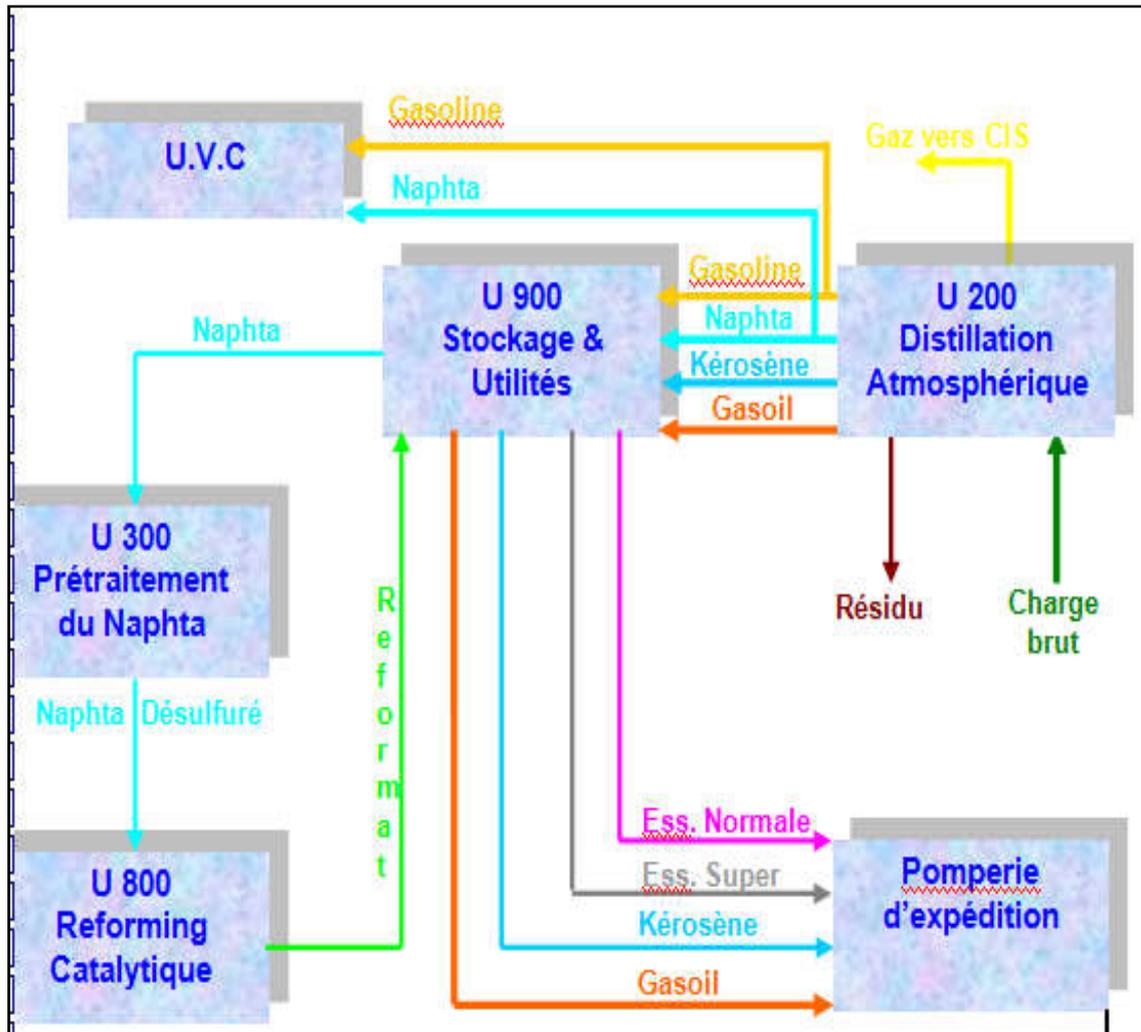
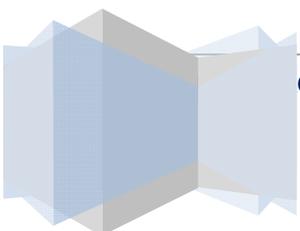


Figure III.11: Schema synoptique de la raffinerie RHM2 [17].



Chapitre IV

CONTROLE DE QUALITE ET LES RESULTATS



CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

IV.1. Introduction

Le pétrole et les produits dérivés du pétrole sont des mélanges assez complexes d'hydrocarbures et de leur hétéro dérivé.

