



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

N° d'enregistrement

Université de Ghardaïa

/...../...../...../.....

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم هندسة الطرائق

Département de Génie des Procédés

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine: Sciences et Technologie

Filière: Génie des Procédés

Spécialité: Génie Chimique.

Thème

Analyse comparative physico-chimique de deux brut hassi massoud in aminos au niveau de la nouvelle raffinerie

Par

Tahar asma

Seddiki abdlbasset

Devant le jury composé de:

Zitani brahim

MAA

Université Ghardaïa

Examineur 01

Benarima zine elabidine

MCB

Université Ghardaïa

Examineur 02

Touaiti Farid

MCB

Université Ghardaïa

Encadreur

Année universitaire: 2020/2021

Dédicace

Je dédie ce projet :

A ma chère mère,

A mon cher père,

*Qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard, de me soutenir
et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.*

A mes frères, Muhammad Al-Arabi, Alaa Eddine, Shoaib

A ma chère sœur,

Pour ses soutiens moral et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A mon cher grand-père,

Qui je souhaite une bonne santé.

A ma chère binôme ,Asma Tahar,

Pour leurs indéfectibles soutiens et leurs patiences infinies.

A mon cher

Qui m'a aidé et supporté dans les moments difficiles.

A ma chère ami (e)s

Pour leurs aides et supports dans les moments difficiles.

A toute ma famille,

A tous mes autres ami(e)s,

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

Dédicace

Je dédie ce projet :

A ma chère mère,

A mon cher père,

Qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard, de tous leurs sacrifiée et leur amour leur tendresse , de me soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs .

A mes frères, Oussama, Mouhamed cherif , youcef

Pour ses soutiens moral et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A ma chère sœur chaima ,

Pour leur appui et leur encouragement

A ma chère binôme ,seddiki abdelbasset ,

Pour leurs indéfectibles soutiens et leurs patiences infinies.

A mon cher famille

Qui m'a aidé et supporté dans les moments difficiles.

A ma chère ami (e)s

Pour leurs aides et supports dans les moments difficiles.

A tous mes autres ami(e)s,

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment

Remerciements

*Avant tout, nous remercions Dieu tout puissant, de nous avoir accordé la force, le courage et les moyens pour la réalisation de ce travail Nous remercions vivement **MR. TAOUTI FARID** et chef du département Génie des Procédés à la faculté des Appliquée à l'université GHARDAIA.*

Une partie de ce travail s'est déroulée, au Laboratoire de la raffinerie RHM2.

*On tient donc à remercier **Mr. MIRIBIA** chef de Département de la raffinerie RHM2) qui nous facilite notre travail*

***Mr. SALAMA** (chef service de RHM2), et **Mr.boufateh badrani Mr.BELKHIRE ISMAILL.**
E ainsi que l'ensemble du personnel de la raffinerie est GPL1 ainsi QUE GPL2 ainsi que UTBS.*

Merci infiniment

Résumé

Au cours de ce travail, nous avons mené des études de différents échantillons de pétrole brut au niveau des régions de Hassi Messaoud et d'Ain Amenas, représentées par une étude comparative des différentes propriétés physico-chimiques de chaque échantillon, en tenant compte des normes internationales de qualité. L'étude est réalisée au niveau de la raffinerie RHM2 de complexe CIS

L'étude réalisée sur les bruts nous a permis de sélectionner le brut de EDJELLET comme un pétrole répondant aux caractéristiques du Sahara Blend.

Mot clés : raffinerie, Analyse physico-chimiques, Qualité des bruts.

Abstract :

During this work, we conducted studies of different crude oil samples in the Hassi Messaoud and Ain Amenas regions, represented by a comparative study of the different physicochemical properties of each sample, taking into account the standards. international quality. The study is carried out at the RHM2 refinery of the CIS complex

The study carried out on crudes enabled us to select EDJELLET crude as an oil meeting the characteristics of Sahara Blend.

Key words : refinery, physicochemical analyses, Quality of crude.

الملخص:

خلال هذا العمل أجرينا دراسات لعينات نפט خام مختلفة في منطقتي حاسي مسعود وعين أميناس ممثلة بدراسة مقارنة للخصائص الفيزيائية والكيميائية المختلفة لكل عينة مع مراعاة معايير الجودة العالمية. أجريت الدراسة في مصفاة RHM2 لمجمع رابطة الدول المستقلة.

من خلال الدراسة التي أجريت على البترول الخام توصلنا إلى أن بترول EDJELLET يمتاز بخصائص بترول Sahara Blend.

الكلمات المفتاحية: محطة تكرير، تحليلات الفيزيائية والكيميائية، جودة البترول الخام.

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau 01	Les produits obtenus à la limite unité	27
Tableau 02	Capacité de séparation de l'unité de UTS	28
Tableau 03	Les produits obtenus de l'unité stabilisation	30
Tableau 04	Les produits obtenus de 2ème étage	32
Tableau 05	Les produits obtenus de 3ème étage	32
Tableau 06	Spéciation de brut stabilisé	34
Tableau 07	Le Rendement des produits fine	39
Tableau 08	Analyse effectuée couramment pour certains produits	43
Tableau 09	Les spécifications des produits UTBS	47
Tableau 10	Les spécifications des produits RHM2	48
Tableau 11	Les spécifications des produits GPL 1 et GPL 2	49
Tableau 12	Les spécifications des produits de Traitement	50
Tableau 13	Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut centre industriel sud CIS	74
Tableau 14	Données analytiques de la distillation ASTM D86 du pétrole brut cis.	76
Tableau 15	Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut	78
Tableau 16	Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut centre industriel sud CINA	79
Tableau 17	Données analytiques de la distillation ASTM D86 du pétrole brut CINA.	80
Tableau 18	Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut	83
Tableau 19	Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut tigeuntourine	84
Tableau 20	Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut de tigeuntourine	85
Tableau 21	Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut d'EDJELLET	87
Tableau 22	Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut d'EDJELLET	88
Tableau 23	les caractéristiques comparatives de 4brut CIS/CINA/TIGEUNTOURINE/EDJELLET.	89
Tableau 24	Teneur en éléments métalliques dans les 4 pétroles bruts.	92

Liste des figures

Figure	Titre	Page
Figure I.01	Situation géographique de champ hassi massoud	04
FigureI.02	Schéma synoptique simplifiés de complexe SIC	07
FigureII.01	Schéma descriptive de Unité GPL1	10
FigureII.02	Schéma De Système Huile Chaude	15
FigureII.03	Schéma de section de Manifold	17
Figure II.04	Schéma de section de Boosting	19
Figure II.05	Schéma de section de déshydrations	20
Figure II.06	Schéma de section de refroidissement et détente	21
Figure II.07	Schéma de bake de stockage GPL2	23
Figure II.08	Schéma de synatopic simplifié de UTS.	26
Figure II.09	Situation géographique de l'UTBS	33
Figure II.10	Schéma synoptique d'huile hors spec	35
Figure III.01	Schéma synoptique de Raffinerie RHM2	38
FigureIII.02	Photo présente laboratoire RHM2	47
Figure V.01	Courbe ASTM D86du brut CIS.	76
Figure V.02	Courbe de distillation ASTM D86 du Brut CINA	81
Figure V.03	les résultat de tension de vapeur Reid	89
Figure V.04	la masse volumique de 4 brut .	90
Figure V.05	résultat d'analyse de salinités.	91
Figure V.06	analyse de distillation TBP des 4 brut.	92
Figure V.07	Teneur en éléments métalliques dans les 4 pétroles bruts	93

Liste des abréviations

CIS	Centre industrielle sud
GPL1/GPL2	Gaz pétrolier liquéfié
UTS	Unités traitement sud
UTBS	Unités traitement brut stabilisées
RHM2	Nouvelle raffinerie Hassi Massoud
UFS	Unités de fractionnement de condensats
HEH	Haoude el Hamera
LDHP	Ligne directe haute pression
LDBP	LIGNE DIRECTE basse pression
LDMP	Ligne directe moyenne pression
TVR	Tension de vapeur réduite
BSW	Basique sidemen water
ASTM	American standard test méthode
ISO	L'organisation internationale de normalisation
PPM	Partie par million
PSI	Livre par pouce carré
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
CPG	Chromatographe en phase gazeuse
PI	Température de point initial
PF	Température de point final

Table des matières

Introduction Générale	1
I. 1 Historique de champ de Hassi Messaoud :.....	3
I.2 Situation géologique :	4
I.3 Description de compagnie Sonatrach :	4
I.4 Gisement pétrolière de hassi massoud HMD:.....	5
I. 5 Description du centre industriel sud (CIS) :.....	6
II.1Présentation de l'unité de Gaz Pétrolier liquéfier GPL1 :	9
II.1.2 Section de d'déshydratation et régénération	10
II.1.4 Section de réfrigération de l'alimentation et Détente de la charge	11
II.1.5 Section de fractionnement :	12
II.1.5.1 Le déethaniseur	12
II.1.5.2 Débutaniseur.....	13
II.1.5.3 Dépropaniseur	13
II.1.6 Section de stockage et expédition.....	14
II.1.6.1. Système de Boucle de propane	15
II.1.6.2. Système de fuel gaz.....	16
II.1.6.3.Système d'air instrument	16
II.1.6.4. Système d'injection du méthanol	16
II.2.Présentation de l'unité de Gaz Pétroleir Liquéfier « GPL 2» :	16
II.2.1.Section de manifold:.....	17
II.2.2 Section Boosting	18
II.2.3 Section de déshydratation	19
II.2.5 Section de fractionnement	21
II.2.6 Section de stockage et pomperie.....	23
II.3. Présentation de l'unité de Traitement sud UTS	25
II.3.1 Manifold.....	27
III.3.2 Section de Séparation.....	28
II.3.3 Section de Dessalage	28
II.3.4 Section de Stabilisation	29
II.3.5 Section de stockage et pomperie d'expédition.....	31
II.4.Présentation de l'unité boosting	31

Liste des matières

II.4.1 Unités LDHP :	31
II.4.2 Unités boosting LDBP :	31
II.4.3 Unités boosting 2 ^{ème} étage :	32
II.4.4 Unités boosting 3ème étage	32
II.5. Présentation de l'unité de traitement de brut sud (UTBS).....	33
II.5.1 L'unité de Manifold.....	33
II.5.2 Unités des trains	34
II.5.3 Traitement de l'huile hors spec	35
II.5.4. Unité de stockage et pompe d'expédition.....	35
III.Présentation de raffinerie RHM2	38
III.1. Servies D'exploitation	39
III.1.1 Unité de distillation atmosphérique(U200).....	39
III.1.2 Unité de Pré traitement de naphta (Hydrodésulfuration) 300	40
III.1.3 Unite de reforming catalytique U800	41
III.1.4 Section de stockage U900	42
III.2. Service contrôle	42
III.2.1.Normes, spécifications et standard.....	43
III.2.2. Le Contrôle de Qualité au laboratoires de RHM2	47
III.2.2.1. LABORATOIRE UTBS	47
III.2.2.2. LABORATOIRE GPL 1 & GPL2	49
IV.1. Les références de bruts	52
IV.2. Classification du pétrole brut	52
IV.2.1 Classification industrielle.....	52
IV.2.2 Classification chimique	52
IV.2.2.1 Classification selon le facteur de caractérisation KUOP	53
IV.2.3 Classification économique (technologique) :	53
IV.2.3.1 Teneur en paraffine	53
IV.2.3.2 Teneur en fractions clairs (PF ≤ 350°C)	53
IV.3. Les caractérisations et propriétés de pétrole brut	53
IV.3.1. La densité :	53
IV.3.2 Tension de vapeur Reid	54
IV.3.3 L'acidité.....	54
IV.3.4 Point de trouble, d'écoulement, et point de congélation.....	54

Liste des matières

IV.3.4.1 Point de trouble	54
IV.3.4.2 Point d'écoulement	54
IV.3.4.3 Point de congélation	54
IV.3.5 Teneur en soufre	54
IV.3.6 Teneur en asphaltènes.....	55
IV.3.7 Teneur en eau et sédiment.....	55
IV.3.8 .Le facteur de caractérisation Kuop	55
IV.3.9 Pouvoir calorifique.....	56
IV.3.10 .La masse molaire	56
IV.3.11. Teneur en métaux.....	56
IV.3.12 Teneur en mercure	57
IV.3.13. La viscosité	57
IV.4. Les ANALYSES	57
IV.4.1 ANALYSE EN PHASE CHARGES	58
a)ANALYSE DE LA CHARGE PETROLE BRUT	58
a.1- Densité.....	58
a.2. Tension De Vapeur Reid (TVR)	59
a.3.Salinité: Norme NF ISO 9297	60
a.4. Teneur En Eau Et sédiment (BSW)	60
b.ANALYSE LA CHARGE GAZ NATUREL.....	61
b.1.Densité : Norme D1298	61
b.2.Essai Normaliser Lies À La Combustion	61
b.3. Point De Rose: Norme ASTM 5454.....	61
b.4.Teste de l'humidité :	62
b.5 Composition du Gaz par Chromatographie CPG : Norme D1945 :	62
c.ANALYSES EN PHASE PRODUITS SEMI FINIS et FINIS :	63
c.1-TVRR: Norme D 5191.....	63
c.2-Densité Norme D 4052 & Norme D 1298.....	63
c.3Distillation ASTM : Norme ASTM D86 Essais normalisé Lies à La Volatilité :	63
c.4/Viscosité : Norme NF T 60-10 ASTM D445-65 Essais normalisé liés au stockage et a' l'écoulement :	64
c.5Point D'éclair –Lu chaire- Abel : Norme T60-103 Essais normalisé Lies à La Volatilité :65	
c.6.Point Flache :	66

Liste des matières

c.7.Point Feu: Norme NF T 60-118 :	66
c..8Point Feu: Norme NF T 60-118 :	66
c.9. Point Trouble: Norme ASTM D2500 Essais Normaliser liés à la Tenue Au Froid :	66
c.10. Point D'écoulement : Norme D97 Essais Normaliser liés à la Tenue Au Froid :	67
c.11. Point de disparition des cristaux : Norme ASTM D 2386 Essais Normaliser liés à la Tenue Au Froid :	67
c.12.Couleur: Norme D1500 Gas-oil & D156 Kérosène Essais Normaliser liés à la nature chimique :	68
c.13. L'indice D'octane : Norme D 2699 Essai Normaliser Lies à La Combustion :	69
c.14/L'indice De Cétane : Norme ASTM D 976 Essai Normaliser Lies à La Combustion :	70
c..15/ Indice De Réfraction : Norme D1218	70
c.16/Indice D'acidité: Norme ASTM D 3242	71
c.17./Tolérance à L'eau	71
c.18. Conductivité : Norme ASTM D2624	72
V.1 .Les résultats d'analyse TBP des 4 pétrole brut :	74
V.1.1 Brute de centre industriel sud hassi Massoud CIS :	74
V.1.2 Distillation ASTM de brut cis :	75
V.1.3 Bilan de valorisation des coupe lèges de brut cis :	77
V.1.4 Bilan de valorisation des coupes leges du Pétrole Brut :	77
V.2. Le brut de centre industriel nord abdelrahmane naili CINA	79
V.2.1 Résultat d'analyse préliminaire de brut CINA :	79
V.2.2 Distillation ASTM de brut cis :	80
V.2.3 Bilan de valorisation des coupe lèges de brut CINA	81
V.2.4 Bilan de valorisation des coupes leges du Pétrole Brut :	82
V.3. Le brute de tigeuntourine :	83
V.3.1 Résultats des analyses préliminaires du pétrole brut tigeuntourine :	83
V.3.2 .Bilan de valorisation des coupes larges :	85
V.4.Le brut de EDJELLET :	86
V.4.1 Résultats des analyses préliminaires du pétrole de EDJELLET:	86
V.4.2 Bilan de valorisation des coupes larges	87
V.5. La comparissons des brut d'après les résultats obtenus :	89
V.5.1 Les caractéristiques physico-chimiques de pétrole	89
V.5.2 Analyse de tension de vapeur reid TVR :	89

Liste des matières

V.5.3 Analyse de masse volumique du brut densité :.....	90
V.5.4 Analyse de salinités :.....	91
V.5.5 Analyse de teneur en eau est sédiments BSW :.....	91
V.5.6 La distillation TBP des bruts :.....	92
V.5.7 Analyse de Teneur en éléments métalliques dans les 4 pétroles bruts :.....	92
V.5.8 Analyse de composition massique de pétrole :.....	94
V.6.Conclusion :.....	94
Conclusion Générale.....	96
Bibliographie :	98
Annexes.....	

*Introduction
générale*

Introduction Générale

Dès l'antiquité, le pétrole du latin Pétra oléum : huile de roche est un liquide brun plus ou moins visqueux. Il se compose d'hydrocarbures gazeux, liquides et solides et des composés organiques hétéro-atomiques comme le soufre(S), l'oxygène (O) et l'azote (N). Certains pétroles contiennent aussi des composés organo-mécaniques comme le nickel (Ni) et le vanadium (V), ainsi que des composés chimiquement définis comme les asphaltènes.

Le pétrole est un liquide d'origine naturelle, une huile organique composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures, piégé dans des formations géologiques particulières. L'exploitation de cette source d'énergie fossile et d'hydrocarbures est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Le pétrole dans son gisement est fréquemment associé à des fractions légères qui se séparent spontanément du liquide à la pression atmosphérique, ainsi que diverses impuretés comme le dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène, l'eau de formation et des traces métalliques

L'utilisation des carburants a pris une grande importance dans le monde, c'est pour cette raison que les unités de production des carburants constituant le trait dominant du développement de l'industrie du raffinage et figurent parmi les premiers procédés utilisés à grande échelle dans cette industrie.

Au cours de ce travail, nous avons mené des études de différents échantillons de pétrole brut au niveau des régions de Hassi Messaoud et d'Ain Amenas, représentées par une étude comparative des différentes propriétés physico-chimiques de chaque échantillon, en tenant compte des normes internationales de qualité, afin que les travaux est divisé en deux parties, la partie théorique et la partie pratique comme suit La partie théorique comprend:

Chapitre 1 (Introduction générale au pétrole)

Chapitre 2 (introduction aux modules complexes CIS)

La partie pratique:

Chapitre 3 (Présentation de la nouvelle raffinerie RHM2)

Chapitre 4 (Résultats et discussion)

Chapitre I :
Généralité Sur
Hassí Massoud

I. 1 Historique de champ de Hassi Messaoud :

Le gisement de HMD fut découvert par deux compagnies Françaises CFPA (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie) et SN-REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie).

Le 15 Janvier 1956, il fut réalisé le premier forage MDI. Ce forage a mis en évidence les grés du cambrien producteurs d'huile à 3338 mètres de profondeur.

Le 16 Mai de la même année à 7,5 Km du MDI vers le Nord, un deuxième puits OMI a été foré dans la continuité par la CFPA, De 1959 à 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation.

Fondée le 31 Décembre 1963, la Société nommée SONATRACH chargée de la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, aujourd'hui devenue un groupe pétrolier assurant les missions stratégiques axées sur la recherche, la production, le transport, le traitement et la commercialisation des hydrocarbures.

A partir de 1968 le rythme des forages s'est développé avec une moyenne de 32 puits par an, et la production a atteint le seuil de 32,2 millions de tonnes en 1970.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 Février 1971, les forages n'ont cessé de se multiplier, pour atteindre en 1977 une moyenne de 34 puits par an.

De 1978 à 1984 : SONATRACH investit dans la récupération des gaz torchés en réalisant des stations de compression des gaz séparés aux étages intermédiaires et ce, dans les deux complexes Sud et Nord.

Depuis ce temps, 900 puits ont été forés sur tout le champ de Hassi Messaoud.

Plusieurs années après la mise en production et également, après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971 par Monsieur le président de la République Algérienne Houari Boumediene, il y a eu abstraction des différences entre le champ nord et le champ sud, les efforts ont été concentrés surtout sur le développement du champ entièrement et de la production, pour cela le champ a été délimité en zones. Chacune de ces zones est un groupement de puits présentant les mêmes caractéristiques.

Le gisement de Hassi Messaoud a été exploité longuement et fortement toutes les premières années de sa découverte, malgré cela un long et vaste programme de développement encore plus important est tracé, vu l'importante capacité du gisement.

I. 2 Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud/Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontières Tunisienne, sa localisation en coordonnées LAMBERT Sud Algérie :

X = (790.000 – 840.000) Est. Y = (110.000 – 150.000) Nord.



Figure I. 01 : Situation géographique du Champs HMD

Et Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Il est limité :

- ❖ Au nord par les structures de Djamaâ-Toggourt.
- ❖ A l'ouest par la dépression de Oued May.
- ❖ Au sud par le haut fond d'Amguid d'Elbio.
- ❖ A l'est par les hautes fonds de Dahra Rhoud El Baguel et la dépression Ghadamès.

I. 3 Description de compagnie Sonatrach :

De lendemain de son indépendance, l'Algérie a créé le 31-12-1963 la SONATRACH. Pour assurer à l'Algérie indépendant l'accès à l'énergie qui est une voie essentielle menant au développement économique, social et politique. C'est dans cette perspective qu'en Février 1971, l'état a engagée dans la nationalisation des hydrocarbures pour atteindre le rythme de développement avec une nouvelle dynamique.

Une planification de plus en plus rigoureuse est mise en place, les objectifs de SONATRACH étaient alors l'extension de toutes ses activités à l'ensemble des installations gazières et pétrolières et l'atteinte de la maîtrise de toute la chaîne des hydrocarbures. Le groupe pétrolier et gazier est classé 1^{ère} en Afrique et 12^{ème} dans le monde en 2013, toutes activités

confondues, avec un chiffre d'affaires à l'exportation de plus de 63 milliards de dollar (US\$). SONATRACH intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle est 4^{ème} exportateur mondial de GNL, 3^{ème} exportateur mondial de GPL et 5^{ème} exportateur de Gaz Naturel. En adoptant une stratégie de diversification, elle se développe aussi bien dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Poursuivant sa stratégie d'internationalisation, SONATRACH opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde: Afrique (Mali, Niger, Libye, Egypte), Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), Amérique Latine (Pérou) et USA.

Les activités du groupe SONATRACH développe les activités suivantes :

- L'exploration-Production (**E&P**).
- Le transport par Canalisation (**TRC**).
- Le liquéfaction de gaz , Raffinage et Pétrochimie (**LRP**).
- Commercialisation (**COM**).

I.4 Gisement pétrolière de hassi massoud HMD:

Mis en évidence en 1956, le gisement de Hassi-Messaoud fait partie des plus grands champs pétroliers du monde. A l'origine, le gisement était partagé en deux concessions distinctes :

- Hassi-Messaoud Nord.
- Hassi-Messaoud Sud.

Le gisement est réparti dans le sens EST-OUEST en deux parties sensiblement égales.

Les grès de Hassi-Messaoud constituent un réservoir très hétérogène dont la porosité varie entre 5 et 10 % et la perméabilité très variable, le plus souvent faible. Les caractéristiques initiales du gisement étaient les suivantes :

- Pression de gisement initiale : 420 kg/cm² à - 3 200 mètres,
- Pression de bulle variant entre 145 et 200 kg/cm².

L'évolution des pressions de puits en fonction de la production a permis d'identifier dans le gisement des zones productrices, relativement indépendantes. Actuellement, le gisement est subdivisé en 25 zones de production à l'intérieur desquelles le réservoir présente une certaine continuité. Cette subdivision est liée à la présence de failles qui compartimentent et cloisonnent le réservoir en zones bien distinctes. Leur direction principale est d'orientation NNE-SSW.

La température de fond est de l'ordre de 115°C.

I. 5 Description du centre industriel sud (CIS) :

La mission principale de cette direction est d'exploiter le brut de son lieu de production (puits et champs satellites) jusqu'aux stations de traitement et de stockage.

Il faudra signaler, en premier lieu, que le brut, à l'état naturel, n'est pas directement exploitable mais il doit subir certaines transformations pour le rendre utilisable. Une fois que cette phase est achevée, il sera acheminé vers (HEH) pour un éventuel dispatching vers les régions du nord (raffineries et terminaux).

Ce complexe se compose des installations suivantes :

- six (06) unités satellites,
- une unité de séparation et dessalage avec parc de stockage (UTS),
- une unité de stabilisation,
- une unité de fractionnement des condensats UFC,
- sept (07) unités de récupération des gaz et compression,
- deux (02) unités de GPL,
- une unité de valorisation des condensats UVC,
- deux raffineries,
- onze (11) unités de compression pour la réinjection réparties sur deux stations,
- une unité de traitement des eaux huileuses UTEH,
- une unité d'injection d'eau dans les puits,

Une nouvelle unité d'une grande capacité pour la stabilisation et traitement du brut UTBS.