L'analyse de tels mélanges par composés individuels demande beaucoup de temps.

Dans les calculs technologiques, lorsqu'il s'agit de déterminer la qualité de la matière de départ, des produits de raffinage et de la pétrochimie, on recourt donc souvent aux résultats de l'analyse technique ou industrielle.

Cette dernière consiste à déterminer certaines propriétés physico-chimiques et caractéristiques d'utilisation des produits pétroliers.

On se sert à cet effet de diverses méthodes d'analyses qui permettent dans leur ensemble de caractériser les propriétés de l'emploi des produits considérés dans différentes conditions d'utilisation, les relier avec la composition des produits analysés et recommander les conditions de leur emploi dans les meilleurs conditions de sécurité [5].

IV.2 Laboratoires et l'analyse

IV. 2.1 Définition

Le laboratoire est un milieu de travail muni de différents dispositifs et matériels conçu pour l'analyse des hydrocarbures. Ainsi que les produits utilitaires (eau, huiles...), afin de contrôler leur qualité. L'autre service est un ensemble de laboratoires qui assure le contrôles des toutes les unités [3].

IV.2.2 Laboratoires Raffinerie Hassi Messaoud2 (RHM2)

Tous les produits finis, semi-finis ou à l'état brut ainsi que les utilitaires (les eaux) vont Subir plusieurs contrôles (analyse Physico-chimiques) sur trois formes :

- ✚ Contrôle (topping, reforming).
- ✚ Contrôle Jet.
- ✚ Contrôle produits fini de livraison.

Le laboratoire délivre les certificats de qualité conforme aux spécifications liées aux normes Internationales [3].



Figure IV.1: Laboratories- raffinerie Hassi Messaoud2 (RHM2) [3].

IV.3 Norme et spécification

IV.3.1 Normes

Le mode d'utilisation des différents produits pétroliers exige que chaque cas possède certaines propriétés [5].

Le contrôle de ces propriétés est réalisé par des essais normalisés par des modes opératoires qu'ont été normalisés par les grands organismes de normalisation qui sont :

- ✚ ASTM: American Society for Testing and Materials
- ✚ IP: Institute of Petroleum
- ✚ ISO : Organisation Internationale de Standardisation
- ✚ AFNOR : Association Française de Normalisation
- ✚ CEN 7 Comité européen de normalisation

Ces essais normalisés correspondent soit à des mesures de propriété physico-chimique, soit à des essais de simulation dans lesquels on place le produit dans des conditions proches de celles de son utilisation [5].

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

IV.3.2 Spécifications

Les exigences de qualité des produits se traduisent par des spécifications portant sur les résultats des mesures obtenues par les essais normalisés.

Il existe divers types des spécifications qui sont:

- a) Les spécifications douanières.
- b) Les spécifications administrative.
- c) Les spécifications intersyndicales [5].

Le pétrole brut traité pour être commercialiser il faut répons aux spécifications suivantes:

Grandeurs	Valeurs
Densité	$0.7949 < d_4^{15} < 0.8000$
TVR	$TVR \leq 0.750$
Salinité	$S < 40 \text{ mg/l}$
BSW	$< 0.5\%$

Tableau IV.1: Normes utilisées.

IV.4 Echantillonnage

La procédure qui définie la prise des échantillons est appliqué par l'opérateur chargé de la prise des échantillons et les transférer jusqu'au laboratoire [18].

IV.5 Les standards

Les produits pétroliers issus de la distillation atmosphérique (topping) : Gasoline , Naphta , Kérosène , Gasoil , et résidu et du reforming : Reformat et aussi la charge constitué de brut traité, vont être testé et contrôlé à l'aide des standards mis en place par les organismes de normalisations : la distillation ASTM , TVR , point Eclair , spécifique gravité (densité) sont les principaux normes.

- ✚ Distillation : ASTM D86/NF EN ISO 3405
- ✚ Pression de vapeur REID : TVR, ASTM D323 – ASTM D1267
- ✚ La Densité : ASTM D1298
- ✚ Point d'éclair : AFNOR OU LUCHARIE – Norme T 60-103 / D56-D92-D93 [18].

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

IV.6 Les dérivées pétrolières

On se sert de différentes méthodes d'extraction et de raffinage pour séparer les différents produits contenus dans le pétrole. La distillation atmosphérique du pétrole brut est la première étape de séparation et la plus importantes, de cette opération découle les différentes coupes pétrolières utilisées directement ou suite à d'autres traitements d'épurations ou de transformations chimiques. Le tableau suivant nous donne les différentes fractions pétrolières issues de la distillation du pétrole et le nombre d'atomes de carbone des hydrocarbures qui les constituent [6].