- Et le service contrôle qui son rôle principal est de faire l'analyse des produits finis pour répondre au besoin et aux normes spéc

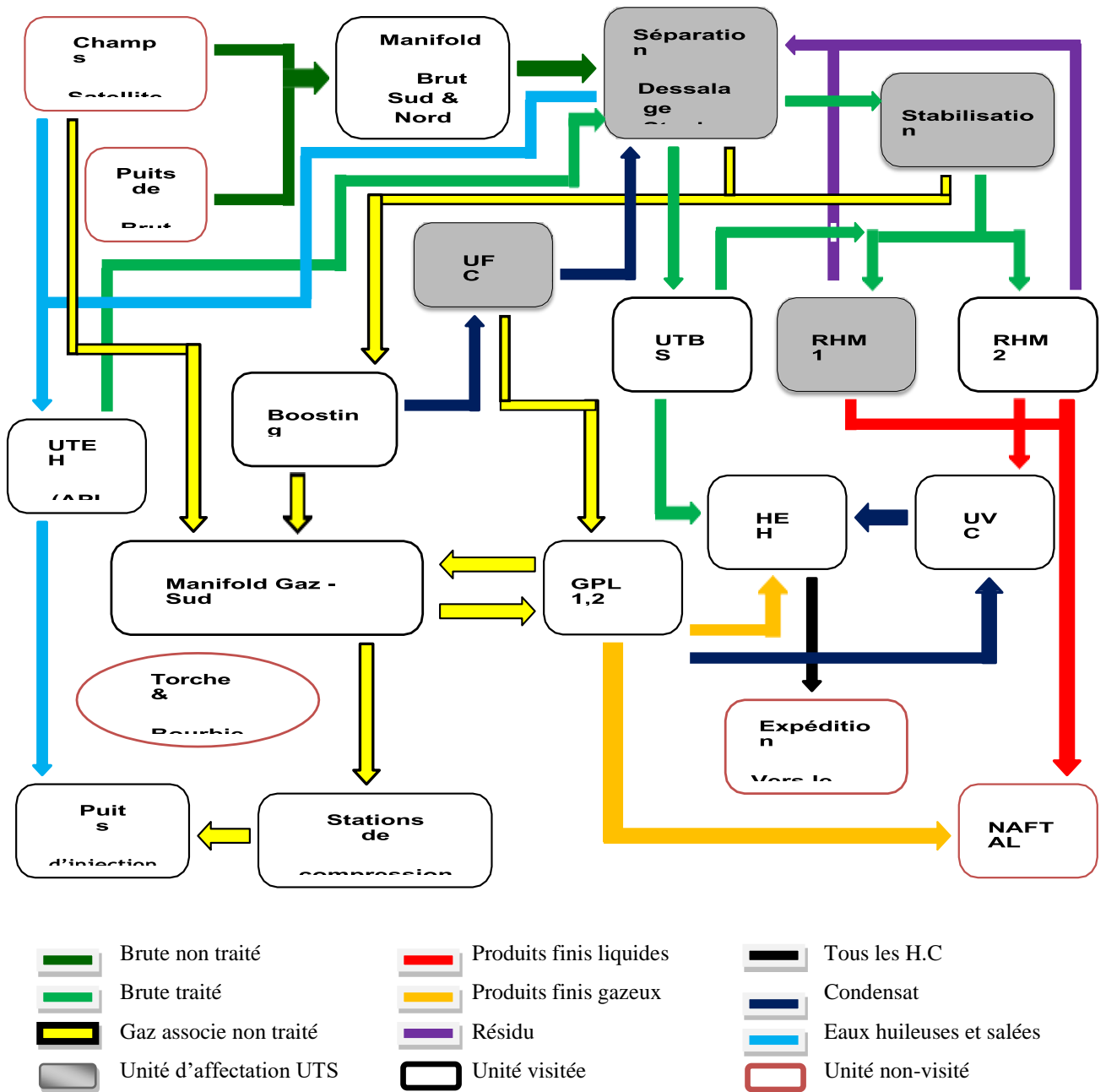


Figure I. 02 : Schéma synoptique simplifié du complexe CIS

Chapitre II :
Les Unités de
Complexe CIS

II. 1 Présentation de l'unité de Gaz Pétrolier liquéfier GPL1 :

L'unité GPL1 du complexe industriel sud a été mise en service en 1973 par la firme anglaise FLUOR-ENGLAND-LTD dans le but de récupérer le propane et le butane présent dans les gaz de séparation et de stabilisation du pétrole brut au niveau du complexe industriel sud.

L'objectif principal de l'unité GPL1 est de produire :

- **1330 T/J du GPL (C3/C4)**
- **300 T/J de propane commercial**
- **150 T/J de butane commercial**

L'unité de GPL1 présentée dans la figure 3 est constituée principalement de 5 sections :

1. Refroidissement et compression du gaz d'alimentation
2. Déshydratation et régénération
3. Compression et refroidissement de l'alimentation combinée
4. Réfrigération de l'alimentation et Détente de la charge
5. Section de fractionnement
6. Section de stockage et expédition

L'unité de GPL1 possède deux systèmes en annexes :

- Système d'huile chaude
- Boucle de propane
- Système de fuel gaz

II. 1.1 Section de Refroidissement et compression du gaz d'alimentation :

Le rôle de cette section est de refroidir les gaz d'alimentation pour condenser la phase lourde et ensuite éliminer l'eau contenue dans ces gaz et liquides afin d'éviter le bouchage par les hydrates dans les parties froides de l'unité.[1]

Le gaz de stabilisation en provenance de l'unité de stabilisation et de l'UFC arrive à l'unité (1) saturé en eau à une pression de 18.8 Kg/cm² et 35°C, il est comprimé par le compresseur alternatif à un seul étage et à entraînement par moteur électrique (C651) jusqu'à la pression du gaz de séparation HP (27 kg/cm²). Le refoulement du compresseur (C651) rejoint la deuxième alimentation le gaz HP pour former ainsi l'alimentation combinée .Le gaz

combiné à 68°C est refroidis par les aéro-réfrigérants à air humidifié E651 jusqu'à 38°C[1].

La charge est ensuite séparée dans un ballon séparateur triphasique (V651) en: (gaz, condensant et eau); l'eau est purgée tandis que le gaz et les condensant sont déshydratés respectivement dans les déshydrateurs de gaz (V652 A/B/C) et les déshydrateur de liquide les (V659 A/B)[1].

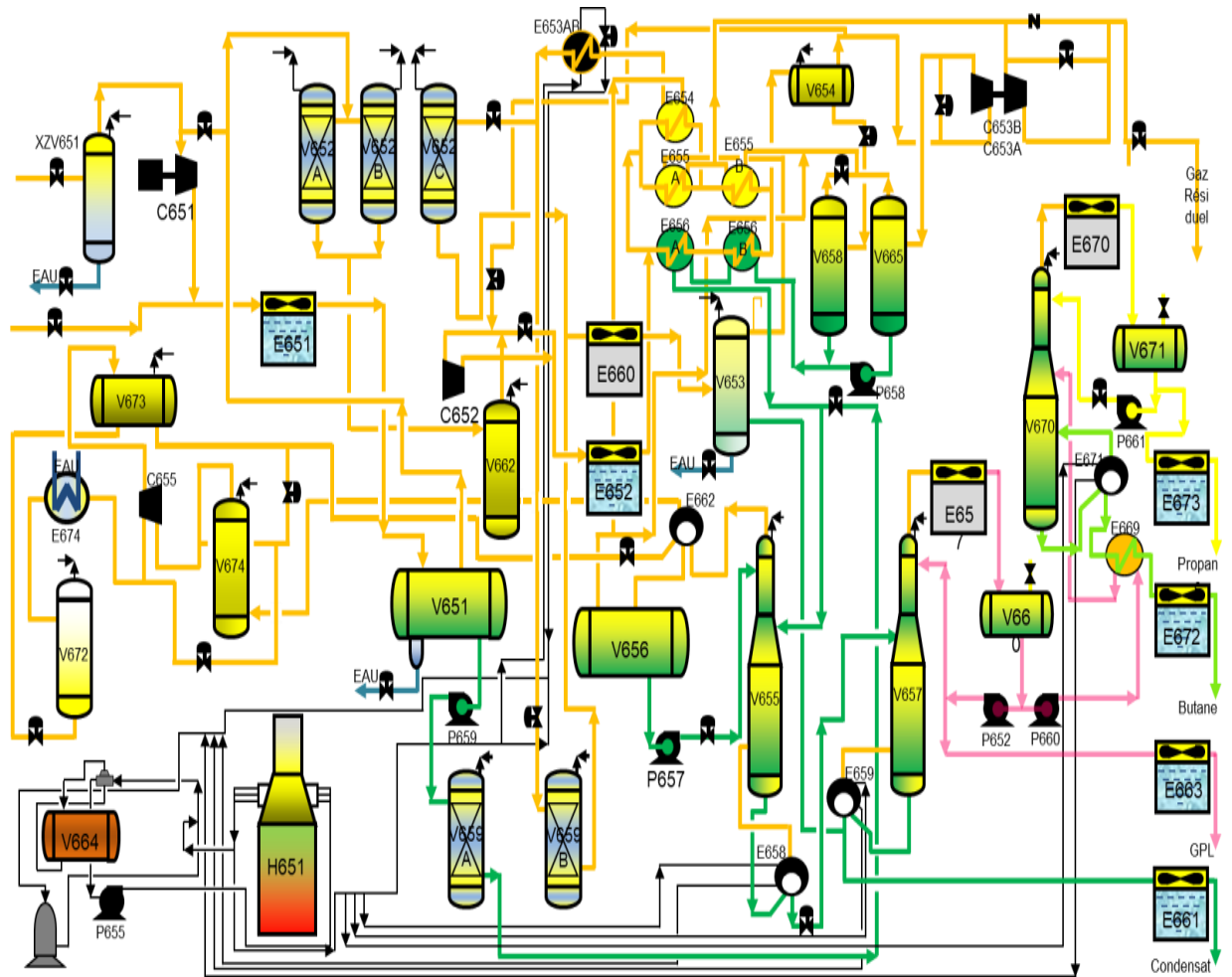


Figure II.01 : schéma descriptive de l'unité GPL1.

II. 1.2 Section de d' déshydratation et régénération [1] :

Afin d'éviter la formation des hydrates dans la section froide le liquide hydrocarbure du V651 est pompé par les (P659 A/B) vers les déshydrateurs liquide (V659 A/B) renfermant un dessiccant du type tamis moléculaire 4Å. Les condensats déshydratés rejoint ensuite les condensats en provenance des refroidisseurs de gaz pour former l'alimentation du déethaniseur (V655) ; Le deuxième déshydrateur est régénéré simultanément.

Le gaz provenant du (V651) est séché dans deux déshydrateurs en parallèles, le troisième déshydrateur de gaz est régénéré pendant que les deux autres sont en service.

Le gaz de régénération à la fois pour les déshydrateurs de gaz et de liquide fait partie du gaz de tête en provenance du ballon de reflux (V656) du déethaniseur (V655).[1]

Le gaz de régénération est d'abord préchauffé dans le préchauffeur de gaz de régénération (E654) par échange de chaleur avec le gaz d'alimentation d'arrivée, il est ensuite réchauffé jusqu'à 274°C dans le réchauffeur de gaz de régénération (E653 A/B) qui utilise un circuit d'huile chaude à 299°C comme fluide de réchauffage, le gaz utilisé dans la phase de refroidissement est le même que le gaz de réchauffage si ce n'est qu'il contourne (E653 A/B).[1]

Les cycles des déshydrateurs sont comme suit :

1. Après l'étape de réchauffage, les tamis moléculaires sont ensuite refroidis.
2. Le gaz utilisé dans l'étape de refroidissement est le même que celui de l'étape de réchauffage, si ce n'est qu'il contourne les échangeurs (E653 A/B). Après désorption de l'eau, le gaz humide de régénération est refroidi dans les aéro-réfrigérants à air sec (E660) à 66°C.
3. L'eau et les condensats entraînés sont récupérés dans un ballon séparateur : l'eau est purgée, les condensats sont mélangés avec les C5+ sortie unité, tandis que le gaz rejoint le gaz résiduel à la sortie des échangeurs cryogéniques.

II. 1.3 Section de compression et refroidissement de l'alimentation :

Une fois le gaz est déshydraté, il sera aspiré par le compresseur centrifuge principal (C652) pour être comprimé de 25.6 kg /cm² à 64 kg/cm². Ce compresseur (C652) est entraîné par une turbine à gaz (GT652) du type turbo jet ou le gaz refoulé à une température de 105°C est en premier lieu refroidi jusqu'à 35°C dans les aéro-réfrigérants à air humidifié (E652).[1]

II. 1.4 Section de réfrigération de l'alimentation et Détente de la charge :

Le gaz d'alimentation refroidi par les aéro-réfrigérants (E652) est réfrigéré jusqu'à T=-20°C dans les échangeurs cryogéniques :[1]

- E656 A/B : préchauffeurs de l'alimentation du déethaniseur
- E655 A/B : réchauffeurs du gaz résiduel
- E654: préchauffeur du gaz de régénération.

Une condensation partielle de l'alimentation se passe dans les aéro-réfrigérants (E652) mais le liquide n'est pas séparé. Des colonnes de séparation (conduites longues sont) installées pour assurer une distribution régulière du liquide dans le courant de gaz vers chaque échangeur. Les diamètres de chaque conduite sont choisis de telle façon à diriger 65% du gaz d'alimentation vers les échangeurs cryogéniques (E656 A et B), 10% vers l'échangeur (E654) et les 25% restant vers l'échangeur (E655 A).[1]

Les sorties cotées tubes des échangeurs (E654) et (E655 A) se combinent pour former l'entrée du (E655 B). Le gaz passant par les échangeurs (E656 A et B) refroidi par l'alimentation du déethaniseur provenant du ballon de flash (V658) et du ballon de séparation de la sortie de l'expander (V665).[1]

Le gaz passant par les échangeurs(E655A et E655 B) est refroidi par le gaz résiduel provenant des deux ballons(V658 et V665). Le gaz passant par l'échangeur E654 est refroidi jusqu'à -4°C. Par le gaz de régénération provenant de la tête du dé-ethaniseur. Le gaz d'alimentation réfrigéré à -20°C est séparé dans le ballon V654 d'alimentation du détendeur C653 B. Le liquide du V654 est détendu dans la vanne Joule-Tomson LV657 de 63 à 31,5 Kg /cm² sous la commande du régulateur de niveau du ballon V654 puis séparé dans le ballon V658.

Le gaz du V654 est détendu à son tour jusqu'à 27 Kg/cm² par le détendeur (expander) C653 B, le liquide récupéré par détente est recueilli dans le ballon séparateur V665. Les gaz des ballons V665 et V658 se combinent pour donner avec le gaz de tête du dé-ethaniseur le gaz résiduel qui refroidira l'alimentation en passant par les échangeurs E655 A et B côté calandre. Les liquides de ces deux ballons se combinent à leur tour pour former ainsi la charge du déethaniseur qui refroidira l'alimentation en passant côté calandre des échangeurs E656 A et B.[1]

II. 1.5 Section de fractionnement :

II. 1.5.1 Le déethaniseur [1] :

La charge du déethaniseur est constituée du liquide déshydraté recueilli dans le ballon V651 et les condensats recueillis dans les ballons V658 et V665.

La charge entre à la colonne en état du mélange liquide -vapeur a une température de 21°C ; cette colonne constituée de 35 plateaux fonctionne à une pression de 30 kg/cm² et elle est dimensionnée pour donnée un produit de fond exempt d'éthane.

Les vapeurs de tête sont partiellement condensées dans le condenseur de tête E662 en utilisant

le propane liquide comme agent réfrigérant à une température de - 23,5°C.

Le liquide séparé dans le ballon de reflux se sépare du gaz non condensé à une température de -15°C est pompé par les pompes P657 pour constituer ainsi un reflux total.

La colonne est rebouillie par un rebouilleur du type 'KEETLE ' E658 ; la chaleur nécessaire au rebouillage est assurée par un système de circulation d'huile chaude comme agent caloporteur à une température de 299°C .

Le produit de fond du déethaniseur s'écoule sous la commande du régulateur de niveau du rebouilleur vers le débutaniseur V657.

II. 1.5.2 Débutaniseur :[1]

Le débutaniseur est une colonne de 37 plateaux fonctionnant à une pression de 17 bars, cette colonne est conçue pour séparer les produits de fond du déethaniseur C3+ en deux parties :

- Produit de tête : GPL (propane + butane)
- Produit de fond : essence légère C5+

les vapeurs de tête du débutaniseur sont entièrement condensées dans les aéroréfrigérants E657 à air sec . Le produit GPL recueilli au ballon de reflux V660 est divisé en trois parties à savoir :

- Partie aspirée par les pompes P652A/B qui servira comme reflux de tête sous le contrôle du régulateur de débit.
- Partie refoulée par les pompes P660A/B vers le dépropaniseur sous la commande d'un régulateur de débit.
- Le reste est refroidi avant d'être stocké ; De même que pour le déethaniseur, le débutaniseur est rebouilli par un rebouilleur du type ' KEETLE' à circulation d'huile chaude V659.

L'essence légère C5+ du fond du débutaniseur est refroidie puis envoyée vers l'unité traitement sud pour être remélangée avec le brut.

II. 1.5.3 Dépropaniseur [1] :

Le dépropaniseur est une colonne de 43 plateaux qui fonctionne à une pression de 22 bars, elle a été conçue pour traiter une charge de GPL en la séparant en propane et en butane commercial. La charge est préchauffée jusqu'à 70°C dans l'échangeur E669 par le produit de fond le butane.

Actuellement, le dépropaniseur est alimenté par le GPL produit à l'unité de fractionnement des condensats (UFC) ; Les vapeurs de tête sont entièrement condensées dans les aéroréfrigérants E670 à air sec. Les pompes P661 renvoient le reflux vers la tête de colonne sous la commande du régulateur de débit, tandis que le propane restant au ballon de reflux est envoyé vers stockage après refroidissement.

La colonne est rebouilli par le même type de rebouilleur que ceux des autres colonnes ; Le produit butane de fond est envoyé vers stockage après refroidissement.

II. 1.6 Section de stockage et expédition [1]:

Le GPL produit est stocké dans des réservoirs cigares pressurisés à une pression de 14.5 bars par un système de fuel gaz en provenance du gaz résiduel pour éviter l'évaporation de ce produit.

La zone de stockage est constituée de 10 cigares cylindriques d'une capacité de 270 m³ chacun dont 06 réservés pour le stockage et 04 servent comme ballon tampon pour la pomperie d'expédition.

La pomperie d'expédition est constituée de quatre pompes (P1801 A/B/C/D) en série, ayant chacune un débit de 140 m³/h à 38 bars. Ces pompes d'expéditions sont de types émergées, destinées à refouler le produit GPL le long du pipeline 6'' en direction de HAOUD EL HAMRA (HEH).

La zone de stockage et d'expéditions se compose principalement de 4 réservoirs (Cigares), 2 sphere et 4 pompes d'expédition :

Les 5 réservoirs cylindriques horizontaux (cigares) ayant chacun un volume de 270 m³ répartis comme suite :
on des déshydrateurs.

L'huile est aspirée d'un ballon tampon puis dégazée avant d'être pompée vers le four par deux pompes en parallèle (P655 A /B/C).

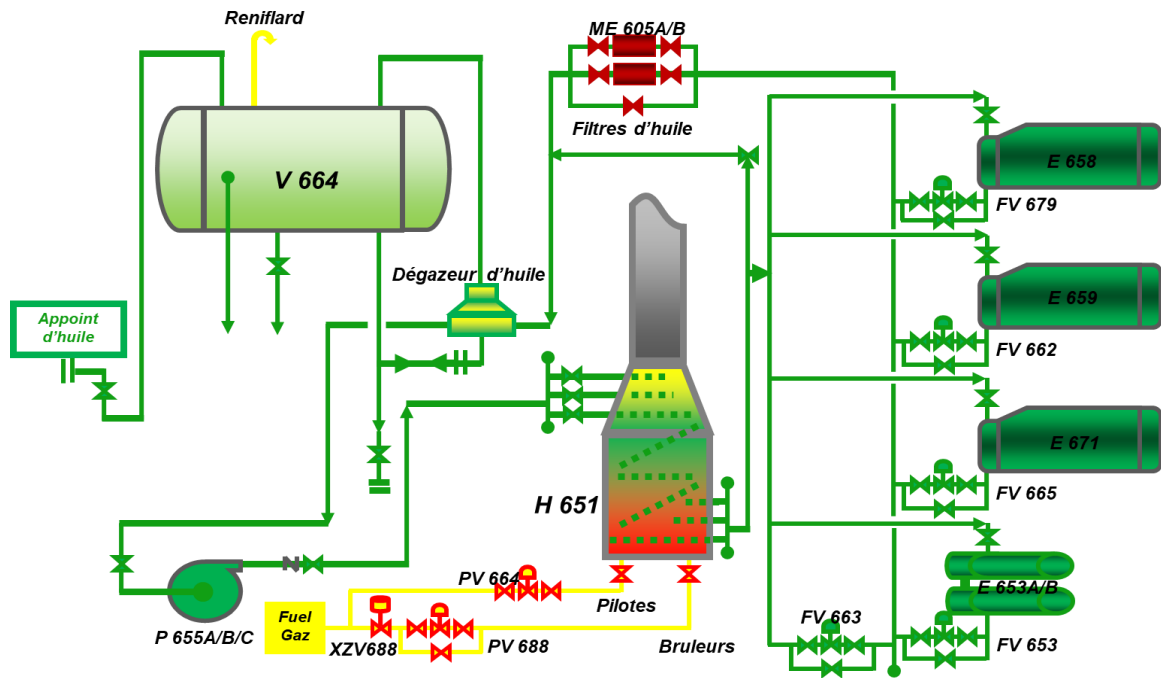


Figure II.02 : schéma de système huile chaude

II. 1.6.1. Système de Boucle de propane

C'est une boucle frigorifique de propane réfrigérant requise pour le condenseur de tête du déethaniseur. Le propane liquide froid refroidit les vapeurs de tête et les condense partiellement en se vaporisant lui-même. Est utilisé pour la condensation des vapeurs de tête de la colonne du déethaniseur .

Le régulateur de niveau du condenseur E662 contrôle le débit de propane liquide entrant côté calandre, sa consigne est donnée par le régulateur de température de tête par un système de régulation en cascade ;Le propane vaporisé au condenseur passe par le ballon épurateur V674 pour former la première aspiration du compresseur C655 qui est un compresseur centrifuge à gaz entraîné sur le même arbre par une turbine à gaz (GT655) , un deuxième compresseur C655S qui est en service entraîné par un moteur électrique CM655.

Le propane est comprimé de (1.18 bars ; -23, 8°C) à (17 bars ; 67°C), puis condensé à 48°C dans les échangeurs à eau E674 après passage par les aéroréfrigérants à air sec les E601, le propane liquide est recueilli dans le ballon V672 avant d'être détendu par la vanne régulatrice de niveau de ce ballon vers le ballon V673.

Le propane est séparé dans le ballon V673 à une pression de 8,4bars et 19,4°C, et de la liquide s'écoule vers le condenseur E662 après être détendu une deuxième fois jusqu'à 1,18

bars par le biais de la vanne de régulation du niveau du condenseur E662 ; La vapeur du V673 est recyclée vers le compresseur C655 pour former ainsi sa deuxième aspiration.

II. 1.6.2. Système de fuel gaz

Le fuel gaz de l'unité provient du gaz résiduel, il alimente trois secteurs ; le four d'huile chaude (H651), le turbo-jet (GT652) et le réseau de pressurisation de la zone de stockage.

II. 1.6.3. Système d'air instrument

L'air instrument et l'air service sont fournis par deux compresseurs alternatifs entraînés par des moteurs électriques; un compresseur est en service tandis que l'autre est en stand-by. L'air est refroidi puis une partie est séchée pour la production de l'air instrument.

II. 1.6.4. Système d'injection du méthanol

Le système est utilisé seulement en cas de détection d'hydrates alors le méthanol est pompé vers 4 points :

- Le filtre d'entrée du détendeur (expander)
- Les entrées côté tubes des échangeurs cryogéniques
- L'aspiration des pompes P658 (pompe de liquide du V665)
- L'aspiration des pompes P657 (pompe de reflux du V655).

II. 2. Présentation de l'unité de Gaz Pétrolier Liquéfier « GPL 2 » :

L'unité GPL2 a été mise en service en juillet 1997 suite à un contrat de partenariat entre la société nationale Sonatrach et la firme japonaise JGC (Japan Gasoline Corporation). La partie engineering du projet a été confiée à JGC et les travaux de construction ont été entrepris par des sociétés et entreprises de construction algériennes répartis comme suit :

- 80 % par l'Entreprise de Grand Travaux Pétroliers (GTP)
- 16 % par l'Entreprise de génie civil et béton (GCB)
- 3 % par l'Entreprise nationale de construction et charpente (ENCC)
- 1 % par Siderurgie engineering métallique/Entreprise Chaudronnerie Métallique (SIDEM/ECM)

L'unité GPL-2 est destinée à récupérer le mélange butane-propane (GPL) contenu dans le gaz de charge qui sera expédié vers les complexes de séparation à Arzew par la pipe LR1 via Haoud El Hamra (HEH).