Nom	Nombre d'atome de carbone par
Gaz	De C₁ à C₄
Naphta ; essence de distillation	De C₅ à C₁₁
Kérosène	De C₁₁ à C₁₄
Gasoil	De C₁₄ à C₂₄
Huiles et résidus	Supérieur à C²²

Tableau IV.2: Fractions pétrolière les plus courantes [6].

Point d'ébullition	>20°	20-100	100-	200-	400°	500
Produit	gaz	Naphta	essence brut	kérosène et fioul	maz out	résidu solide

Tableau IV.3: Coupes soutirées de distillation atmosphérique [6].

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

IV.6.1 Topping

Les produits issus de la distillation atmosphérique tel que la Gasoline, naphta, kérosène, et résidu, ont des spécifications bien déterminées [18].

1- Gasoline <ul style="list-style-type: none"> • Densité • TVR Distillation ASTM	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left; width: 50%;">Min</th> <th style="text-align: right; width: 50%;">Max</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$0.6700 \leq d_4^{15}$</td> <td>≤ 0.6900</td> </tr> <tr> <td>$0.450 \leq TVR$</td> <td>≤ 0.750</td> </tr> <tr> <td>$P_i \geq 38$</td> <td>$PF \leq 105$</td> </tr> </tbody> </table>	Min	Max	$0.6700 \leq d_4^{15}$	≤ 0.6900	$0.450 \leq TVR$	≤ 0.750	$P_i \geq 38$	$PF \leq 105$
Min	Max								
$0.6700 \leq d_4^{15}$	≤ 0.6900								
$0.450 \leq TVR$	≤ 0.750								
$P_i \geq 38$	$PF \leq 105$								
2- NAPHTA <ul style="list-style-type: none"> • Densité Distillation ASTM	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left; width: 50%;">Min</th> <th style="text-align: right; width: 50%;">Max</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$0.7350 \leq d_4^{15}$</td> <td>≤ 0.7450</td> </tr> <tr> <td>$P_i \geq 80$</td> <td>$PF \leq 165$</td> </tr> </tbody> </table>	Min	Max	$0.7350 \leq d_4^{15}$	≤ 0.7450	$P_i \geq 80$	$PF \leq 165$		
Min	Max								
$0.7350 \leq d_4^{15}$	≤ 0.7450								
$P_i \geq 80$	$PF \leq 165$								
3- Kérosène <ul style="list-style-type: none"> • Densité • Couleur =+30 • Luçhaire Distillation ASTM	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left; width: 50%;">Max</th> <th style="text-align: right; width: 50%;">Min</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$0.7750 \leq d_4^{15}$</td> <td>≤ 0.8400</td> </tr> <tr> <td>$P_i \geq 140$</td> <td>$PF \leq 210$</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">$38 \leq PE$</td> </tr> </tbody> </table>	Max	Min	$0.7750 \leq d_4^{15}$	≤ 0.8400	$P_i \geq 140$	$PF \leq 210$	$38 \leq PE$	
Max	Min								
$0.7750 \leq d_4^{15}$	≤ 0.8400								
$P_i \geq 140$	$PF \leq 210$								
$38 \leq PE$									

Tableau IV.4: Spécifications d'un produit de topping.

IV.6.2 Reforming

Le seul produit semi fini issu du reforming est le reformat, dont les caractéristiques principales sont [18].

	Min	Max
• Densité	$0.7600 \leq d_4^{15}$	≤ 0.7750
• TVR	$0.450 \leq TVR$	≤ 0.500
• Distillation ASTM	$P_i \geq 40$	$PF \leq 185$

Tableau IV.5: Spécifications d'un produit de reforming.

IV.7 Les essais normalisés

Une fois les standards mis en place, on peut commencer les essais, en suivant des étapes précises, basées sur les spécifications de chaque produit [18].

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

IV.7.1 Essais liés à la volatilité

Chaque produit pétrolier répond à une intervalle de volatilité imposé le plus souvent par ses conditions d'utilisation [18].