Les condensats stabilisés sont envoyés vers l'UVC ou réinjectés dans le brut, tandis que le gaz résiduel constitué principalement de méthane et éthane est renvoyé vers les stations de

compression pour être réinjecté dans le gisement.

L'unité GPL-2 est composée de trois trains identiques et comprend les sections suivantes :

1. Manifold gaz d'alimentation
2. Boosting des gaz
3. Déshydratation par tamis moléculaires
4. Refroidissement et détente par turbo-expandeur (Liquéfaction)
5. Fractionnement
6. Circuit d'huile chaude.
7. Stockage et pomperie
8. Dépropanisation (production de propane et butane commerciaux)
9. Système de fuel – gaz
10. Utilités (production d'air, d'azote)
11. Salle de contrôle

II. 2.1. Section de manifold:

Les gaz issus de la séparation du pétrole brut au niveau des champs satellites sont collectés dans un manifold de 48'' à une pression de 28 bars et alimentent les quatre trains des deux unités de GPL. Unité GPL-1 (un train) et unité GPL-2 (trois trains). La capacité de charge de ce manifold est d'environ 40 millions Nm³/jour.[3]

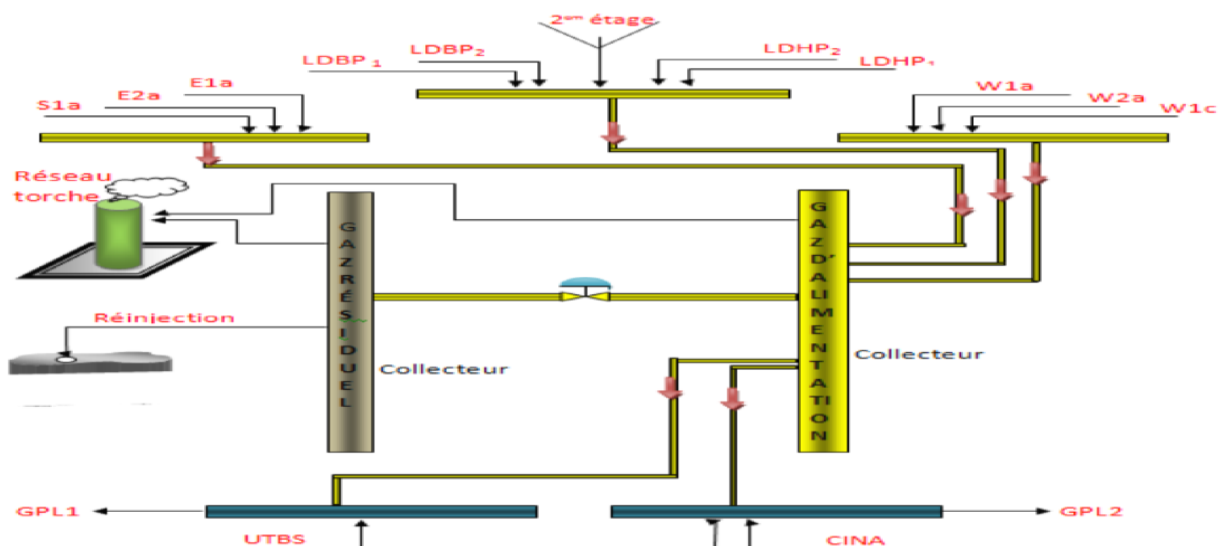


Figure II.03: Schéma de section du manifold

Ce manifold est pourvu de sécurités, grâce aux vannes de torche qui y sont installées en cas de

haute pression. La section boosting est composée de quatre compresseurs *Nuevo Pignone* de type BCL 506 A d'une puissance unitaire de 30.000 CV entraînés par turbine à gaz.[3]. Le gaz provenant du manifold à une pression de 28 bars après passage dans les ballons d'aspiration D-101-A/B/C/D est comprimé dans les compresseurs k101-A/B/C/D, à une pression de refoulement de 97.3 bars et ressort à une température de 125°C. Ces gaz sont ensuite refroidis à une température de 50°C par des aéroréfrigérants puis dirigé vers les ballons de refoulement où aura lieu la séparation de l'eau condensée. [3]

Les gaz issus de ces séparateurs sont collectés dans un collecteur commun de 34'' qui alimente les trois trains. Chaque compresseur est doté d'une vanne antipompage pour éviter le pompage.

II. 2.2 Section Boosting :

La section boosting est composée de quatre compresseurs *Nuevo Pignone* de type BCL 506 A d'une puissance unitaire de 30.000 CV entraînés par turbine à gaz.

Le gaz provenant du manifold à une pression de 28 bars après passage dans les ballons d'aspiration D-101-A/B/C/D est comprimé dans les compresseurs k101-A/B/C/D, à une pression de refoulement de 97.3 bars et ressort à une température de 125°C. Ces gaz sont ensuite refroidis à une température de 50°C par des aéroréfrigérants puis dirigé vers les ballons de refoulement où aura lieu la séparation de l'eau condensée[3].

Les gaz issus de ces séparateurs sont collectés dans un collecteur commun de 34'' qui alimente les trois trains. Chaque compresseur est doté d'une vanne antipompage pour éviter le pompage[3].

La section boosting est composée de quatre compresseurs *Nuevo Pignone* de type BCL 506 A d'une puissance unitaire de 30.000 CV entraînés par turbine à gaz.

Le gaz provenant du manifold à une pression de 28 bars après passage dans les ballons d'aspiration D-101-A/B/C/D est comprimé dans les compresseurs k101-A/B/C/D, à une pression de refoulement de 97.3 bars et ressort à une température de 125°C. Ces gaz sont ensuite refroidis à une température de 50°C par des aéroréfrigérants puis dirigé vers les ballons de refoulement où aura lieu la séparation de l'eau condensée[3].

Les gaz issus de ces séparateurs sont collectés dans un collecteur commun de 34'' qui alimente les trois trains. Chaque compresseur est doté d'une vanne antipompage pour éviter le pompage.

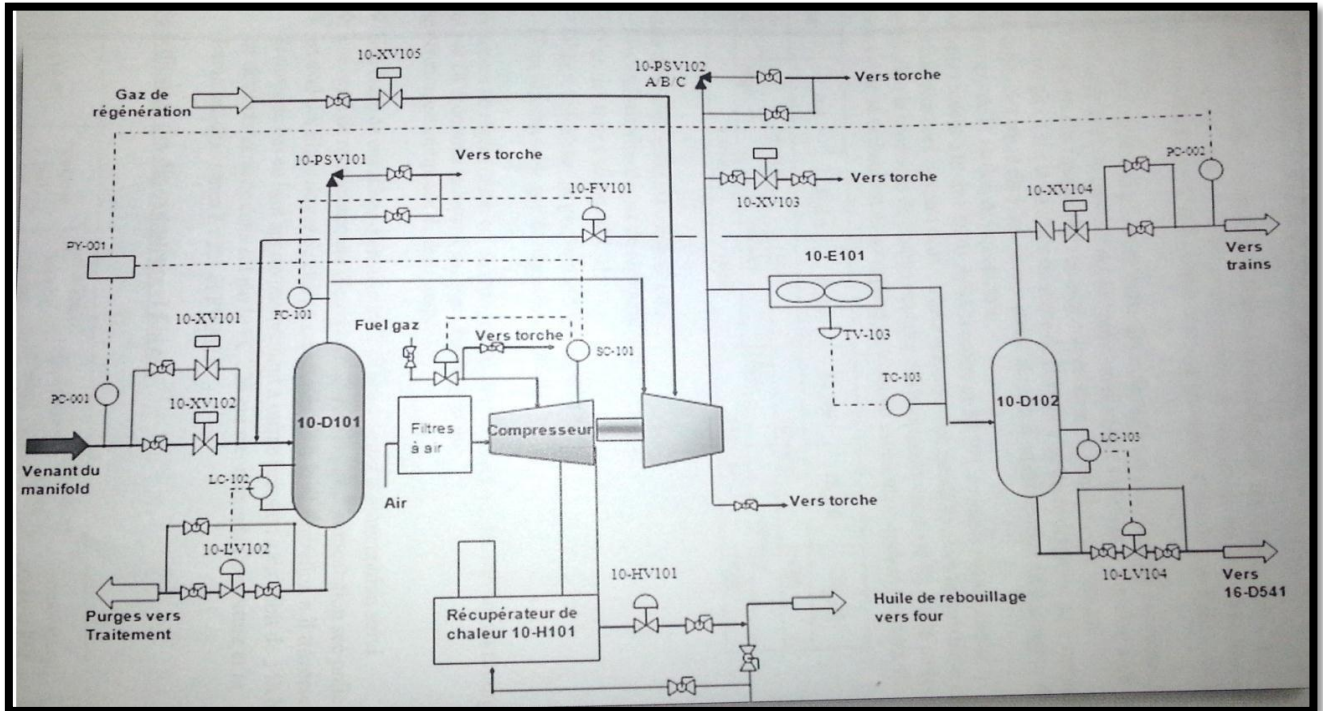


Figure II.04 : Schéma de section de Boosting

II. 2.3 Section de déshydratation :

Le rôle de cette section est d'éliminer l'eau contenue dans le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates dans la zone cryogénique de l'unité où la température atteint -48°C . [3]

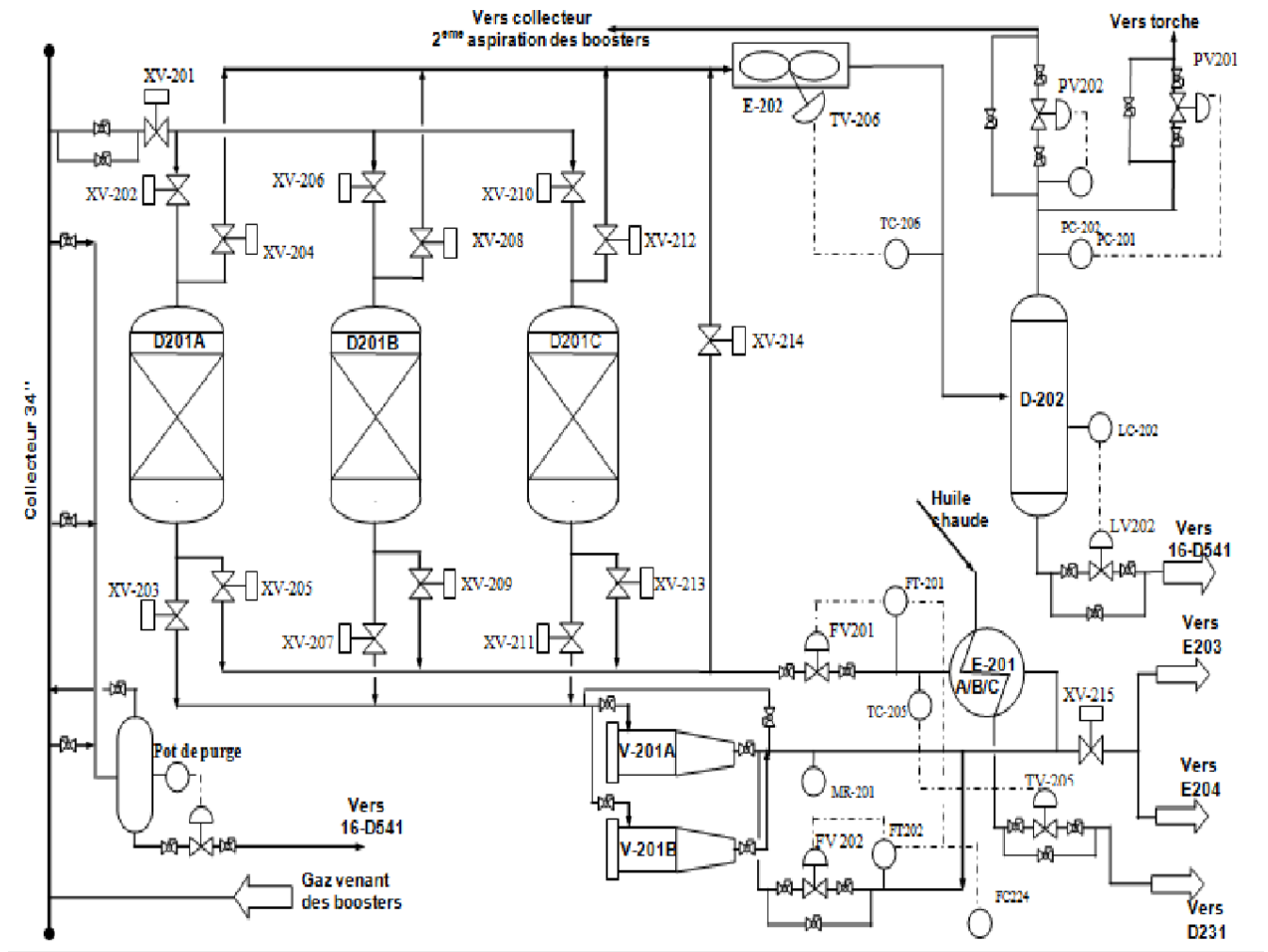


Figure II.05 : schémas de section de déshydratation

La teneur en eau du gaz d'alimentation est de 1600 ppm. Celui-ci traverse de haut en bas les sécheurs contenant un lit de tamis moléculaires type 4 A° qui éliminent et réduisent la teneur en eau à moins de 1 ppm[3]

Deux filtres en aval des trois sécheurs retiennent les éventuelles particules de poussière afin d'éviter les bouchages dans les instruments de mesure et les appareils sensibles ainsi que l'érosion de ces derniers.

Des hygromètres en ligne placés à la sortie de la section de déshydratation servent à mesurer la teneur en eau du gaz séché. Une partie de ce gaz déshydraté sert de gaz de régénération.

En exploitation normale, deux sécheurs sont en phase de service en parallèle (adsorption) alors que le troisième est en phase de régénération (chauffage ou refroidissement).

I. 2.4 Section de refroidissement et détente [3]:

Le gaz entre dans la section de réfrigération à une pression de 97.6 bars et une température de 55°C en deux flux parallèles dans les deux échangeurs E-203 et E-204 pour un premier refroidissement à une température de 14.3°C. Les deux flux convergent vers l'échangeur E205 où ils se refroidissent à une température de 12°C.[3]

Le produit passe ensuite dans le séparateur haute pression D-203 où la phase liquide séparée est envoyée comme deuxième charge du dééthaniseur tandis que la phase gazeuse subit une détente dans le turbo-expandeur K-201 à une pression finale de 21 bars et une température de - 43°C. Le liquide obtenu après détente est séparé dans le séparateur D-204.[3]

Les gaz froids du D-204, refroidissent les gaz de tête du dééthaniseur dans le E-208, puis s'ajoutent aux gaz du ballon de reflux du dééthaniseur D-205 pour refroidir le gaz de charge dans le E-203.

Les températures de ces gaz sorties E-208 et E-203 sont respectivement de - 24.2°C et de 42.3°C. Ces gaz résiduels sont comprimés dans le compresseur du turbo- expandeur K-201 avant d'être envoyé vers l'unité de réinjection.

Le liquide provenant du D-203 refroidit le gaz de charge dans l'échangeur E-204 et alimente le dééthaniseur à une température de 9°C.

Le liquide provenant du D-204, refroidit les gaz de tête du dééthaniseur dans le E-207 et les gaz de charge dans l'échangeur E-205. Les températures à la sortie de chaque échangeur sont respectivement de - 16°C et - 5.7°C. Celui-ci alimente la colonne dééthaniseur C-201.

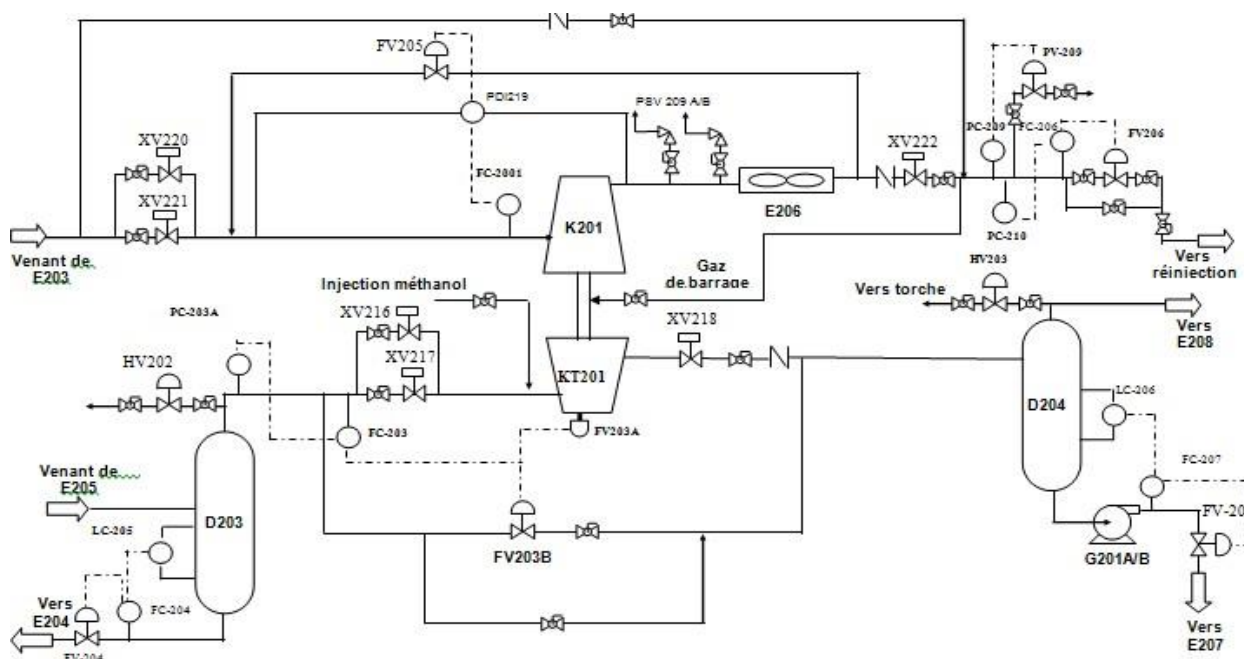


Figure II.06 : schéma de section refroidissement et détente

II. 2.5 Section de fractionnement [3] :

a. Dééthaniseur :

Dééthaniseur (11-C-201) : C'est une colonne de fractionnement constituée de 48 plateaux à

clapets. Les paramètres opératoires de cette colonne sont les suivants : – Pression de service 23.6bars. – Température de tête : –23°C. – Température de fond : 90°C. – Reflux total. Deux circuits assurent l'alimentation de la colonne 11-C-201. L'alimentation supérieure, provenant du ballon 11-D-204, est introduite au niveau du 13^{ème} plateau à une température de –5.7°C tandis que l'alimentation inférieure est assurée par le liquide du ballon 11-D-203. Ce liquide est introduit au niveau du 21^{ème} plateau à une température de 9°C. La vapeur de tête est condensée partiellement dans les échangeurs 11-E-207 et 11-E-208, placés en séries, ensuite elle est récupérée dans le ballon de reflux 11-D-205. Le rebouillage est assuré par le rebouilleur 11-E-209 qui garantit une température de fond de 90°C. Le produit de fond de cette colonne est utilisé comme charge pour la colonne 11-C-202.[3]

b. Débutaniseur (11-C-202) :

C'est une colonne à 33 plateaux à clapets fonctionnant à une pression de 14bars. Celle ci est conçue pour séparer le produit de fond du dééthaniseur en :

- Produit de tête : GPL (mélange de propane et butane)
- Produit de fond : condensât (fraction pentane et plus)

Les vapeurs de tête à 67°C sont entièrement condensées dans les aéroréfrigérants E-210 où le GPL est recueilli dans le ballon de reflux D-206 à une température 55°C. Une partie de ce liquide est retournée par la pompe G-203 A/B comme reflux vers le 1^{er} plateau du débutaniseur C202 afin de maintenir la température de tête, l'autre est acheminé vers le stockage.[3]

Le système de rebouillage assure une température de fond de 152°C dans le rebouilleur 11-E-211. Les condensâts chauds sortant de ce dernier sont refroidis dans l'Aéroréfrigérants 11-E-212 à une température de 55°C pour être envoyés vers l'unité de traitement de brut.[3]

C. dépropanisation:

Le but de cette unité est de fractionner une partie de GPL et de produire du propane et du butane commerciaux suivant les besoins et la demande locale. Les produits finis sont livrés à Naftal (centre enfûteur de Hassi - Messaoud) pour mise en bouteille.

La charge de GPL issue de la sphère de stockage, à une température de 55.4°C alimente le splitter de propane 14-C-301.[3]

Le dépropaniseur fonctionne à une pression de service de 20 bars, une température de tête de 59.5°C et une température de fond de 111°C.[3]

Le propane (produit de tête) et le butane (produit de fond) sont respectivement refroidis dans les échangeurs 14-E-301 et 14-E-303 à une température de 55°C avant d'être envoyés vers le

stockage des produits finis de l'unité GPL1 pour livraison à Naftal.

II. 2.6 Section de stockage et pomperie :

La section de stockage et pomperie comprend :

- Quatre sphères de stockage de GPL 15-T-401-A/B/C/D d'une capacité unitaire de 500 m³ assurant un stockage tampon de GPL avant expédition.[3]
- Trois pompes d'expédition verticales 15-G-401- A/B/C disposées en parallèle (une en service –deux en réserves).
- Deux pompes de recyclage verticales 15-G-402-A/B afin d'alimenter le dépropaniseur en GPL ou pour recycler les produits off -spécification vers le dééthaniseur ou le débutaniseur.

Le GPL produit est expédié vers les unités de séparation d'Arzew via un pipe d'expédition appelé LR1 et transitant par SP1 (station de pompage de Haoud El Hamra distante d'environ 20Km).[3]



FIGURE II.07 : Schéma de bake de stockage GPL2.

II. 2.7 DESECRPTION DES SYSTEME [4]:

a. système d'huile chaude :

Un système d'huile chaude est prévu afin d'assurer le chauffage du gaz dans :

- Le rebouilleur du dééthaniseur E-209.
- Le rebouilleur du débutaniseur E-211.
- Le rebouilleur du dépropaniseur 14-E-301.
- Les réchauffeurs de gaz de régénération E-201-A/B/C. Ce système d'huile se compose :

- du four H-231
- du ballon tampon d'huile chaude D-231
- des pompes d'huile chaude G-231- A/B/C
- du refroidisseur d'huile chaude E-231
- des récupérateurs de chaleur de l'échappement des boosters 10-H-101A/B/C/D
- du ballon d'appoint 10-D-103
- de la pompe d'appoint 10-G-101.

Le chauffage est assuré par un fluide caloporteur (Torada TC). L'huile chaude refoulée par les pompes G-231- A/B/C est transférée du ballon tampon D-231 au récupérateur de chaleur 10-H-101-A/B/C/D afin de subir un préchauffage à une température de 206.8°C (récupération de la chaleur des gaz chauds d'échappement des turbines) et est ensuite chauffée à une température à 288°C dans le four (H-231)

Après avoir libéré ses calories dans les rebouilleurs et échangeurs l'huile revient au ballon tampon d'huile le circuit d'huile étant un circuit fermé.

b. Système de fuel-gaz ou gaz combustible(4)

La source du gaz combustible est prise à partir du gaz résiduel retournant vers les stations de réinjection (gaz sec).

Celui-ci assure l'alimentation en gaz combustible :

- Des quatre turbines à gaz KT-101 à une pression de 6 bars.
- Des trois fours H-231 à une pression des 1,5 bars
- Des quatre pilotes du réseau de torches à une pression de 1 bar.

c. utilités comprend la production d'air et d'azote (4=:

✓ Réseau d'air instrument et d'air service :

L'air fourni par les compresseurs axiaux des turbines à gaz et les compresseurs d'air à vis sert;

- D'une part pour fournir l'air service (besoins unité, utilités utilisation pour soufflage nettoyage ou autres)
- L'autre part l'air instrument (air séché par des sécheurs d'air à alumine) pour les vannes de contrôle et l'instrumentation de l'unité.

✓ b- Unité de production d'azote :

Pour des raisons de sécurité les procédures imposent un inertage des capacités ou

équipements avant chaque ouverture ou intervention avec feu (soudure, chalumeau...).

Une unité de production d'azote a été installée à cet effet pour production d'azote gazeux avec une pureté de 98% et un débit d'environ 300 Nm³/hr.

Le système de gaz inerte est constitué de :

- Un générateur de gaz inerte 16-V-521
- Un compresseur de gaz inerte 16-K-521
- Un réservoir de gaz inerte 16-D-521.

Le gaz inerte est transféré du 16-V-521 au 16-K-521 après passage dans le 16-D-521, il est distribué dans l'usine de GPL 2 par un réseau de distribution.

1. Salle de contrôle:

La salle de contrôle de l'unité GPL2 est équipée d'un système de contrôle récent et sophistiqué appelé Distributed Control System (DCS), composé de huit consoles I.C.S (Information Control System) assurant l'interface entre l'opérateur et les organes de régulation.

Des imprimantes permettent de faire ressortir tous les paramètres gérés par le M.I.F (Management Information Field). Il existe également un système de gestion d'arrêt d'urgence de l'unité appelé E.S.D (Emergency Shut Down).

II. 3. Présentation de l'unité de Traitement sud UTS [5]:

L'unité de séparation traitement Sud (UTS) qu'était mis en marche en 1957, reçoit la production des unités satellites: W₁A, W₂A, W₁C, E₂A, S₁A et E₁C distantes de 06 à 35 km du CIS et des différents puits par les lignes directes au niveau de deux manifolds Sud et Nord.

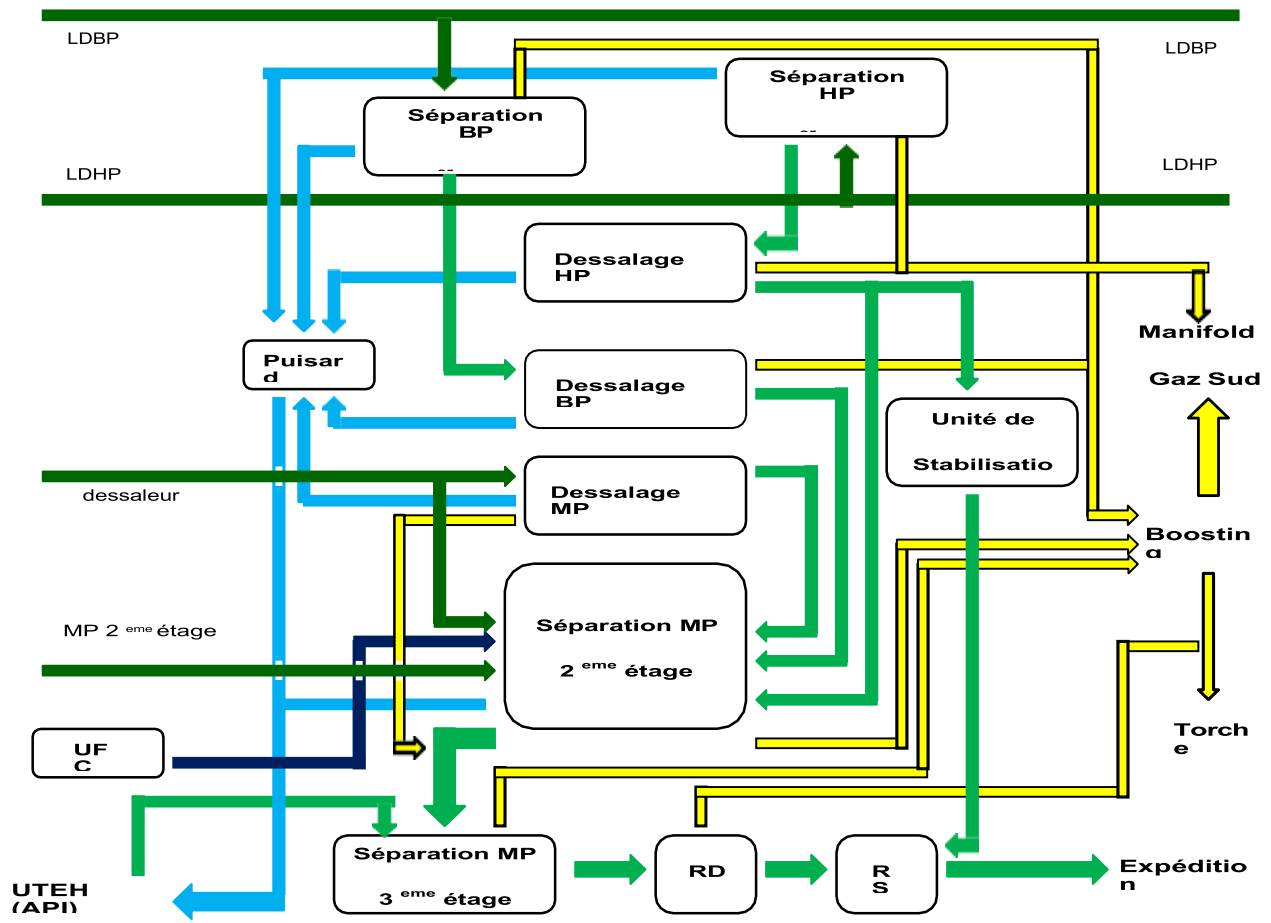


Figure II.08 : Schéma synoptique simplifié de l'unité traitement sud

Le pétrole brut est séparé dans plusieurs étages de séparation ensuite il est dessalé, stabilisé puis stocké avant d'être expédié vers le terminal de stockage Haoud-El-Hamra (HEH). Une partie du brut stabilisé est fractionnée sur place dans l'unité Topping pour obtenir des produits finis légers tels que les essences et le gas-oil qui sont stockés dans des parcs de stockage destinés pour ces produits finis.

Les gaz issus des différents étages de séparation et après avoir été comprimés jusqu'à une pression de 28 bars, ils sont envoyés vers le manifold gaz pour alimenter les stations de réinjection de gaz et les unités GPL.

Les eaux huileuses récupérées aux niveaux des différentes unités du centre sont traitées au niveau de l'unité de déshuilage où elles se débarrassent de l'huile pour être envoyées vers l'unité de réinjection comme indique la figure 3.

Pour les condensats récupérés des différentes unités du centre, ils sont fractionnés au niveau de l'unité de fractionnement des condensats (UFC) pour obtenir essentiellement le GPL qui

est envoyé vers stockage, les condensats stabilisés (C5+) sont envoyés vers l'unité de valorisation des condensats et le gaz produit est envoyé soit vers les unités GPL ou les stations de réinjections. Le département traitement est composé essentiellement de :

1. Manifold
2. Section de séparation
3. Section de dessalage
4. Section de stabilisations
5. Section de stockage et pompiers d'expédition

II. 3.1 Manifold :

Ces unités ont pour but le pré traitement de la production en huile des puits de faible potentiel (basse pression de tête) situés à leur proximité. Ils sont constituées d'un étage de séparation fonctionnant à 10 bars et d'une station boosting pour la compression du gaz produit localement.[6]

Le CIS est composé de six (06) unités satellites; S1A, W1A, W2A, W1C, E1C et E2A (loin de 06 à 35 Km du CIS). Il peut être divisé en 3 sections basées sur le type de fluide traité, il compte :

- Une huile partiellement séparée, expédiée par pompes vers le 2^{ème} étage de séparation au CIS à 4 bars
- Un gaz relativement riche en GPL comprimé à 32 bars et envoyé au manifold gaz 28 bars au CIS.
- Une eau huileuse récupérée dans un puisard et envoyée par pompes vers l'unité de traitement des eaux huileuses au CIS.[6]

Les produits obtenus à la limite unité sont présentés dans le Tableau 01

Tableau 01 : les produits obtenus à la limite unité.

Produit	Débit	Qualité / Richesse en GPL	Destination
Brut partiellement séparé	- 26 600 m ³ /J	- Densité ≈ 0.7350	Unité traitement de brut CIS 2^{ème} étage de séparation
Gaz de séparation 35 bars	- 11 millions St/m ³ /J	- De 200 à 260 gr/Sm ³	Manifold gaz 28 bars (I) CIS
Eau huileuse	-	-	Unité de traitement des eaux huileuses CIS

III. 3.2 Section de Séparation:

Cette unité a commence la production en 1959, elle a reçu plusieurs effluents tri phasiques provenant de :

- 72% des unités satellites alimentent le 2^{ème} étage de séparation à 4 bars
- 19% des puits LDHP, alimentent la séparation LDHP à 28 bars
- 6% des puits LDBP, alimentent la séparation LDBP à 11 bars
- 3 % des puits LDMP, alimentent également la séparation du 2^{ème} étage à 4 bars.[6]

Le pétrole brut prétraité des séparateurs LDHP, LDBP subit un dessalage dans les trois dessaleurs électrostatique avant d'alimenter le 2^{ème} étage de séparation à 4 bars. Toute cette production arrive sur 2 manifolds (Nord et Sud) conçus de façon à recevoir séparément ces effluents et à alimenter individuellement les batteries de séparation (28 bars, 11bars, 4 bars). Ces manifolds sont équipés également de lignes de purges permettant de vidanger rapidement le circuit en cas d'incidents.[6]

Le brut séparé au 2^{ème} étage alimente le 3^{ème} étage de séparation puis les réservoirs dégazeurs pour parfaire son dégazage avant d'être stocké dans les RS (réservoirs de stockage).

Capacité de séparation design de l'unité de traitement de brut CIS est présenter au tableau 02.

Tableau 02 : Capacité de séparation design de l'unité UTS.(6)

Unités	Nombre de séparateurs	Pression bars	Pétrole brut (m ³ /j)		Production gaz (Sm ³ /j)	
			Capacité design	Débit actuel	Capacité design	Débit actuel
Séparation LDHP1	8	28	22 760	À l'arrêt	4 Millions	À l'arrêt
Séparation LDHP2	4	28	12 000	6 981	20 Millions	11.41 millions
Séparation LDBP	4	11	11 380	2840	2 millions	2.251 millions
Séparation 2 ^{ème} étage	12	4	54 000	32 200	0.907 million	0.938 million
Séparation 3 ^{ème} étage	5	0.150	85 000	39 000	2.034 millions	0.652 million

II. 3.3 Section de Dessalage:

Dans le but de réduire sa salinité à 30 mg/l, le brut subit un traitement dans trois dessaleurs

électrostatiques. Le 1^{er}, traite **10 000 m³/j**, les deux autres, traitent 13 000 m³ /j chacun.

Une partie de l'huile dessalée servira de charge pour l'unité de stabilisation, l'autre partie est dirigée vers le 2^{ème} étage de séparation.[6]

II. 3.4 Section de Stabilisation :

L'unité à pour fonction la stabilisation de 6000m³/j de brut dessalé afin de réduire sa TVR au stockage, elle permet également de produire un gaz relativement lourd (destiné pour alimenter les unités GPL) et un condensat riche en GPL (destiné pour l'unité de fractionnement des condensats) ayant pour effet l'augmentation de la récupération des C3, C4 et des C5+. Les produits obtenus à la limite unité sont présenter dans le tableau 3.[6]

Tableau 03 : les produits obtenus de unités stabilisations.(6)

Produit	Provenance (lieu)	Débit sortie unité	Qualité / richesse en GPL	Destination
Brut fini « on spec »		29 000 T/j	Dté=0.800 TVR < 0.750kg/cm ² Salinité < 40 mg/l	Stockage et Expédition vers HEH
Gaz LDHP à 28 bars.	1 ^{er} étage de séparation	12 × 10 ⁶ Stm ³ /j	200 gr/Stm ³	Stations de réinjection
Gaz 2^{ème} étage à 04 bars	- séparation 2 ^{ème} étage	0.9 × 10 ⁶ Stm ³ /j	- 527 gr/Stm ³	Stations boosting 2^{ème} étage 1 & 2
Gaz 3^{ème} étage à 0.15 bars	- séparation 3 ^{ème} étage	0.6 × 10 ⁶ Stm ³ /j	- 1061 gr/Stm ³	Stations boosting 3^{ème} étage 1 & 2
Gaz LDBP à 11 bars	- séparation LDBP	1.5 × 10 ⁶ Stm ³ /j	- 344 gr/Stm ³	Stations boosting LDBP1/2/3
Eaux huileuses	- Dessalage - Séparation - bacs de stockage - Tours d'humidification			Unité de traitement des eaux huileuses

II. 3.5 Section de stockage et pomperie d'expédition [6] :

Un parc de stockage constitué de cinq (05) réservoirs à toit flottant (RS). Son rôle est de garantir l'expédition en permanent à l'aide d'un temps de résidence de 2 à 4 heures on assure une décantation finale de l'eau dans brut. La pomperie d'expédition du brut est composée :

- Les pompes de transfert ; leurs rôle est le transfert du brut dégazé des RD vers les RS.
- Les pompes de suralimentation ; leurs rôle est d'augmenter la pression d'aspiration des pompes d'expédition, elles aspirent des RS et refoulent vers l'aspiration des pompes d'expédition.
- Les pompes d'expédition ; leurs rôle est l'expédition du brut des RS vers le terminal de stockage de Haoud–El-Hamra à une pression élevée.
- Une pompe de décantation (peut servir comme pompe de transfert) ; son rôle est d'évacuer les eaux décantées des RD et RS vers bassin API.

II. 4. Présentation de l'unité boosting :

II. 4.1 Unités LDHP :

Ces unités sont conçues pour comprimer à la pression de 28 bars les gaz suivants afin d'alimenter le manifold 28 bars puis expédiées vers les champ de puis est le manifold vers GPL1/GPL2

II. 4.2 Unités boosting LDBP :

Ces unités sont conçues pour comprimer à la pression de 28 bars les gaz suivants afin d'alimenter le manifold 28 bars (I):

Gaz de séparation LDBP disponible à 11 bars ,Gaz refoulement stations boosting 3^{ème} étage disponible à 11 bars.[5]

Gaz en provenance des unités satellites (gaz excédentaire produit au niveau des unités satellites ou, gaz susceptible d'être torché lors de l'arrêt curatif ou programmé des compresseurs de ces unités) disponibles à 5 bars.[5]

Elles sont constituées de :

- Un turbocompresseur de 6.3 MW d'une capacité de 1 700 000 stm^3/J .
- Un moto compresseur de 6 MW d'une capacité de 1 700 000 stm^3/J .
- Un moto compresseur de 6.3 MW d'une capacité de 1 800 000 stm^3/J .

Il est constater que au niveau des ballons de refoulement de toutes les unités de boosting on obtient un condensat non stabilisé destiné pour alimenter l'unité de fractionnement des condensats (UFC).[5]

II. 4.3 Unités boosting 2^{ème} étage :

Ces unités sont conçues pour comprimer à la pression de 28 bars le gaz des séparateurs 2^{ème} étage disponible à 4 bars pour alimenter le manifold 28 bars (I), elles sont constituées de :

- Un turbocompresseur d'une capacité de 974 000 stm³/J (puissance de turbine 10.74 MW).
- Un moto compresseur de 6 MW d'une capacité de 1 000 000 stm³/J. [6]

Les produits à l'exit de chaque unite sont presenter dans le Tableau 4.

Tableau04 : les produit obtenu de 2eme étage .

Produit	Provenance gaz 4 bars	Débit sortie unité	Qualité sortie unité/ Richesse en GPL	Destination gaz 28 bars
Gaz	2 ^{ème} étage de séparation	0.75 millions Stm ³ /j	441 gr/Stm ³	Manifold gaz 28 bars (I)
Condensats		480 m³/J	43.06 % mol	Unité UFC

II. 4.4 Unités boosting 3^{ème} étage [6]:

Ces unités sont conçues pour comprimer à la pression de 11 bars les gaz lourds des séparateurs 3^{ème} étage disponible à 0.15 bars pour alimenter préférentiellement les unités GPL via les unités de boosting LDBP 1/2/3, elles sont constituées de :

- Un turbocompresseur d'une capacité de 890 000 stm³/J (puissance de turbine 10.74 MW).
- Un moto compresseur de 6 MW d'une capacité de 600 000 stm³/J.

Les différent Produits à la sotie de chaque unité sont présenter au tableau 5 [6]

Tableau05 : les produits obtenus de 3éme étage.

Produit	Provenance gaz 0.15 bars	Débit sortie unité	Qualité sortie unité/ Richesse en GPL	Destination gaz à 11 bars
Gaz	3 ^{ème} étage de séparation	0.45 millions Stm ³ /j	605 gr/Stm ³	Stations boosting LDBP 1, 2 ou 3 après compression aux stations 3^{ème} étage.
Condensats		1200 m³/J	45.32 % mol	Unité UFC

II. 5. Présentation de l'unité de traitement de brut sud (UTBS) [7]:

L'UTBS est une unité de traitement de brut Sud destinée à recevoir et à traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites existants dans la région d'Hassi-Messaoud Sud et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra comme présenté dans la figure 12. Cette site est situé à 7 Km au Sud Ouest du Centre Industriel Sud (CIS).

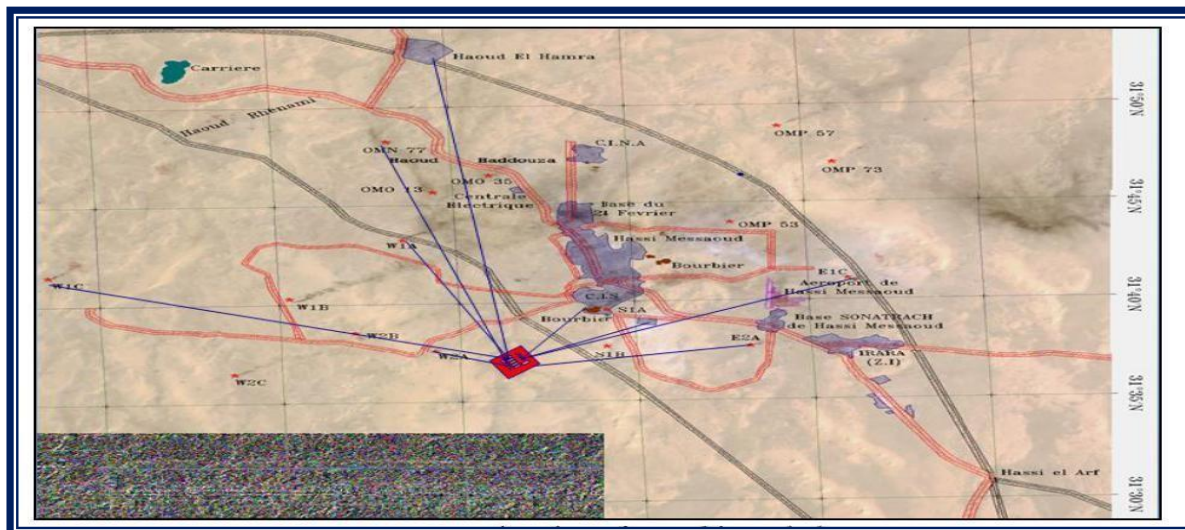


Figure II.09 : Situation géographique de l'UTBS.

L'UTBS a été mise en marche en septembre 2010 pour obtenir des produits de bon qualité :

- **Tension de vapeur Reid (TVR):** Inférieure ou égale à 10 psi en hiver et inférieure ou égale à 7 psi dans le cas été.
- **Teneur en eau et sédiments (BSW) :** Inférieure ou égale à 0.1% vol.
- **Salinité :** Inférieure ou égale à 40 mg/L.

Description de unités UTBS [7]:

- Une unité de Manifold et train
- Une unité de traitement d'huile hors-spec.
- Unités stockage et pompière d'expédition
- Un système de comptage d'huile stabilisée.
- Des pipelines d'expédition (huile stabilisée, gaz associé, eau traitée).

II. 5.1 L'unité de Manifold [7]

Le manifold est constitué de deux collecteurs:

- un 24 pouce opérant à pression normale de (13.5 bar) en phase liquide alimentant les trois unités d'huile et le système hors-spec.
- un 16 pouce opérant à basse pression (3 bar) en phase mixte alimentant le système

hors-spécification lorsque les pompes d'expédition d'huile de deux satellites au maximum sont hors-service.

Le nouveau réseaux 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 existant W1C est connecté par un nouveau pipeline enterré de 20'' ;
- le satellite existant W1A est connecté par un nouveau pipeline enterré de 12'' ;
- le satellite existant W2A est connecté par un nouveau pipeline enterré de 12'' ;
- le satellite existant E1C est connecté par un nouveau pipeline enterré de 14'' ;
- le satellite existant E2A est connecté par un nouveau pipeline enterré de 10'' ;
- le satellite existant S1A est connecté par un nouveau pipeline enterré de 10''

II. 5.2 Unités des trains :

Le traitement consiste à dessaler et à stabiliser le brut qui par la suite peut être stocké dans 4 bacs à toits flottants d'une capacité de 50 000 m³ chacun. L'huile stabilisée est ensuite acheminée vers CIS puis vers HEH à l'aide d'une pomperie d'expédition composée de 4 pompes booster et 4 pompes export. Le gaz associé issu de la stabilisation de l'huile est utilisé sur le site comme gaz combustible et l'excédent est comprimé grâce à 4 trains de compression pour expédition vers CIS. Afin de pouvoir la stocker puis l'expédier, celle-ci doit répondre aux spécifications présenter dans le tableau 6.

Tableau06 : les spécification de brut stabilises [7]

Tension de vapeur (TVR) a 0.75 bar	Sanilites (S)	Tenure en eau (BWS)
7psi a -50°C ou bien 10psi a -25°C	$S \leq 40$ mg/L.	brut stabilisé $\leq 0.1\%$.

Chaque unité de traitement d'huile comprend :

- Un séparateur triphasique. [7]
- Un réchauffeur d'huile.
- Un séparateur bi phasique.
- Un paquage de dessalage comprenant
 - premier étage de dessalage.
 - deuxième étage de dessalage.
- deux pompes de recyclage d'eau premier étage.
- deux pompes de recyclage d'eau deuxième étage.
- Une colonne de stabilisation.
- Trois pompes de recirculation du rebouilleur.

- Un rebouilleur.
- Un réfrigérants d'huile stabilisée.

II. 5.3 Traitement de l'huile hors spec [7]:

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.

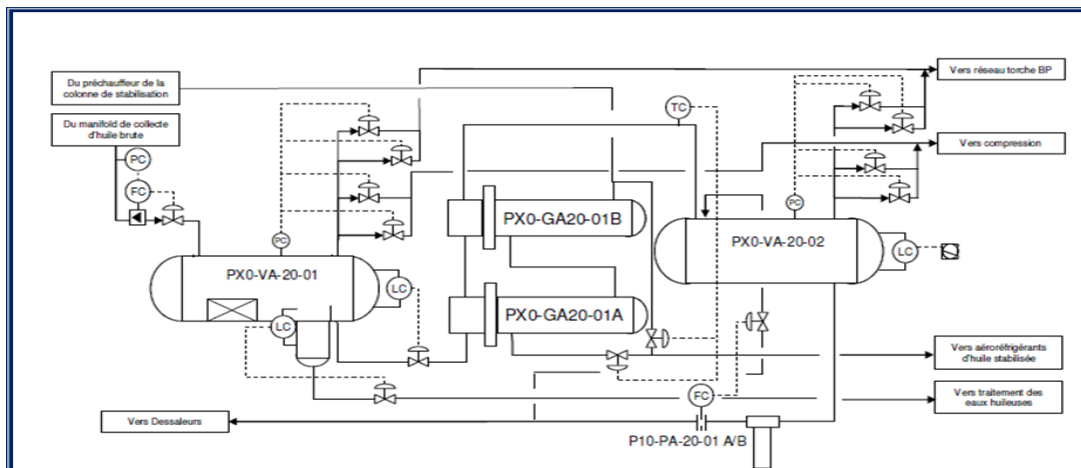


Figure II.10 : schéma synoptique de huile hors spec.

II. 5.4. Unité de stockage et pompe d'expédition [7] :

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 .

En sortie des Aéro-réfrigérants, l'huile provenant des différentes unités de traitement alimente les bacs de stockage à toit flottant via le collecteur commun d'huile stabilisée. Quatre bacs à toit flottant sont installés. La capacité de chaque bac correspond à la production journalière de l'UTBS. En fonctionnement normal, un bac est en remplissage et un bac est en vidange. Les pompes booster et les pompes d'expédition, installées en série, permettent d'expédier l'huile stabilisée de l'UTBS vers le centre de stockage de HEH via le pipeline existant de 24'' reliant CIS à HEH.

Les systèmes utilités nécessaires aux unités de procédés sont :

- ❖ Gaz combustible.
- ❖ Torches.
- ❖ Drains fermés.
- ❖ Eau brute.
- ❖ Eau potable.
- ❖ Drains ouverts.
- ❖ Traitement des eaux huileuses.
- ❖ Stockage et expédition de l'eau traitée.
- ❖ Azote.
- ❖ Traitement de l'huile de lubrification.
- ❖ Stockage et distribution de diesel.
- ❖ Injection de produits chimiques.
- ❖ Station d'épuration des eaux usées.
- ❖ Eau incendie
- ❖ Emulseur.