Les essais normalisés dont le but est de contrôler la volatilité d'un produit pétrolier ont donc les objectifs suivants:

- ✚ Caractériser globalement la volatilité d'un produit comme dans le cas de la distillation ASTM.
- ✚ Caractériser les teneurs en constituants légers et lourds par rapport à l'intervalle vise où et cela pour les limiter :

Limitation en fractions légers: Tension de vapeur /Point d'éclair

Limitation en fractions lourds: Point final ASTM [Résidu ASTM

La pression ou tension de vapeur est la pression développée par les vapeurs d'un produit pétrolier contenu dans une bombe normalisée à la température de 37, 8°C (100°F). Cet essai s'applique surtout aux produits légers (Gasoline —Reformat) [18].

IV.8 Analyses

IV.8.1 Définition d'analyse

C'est un ensemble des procédés physiques, chimiques et biologiques, destinés à trouver les noms des corps simples ou composés formant une substance et déterminer leurs teneurs.

En procédant en détail les essais normalisés de contrôle et de qualité des:

- Produits pétroliers avec leur schéma de circuit.
- Phase charge: pour tous les produits brut et Gaz.
- Phase produits finis ou semi-finis : pour les produits (kérosène, gasoil, naphta,
- Reformat, gazoline GPL et gaz résiduel) et d'autres analyses (les eaux), et des analyse spéciale (les huiles, Chlore et orsat) [3].

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

Eléments	% poids
Carbone	84 à 87
Hydrogène	11 à 14
Soufre	0.04 à 6
Oxygène	0.1 à 0.5
Azote	0.1 à 1.5
Métaux	0.005 à 0.015

Tableau IV.6: Analyse par élément d'un pétrole brut [5].

IV.8.2 Analyse en phase charges

IV.8.2.1 Analyse de la charge petrol brut

a) Mesure de densité : Norme ASTM D1298

La densité d'un produit est le rapport entre le poids d'une certaine mesure de ce dernier à 15°C et le poids du même volume d'eau à une température de 4°C.

La densité est basée sur l'utilisation d'un aéromètre, la valeur est corrigée à 15°C [3].

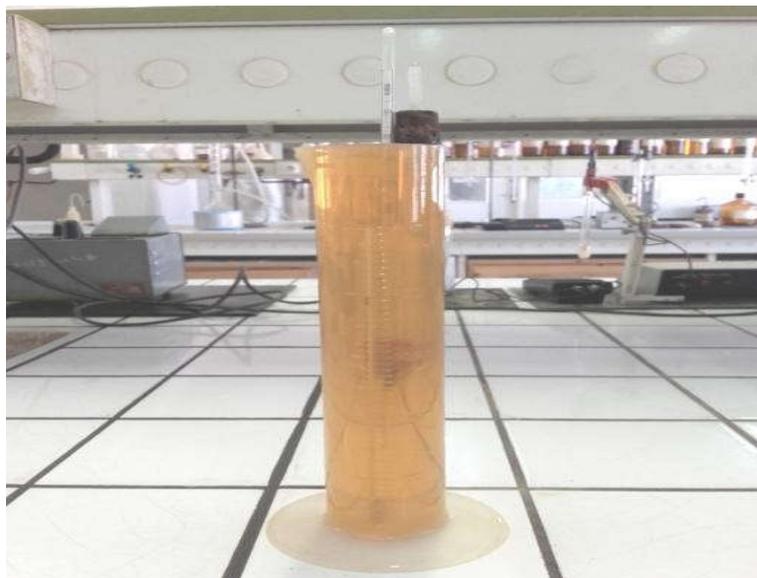


Figure IV.2: Mésure de la densité.

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

➤ **Matériels et produits:**

- ✚ Une éprouvette de 250 ml.
- ✚ Un aéromètre (ou hydromètre qui diffère d'un produit à l'autre).
- ✚ Thermomètre.

➤ **Mode opératoire:**

- ✚ Remplir l'éprouvette avec le produit.
- ✚ Introduire l'aéromètre adéquat.
- ✚ Introduire un thermomètre.
- ✚ Noter la valeur de la densité et la température correspondante.
- ✚ Convertir la valeur à 15°C en utilisant les tables de correction [3].

b) Tension de vapeur (TVR): (Essais liés à la volatilité) (Norme ASTM D5191)

La pression ou tension de vapeur est la pression développée par les vapeurs d'un produit pétrolier contenu dans une bombe normalisée à la température de 37,8°C (100°F) [3].

➤ **Matériels et produits :**

- ✚ Lecture de TVR (manomètre).
- ✚ Chambre à air (volume= 4V).
- ✚ Chambre à carburant (volume V).
- ✚ Bain marie à T= 37,8°C.
- ✚ Bain thermostatique.

➤ **Mode opératoire :**

- ✚ Remplit la chambre à carburant avec le produit.
- ✚ Relier la chambre d'air et la chambre du carburant et les fermer.
- ✚ Agiter en exerçant une pression sur l'appareil.
- ✚ Plonger l'appareil dans le bain thermostatique 37,8°C (100°F) et ouvrir le robinet pointeau pour permettre au manomètre de mesurer la pression due aux vapeurs émis par l'échantillon.
- ✚ L'unité de la TVR est le : Bar ou Psi

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

Remarque: La valeur de la TVR dépend directement de la teneur, du produit en constituants volatils à forte tension de vapeur [3].



Figure IV.3: Mésure de la Tension de vapeur Reid (TVR).

1 kPa = 10 mbar (P atmosphérique = 1013 m bar).

Remarque: les échantillons sont conservés à une température de 4°C, pour éviter la perte des fractions légers [18].

c) Salinité : Norme NFISO 9297

Une analyse volumétrique qui consiste à déterminer la concentration de NaCl dans l'eau, ainsi la prévention de la corrosion.

➤ Matériels et produits :

- ✚ Brut (100ml).
- ✚ Eau distillée contenant un désémulsifiant (100ml).
- ✚ Indicateur coloré (Chromate de potassium).
- ✚ Nitrate d'Argent AgNO_3 (1.4335 g/l).
- ✚ Eprouvettes graduée (50ml et 100 ml).
- ✚ Erlene mayer de 250ml.
- ✚ Agitateur.



Figure IV.4: Titrage par le Nitrate d'argent.

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

- ✚ Ampoule à décanter.
- ✚ Fiole conique (100ml).
- ✚ Burette.
- **Mode opératoire :**
- ✚ Verser dans une bouteille 100 ml de brut et 100 ml d'eau distillée qui contient quelque goutte de désémulsifiant.
- ✚ Agiter durant 10 minutes à l'aide d'un agitateur.
- ✚ Couler le mélange dans une ampoule et laisser décanter.
- ✚ Prendre 50 ml d'eau à analyser et y ajouter quelques gouttes de chromate de potassium.
- ✚ Doser à l'aide de AgNO_3 jusqu'au virage de couleur (jaune vers rouge brique).



Figure IV.5: Agitateur.

d) Teneur en eau et sédiment (BSW) :(Norme ASTM D4007)

Essais liés à la stabilisation et à la nature chimique

Cette méthode d'essai couvre la détermination de l'eau et des sédiments dans le pétrole brut par la méthode de centrifugation. La procédure décrite ici ne remplace pas la norme ASTM D 4700 relative à ce procédé.

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

➤ Mode opératoire :

- ✚ Une quantité équivalente de pétrole brut et du toluène saturé dans un cône Shape. en le chauffe dans un bain de 60° pendant 15min et en ajout deux goutte de démulsifions Apres en le mis dans une centrifugeuse pendant 15mn à 60C° .
- ✚ Le volume d'eau et de sédiment qui se trouve au fond du tube est mesure par une lecture directe [3].



Figure IV.6: Centrifugeuse.

IV.8.2.2 Analyses en phase produits semi finis et finis

- a) **Densité: Norme ASTM D 1298**
- b) **TVR: Norme ASTM D 5191**

Voir Analyse charge pétrole brut.

- c) **Distillation ASTM: Norme ASTM D 86**
- **Essais normalisés à la volatilité**

IL consiste à distiller 100 ml de produits dans des conditions normalisées et à relever les températures correspondant aux volumes de distillat évaporés ou recueillis.

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

➤ **Matériel et produits:**

- ✚ Ballon à avec un fond rond de 125cm³.
- ✚ Plaque support.
- ✚ Grille.
- ✚ Source de chaleur.
- ✚ Thermomètre.
- ✚ Eprouvette graduée.
- ✚ Pierre ponce.
- ✚ Condenseur à eau dont lequel passe un serpentín contenant les vapeurs de produit à distiller.

➤ **Mode opératoire:**

- ✚ Verser 100 ml de produit (gazoline, naphta, kérosène, reformat,gasoil) dans le ballon contenant de la pierre ponce.
- ✚ Allumer la source de chaleur.
- ✚ Observer la première goutte (PI) et noter sa température.
- ✚ Noter la température pour des pourcentages déterminés et celle de point final [3].