Chapitre III :
Nouvelle Raffinerie
De RHM2

III. Présentation de raffinerie RHM2:

La nouvelle raffinerie (RHM2) se trouve au complexe industriel sud, situé à 3 Km de la ville de HMD. L'étude de cette raffinerie a commencer en 1976 par les deux bureaux:

- ALTEC (Société Algérienne d'Engineering)
- H.E France (Hydrocarbon Engineering)

Le montage a été réalisé par Entreprise Nationale des Grands Travaux Pétroliers (ENGTP). La RHM2 est conçue en 1979 dans le plans présenter au figure 14 pour traité 1 070 600 T/an de brut de HASSI MESSAOUD afin de satisfaire à la demande du gas-oil au sud Algérien, ainsi pour l'enrichir en essences pour le parc d'automobile, et en kérosène pour l'aviation.

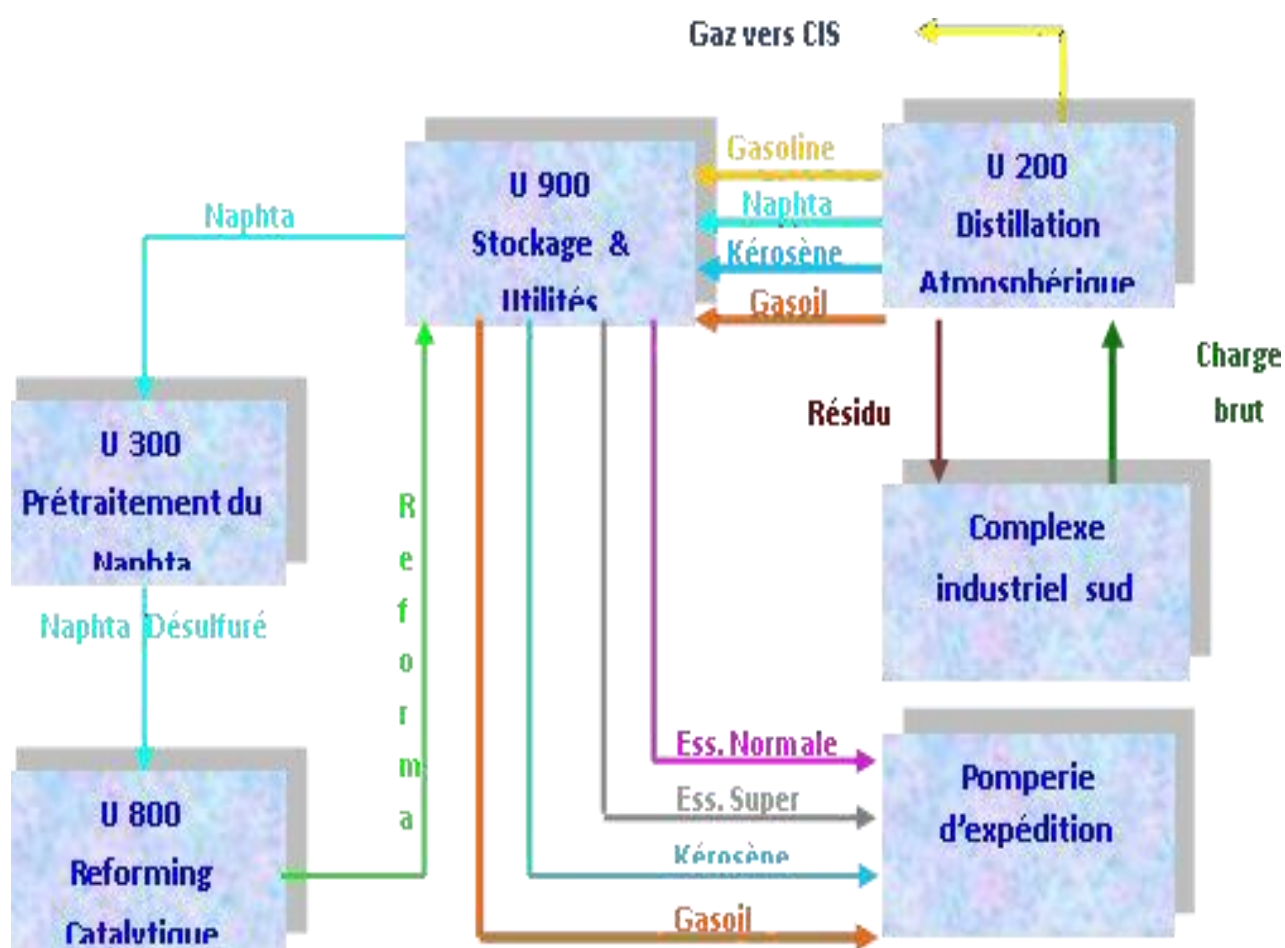


Figure III.01 : Schéma synoptique de la raffinerie RHM2 [8]

III. 1. Servies D'exploitation

Construite entre 1976 et 1979 et mise en marche en 1979, la RHM2 est alimentée en brut à partir de l'UTS. Elle assure l'approvisionnement du sud Est algérien en carburants: essence, kérosène et gasoil.

La RHM2 est composée de 04 unités :

1. U200 : Distillation atmosphérique
2. U300 : Pré traitement du naphta (Hydrodésulfuration)
3. U800 : Reforming Catalytique
4. U900 : Stockage, pomperie d'expédition et Utilité. [9]

III. 1.1 Unité de distillation atmosphérique(U200):

Cette unité a pour but de fractionner le brut en produits finis et semis finis, ces derniers présents la matière première pour d'autre unité qui les transformeront par la suite en produits finis. Le rendement et d'auter caractéristique du Topping (les coupes léger de brut stabiliser) est presenter dans le tableau 7.

Tableau07 : le rendement des produite fini.

Coupes	%poids	Tonnes/an	Densité
Légers	3,79	40 600	/
Gazoline (C5/80)	9,01	96 500	0,6680
Naphta (80/160)	19,28	206 400	0,7440
Kérosène (160/250)	20,71	221 700	0,8020
Gas-oil (250/375)	21,56	230 800	0,8700
Résidu (375+)	25,65	274 600	/
Charge	100	1070 600	/

Le Brut dessalé est repris par la pompe booster GA212, préchauffé dans une série d'échangeurs (EA204-EA203-EA205) à environ 190°C , puis chauffé à 340°C dans le four BA201 sous contrôle du TRC203 pour pénétrer dans la zone d'expansion de la colonne DA20. Cette colonne est équipée de 29 plateaux à clapets ces derniers sont répartis dans 02 zones[9]:

1. 1^{er} zone d'expansion 03 plateaux
2. 2^{eme} zone de fractionnement 26 plateaux

La partie vaporisée sort du sommet de la zone d'expansion à 320°C pour alimenter la zone de fractionnement au 21^{eme} plateau de la colonne DA201. Les produits recéperai au soutirés par ordre successif de tête au pied de colonne sont définie come des gazes (en tête), après on a du Naphta et Gazoline ensuit le Kérosène avent le Gas-oil et finalement le Résidu ou brut réduit.

Le Naphta issu du stripper DA 202 A et pompé par GA204 vers l'échangeur EA201 puis vers le stock. Les vapeurs de tête retournent à la colonne D201. De même, le Kérosène dont le point initial est corrigé dans le stripper DA202B est refoulé par la pompe GA205 vers les échangeurs EA202 et EC216 puis vers la section de traitement (neutralisation à la soude, élimination de l'eau en suspension et l'ajout d'antistatique). La colonne de stabilisation de la gazoline DA 203 est alimentée à partir du ballon FA201 par l'intermédiaire de la pompe GA202 à une pression de 7.5 bars.

Le fond de la colonne (gazoline stabilisée) passe à travers l'EA210 pour réchauffer la charge (Gazoline non stabilisée) ensuite par l'EC214 avant de regagner le stockage. Les gaz de tête sont refroidis dans l'EC213 puis récupérés dans le ballon FA202. La totalité du liquide est envoyée par GA209 comme reflux de tête, les gaz non condensés alimentent le réseau fuel gaz.

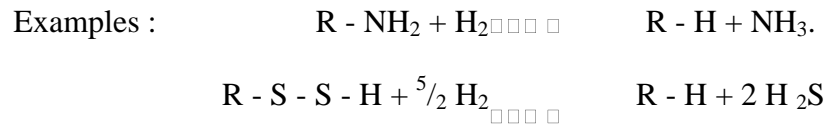
III. 1.2 Unité de Pré traitement de naphta (Hydrodésulfuration) 300 [9]:

Le prétraitement du naphta (charge du reforming catalytique) est un procédé d'hydrorafinage, dont l'objectif est de réduire la quantité de soufre ainsi que d'autres impuretés tel que l'azote, l'oxygène, l'arsenic et le plomb afin d'éviter l'empoisonnement du catalyseur, la création des produit fini contaminer ou avoir des problèmes de corrosion ou d'encrassement dans les équipements.

Le catalyseur utilisé dans ce procédé est un mélange de cobalt et de manganèse déposer sur un support d'alumine (CoMo/Al₂O₃). Cette section est conçue pour débarrasser le Naphta destiné au reforming des poisons (N, S et métaux lourds) qui peuvent endommager le catalyseur de reforming.

Le Naphta aspiré des bacs de stockage par la pompe GA301 et mélangé à l'Hydrogène est

réchauffé dans l'échangeur EA301(A, B,C) (contre les effluents du réacteur) avant d'entrer au four BA301. A la sortie du four, le mélange Naphta /H₂ passe à travers le réacteur K301 où les réactions d'élimination des hétéroatomes ont lieu.



En plus les réactions parasites de craquage et cockage se produisent.

Les effluents du réacteur cèdent leurs calories à la charge dans l'EA301, EA304 (contre la Naphta du fond FA 301) et dans l'aéro EC302 avant d'entrer dans le ballon séparateurs FA301 où se dégage l'H₂, H₂S, NH₃, H₂O, CH₄ et autre produits des réactions. Le tout est envoyé vers torche.

Le Naphta récupéré au fond est réchauffé dans EA304 et alimente le stabilisateur DA 301 pour éliminer le reste des légers. Le rebouillage est assuré par le four BA302. Les gaz de tête sont refroidis dans l'EA303 et recueillis dans le ballon FA 302. Le Naphta traité est stabilisé et repris du fond DA301 par la pompe d'alimentation du reforming GA801

III. 1.3 Unite de reforming catalytique U800 [9]:

La matière première de cette section c'est le naphta désulfuré, le but du reforming catalytique est de transformer les hydrocarbures à bas nombre d'octanes en hydrocarbures à nombre d'octane élevés, ces dernier forme la base d'essence. Le catalyseur utilisé dans ce procédé est le platine déposer sur un support d'alumine (Pt/ Al₂O₃). Cette unité à pour but d'augmenter l'indice l'octane du naphte base d'essence normale et super.

Le procède utilisé (IFP) est basé sur les réactions de conversions d'hydrocarbures paraffiniques et naphteniques en oléfine et aromatiques par déshydrogénation sur un catalyseur mono-metallique Pt /Al₂O₃. Le naphta désulfuré aspiré du fond de colonne DA301 par GA801 et refoulé vers les échangeurs EA803A/B/C en série après s'être mélangé à l'H₂ venant du compresseur GB801. La section réactionnelle est composée de 03 fours chacun suivi d'un réacteur, à la sortie du dernier réacteur K803, les effluents cèdent leurs chaleur au mélange HC/H₂ de charge et poursuivent leurs refroidissement dans un aéro avant d'entrer dans un ballon séparateur FA80/ ou l'H₂ récupéré en tête est recirculé vers l'aspiration de GB801, le surplus va à l'unité de pré traitement.

Le réformât recueilli au fond se dirige à travers deux échangeurs EA805 A et B vers la colonne de stabilisation DA801. Ce réformât stabilisé et refroidi est stocké ensuite utilisé dans la formulation des essences normale et super.

III. 1.4 Section de stockage U900[9]:

Les produits de la raffinerie sont stockés dans 16 bacs de stockage identifier come suit :

- 5 bacs de réformât.
- 3 bacs de gas-oil.
- 2 bacs de kérosène.
- 1 bac de naphta.
- 1 bac de gazoline.
- 2 bacs d'essence normale
- 1 bac d'essence super Un groupe de pomperie assure
- Le transfert entre bacs.
- Le brassage (Formulation d'essence)
- Remplissage des citernes.

Les besoins de la raffinerie en utilités sont assurés par le centre industriel sud, ces utilités sont :

- Air service et instrument.
- Fuel gaz.
- Eau albien.

III. 2. Service contrôle :

Le service de contrôle de qualité comprend un laboratoire central (nouvelle raffinerie) ainsi que d'autres laboratoires aux niveaux des unités UTS, GPL1, GPL2 et GPL Nord. Ces laboratoires sont responsable a suivre et a contrôler la corrosion. De point de vue matériaux, les laboratoires ont aussi la responsabilité de contrôle les huiles et des additifs et autres produits chimiques afin d'établir des certificats de qualités pour ces produits finis.

Le tableau 8 présent l'ensemble des analyses effectuées pour certains produits.

Tableau08 : Analyses effectuées couramment pour certains produits.(2)

Produits	Brut	Carburants						G.P.L.	
		Naphta	gazoline	Essence	Kérosène	Gasoil	C3co	C4	G PL
Densité	X	X	X	X	X	X	X	X	X
teneur en sel / en eau	X				X	X			
Doctor test				X	X		X	X	X
Corrosion									
TVR	X	X	X	X			X	X	X
Pt. de trouble				X	X				
Pt de flash				X	X				
B.S.W	X								
Acidité				X	X				
Indice d'octane			X						
Viscosité					X				
Pt. d'aniline					X				
Pb (Ct)				X					
A.S.T.M		X	X	X	X	X			
Chromatographie							X	X	X

III. 2.1. Normes, spécifications et standard

Une norme industrielle est un référentiel publié par un organisme de normalisation comme par exemple AFNOR, l'ISO, CEN, ASTM. La norme selon L'ISO (International Organization for standardisation) est définie come :

«Document établi par consensus et approuvé par un organisme reconnu, qui fournit, pour des

usages communs et répétés, des règles, des lignes directrices ou des caractéristiques, pour des activités ou leurs résultats garantissant un niveau d'ordre optimal dans un contexte donné».

La norme est un document de référence sur un sujet donné. Il indique l'état de la science, de la technologie et du savoir-faire au moment de la rédaction. Pour être considéré comme une norme, le document doit remplir deux conditions :

- Les moyens et méthodes décrits doivent être reproductibles en utilisant et respectant les conditions qui sont indiqués.
- Elle doit avoir reçu la reconnaissance de tous.

Dans le cas général, un fabricant ou un prestataire de service n'est pas obligé de suivre une norme. Elles peuvent cependant être imposé par un donneur d'ordre pour la réalisation d'un contrat. Dans certains cas, le droit peut imposer l'utilisation d'une norme industrielle (normes pour les installations électriques, la carburante auto, les appareils à pression...).

Il existe quatre types de normes classer selon leur domaine d'application :

1. Les normes fondamentales : elles donnent les règles en matière de terminologie, sigles, symboles, métrologie (ISO 31 : grandeurs et unités)
2. Les normes de spécifications : elles indiquent les caractéristiques ; les seuils de performance d'un produit ou d'un service (exemple : lingots et pièces moulées en alliages d'Al et de Mg).
3. Les normes d'analyse et d'essais: Elles indiquent les méthodes et moyens pour la réalisation d'un essai sur un produit (Essai DE dureté BRINELL, essai lame de CU).
4. Les normes d'organisation: elles décrivent les fonctions et les relations organisationnelles à l'intérieur d'une entité (come l'ISO 9001 : Systèmes de management de la qualité- exigences).

Un standard est un référentiel publié par une autre entité. En fait on ne parle de standard qu'à partir du moment ou le référentiel a une diffusion large, on parle alors de standard de facto (standard de fait), en informatique les formats PDF ou les fichiers Microsoft Word en sont des exemples très connus.

Un standard est ouvert quand le référentiel est diffusé librement. On peut citer les normes publiées par des organismes à but non lucratifs comme le W3C (recommandations).

Un standard est fermé quand le référentiel n'est pas diffusé. Le format de fichier de Microsoft

Word est l'exemple le plus frappant.

Le contenu d'une norme ou standard peut être protégé par des droits de propriété intellectuelle en de ceux de l'éditeur de la norme /standard. C'est le cas par exemple des normes européennes CEN ou internationales ISO. Pour les normes, dans un tel cas, le propriétaire des droits s'engage à vendre ses droits à tout le monde à un tarif raisonnable et non discriminatoire.

La normalisation est l'activité permettant la rédaction et la publication des normes. Elle est définie par la réglementation française comme : «Un processus ayant pour objet de fournir des documents de référence comportant des solutions à des problèmes techniques et commerciaux concernant les produits, biens et services qui se posent de façon répétée dans des relations entre partenaires économiques, scientifiques, techniques et sociaux ».

Les organismes de normalisation sont des organismes reconnus au niveau national ou international. Ils peuvent être constitués soit par des états, soit par des consortiums internationaux de professionnels. Dans l'acceptation européenne, la norme émane des organismes officiels de normalisation. En plus de la norme national Algérien (NA), il y'a plusieurs organisme de normalisation internationaux on peut nommée:

ISO: L'organisation internationale de normalisation.

CEI : Commission électrotechnique internationale.

CEN: Comité européen de normalisation.

AFNOR: Association française de normalisation. DIN : Deutsches Institut für Normung.

BSI: British Standards Institute.

NBN: Institut Belge de Normalisation.

ASTM International: American Society for Testing and Materials.

ANSI: American National Standards Institute.

JSA: Japanese Standards Association.

Le mode d'utilisation des différents produits pétroliers exige que dans chaque cas ceux-ci possèdent certaines propriétés par exemple pour un carburant il faut qu'il brûler correctement

dans un moteur pour un carburant , Rester pompable à basse température pour un carburacteur ne pas être trop visqueuse pour un fuel lourd.

Ces essais normalisés correspondent soit à des mesures de propriétés physico-chimiques, soit à des essais de simulation dans lesquels on place le produit dans des conditions proches de celles de son utilisation. Ces tests classiques ont pour bute de vérifier rapidement que le réglage des unités de production est correct et s'assurer que la qualité des produits finis correspond bien aux normes.

Les exigences de qualité pour les produits se traduisent par des spécifications portant sur les résultats des mesures obtenues par les essais normalisés. Il existe divers types de spécification que pouvant être classifier come suite :

les spécifications douanières[2] :

Elles ne visent qu'à différencier les produits supportant des taxes différentes et éviter ainsi les fraudes.

les spécifications administratives[2] :

Arrêté par la direction des hydrocarbures au journal officiel, elles constituent le texte légal auquel on se réfère devant les tribunaux. Elles réalisent presque toujours un compromis entre les besoins de qualité exigée par l'utilisateur et les possibilités des raffineurs.

les spécifications intersyndicales[2] :

Fixées par des circulaires de la chambre syndicale du raffinage du pétrole en collaboration avec la direction des hydrocarbures, elles s'appliquent à certains produits reprenant, complétant et aménageant les spécifications officielles au mieux de l'intérêt de l'utilisateur, Elles sont toujours plus sévères que les spécifications administratives.

Les essais normalisés [2] :

Les essais normalisés qui permettent de contrôler la qualité des produits pétroliers peuvent être regroupés en plusieurs familles principales :

Essais liés à la volatilité Essais liés à la combustion

Essais liés à l'écoulement, la lubrification et au stockage Essais liés à la tenue au froid

Essais liés à la pollution atmosphérique et à la corrosion Essais liés à la composition chimique et à la stabilité

Comme les essais normalisés sont des mesures de laboratoire il est important d'en connaître la précision, c'est-à-dire la fourchette de valeurs admissibles pour chaque mesure.

III. 2.2. Le Contrôle de Qualité au laboratoires de RHM2

Au laboratoire de QC a RHM2, Tous les produits finis, semi-finis ou à l'état brut come présenter dans les tableaux 9 et 10 sont contrôlée en trois formes :

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

Au niveau de RHMD2 il existe 4 laboratoire engager principalement dans le contrôle de qualités des produit fabrique au sein de cette usine. Ces laboratoire sont équipée avec les meilleur installation pour exécuter ces taches. Figure 15 donne une aperçue sur ces installations.



FigureIII.02 : photo présenter un laboratoire a RHM2.

III. 2.2.1. LABORATOIRE UTBS :

Ce laboratoire au sein de l'unité UTBS établi des analyses et des tests physico chimiques de tous les produits en deux formes (brut et semi fini). Ces caractéristiques testée est presenter dans le tableau 9.

Tableau09 : les spécifications des produite UTBS

Spécification des produits UTBS

Brut	Salinité : ≤ 40 mg/l Densité : non garantie TVR max. (ASTM D323) : 7.5 psi à 37.8 °C (cas été) TVR max. (ASTM D323) : 10 psi à 37.8 °C (cas hiver) BSW : $\leq 0,1$ % vol
Gaz	Pression d'arrivée au CIS. (≤ 28 barg)
Eau d'injection	MES \leq 30 mg/l HC \leq 10 mg/l Eau d'injection 50 ppb teneur en oxygène Les bactéries sulfato-réductrices seront éliminées sous réserve de l'absence des bactéries sulfato-réductrices dans l'eau de gisement et dans l'eau du puits albien.
Air instrument	Point de rosée - 40 °C à 1 atm.
Azote	97%

Une vue détaillée peut être obtenue par l'observation des résultats donnés dans le tableau 10.

Tableau 10 : les spécifications des produits RHM2

Origine	Réf	Top	"	"	"	"	"
Echantillon	Réformât	Gasoline	Naphta	Kérosène	Mélange	Brut	Résidu
Acidité	X	X	X	< 0.015	X	X	
Conductivité électrique S/m	X	X	X	200	X	X	
Point Trouble (°C)	X	X	X	X	-5	X	
Point congélation (°C)	X	X	X	-60	-15	X	
Point Eclair (°C)	X	X	X	40	58	X	
Indice de cétane	X	X	X	X	53	X	
Indice de Réfraction	X	X	X	1.4422	X	X	
D	PF(%)	185	105	165	225	396	X

	90	160	91	148	205	355	X	
	50	114	58	122	183	260	X	
	20	85	46	105	170	212	X	
	10	70	43	97	164	180	X	
	PI	40	38	80	145	153	X	
Viscosité ° Engler		X	X	X	X	1.40	X	
Couleur		X	X	+30	+30	< 2.0	X	
TVR (bars)		0.45 0.50 0	0.450 0.750	X	X	X	0.65 0 1.2 00	
Densité 15/4		0.76 00 0.77 50	0.670 0 0.690 0	0.73 5 0.74 5	0.7750 0.8400	0.8330	0.7902 0.8082	

III. 2.2.2. LABORATOIRE GPL 1 & GPL2 :

C'est des analyses chromatographique pour le butane et propane, condensat, gaze résiduel ainsi que la TDS pour les eaux.

La densité du GPL commercial est :

- 0,543 à 10°C
- 0,486 à 60°C

La tension de vapeur GPL commercial est :

- 4,686 bar à 10°C
- 18,12 bar à 60°C

Tableau11 : les spécifications des produits GPL1 et GPL2

Spécification des produits GPL1 & GPL2			
PRODUITS	GPL	PROPANE	BUTANE
C1 et C2 (% mole)	< 3	5,1 max	Traces
C3 (% mole)		94,5 min	22,1 +/- 9
C4 (% mole)		0,4 max	76,4 +/- 9
C5 (% mole)	< 0,4	-	1,5 max

1. LABORATOIRE TRAITEMENT :

Les analyses effectuées dans ce labo pour le brut la Densité, TVR, Salinité

Tableau 12 : les spécifications des produits de traitement.

Spécification des produits Traitement			
Normes		Brut CIS	
		Eté	Hiver
D415	0.7900/0.8020	0.7885	0.7835
TVR kg/cm2	0.800 /1.100	0.850	1.200
Visc.Cst à 20°C	3.30 max	2.40	2.20
B.S.W. % Vol.	0.03 max	0.03	0.05
NaCl mg/l	40 max	40	70
Soufre % Poids	0.14	0.11	0.11

*Chapitre IV:
Les Caractérisation
De Pétrole Brut Est
Les Norme Mode
Opératoire*

IV. 1. Les références de bruts :

Plus de 130 types de pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types de bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir de bruts de référence dont la qualité standard est connue. Les acheteurs et les vendeurs situent les prix des diverses variétés de brut à un niveau plus élevé ou moins élevé que celui du brut de référence. [10]

Dans notre thèse on a travaillé avec le sahar blend

Brut algérien [11] :

Le brut de référence est appelé « Sahara Blend », c'est un mélange de bruts issus de plusieurs champs du Sud Algérien.

.A/Principales caractéristiques:

- Un brut léger : API entre 43.5 et 47.5 ;
- Un brut à très basse teneur en soufre : moins de 0.1%

.B/.Répartition des produits issus du fractionnement du Sahara Blend:

- GPL: 4%
- Naphta: 34%
- Kérosène: 12%
- Gas-oil: 25%
- Résidus: 2

IV. 2. Classification du pétrole brut [12] :

La classification est d'une extrême importance car elle nous permet de reconnaître l'ensemble des traitements à envisager pour le pétrole et la qualité des produits pétroliers à obtenir. Les pétroles bruts peuvent être caractérisés par leurs propriétés globales ou par les classes moléculaires qui les composent.

IV. 2.1 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 : $0.828 < d_4^{15} < 0.875$
- **Pétrole lourd** avec : $d_4^{15} > 0.875$

IV. 2.2 Classification chimique :

Cette classification divise le pétrole selon la prédominance de l'une des familles d'hydrocarbure, ils peuvent être :

- Paraffiniques.
- Naphténiques.
- Paraffino-naphténiques.
- Aromatiques.
- Paraffino-naphténio-aromatique.

IV. 2.2.1 Classification selon le facteur de caractérisation K_{UOP}

- Aromatiques purs : $K_{UOP} = 10$
- Naphtènes purs : $K_{UOP} = 11$
- hydrocarbures mixtes : $K_{UOP} = 12$
- Paraffines purs : $K_{UOP} = 13$

IV. 2.3 Classification économique (technologique) :

1.3.1- Teneur en soufre : Elle est basée sur la connaissance de la Teneur potentielle en soufre dans le pétrole et les fractions pétrolières :

- Teneur en soufre $< 0.5\%$ = faible teneur en soufre (sweetcrude)
- $0.5\% < \text{Teneur en soufre} < 2.5\%$ = moyen teneur en soufre (intermediatecrude)
- Teneur en soufre $> 2.5\%$ = sulfureux (sourcrude)

IV. 2.3.1 Teneur en paraffine :

En fonction de la teneur en paraffines, on distingue trois espèces de pétrole :

- Pétrole peu paraffinique $< 1.5\%$.
- Pétrole paraffinique $1.5 - 6\%$.
- Pétrole très paraffinique $> 6\%$.

IV. 2.3.2 Teneur en fractions claires ($PF \leq 350^\circ\text{C}$) :

- Teneur élevée en fraction à $PI=250^\circ\text{C}$: $> 45\%$ (pétrole léger).
- Teneur moyenne en fraction à $PI=250^\circ\text{C}$: entre 30 et 45% (pétrole moyen).
- Teneur faible en fraction à $PI=250^\circ\text{C}$: $< 30\%$ (pétrole lourd)

IV. 3. Les caractérisations et propriétés de pétrole brut

IV. 3.1. La densité :

La densité est un paramètre physique, sans dimension, spécifique à chaque produit, elle varie d'un gisement à un autre, et d'un puits à un autre dans une même région géographique.

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété, la densité est exprimée le plus souvent en degré API [13].

Les densités des bruts se situent généralement entre 0,8000 et 1,000; on les classe en 4 grandes catégories :

- les bruts légers : $d_{415} < 0,825$
- les bruts moyens : $0,825 < d_{415} < 0,875$
- les bruts lourds : $0,875 < d_{415} < 1,000$
- Les bruts extra lourds : $d_{415} > 1,000$

C'est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température au poids du même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique. La densité légale en France se mesure à 20°C et a pour symbole : [12]

$$d_{15}^4 = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 20^\circ}{\text{poids du même volume d'eau à } 4^\circ}$$

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes mode opératoire

Il faut souligner l'inversion du sens des mots Spécifique Gravité (SG) et densité qui signifient respectivement densité et masse volumique. La spécifique gravité est définie pour deux températures standard identiques, soit 60°F (environ 15°C) et a pour symbole : sp.gr ou sp.gr.60 F Le degré API définit par l'American Petroleum Institute, selon la formule suivante :

$$\text{DegréAPI} = \frac{141.5}{\text{Specificgravity}}$$

IV. 3.2 Tension de vapeur Reid [14,11] :

La tension de vapeur mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique, C'est La pression exercée par les vapeurs libérés de tout matériel à une température contrôlé de 37.5°C.

IV. 3.3 L'acidité [15] :

Les pétroles bruts contiennent des acides carboxyliques. Ceux-ci sont dosés par neutralisation avec la potasse caustique ; le résultat de l'analyse est exprimé en mg de KOH par gramme de brut. La répartition des acides n'est pas uniforme dans un même brut, en générale on enregistre la teneur maximale dans les fractions distillées entre 400-450°C.

IV. 3.4 Point de trouble, d'écoulement, et point de congélation [15] :

IV. 3.4.1 Point de trouble :

C'est la température à laquelle la coupe présente des particules solide, en général, on utilise cette mesure pour analyser les coupes kérosène et gazole ; le point de trouble est essentiel pour caractériser la température en dessous de laquelle les cristaux qui se matérialisent vont commencer à s'accumuler dans les pores du filtre à carburant et à boucher celui-ci, conduisant à l'arrêt du moteur.

IV. 3.4.2 Point d'écoulement :

C'est la température minimale à laquelle le produit s'écoule encore. On mesure souvent le point d'écoulement d'un brut, d'un gazole, d'un fioul ou d'un lubrifiant pour définir la faisabilité d'un pompage.

IV. 3.4.3 Point de congélation :

Est la plus basse température à laquelle un produit contenu dans un tube à essai ne coule plus lorsqu'une fraction pétrolière soumise au refroidissement dans une éprouvette de mesure demeure immobile lorsque l'éprouvette est inclinée de 45°C

. Le point d'écoulement = le point de congélation+3°C

IV. 3.5 Teneur en soufre [13,16] :

Le pétrole brut contient des Hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois du soufre en suspension. La teneur en soufre est exprimée par le pourcent poids et comprise entre 0.05% et 5%.

La connaissance de a nature et de la quantité des produits sulfurés contenus dans les coupes

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes mode opératoire

pétrolières et les pétroles bruts, constitue une contrainte dans l'établissement du schéma de raffinage et l'élaboration des produits finis pour éviter la dégradation des catalyseurs, la corrosion des équipements, et la pollution.

IV. 3.6 Teneur en asphaltènes [13] :

La teneur en asphaltènes est une propriété importante. En effet, les asphaltènes ont tendance à s'agréger et à flocculer ce qui entraîne le bouchage des unités de raffinage ou des problèmes de stockage.

IV. 3.7 Teneur en eau et sédiment [17] :

Les sédiments sont des fines particules de sable, de boues de forage, ou des métaux à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium ... provenant de l'érosion des pipelines, bacs de stockage, vannes ou de toute autre tuyauteries que traverse le brut . La présence de tels produits dans les pétroles bruts est extrêmement gênante puisqu'ils peuvent détériorer des équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseur, etc...).

IV. 3.8 .Le facteur de caractérisation Kuop [10] :

Nelson, Watson et Murphy de la société UOP «Univers OilProducts Co» ont proposé le facteur de caractérisation KUOP pour classer les bruts selon la prédominance d'une famille chimique, et il est directement lié à la température d'ébullition moyenne et la masse volumique du produit pétrolier selon la formule :

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{Teb}}{SP. gr60/60}$$

Où Té_b: la température d'ébullition exprimée en degrés Rankine (°R). Est converti à °C selon la formule :

$$°R = 1.8°C + 491.67$$

sp.gr : la densité 60/60°F $d_{15.6}^{15.6}$ qui se calcule selon la formule :

$$SP. \frac{gr60}{60} ^\circ F = \frac{d_4^{15}}{0.99904}$$

La connaissance du facteur de caractérisation Kuop permet de situer les tendances des pétroles bruts et de des fractions pétrolières. [13]

- Kuop = 13 pour les paraffines normales et iso;
- Kuop= 12 pour les hydrocarbures où le poids relatifs des chaînes et cycles sont équivalents;
- Kuop = 11 pour les aromatiques et les naphthéniques légèrement substitués;
- Kuop = 10 pour les aromatiques.

La distinction par le KUOP est moins forte que par les méthodes modernes, mais encore très utilisée car facile et rapide. [13]

IV. 3.9 Pouvoir calorifique [17] :

C'est la quantité de chaleur libérée par la combustion de l'unité de volume ou de poids de combustible, lors de la réaction chimique de combustion complète conduisant à la formation de CO₂ et H₂O. S'exprime en kcal/kg ou en MJ/kg (MJ= mégajoule).

Il existe deux valeurs du pouvoir calorifique :

- P.C.I : pouvoir calorifique inférieur (net value).
- P.C.S : pouvoir calorifique supérieur (gross value).

On fait la distinction entre le pouvoir calorifique supérieur (PCS) et le pouvoir calorifique inférieur (PCI) selon que l'eau obtenue par combustion se trouve à l'état liquide ou à l'état gazeux.

La seule grandeur véritablement utile en pratique est le PCI, puisque, dans les produits de combustion des moteurs et des brûleurs, l'eau est rejetée sous forme de vapeur.

IV. 3.10 .La masse molaire [18] :

La masse molaire d'une substance est définie comme étant la masse d'une mole de cette substance, elle est la plus importante caractéristique physico-chimique de toute substance.

La masse molaire des produits pétroliers peut être déterminé par différentes méthodes tels que : osmomètre, cryoscopie, abaques,..... C'est la mesure de l'osmolarité des liquides, en se basant sur la détermination du point cryoscopique (point de congélation) grâce à l'abaissement du point de fusion du mélange.

- -Osmomètre : Cette analyse n'est valable que pour des poids moléculaires, $PM > 200g/mol$
- -Cryoscopie : Cette méthode est applicable pour les fractions légères, cas de PM

❖ Corrosion à la lame de cuivre :

L'action corrosive des produits pétroliers liquides et les huiles lubrifiantes sur le cuivre y compris les produits volatils**. Doit être déterminé pour Evaluer le pouvoir corrosif des hydrocarbures, sa détermination nous permis d'éviter la corrosion des installations. Le cuivre étant particulièrement sensible a la présence de ce composé corrosif. [19] ** les produits volatils ayant une tension de vapeur Reid inférieur ou égale à 124 kpa à 37.8 °C.

IV. 3.11. Teneur en métaux :

Les produits pétroliers lourds contiennent souvent des quantités importantes de métaux, leur concentration diffère d'un gisement à un autre. Les métaux lourds peuvent être également définis comme :

- tout métal ayant une densité supérieure à 5,
- tout métal ayant un numéro atomique élevé, en général supérieur à celui du Sodium (Z=11),
- tout métal pouvant être toxique pour les systèmes biologiques [18]

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes mode opératoire

Les métaux lourds les plus couramment rencontrés sont : le vanadium ; fer, nickel, cuivre, sodium et potassium. On trouve les métaux sous forme de sel ou sous forme de constituants organométalliques comme les porphyrines métalliques. Ils sont concentrés dans les résidus et les asphaltènes, peu présents dans les gasoils et absents dans l'essence.

IV. 3.12 Teneur en mercure

Certains pétroles bruts peuvent contenir des concentrations importantes de mercure et ces éléments. Sa présence peut affecter la façon dont un brut sera traité. Les démarches pour atténuer la présence du mercure deviennent un défi vu les effets négatifs qu'il présente. C'est le seul métal liquide à température ambiante (entre -10° et + 40°C). [20]

Le mercure est un danger potentiel pour l'industrie ainsi que pour la santé humaine, sa présence dans les systèmes de traitement du pétrole est universellement préjudiciable puisqu'il engendre la détérioration des équipements et cause la pollution.

Le mercure empoisonne les catalyseurs, et est responsable de l'accumulation de dépôts de boues toxiques dans les séparateurs et conduit à la génération de déchets qui sont difficiles à éliminer.

Les ouvriers d'entretien dans l'industrie pétrolière peuvent être à risque en raison de l'inhalation de vapeurs de mercure et l'absorption cutanée de ses composés organiques. [21] C'est un métal toxique. Cette toxicité vient de son extrême volatilité (puisqu'il peut être facilement respiré). L'empoisonnement à ce métal cause des maux de tête, des tremblements, une perte d'appétit, la chute des dents [20,21].

IV. 3.13. La viscosité :

La viscosité est généralement définie comme étant la caractéristique de la résistance à l'écoulement d'un fluide. Elle est liée à sa densité ainsi qu'à la présence de molécules organiques plus ou moins longues et complexes, plus le pétrole est lourd et moins il sera visqueux. [22,23]

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures, est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffinerie ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs.

L'évolution de la viscosité en fonction de la température n'est pas la même pour tous les bruts, La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse ; par contre pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité est plus progressif. [10,19]

La viscosité cinématique est le rapport de la viscosité absolue à la masse volumique d'un fluide, exprimée couramment en centistoke (cSt) et dans le système SI en mm² /S.

La viscosité absolue (ou dynamique) est le rapport de la contrainte de cisaillement au gradient de vitesse de cisaillement. Le rapport est constant pour un fluide newtonien, exprimée en centipoise (cP) et dans le système SI en (Pa.s). [24]

IV. 4. Les ANALYSES :

➤ Définition Analyse :

Ensemble des procédés physiques, chimiques, biologiques, destinés à trouver les noms des corps simples ou composés formant une substance d'en déterminer la teneur. Les

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes mode opératoire

analyses (les essais normalisés) effectuées au laboratoire sont importantes car elles permettent de maintenir une exploitation stable et de garantir des produits finis qui répondent aux spécifications techniques et commerciales.

En à procéder à détailler 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).

IV. 4.1 ANALYSE EN PHASE CHARGES :

a) ANALYSE DE LA CHARGE PETROLE BRUT :

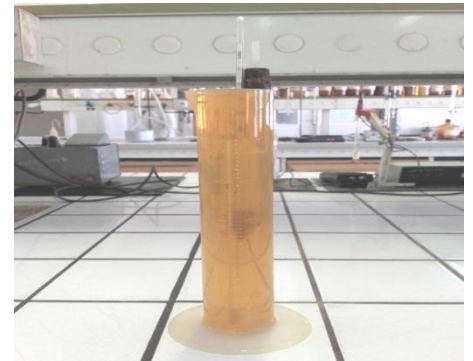
a.1- Densité :

a.1.1 Mesure De Densité: Norme ASTM D1298

Définition :

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 et corrigée à 15°C.



Densimètre

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

a.1.2 Mesure De Densité: Norme ASTM D4052 :

Définition :

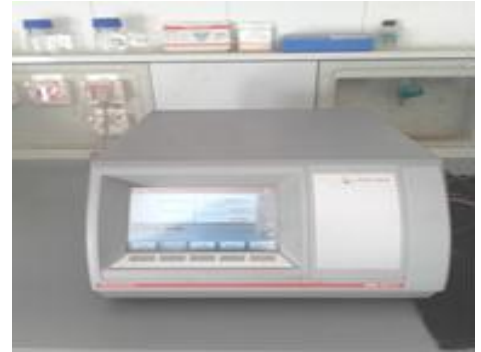
La densité est basée sur l'utilisation d'un densimètre, la mesure de densité est lus directement à 15°C sur l'écran.

Matériels et produits :

- Une seringue.
- Un densimètre.
- Un échantillon (produit).

Mode opératoire:

- Remplir la seringue avec le produit.
- Injecté le produit au densimètre.
- En attente que la valeur se stabilise.
- Noter la valeur de la densité à 15°C .



Densimètre

a. 2. Tension De Vapeur Reid (TVR):

a.2.1 Norme ASTM D323/ISO3007 Essais Lies à La Volatilité :

Définition :

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).

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 à air et la chambre à 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.

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



L'appareil de mesure la TVR

a. 3.Salinité: Norme NF ISO 9297 :

Définition :

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

Matériel et Produit :

- Brut (100ml).
- Eau distillée contenant un désémulsifiant (100ml).
- Indicateur coloré (Chromate de potassium).
- Nitrate d'Argent AgNO₃ (1.4335 g/l).
- Eprouvettes graduée (50ml et 100 ml).
- Erlene mayer de 250ml.
- Agitateur.
- 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 AgNO₃ jusqu'au virage de couleur (jaune vers rouge brique).

Calcul :

- Pour 50 ml de l'eau à doser ,1ml coulé d'AgNO₃ correspond à 10 mg /l de Na Cl. 1ml=10 mg/L.

Remarque : on doit soustraire le blanc de l'eau de la valeur trouvée.

a. 4. Teneur En Eau Et sédiment (BSW):

***a.4.1 Norme ASTM D4007 Essais Lies à La Stabilité
Et à La Nature Chimique :***

Définition :

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.

Mode opératoire :

Une quantité équivalente de pétrole brut et du toluène saturé dans un cône Shape. en le chauffe dans un bain de 60°C.

- pendant 15mn et en ajout deux goutte de émulsifions Apres en le mis au centrifugeuse pendant 15mn à 60° .



Centrifugeuse

- Le volume d'eau et de sédiment qui se trouve au fond du tube est mesuré par lecture directe.

b. ANALYSE LA CHARGE GAZ NATUREL

b. 1.Densité : Norme D1298 :

Cette méthode d'essai permet de mesurer la densité relative du pétrole brut, des produits pétroliers et tout autre produit pris dans un état liquide. Les produits à analyser doivent avoir une tension de vapeur réduite inférieure ou égale à 101,325kPa soit 14,696psi.

Les mesures sont effectuées à l'aide d'un aéromètre à une température voulue et la correction sont apportées en se référant à la table de conversion.

Pouvoir Calorifique Supérieur PCS : Norme ASTM D 240

b. 2.Essai Normaliser Lies À La Combustion :

Définition :

Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) :

C'est l'énergie thermique libérée par la combustion d'un kilogramme de combustible. Cette énergie comprend la chaleur sensible, mais aussi la chaleur latente de vaporisation de l'eau, généralement produite par la combustion.

Cette énergie peut être entièrement récupérée si la vapeur d'eau émise est condensée, c'est-à-dire si toute l'eau vaporisée se retrouve finalement sous forme liquide.

NB : (PCS Calculer & PCS Mesurer).

But :

- 1) La chaleur de combustion est une mesure de l'énergie disponible à partir d'un combustible. Une connaissance de cette valeur est essentielle lorsque l'on considère l'efficacité thermique de l'équipement pour la production de puissance ou de chaleur.
- 2) La chaleur de combustion tel que déterminé par cette méthode d'essai est désigné comme l'une des conditions chimiques et physiques des deux carburants de turbines commerciales et militaires et les essences d'aviation.
- 3) La chaleur massique de combustion, la chaleur de combustion par unité de masse du carburant, est une propriété critique de combustibles destinés à être utilisés dans l'artisanat de poids limitée tels que les avions, les véhicules à effet de surface, et hydroglisseurs. La gamme de ces embarcations entre le ravitaillement est une fonction directe de la chaleur de combustion et la densité du carburant.

b. 3. Point De Rose: Norme ASTM 5454 :

Définition :

Le point de rosée hydrocarbures dans les combustibles gazeux est la température à laquelle les hydrocarbures lourds commencent à se condenser à la pression du moment.

Matériel et produits :

- Gaz de recyclage.
- Hygromètre.

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes mode opératoire

Mode opératoire :

- Purger le capillaire destiné au branchement avec Hygromètre.
- Associer le capillaire à l'Hygromètre.
- Régler la pression de l'hygromètre qui correspond à celle de gaz.
- Lire la température une fois qu'elle soit stable.

Taux d'humidité :

Est la quantité d'eau contenu dans le gaz, sa détermination est effectuée avec l'hygromètre.



L'hygromètre

b. 4. Teste de l'humidité :

C'est pour déterminé la qualité d'eaux contenue dans le gaz par un Hygromètre

b. 5 Composition du Gaz par Chromatographie CPG : Norme D1945 :

But :

Le but de la méthode est l'analyse qualitative et quantitative des gaz de charge et résidu. L'appareil utilisé dans le cadre de ces analyses est le chromatographe phase gazeuse détecteur TCD.

Principe:

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) s'applique à des échantillons gazeux ou susceptibles d'être volatilisés par élévation de la température.

Cette technique s'applique donc aux molécules de bas poids moléculaires de bas poids moléculaires ($PM < 500 \text{ g mol}^{-1}$) et aux composés stables avec la température chromatographie en phase gazeuse ou CPG s'applique à des échantillons gazeux ou susceptibles Dans cette technique chromatographique.

1 / la phase stationnaire est soit un liquide soit un solide.

2/ la phase mobile est un gaz qui balaie en permanence la colonne et qui est encore appelé gaz vecteur.

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes mode opératoire

Un appareil de CPG comprend différents modules : une source de gaz, une chambre d'injection, un four dans lequel est placée une colonne, un détecteur et un système d'acquisition des données.



Chromatographe Perkin Elmer (Glarus 580 GC)

c. ANALYSES EN PHASE PRODUITS SEMI FINIS et FINIS :

- c. 1-TVRR: Norme D 5191.
- c. 2-Densité Norme D 4052 & Norme D 1298.

Voir Analyse charge pétrole brut .

c. 3-Distillation ASTM : Norme ASTM D86 Essais normalisé Lies à La Volatilité :

Définition :

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.

Matériel et produits :

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

Mode opératoire :

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes 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.

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.



Appareil Distillation

c. .4/Viscosité : Norme NF T 60-10 ASTM D445-65 Essais normalisés liés au stockage et à l'écoulement :

Définition :

C'est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, résistance due aux frottements des molécules qui glissent les unes contre les autres.

But :

Cette méthode consiste à mesurer le temps mis par un volume déterminé de liquide pour s'écouler, dans les conditions normalisées, par un capillaire calibré à température fixée.

On définit 3 viscosités :

- Viscosité dynamique ou absolue (μ)
 - Viscosité cinématique (ν)
- viscosité Engler ($^{\circ}E$) «Unités anglo-saxonnes »

Chapitre IV: les caractérisations de pétrole brut est les normes mode opératoire

c. .5Point D'éclair –Lu chaire- Abel : Norme T60-103 Essais normalisé Lies à La Volatilité :

But :

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.

Matériel et produits :

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



Appareil Lu chaire - Abel

Chapitre IV : Les Caractérisation De Pétrole Brut Est Les Norme Mode Opératoire

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).

c. 6.Point Flache :

Et la température à laquelle il faut porter un produit pétrolier liquide pour qu'il émette dans des conditions normalisées, des vapeurs en qualité suffisante pour que celles-ci s'enflamment en présence d'une flamme.

c. 7.Point Feu: Norme NF T 60-118 :

But :

Cette méthode de mesure du point d'éclair s'applique aux produits très lourds comme les huiles de base et les bitumes purs.

Mode opératoire :

Le principe de la méthode est le même que celui de l'essai précédent. Les différences résident dans le fait que le creuset n'a pas de couvercle (vase ouvert) que la vitesse de chauffage est plus rapide et que la veilleuse n'est présentée qu'à intervalles réguliers.

c. .8Point Feu: Norme NF T 60-118 :

But :

Cette méthode de mesure du point d'éclair s'applique aux produits très lourds comme les huiles de base et les bitumes purs.

Mode opératoire :

Le principe de la méthode est le même que celui de l'essai précédent.

Les différences résident dans le fait que le creuset n'a pas de couvercle (vase ouvert) que la vitesse de chauffage est plus rapide et que la veilleuse n'est présentée qu'à intervalles réguliers.

c. 9. Point Trouble: Norme ASTM D2500 Essais Normaliser liés à la Tenue Au Froid :

Définition :

Le point de trouble est la température à laquelle apparaît un trouble distinct au fond du tube à essai.

Matériel et produits :

- tube à essai.

Chapitre IV : Les Caractérisation De Pétrole Brut Est Les Norme Mode Opératoire

- bains réfrigérants

Mode Opératoire :

- Réchauffé L'échantillon au moins 15°C au-dessus du point de trouble supposé et introduit jusqu'au trait repère dans le tube à essai.
- Fermé le tube à essai avec le bouchon tel qu'il touche le fond du tube.
- Rrefroidir ensuite progressivement en utilisant des bains réfrigérants de plus en plus froids et on vérifie la limpidité du produit tous les degrés.

c. 10. Point D'écoulement : Norme D97 Essais Normaliser liés à la Tenue Au Froid :

On introduit l'échantillon jusqu'au trait repère dans le tube à essai et on positionne le thermomètre comme l'indique le schéma ci-contre.

On réchauffe ensuite l'échantillon avant de le refroidir progressivement avec des bains réfrigérants de plus en plus froids.

On commence les mesures à une température de préférence multiple de 3°C et supérieure de 15°C au moins au point d'écoulement présumé et l'on examine le tube à essais toutes les fois que la température baisse de 3°C.

Dés que l'huile ne coule plus lorsque le tube est incliné on maintient le tube à essai dans la position horizontale pendant 5 secondes comptées au chronomètre.

c. 11. Point de disparition des cristaux : Norme ASTM D 2386 Essais Normaliser liés à la Tenue Au Froid :

Définition :

C'est la température à laquelle le produit subit un refroidissement dans des conditions normalisés perdre sa mobilité.