Remarque:

- Température de point initial (PI): correspond à l'apparition de la première goutte de liquide.
- Température de point final (PF): correspond à la température maximale relevée au cours de l'essai.
- Si le produit devient plus léger la température de distillation baisse.
- Si le produit devient plus lourd les températures de distillation augmentent [3].



Figure IV.7: Appareil de distillation.

d) Point d'éclair – Lu chaire – Abel: Norme T 60-103

Essais normalisés Liés à La Volatilité

Dans cet essai l'échantillon est placé dans un creuset dont le couvercle est muni d'une petite cheminée. Le produit est chauffé peu à peu et le point d'éclair est atteint quand les vapeurs qui s'échappent par la cheminée deviennent suffisamment riches en hydrocarbures pour s'enflammer en présence de la veilleuse positionnée au-dessus de celle-ci le thermomètre plongé dans le produit permet de noter la température correspondante qui est le point recherché [3].

➤ **Matériel et produits**

- ✚ Creuset.
- ✚ Couvercle muni d'une petite cheminée.
- ✚ Thermomètre.
- ✚ Source de chaleur.
- ✚ Veilleuse permanente.
- ✚ Produit à analyser (kérosène ou gas-oil) [3].



Figure IV.8: Appareil Luchaire.



Figure IV.9: Appareil de l'Abel.

➤ **Mode opératoire:**

- Verse le produit dans le creuset jusqu'au trait de jauge.
- Mettre le couvercle, l'exposer à la source de chaleur et allumer la veilleuse permanente.
- Noter la valeur de la température correspondant au moment où la veilleuse s'éteint (quand les vapeurs qui s'échappent par la cheminée deviennent
- Suffisamment riche en hydrocarbures pour s'enflammer en présence de la veilleuse).

e) **Couleur: Norme D1500 Gas-oil et Kérosène**

Essais normaliser liés à la nature chimique

La couleur et une caractéristique de qualité du Gas-oil et du kérosène elle est détermination par un colorimètre.

➤ **Matériel et produits :**

- Colorimètre.
- Gas-oil.
- Kérosène [3].



Figure IV.10: Colorimètre.

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

Remarque

A- Les valeurs de la densité, sont une moyenne entre: le bas, le moyen et le haut du réservoir au cours de remplissage

B- Toute anomalie est signalée immédiatement à l'exploitant (salle de contrôle) [18].

IV.9 Les resultats

Généralement les résultats sont rapportés sur un seul tableau, mais on va les détailler, pour obtenir une meilleure vision: les chiffres sont donnés à titre indicatif.

- Les produits issus du topping et reforming: Les contrôles se font chaque 12 heures.

IV.9.1 Tension de vapeur REID(TVR) des produits légers (Gasoline et Reformat)

Le tableau suivant présente les valeurs d'analyse de la tension de vapeur REID des produits légers sont conformes aux norms pendant 12 heures.

Essai	TVR (Bar)
Gasoline	0.560
Reformat	0.430

Tableau IV.7: Résultats d'analyse de la tension de vapeur REID (pendant 12 heures).

IV.9.2 Distillation ASTM pour le Gasoline, Naphta, Reformat, Kérosène

Le tableau suivant présente les valeurs d'analyse de distillations ASTM pour tous les produits dérivés et qui sont conformes aux norms pendant 12 heures.

	pi	5	10	20	30	50	70	80	85	90	95	PF
G(Gasoline)	42	49	51	54	59	63	69	76	/	82	91	102
N(Naphta)	82	99	104	109	118	126	135	145	/	151	159	165
R(Reformat)	44	63	73	88	99	116	132	142	/	155	169	185
K(Kérosène)	143	160	163	166	170	177	184	189	/	196	201	212
Gasoil	161	175	195	216	232	260	296	320	336	352	377	398

Tableau IV.8: Résultats d'analyse de distillation ASTM (pendant 12 heures).

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

IV.9.3 Point d'éclair Luchaire pour le Kérosène et le Gasoil

Le tableau suivant présente les valeurs d'analyse de point d'éclair Luchaire des produits Kérosène et Gasoil et qui sont conformes aux norms pendant 12 heures.

Essai	Luchaire (°C)
Kérosène	45
Gasoil	67

Tableau IV.9: Résultats d'analyse de point d'éclair Luchaire (pendant 12 heures).