Mode Opératoire :

Simulant ainsi les conditions de refroidissement qui peuvent se rencontrer en vol On note la température à laquelle des cristaux d'hydrocarbures

Chapitre IV : Les Caractérisation De Pétrole Brut Est Les Norme Mode Opératoire

c. 12.Couleur: Norme D1500 Gas-oil & D156 Kérosène Essais Normaliser liés à la nature chimique :

Définition :

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



Colorimètre

Matériel et produits :

- Colorimètre.
- Gas-oil.
- Kérosène.

Mode Opératoire :

- Gas-oil
- Remplir le tube à essai de colorimètre avec de gas-oil.
- allumer la lampe.
- Tourner le disque relié au verre coloré et faire une comparaison par transparence de la couleur de gas-oil à celle de verre jusqu'à obtention d'une ressemblance.
- Lire la valeur donnée.
- Kérosène
- Remplir la colonne du colorimètre avec du kérosène

Tourner les disques et faire une comparaison suivre la lecture au tableau de la lecture des valeurs correspondent à la couleur.

Chapitre IV : Les Caractérisation De Pétrole Brut Est Les Norme Mode Opératoire

c. 13. L'indice D'octane : Norme D 2699 Essai Normaliser Lies à La Combustion :

Définition :

L'indice d'octane est une propriété essentielle de la carburante auto. Elle caractérise l'aptitude du carburant à brûler correctement dans un moteur à allumage commandé, autrement dit ci le % volumique d'isooctane dans le mélange de normale –heptane et d'isooctane.

Principe de mesure :

On constitue un mélange de 2 carburants étalons qui sont :

L'heptane-normal qui cliquette facilement, auquel on a affecté l'indice d'octane 0.

l'isooctane (2,2,4-triméthylpentane) qui a une très bonne résistance au cliquetis, auquel on a attribué l'indice 100.

Par définition l'indice d'octane de ce carburant est donné par le pourcentage volumique d'isooctane dans le mélange de normal-heptane et d'isooctane.

Présentation de moteur CFR :

Pour déterminer la capacité de résistance au cliquetis d'un carburant donné on utilise un moteur normalisé mis au point par la "COOPERATIVE FUEL RESEARCH" (C.F.R.).

C'est un moteur monocylindrique tournant à vitesse constante. Pour faire apparaître ou disparaître le cliquetis on peut agir sur le taux de compression variable grâce au déplacement de l'ensemble cylindre culasse par rapport au bâti du moteur. La mesure du cliquetis est réalisée par un détecteur dont l'extrémité est placée dans la chambre de combustion. Le signal est amplifié et transmis à un appareil de mesure le "Knockmeter"



Moteur CFR

Chapitre IV : Les Caractérisation De Pétrole Brut Est Les Norme Mode Opératoire

c. 14/L'indice De Cétane : Norme ASTM D 976 Essai Normaliser Lies à La Combustion :

Définition :

C'est la caractéristique chimique qui permet l'auto inflammation dans un moteur diesel.

L'indice de cétane n'a pas d'effet direct sur le rendement du moteur. il nous permet de bien démarrer sur tous au froid de limiter les bruits et la pollution.

$$DI = \frac{PA \cdot API}{100}$$

$$IC = 0,72 DI + 10$$

$$IC = PA - 15,5$$

But:

C'est une procédure similaire à celle de l'indice d'octane qui nous permet de déterminer l'IC.

Principe de mesure :

La mesure se fera dans un moteur CFR équipé d'une chambre de combustion Diesel.

c. .15/ Indice De Réfraction : Norme D1218 :

Définition :

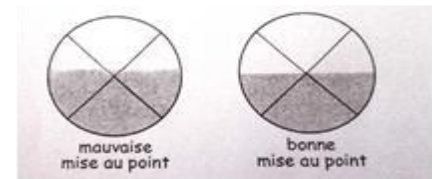
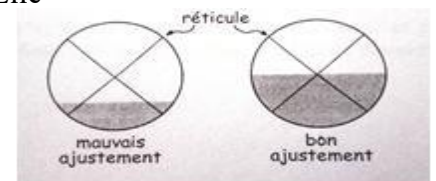
L'indice de réfraction est une donnée mesurée qui fait partie des constantes physique permettant d'identifier un composé organique. Elle permet en outre d'en évaluer la pureté en comparant cette valeur avec celle que l'on peut trouver dans la littérature.

Principe de mesure :

lorsqu'un rayon lumineux rencontre une interface entre deux milieux différents (air – eau ou eu-verre par exemple).

La vitesse de la lumière de la lumière varie causant ainsi une réfraction du rayon lumineux .L'effet observé alors est que lorsque le rayon incident arrive avec un angle i inférieur à 90° l'interface, le rayon est réfracté d'un angle r par rapport à la normale de la surface le rapport entre le sinus de l'angle i et le sinus de l'angle r définit

l'indice de réfraction symbolisé par n .



refractometre

Chapitre IV : Les Caractérisation De Pétrole Brut Est Les Norme Mode Opératoire

c. 16/Indice D'acidité: Norme ASTM D 3242 :

Définition :

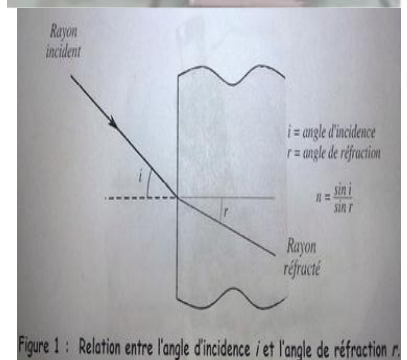
L'indice d'acide d'un kérosène est la masse de potasse (exprimée en mg) pour naturaliser l'acidité libre contenue dans 1g de solution de kérosène.

Matériel et produits :

- 100 cc kérosène
- Solution colorante Parana phtolbenzeine (10 grammes par litre de solvant de titrage)
- 3 erlen mayer de 250 cc
- Solution de potasse alcoolique 0.05 N
- Solvant : 495 ml d'alcool isopropylique + 500 ml de toluène + 05 ml
- Présence du barbotage à l'azote.

Mode opératoire :

- 250 cc bouchée émeri
- Introduire 100 cc de kérosène à analyser + 6 à 8 gouttes de solution
- Colorante, boucher puis agiter.
- Si la solution prend la teinte vert brun l'acidité est nulle.
- Si la solution ne prend pas la teinte vert brun , prendre deux erlen meyers(1et 2) de 250 cc



c. 17./Tolérance à L'eau :

But :

Cette méthode a pour but de déterminer la présence d'alcools ou autres composés solubles dans l'eau, dans les essences d'aviation ou carburants pour réacteur et évaluer la tendance de ces produits à former des émulsions.

Principe :

Une prise d'essai de 80 ml d'échantillon de carburant est agitée à la température ambiante avec 20 ml d'une solution aqueuse tamponnée par des phosphates. La variation de volume de la couche aqueuse permet de détecter la présence de composés solubles dans l'eau et l'aspect de l'interface des 2 liquides permet d'évaluer la tendance du carburant à former des émulsions.

Chapitre IV : Les Caractérisation De Pétrole Brut Est Les Norme Mode Opérateur

Produits et matériel :

- Solution chromique, contenant 50 g de bichromate de potassium et 20 ml d'acide sulfurique concentré par litre.
- Solution aqueuse tamponnée, contenant 1.15 g de phosphate bi potassique anhydre K_2HPO_4 et 0.47 de phosphate Mono potassique anhydre KH_2PO_4 pour 100 ml d'eau distillée. Cette solution doit avoir un PH = 7.
- Eprouvette graduée de 100 ml avec bouchon rodé.

c. 18. Conductivité : Norme ASTM D2624 :

Définition :

La conductivité électrique est l'aptitude d'un matériau ou d'une solution à laisser les charges électriques se déplacer librement, donc à permettre le passage d'un courant électrique.

Mesure :

Mesure directe Par l'introduction d'une sonde du conductivité-métré MLA900 dans le réservoir de stockage, cette mesure est effectué lors du remplissage (JET) et à la livraison.

Indirecte : par la prise d'échantillon, la mesure s'effectue au laboratoire avec le même instrument de mesure MLA900, mais on peut remarquer une différence entre les deux lectures.



Conductivité-métré

Chapitre V :
Résultats et discussions

L'Analyse des produit pétrolier est présenter dans cette partie, nous présenterons Les résultat des analyses physico-chimique de quatre régions de brut sud qui ont été menés sur le pétrole brut et sa fraction pour la détermination de la caractéristique physico-chimique du pétrole brut.

V. 1 .Les résultats d'analyse TBP des 4 pétrole brut :

V. 1.1 Brute de centre industriel sud hassi Massoud CIS :

D'après les résultats obtenus nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts légers ($d_{15}^4 < 0.828$) présentant une densité de 0.800 à 15 °C. Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation ($Kuop = 12.05$) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes a tendance paraffinique, cette tendance est confirmé par son bas point de congélation ($< -48^{\circ}C$) come indique les valeur au tableau 13.

Tableau13: Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut centre industriel sud CIS

Caractéristique cis		Résultats
Masse volumique à 20°C	g/cm ²	0,7962
Masse volumique à 15°C	g/cm ²	0,8000
Specific gravity 60/60°F		0,8008
°API		45,2
Tension de vapeur reid à 37.8°C (100°F)	kg/cm ²	0,742
viscosité cinématique en Cst à:		
20.0°C/ 68°F	cSt	2,527
37.8°C/ 100°F	cSt	1,879
Point d'éclair, vase fermé,	°C	<-2
Point de congélation,	°C	-48
Point d'écoulement,	°C	-45
Indice d'acidité,	mg Koh/g	0,5
teneur en eau par extraction,	%vol	nulle
teneur en eau et sédiment BSW,	%vol	<0.05
teneur en soufre par RX,		0,12
%Pds		

teneur en asphaltènes, %Pds		<0.05
teneur en résidu de carbone-methode micro,	%Pds	2,2
teneur en marcure,	µg/l	2,51
teneur en paraffine, %Pds		0,69
Facteur de caractérisation,	KUOP	12,05
Poids moléculaire,	g/mole	175
Pouvoir calorifique supérieur Kcal/Kg		11090

Il s'agit d'un brut caractérisé par la faible teneur en soufre (<0,5%), ainsi qu'une faible présence d'eau et sédiment (Nulle), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport.

Sa valeur de viscosité à 20°C (2,527cSt), les valeurs de TVR (0.742Kg/cm²), et le point d'éclair (<-2 °C) mesurées, permettent de faciliter son transport et sa pompabilité, les deux derniers paramètres reflètent une présence de légers Sa teneur en paraffine est de (0.69%Pds) Il s'agit donc d'un pétrole brut Peu paraffinique (<1.5%).

Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important 11090 Kcal/Kg permettant ainsi une meilleure combustion des produits pétroliers.

V. 1.2 Distillation ASTM de brut cis :

Le pourcentage en résidu n'a pas pu être mesuré à cause de la formation de coke, et par conséquent le pourcentage en perte ne peut pas être calculé.

La distillation ASTM 86 est caractérisé par deux points, le point initial et le point final, la valeur de point initial correspond à 38°C reflète une proportion assez importante en hydrocarbures légers ; tandis que celle du point final 371°C correspond au pourcentage totale distillé de 93% de la charge initial montre que le pétrole brut contient une quantité faible de produit lourds.

Tableau14 : Données analytique de la distillation ASTM D86 du pétrole brut cis.

centre industreol sud CIS	
Pourcentage volumique	Température, °C
Point initial	38
05 % vol	69
10 "	86
20 "	120
30 "	150
40 "	183
50 "	227
60 "	272
70 "	317
80 "	349
90 "	370
95 "	---
point final, °C	371
distillat % vol	93
Résidu "	Coke
pertes "	---

La courbe de distillation ASTM D86 du pétrole brute de CIS représentent le pourcentage volumique de distillat en fonction de la températures d'ébullition.

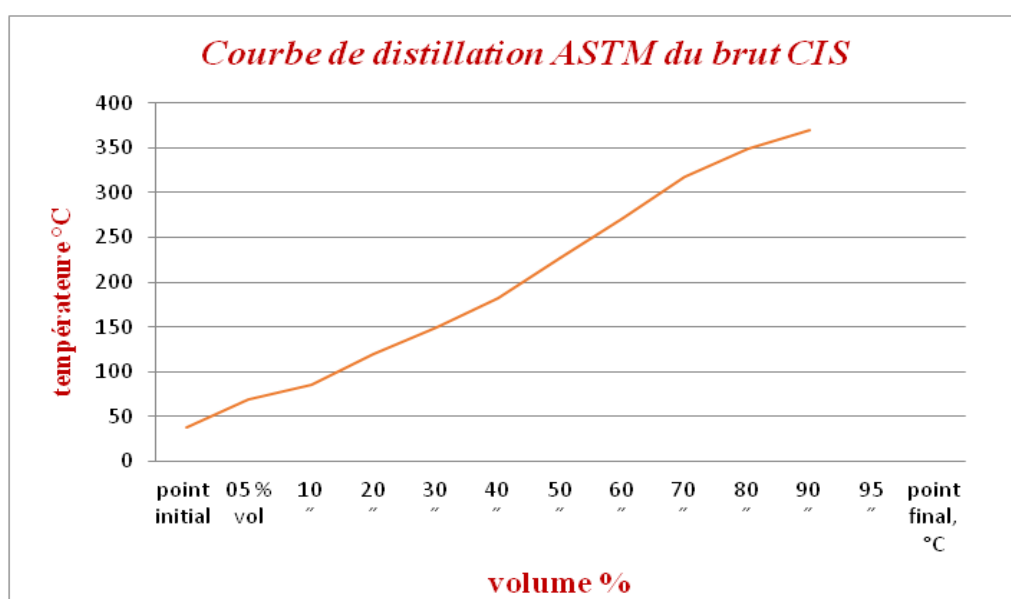


Figure V.01 : Courbe ASTM D86 du brut CIS.

Le pourcentage volumique augment en fonction de la température d'ébullition, car les forces intermoléculaires agissent entre les molécules. Plus les molécules sont grands plus les forces intermoléculaires sont plus élevés ; les molécules plus petites possèdent des forces intermoléculaires plus faibles donc il faudra moins d'énergie pour les séparées et les transformés en gaz donc point d'ébullition plus faible et vice versa.

Les points représentatifs de cette distillation ASTM D86 sont comme suit :

À 10% du volume distillé : $T(10) = 86^{\circ}\text{C}$

À 50% du volume distillé : $T(50) = 227^{\circ}\text{C}$

À 90% du volume distillé : $T(90) = 370^{\circ}\text{C}$

T_i : la température pour la quelle $i\%$ du produit a été distillé.

La distillation TBP voire annexe A.

V. 1.3 Bilan de valorisation des coupe lèges de brut cis :

Le schéma de valorisation utilises dans le cadre de la présente étude est comme suit :

Schema01 : Cs-80°C 80-165°C 165-250°C 250-320°C 320-380°C <380°C

Les rendements en coupes larges ont été calculés à partir des données de la distillation TBP,

Ces derniers sont donnés dans le tableau présenté ci-après :

V. 1.4 Bilan de valorisation des coupes leges du Pétrole Brut :

Le tableau présent le découpage du pétrole brut 1 effectué au laboratoire. Il montre que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 5.58% pour une température d'ébullition inférieur à 15.6°C ;
- Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 24.86% pour du naphta léger et 11.34% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 15.6 à 80°C et de 80 à 165 °C ;
- Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 18.17% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre 165 et 250 °C ;

Tableau15 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut

Co up es	Poids	Position sur pétrole brut	Volume(%)	Position sur pétrole brut
Légers C5 : < C5	4.32	00,00-4.32	5.58	00,00-5.58
Naphta légère : PI-80°C	9.53	4.32-13.85	11.34	5.58-16.92
Naphta Lourde : 80-165°C	23.16	13.85-37.01	24.86	16.92-41.78
Kérosène:165- 250	18.31	37.01-55.32	18.17	41.78-59.95
Gas-oils (Diesels): 250- 320°C	12.37	55.32-67.69	11.74	59.95-71.69
320-380°C	8.40	67.69-76.09	7.67	71.69-79.36
Résidus : 380 + °C	23.91	7.09-100.00	20.64	79.36-100,00

Le tableau présent le découpage du pétrole brut 1 effectué au laboratoire. Il montre que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 5.58% pour une température d'ébullition inférieur à 15.6°C ;
- Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 24.86% pour du naphta léger et 11.34% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 15.6 à 80°C et de 80 à 165 °C ;
- Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 18.17% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre 165 et 250 °C ;
- Une fraction de type gasoil comprenant du gasoil léger et du gasoil lourd avec un pourcentage en volume de 11.74% pour du gasoil léger et 7.67% pour du gasoil lourd ayant un intervalle de température respectivement de 250 à 320°C et de 320à 380 °C ;
- Un résidu ayant un rendement en volume de 20.64% pour une température d'ébullition égal à 380 °C et plus ;
- D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut contient un bon rendement en coupes légères plus particulièrement l'essence ce qui le classe parmi les pétroles légers.

V. 2. Le brut de centre industriel nord abdelrahmane naili CINA

V. 2.1 Résultat d'analyse préliminaire de brut CINA :

Tableau16 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut centre industriel sud CINA

Caractéristique cina		Résultats
Masse volumique à 20°C	g/cm ³	0,7978
Masse volumique à 15°C	g/cm ³	0,8015
Specific gravity 60/60°F		0,8022
°API		44,87
Tension de vapeur Reid à 37.8°C (100°F)	kg/cm ²	0,594
viscosité cinématique en Cst à:		
20.0°C/ 68°F	cSt	2,324
37.8°C/ 100°F	cSt	1,996
Point d'éclair, vase fermé,	°C	<-3.9
Point de congélation,	°C	-39
Point d'écoulement,	°C	-36
Indice d'acidité,	mg Koh/g	0,5
teneur en eau par extraction,	% vol	nulle
teneur en eau et sédiment BSW,	% vol	TND
teneur en soufre par RX,	%Pds	0,1
teneur en asphaltènes,	%Pds	<0.05
teneur en résidu de carbone-méthode micro,	%Pds	1,8
teneur en mercure,	µg/l	7,52
teneur en paraffine,	%Pds	1,1
Facteur de caractérisation,	KUOP	11,89
Poids moléculaire,	g/mole	225
pouvoir calorifique supérieur,	Kcal/Kg	11045

Commentaire :

D'après les résultats obtenus nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts légers ($d_{15}^4 < 0.828$) présentant une densité de 0.8022 à 15 °C.

Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation ($Kuop = 11.89$) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes à tendance paraffinique, cette tendance est confirmée par son bas point de congélation ($< -12^{\circ}\text{C}$).

Il s'agit d'un brut caractérisé par la faible teneur en soufre ($< 0,5\%$), ainsi qu'une faible présence d'eau et sédiment (Nulle), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport.

Sa valeur de viscosité à 20°C ($2,324 \text{ cSt}$), les valeurs de TVR (0.594 Kg/cm^2), et le point d'éclair ($< -3,9^{\circ}\text{C}$) mesurées, permettent de faciliter son transport et sa pompabilité, les deux derniers paramètres reflètent une présence de légers Sa teneur en paraffine est de ($1,10\% \text{ Pds}$) Il s'agit donc d'un pétrole brut Peu paraffinique ($< 1.5\%$).

Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important 11045 Kcal/Kg permettant ainsi une meilleure combustion des produits pétroliers.

V. 2.2 Distillation ASTM de brut cis :

Tableau17 : Données analytique de la distillation ASTM D86 du pétrole brut CINA

CINA	
Pourcentage Distillé	Température, °C
point initial	35
05 % vol	55
10 "	72
20 "	107
30 "	145
40 "	175
50 "	212
60 "	255
70 "	288
80 "	315
90 "	344
95 "	351
point final, °C	353
distillat % vol	96
Résidu "	COKE
pertes "	/

La distillation ASTM D86 est caractérisée par deux points, le point initial et le point final, la valeur du point initial de cette distillation correspond à 35°C reflète une proportion assez importante en hydrocarbures légers tandis que celle du point final 353°C correspond au pourcentage totale distillé de 96% de la charge initial montre que le pétrole brut contient une quantité variable en produits lourds.

La courbe de distillation ASTM D86 du pétrole brute de CIS représente le pourcentage volumique de distillat en fonction de la température d'ébullition.

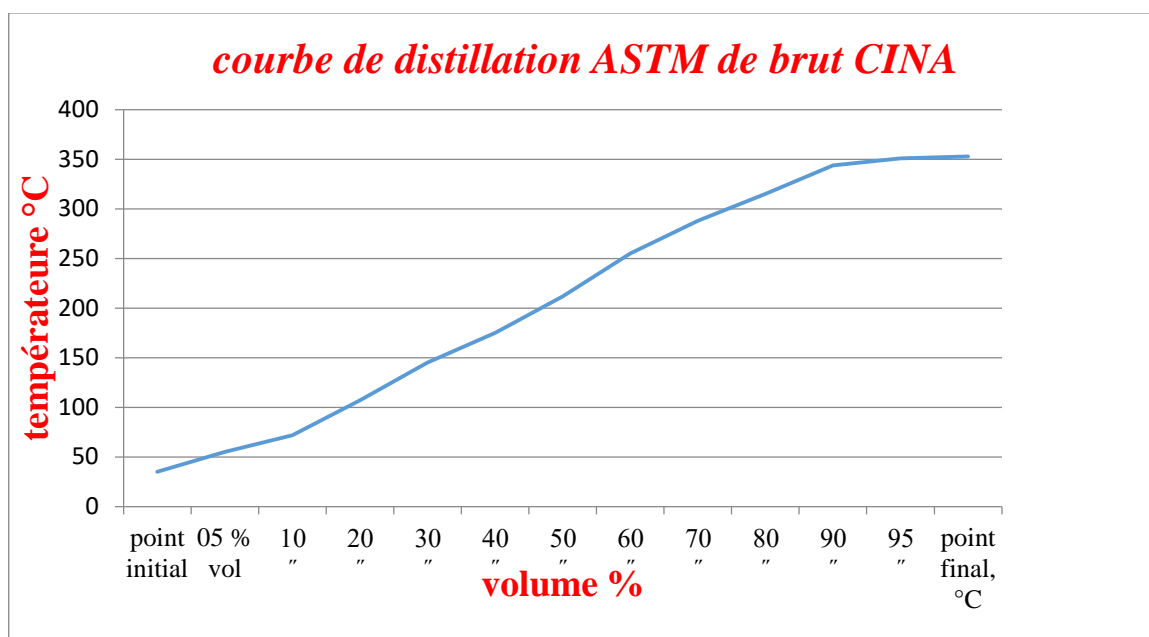


Figure V.02 : Courbe de distillation ASTM D86 du Brut CINA

Le pourcentage volumique augmente en fonction de la température d'ébullition, car les forces intermoléculaires agissent entre les molécules. Plus les molécules sont grandes, plus les forces intermoléculaires sont élevées ; les molécules plus petites possèdent des forces intermoléculaires plus faibles, donc il faudra moins d'énergie pour les séparer et les transformer en gaz, donc point d'ébullition plus faible et vice versa.

Les points représentatifs de cette distillation ASTM D86 sont comme suit :

À 10% du volume distillé : $T(10) = 72^{\circ}\text{C}$

À 50% du volume distillé : $T(50) = 212^{\circ}\text{C}$

À 90% du volume distillé : $T(90) = 344^{\circ}\text{C}$

T_i : la température pour laquelle $i\%$ du produit a été distillé.

La distillation TBP voir annexe A

V. 2.3 Bilan de valorisation des coupes légères de brut CINA

Le schéma de valorisation utilisé dans le cadre de la présente étude est comme suit :

Schema01 :
Cs-80°C
80-165°C
165-250°C
250-320°C
320-380°C
380+°C

Les rendements en coupes larges ont été calculés à partir des données de la distillation TBP,

Ces derniers sont donnés dans le tableau présenté ci-après :

V. 2.4 Bilan de valorisation des coupes leges du Pétrole Brut :

Le tableau 18 présent le découpage du pétrole brut 1 effectué au laboratoire. Il montre que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 3.34% pour une température d'ébullition inférieur à 15°C ;
- Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 26.42% pour du naphta léger et 10.09% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 15 à 80°C et de 80 à 165 °C ;
- Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 20.33% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre 165 et 250 °C ;
- Une fraction de type gasoil comprenant du gasoil léger et du gasoil lourd avec un pourcentage en volume de 13.49% pour du gasoil léger et 8.60% pour du gasoil lourd ayant un intervalle de température respectivement de 250 à 320°C et de 320à 380 °C ;
- Un résidu ayant un rendement en volume de 17.73% pour une température d'ébullition égal à 380 °C et plus ;

D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut contient un bon rendement en coupes légères plus particulièrement l'essence ce qui le classe parmi les pétroles légers.