IV.9.4 Densité pour Gasoline, Naphta, reformat Kerosene, Gasoil

Le tableau suivant présente les valeurs d'analyse de la densité ASTM pour tous les produits dérivée et qui sont conformes aux norms pendant 12 heures.

Essais	Densité
G(Gasoline)	0.6836
N(Naphta)	0.7390
R(reformat)	0.7663
K(Kerosene)	0.7889
Gasoil	0.8344
Residuel	0.9020

Tableau IV.10: Résultats d'analyse de la densité.

- Les produits issue du topping et reforming: les contrôles de chaque 4 heures concernent ces quatre produits: Gasoline, kérosène, reformat, Gasoil.

IV.9.5 Tension de vapeur REID TVR (psi) les produits légers Gasoline et Reformat

Le tableau suivant présente les valeurs d'analyse de la tension de vapeur REID des produits legers et qui sont conformes aux norms pendant 4heures.

Essai	TVR (Psi)
Gasoline	0.540
Reformat	0.480

Tableau IV.11: Résultats d'analyse de la tension de vapeur REID (pendant 4 heures).

CHAPITRE IV : Contrôle de qualité et les résultats

IV.9.6 Point d'éclair Luchaire (°C) pour le Kérosène et le Gasoil

Le tableau suivant présente les valeurs d'analyse de point d'éclair Luchaire des produits Kérosène et Gasoil et qui sont conformes aux norms pendant 4 heures.

Essai	Luchaire (°C)
Kérosène	44
Gasoil	64

Tableau IV.12: Résultats d'analyse de point d'éclair Luchaire (pendant 4 heures).

Remarque

- 1- au cours des contrôles de 12 h, on prend on considération la densité de la charge qui se traduit par le Brut stabilisé, ainsi que la concentration du NaCl dans ce dernier avec la méthode de Mohr (méthode analytique /titrage à l'AgNO₃) . l'eau utilisée pour le dessalage à un PH bien déterminé, le tableau suivant représente les résultats obtenus :

	Densité	NaCl	PH
BRUT entrée	0.8002	18	/
BRUT sortie	0.7992	04	/
H2O / FA201	/	/	6.06
H2O / FA205	/	/	6.63

Tableau IV.13: Résultats d'analyse du pétrole brut.

- 2- La couleur: pour le Kérosène et Gasoil Cet essai est effectué avec le contrôle de 12heures et ceux de 4heures.

Le tableau suivant présente les valeurs d'analyse de la couleur de produit (Kérosène et Gasoil) et qui sont conformes aux norms pendant 12heures et 4heures.

	Couleur
Kérosène	+30
Gasoil	2.0

Tableau IV.14: Résultats d'analyse de la couleur.

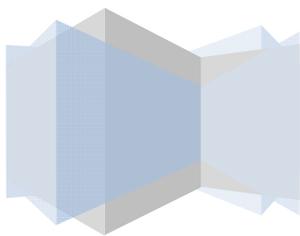
Conclusion

Le système de contrôle de qualité, utilisé au sein du laboratoire de la nouvelle raffinerie, et les autres unités vont donner à l'exploitant la possibilité d'acquiescer un diagnostic complet sur l'activité de l'unité, et d'apporter des améliorations aux moments opportuns. La qualité des produits issus de l'exploitation en générale, et du raffinage en particulier, est donc assurée par les analyses, et le suivi continu du laboratoire, et par les améliorations apportées par l'exploitant, en se basant sur les résultats [18].



Conclusion

Générale



Conclusion générale

D'une façon générale, le traitement des hydrocarbures consiste à retirer des spécifiquement à certains constituants présents dans les bruts « gaz » en sortie des puits de production (gisements ou après stockage en nappes aquifères) pour rendre le pétrole compatible avec les spécifications requises pour son transport et/ou pour le rendre compatible avec des spécifications de qualité commerciale (contractuelles) et réglementaires.

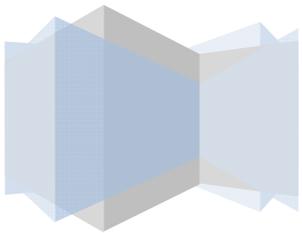
La qualité de ces produits destinés à être commercialiser dans le marché national et international doivent respecter les normes algérienne pour ce que concerne les produits commercialisés localement comme l'essence normal et le gasoil, à l'exception du kérosène qui doit être d'une qualité référentiel et respecte les normes international tous comme pour les produits destinés à l'exportation.

Enfin, notre étude menée sur l'importance du contrôle de qualité dans l'industrie pétrolière qui nous a ramené aux points suivants :

- ❖ Le contrôle de la qualité est la première clé pour l'optimisation de la production.
- ❖ Le système du contrôle de la qualité est un module de pilotage des unités de production.
- ❖ L'enjeu économique se repose sur un aspect très important qui est la qualité des produits commercialisés.



Bibliographie



Bibliographie

- [1] A.CHERABI, «Production des hydrocarbures à partir du pétrole et du gaz naturel en Algérie», mémoire de master, université de Biskra, 03 Juin 2015.
- [2] F.SAOUDI, «Etude de la section absorption CINA/TAITEMENT», SONATRACH service CINA/TRAITEMENT.
- [3] M.M.BARKAT «Les essais normalisés de la qualité des produits pétroliers », mémoire de fin d'induction, SONATRACH, 2016.
- [4]K.RAHIM Et S.BENRAHLA, «Calcul de vérification et optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne de Stabilisation PX0-CB-21-01 de l'UTBS», mémoire de Master, université de Biskra, Juin 2012.
- [5] A.BENAHMED, «Généralités raffinage», Ecole des techniques pétrolières de Skikda.
- [6]K.KARROUMI, «Optimisation de la quantité du gasoil RFCC recyclé dans le brut (raffinerie d'Adrar», mémoire d'ingénieur spécialisé en chimie et analyses des hydrocarbures, IAP, Boumerdes, 2016.
- [7] ENSPM, Formation Industry report - IFP Training, 2005.
- [8] «Well Testing», Industrial formation, EXPRO Company, 2007.
- [9] A.ADJAS, IAP, Formation industrielle «Réservoirs carbonates »- Octobre du 2016.
- [10] S.AOUIMER, «Geologie de sonde» IAP formation industrielle, Boumerdès, 2014.
- [11] «Collectes et séparation », Séminaire de formation pour les ingénieurs du TRC-SONATRACH- IAP, Boumerdès, 2003.
- [12] «Manuel de formation», Cours Exp-Pr-Pr070, La séparation-total cour dernière révision 2007.
- [13]A.MIMOUNE et Z.SAADA,«Amélioration de la qualité du pétrole brut LDHP», mémoire de master, université de Biskra, Juin 2012.
- [14] «Manuel de formation», cours Exp-Pr-Eq090, la dessaleurs-total cour dernière révision, 2007.
- [15] A.ABDELKENI, «Etude de la réhabilitation de l'unité fractionnement du condensat», mémoire de Fin d'induction, activité amont division production direction régionale HASSI MESSAOUD direction exploitations-SONATRACH-Avril 2015.
- [16]«Présentation de la direction exploitation Hassi-Messaoud», SONATRACH, 2002.

Bibliographie

- [17] «Présentation de la raffinerie de Hassi Messaoud RHM-2», SONATRACH, 2007.
- [18] M.T.ABOUD, «Le contrôle qualité et son importance dans l'industrie pétrolière», mémoire de fin d'induction, SONATRACH, 2015.

Résumé

Dans mon mémoire de fin d'étude, j'ai fait un stage pratique au niveau de complexe industriel sud (CIS) à Hassi Messaoud pour le traitement et la vérification de la qualité de brut et ces dérivés (Gazoline, Naphta, Reformat Kérosène, Gasoil) le pétrole et ces dérivés doivent répondre aux spécifications internationales de marché, est pour ça il faut faire le contrôle de la qualité au niveau de laboratoire comme les mesures de la densité, BSW, la salinité, la TVR, la distillation, le point d'éclair.

Les mots clés : pétrole, traitement, qualité, spécification, contrôle, BSW, TVR.

الملخص

من خلال انجازنا لمذكرة التخرج، قمنا بتربص قصير على مستوى المركب الصناعي لمنطقة الجنوب (CIS) في حاسي مسعود الخاص بمعالجة ومراقبة نوعية النفط الخام ومشتقاته (مازوت، وقود الطائرات، البنزين)

هذه المشتقات يجب أن تتجاوب مع معايير السوق العالمية لهذا السبب يجب مراقبة نوعية المشتقات في المخابر مثل قياس الكثافة، نسبة الماء والشوائب، ضغط البخار (RED)، التقطير ونقطة الاشتعال.

الكلمات المفتاحية : نفط، معالجة، نوعية، معايير، مراقبة، نسبة الماء، ضغط البخار