Tableau 18 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut

Coupes	Poids	Position surpétrole brut	%volume	Position surpétrole brut
Légers C5 : < C5	2,65	00,00-2,56	3,34	00,00-3,34
Naphta légère : PI-80°C	8,37	2,56-10,93	10,09	3,34-13,43
Naphta Lourde : 80-165°C	24,36	10,93-35,29	26,42	13,43-39,85
Kérosène : 165-250	20,46	35,29-55,75	20,33	39,85-60,18
Gas-oils (Diesels) : 250-320°C	14,27	55,75-70,02	13,49	60,18-73,67
320-380°C	9,43	70,02-79,45	8,60	73,67-82,27
Résidus : 380 + °C	20,55	79,45-100,00	17,73	82,27-100,00

V. 3. Le brute de tigeuntourine :

V. 3.1 Résultats des analyses préliminaires du pétrole brut tigeuntourine :

D'après les résultats obtenus nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts ($d_4^{15} < 0.828$) présentant une densité de 0.8063 à 15 °C.

Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation ($K_{uop} = 12.3$) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes à tendance paraffinique, cette tendance est confirmée par son bas point de congélation ($< -12^\circ\text{C}$).

Il s'agit d'un brut caractérisé par la faible teneur en soufre ($< 0,5\%$), ainsi qu'une faible présence d'eau et sédiment (Nulle), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport.

Tableau 19 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut tigeuntourine.

Caractéristique tigeuntourine		Résultats
Masse volumique à 20°C	g/cm ²	0,8025
Mase volumique à 15°C	g/cm ²	0,8063
Specificgravity 60/60°F		0,8071
°API		43,8
Tension de vapeur reid à 37.8°C (100°F)	mm hg	250
	Psi	4,84
	Kpa	33,4
viscosité cinématique en Cst à:		
37.8°C/ 100°F		2,963
cSt		
Point d'éclair, vase fermé,	°C	<-8
Point de congélation,	°C	-12
Point d'écoulement,	°C	-9
Indice d'acidité,	mg Koh/g	1,65
teneur en eau par extraction,	% vol	nulle
teuneur en eau et sédiment BSW,	% vol	TND
teneur en soufre par RX,	%Pds	0,0214
teneur en asphaltènes,	%Pds	0,081
teneur en résidu de carbone-methode micro,	%Pds	0,488
teneur en marcure,	ppd	17,13
teneur en paraffine,	%Pds	1,43
Facteur de caractérisation,	KUOP	12,3
pouvoir calorifique inferieur,	Kcal/Kg	10296,6
pouvoir calorifique supérieur,	Kcal/Kg	11074

Sa valeur de viscosité à 20°C (2,963 cSt), les valeurs de TVR (33,4KPa), et le point d'éclair (<-4,9 °C) mesurées, permettent de faciliter son transport et sa pompabilité, les deux derniers paramètres reflètent une présence de légers

Sa teneur en paraffine est de (1,43%Pds) Il s'agit donc d'un pétrole brut Peu paraffinique (<1.5%).

Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important 11074 Kcal/Kg permettant ainsi une

meilleure

V. 3.2 .Bilan de valorisation des coupes larges :

Le tableau 20 présent le découpage du pétrole brut 1 effectué au laboratoire. Il montre que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 1.6% pour une température d'ébullition inférieur à 15.6°C ;
- Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 22.3% pour du naphta léger et 7.1% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 15.6 à 80°C et de 80 à 165 °C ;
- Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 29.7% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre 165 et 250 °C ;
- Une fraction de type gasoil comprenant du gasoil léger et du gasoil lourd avec un pourcentage en volume de 14.6% pour du gasoil léger et 9.3% pour du gasoil lourd ayant un intervalle de température respectivement de 250 à 320°C et de 320 à 380 °C ;

Tableau 20 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut de tigeuntourine.

Coupes	Poids	Position sur pétrole brut	%volume	Position sur pétrole brut
<u>Légers C5 :</u> -< C5	1.2	0.0 -1.2	1.6	0.0-1.6
<u>Naphta légère :</u> PI-80°C	5.8	1.2-7.0	7.1	1.6-8.7
<u>Naphta lourde:</u> 80-165°C	20.6	7.0-27.6	22.6	8.7-31.3
<u>Naphta totale :</u> Pi-165°C	26.4	1.2-27.6	29.7	1.6-31.3
<u>Kérosène :</u> 165-250°C	20.3	27.6-47.9	20.4	31.3-51.7
<u>Gas-oils léger :</u> 250-320°C	14.9	47.9-62.8	14.6	51.7-66.3
<u>Gas-oils lourd :</u> 320-380°C	9.9	62.8-72.7	9.3	66.3-75.6
<u>Gas-oils total :</u> 250-380°C	24.8	47.9-72.7	23.9	51.7-75.6
	28	47.9-75.9	26.9	51.7-78.6
<u>Fuel :</u> 380-580 °C	21.5	72.7-94.2	19.6	75.6-95.2
<u>Résidus:</u> 380+°C	27.3	72.7-100	24.4	75.6-100
400+°C	24.1	75.9-100	21.4	78.6-100
580+°C	5.8	94.2-100	4.8	95.2-100

- Un résidu ayant un rendement en volume de 4.8% pour une température d'ébullition égal à 380 à 580 °C et plus ;

- D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut contient un bon rendement en coupes légères plus particulièrement l'essence ce qui le classe parmi les pétroles légers.

V. 4. Le brut de EDJELLET :

V. 4.1 Résultats des analyses préliminaires du pétrole de EDJELLET:

D'après les résultats obtenus nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts moyen ($0.828 < d_{15} < 0.875$) présentant une densité de 0.8623 à 15 °C.

Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation ($Kuop = 12.00$) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes à tendance paraffiniez, cette tendance est confirmée par son bas point de congélation ($< -24^{\circ}C$).

La valeur de viscosité à 37.8°C (9.675 cSt), les valeurs de TVR (17.1 KPa), et le point d'éclair ($< -8.1^{\circ}C$) mesurées, permettent de faciliter son transport et sa pompabilité, les deux derniers paramètres reflètent une présence de légers.

Il s'agit d'un brut caractérisé par la faible teneur en soufre $< 0,5\%$ (0.0703% Pds), ainsi qu'une faible présence d'eau et sédiment (0.1% Vol), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport.

Sa teneur en paraffine est de (2.33% Pds) Il s'agit donc d'un pétrole brut Peu paraffinique (entre 1.5-6%).

Ce minerai a un pouvoir calorifique assez élevé de 11025 Kcal / Kg, ce qui permet une moindre combustion des produits pétroliers.

Tableau 21 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut d'EDJELLET.

Caractéristiques		Résultats
Masse volumique à 20°C, g/cm ³		0,858
Masse volumique à 15°C, g/cm ³		7
Specific gravity 60/60°F		0,862
°API		3
		0.863
		1
		32.4
Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), KPa		17.1
Viscosité cinématique en cSt à :		9.675
▪ 37,8°C /100°F	cSt	
Point d'éclair, Vase fermé,	°C	< -8.1
Point de congélation,	°C	-24
Point d'écoulement,	°C	-21
Indice d'acidité	mgKOH/g	1.37
Teneur en eau par extraction,	% Vol	Nulle
Teneur en eau et sédiment BSW,	% Vol	0.1
Teneur en soufre par RX,	% Pds	0.070
		3
Teneur en asphaltènes,	% Pds	
Teneur en mercure,	µg/l	0.02
Teneur en paraffine,	% Pds	1.04
		2.33
Facteur de caractérisation,	KUOP	
Pouvoir Calorifique Supérieur	Kcal/Kg	12,00
Pouvoir Calorifique Inferieur	Kcal/Kg	1017
		4.5
		10174.0

V. 4.2 Bilan de valorisation des coupes larges

Le tableau 21 présent le découpage du pétrole brut 1 effectué au laboratoire. Il montre que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 0.4% pour une température d'ébullition inférieur à 15°C ;
- Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 13.8% pour du naphta léger et 1.5% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 15.6 à 80°C et de 80 à 165 °C ;

- Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 29.8% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre 165 et 250 °C ;
- Une fraction de type gasoil comprenant du gasoil léger et du gasoil lourd avec un pourcentage en volume de 45.3% pour du gasoil léger et 57.2% pour du gasoil lourd ayant un intervalle de température respectivement de 250 à 320°C et de 320 à 380 °C ;
- Un résidu ayant un rendement en volume de 8.2% pour une température d'ébullition égal à 380 à 580 °C et plus ;

D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut contient un bon rendement en coupes légères plus particulièrement l'essence ce qui le classe parmi les pétroles légers.

Tableau 22 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut d'EDJELLET.

Coupes	Poids	Position sur pétrole brut	%volume	Position sur pétrole brut
Légers C5 : -< C5	0.4	0.0 -0.4	0.4	0.0-0.4
Naphta légère : PI-80°C	0.9	0.4-1.3	1.5	0.4-1.5
Naphta lourde: 80-165°C	11.0	1.3-12.3	13.8	1.5-13.8
Naphta totale : Pi-165°C	11.9	0.4-12.3	13.4	0.4-13.8
Kérosène : 165-250°C	15.3	12.3-27.6	29.8	13.8-29.8
Gas-oils léger : 250-320°C	15.3	27.6-42.9	45.3	29.8-45.3
Gas-oils lourd : 320-380°C	11.9	42.9-54.8	57.2	45.3-57.2
Gas-oils total : 250-380°C	27.2	27.6-54.8	27.4	29.8-57.2
	31.4	27.6-59	31.6	29.8-61.4
Fuel : 380-580 °C	35.9	54.8-90	34.6	57.2-91.8
Résidus: 380+°C	45.2	54.8-100	42.8	57.2-100
400+°C	41.0	59-100	38.6	61.4-100
580+°C	9.3	90.7-100	8.2	91.8-100

V. 5. La comparaisons des brut d'après les résultats obtenus :

V. 5.1 Les caractéristiques physico-chimiques de pétrole

Tableau23 :les caractéristiques comparative de 4brut
CIS/CINA/TIGEUNTOURINE/EDJELLET.

		Hassi massoud		in aminos	
		CIS	CINA	Tiguentourine	Edjellet
TVR		0.742	0.594	33.4	17.1
Sanilites		36	29	/	/
Densité		0.8	0.8015	0.8063	0.8623
BSW		<0,05	TND	TND	0.1
DISTILLATION	GPL	5.58	3.34	1.6	0.4
	Napheta	36.2	36.51	29.7	13.4
	Kéroséne	18.17	20.33	20.4	29.8
	Gazoil	19.41	22.54	23.9	27.4
	Feul	/	/	19.6	34.6
	Residu	20.64	17.37	4.8	8.2

V. 5.2 Analyse de tension de vapeur reid TVR :

A partir de (tableau 22) on a la figure suivants :

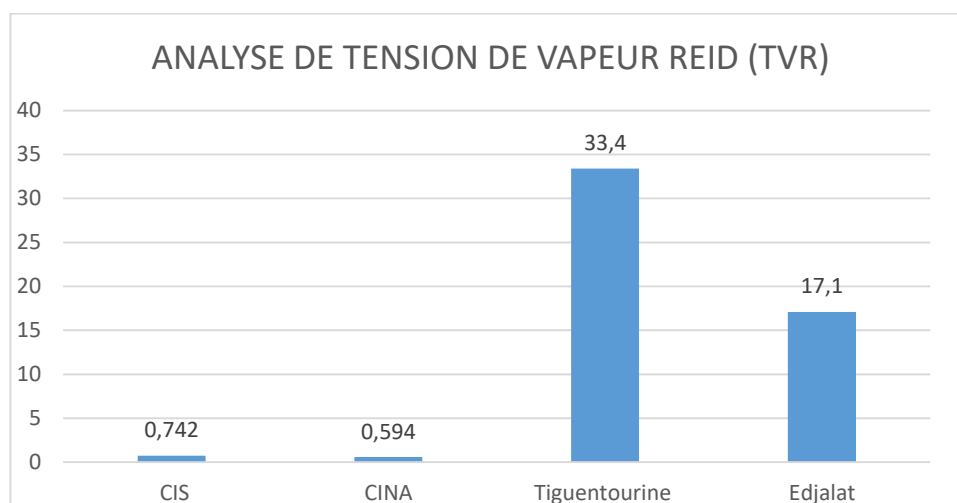


Figure V.03 : les résultat de tension de vapeur Reid

- Brut CENTRE INDUSTRIEL SUD CIS : il se caractérise un faible valeur de tvr 0.742 KPS
- Brut de CINA : il se caractérise un faible valeur de tvr 0.594 KPS
- Brute de TIGEUNTOURINE : il se caractérise une haute valeur de tvr 33.4 KPS

- Brute de EDJELLET : il se caractérise une haute valeur de tvr 17.1 KPS

On observe que le brut de TIGEUNTOURINE plus gazeuse que les 3 autre brut car il contient un teneur en produits très légers qui n'est pas sécurises au cours du transport, ainsi que il existe des pertes au stockage et la volatilité des essences.

V. 5.3 Analyse de masse volumique du brut densité :

A partir de (tableau 22) on a la figure suivants :

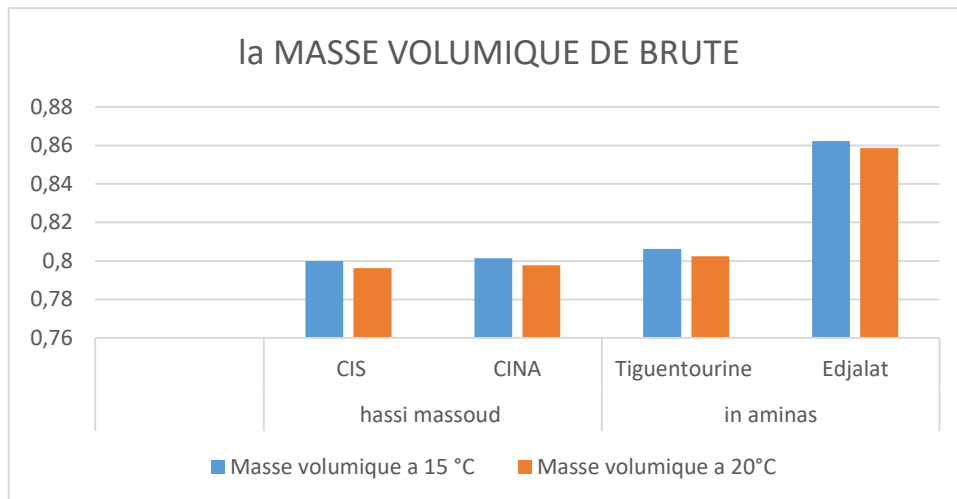


Figure V.04 : la masse volumique de 4 brut .

- Brut CENTRE INDUSTRIEL SUD CIS : il se caractérise une vailleur de $d_4^{15}=0.800$
- Brut de CINA : il se caractérise un faible valeur $d_4^{15}= 0.8016$
- Brute de TIGEUNTOURINE : il se caractérise une valeur de $d_4^{15}=0.8063$
- Brute de EDJELLET : il se caractérise une haute valeur de $d_4^{15}=0.8623$

Donc le brut de EDJELLET est un peu lourd que les autre 3 brut est class é dans le pétrole moyenne tell que le brut de CIS/CINA/TIGEUNTOURINE sont classé dans le pétrole léger.

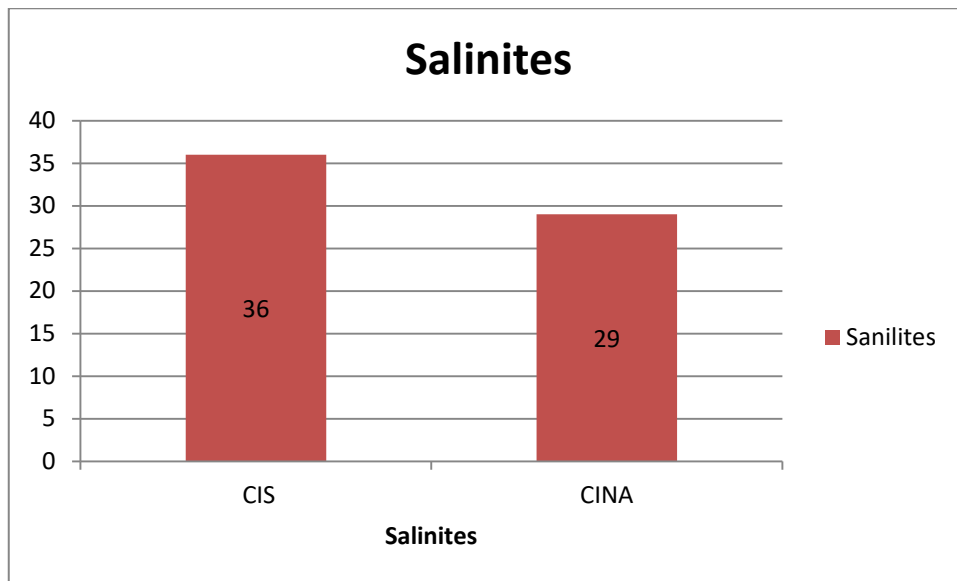
V. 5.4 Analyse de salinités :

Figure V.05 : résultat d'analyse de salinités.

On n'a pas les valeurs de salinités des bruts de TIGEUNTOURINE et de EDJELLET.

On observe que le brut de CIS est un peu saliné que de CINA avec une différence de 7 ml.

Il y a donc un risque de corrosion et de contamination d'équipement

V. 5.5 Analyse de teneur en eau et sédiments BSW :

À partir de (tableau 22) on a :

Brut de CIS : on observe une valeur de <0.05%

Brut de CINA et TIGEUNTOURINE : une valeur de TND

Brut de EDJELLET : on observe un pourcentage plus augmenté que les trois bruts avec 0.1%.

V. 5.6 La distillation TBP des bruts :

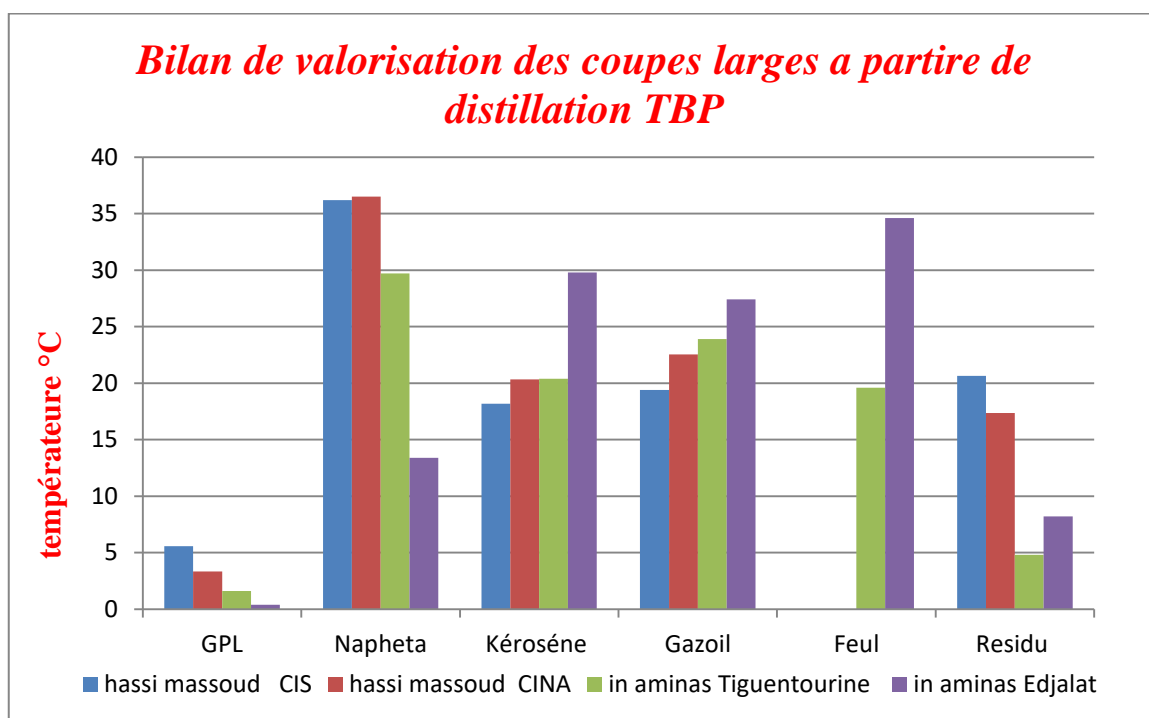


Figure V.06 : analyse de distillation TBP des 4 brut.

Brut de cis : il caractérise par une grande présence de GPL et NAPHET et RESIDU, est avec un faible présence de Kérosène, GAZOIL , est nulle de Fuel . Donc le brut de CIS est le plus léger et riche en GPL et NAPHETS.

Brut de CINA : il caractérise par un grand présence NAOHETA ,avec un moyenne présence de Kérosène et Gaz-oil , faible présence de GPL RESIDU et nulle de fuel .donc le brut de CINA est riche en NAPHETA.

Brut de TIGEUNTOURINE : il caractérise par un grand présence de NAPHETA et Kérosène , tel que la présence de FEUL ET GAS-OIL est moyenne, avec un pauvre présence de GPL et residu . donc e brut de tigeuntourine est riche en napheta et kérosène.

Brute de EDJELLET : il caractérise par un grand présence de FEUL et GAZ-OIL et Kérosène , tel que la présencede residu est moyenne, avec un pauvre présence de GPL . donc le brut de EDJELLET est riche en FEUL et kérosène et GAZ-oil.

V. 5.7 Analyse de Teneur en éléments métalliques dans les 4 pétroles bruts :

Tableau 24 : Teneur en éléments métalliques dans les 4 pétroles bruts.

		CIS	CINA	TIGUENTOURIN E	EDJALAT
Usures	fe	0,3	0,2	0,1	0,1
	Cr	0,1	0,2	0,2	0,0
	Pb	1,1	2,5	2,5	1,5
	Cu	0,1	0,1	0,1	0,1
	Sn	0,0	0,0	0,0	0,0
	Al	0,4	0,3	0,1	0,0

	Ni	0,1	0,9	0,7	1,3
	Ag	0,3	0,3	0,2	0,1
	Mo	1,0	1,6	0,3	0,2
	Ti	0,0	0,0	0,0	0,0
	V	0,5	1,3	1,0	2,3
DOPANTS	B	0,1	0,1	0,1	0,0
	Mg	0,1	0,0	0,0	0,0
	Ca	0,0	0,0	0,1	0,0
	Zn	0,2	0,3	0,2	0,6
pollaunts	Si	0,4	0,4	1,2	1,5
	Na	0,2	0,5	3,2	1,2

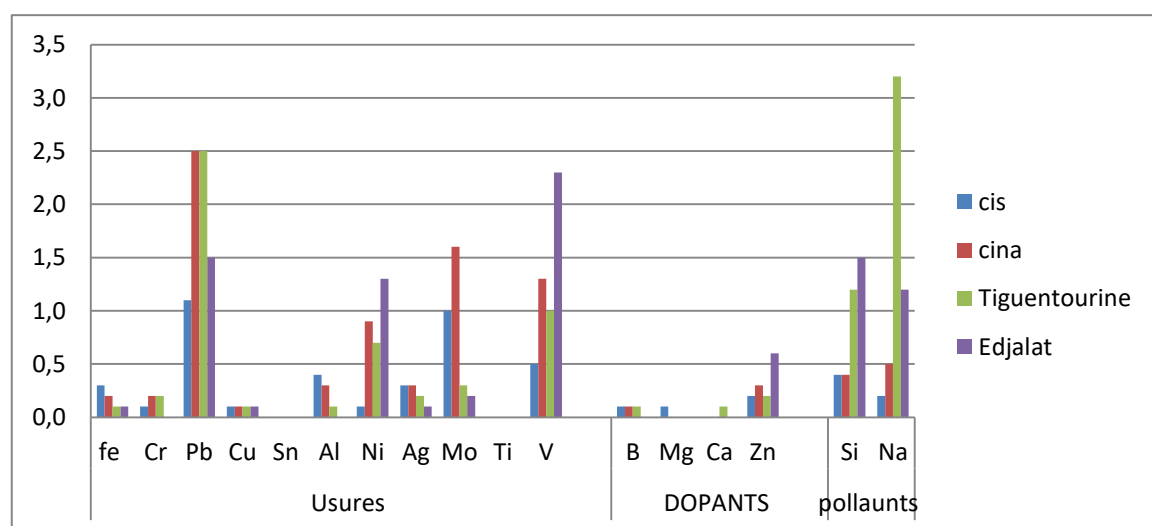


Figure V.07 : Teneur en éléments métalliques dans les 4 pétroles bruts

Brut CIS : il se caractérise par la faible présence des métaux, il n’y aura donc pas de risque de corrosion et de contamination d’équipements.

Brut cina : il est caractérisé par la présence des métaux en grand quantité tel que la vanadium , le plomb, le nicke , le silicium ,le molybdène , ainsi que le sodium, il y aura donc un risque de corrosion et contamination d’équipement

Brut TIGEUNTOURINE : il se caractérise par la présence des métaux en moyenne quantité, telle que présence du plomb, du nickel ;et le vanadium ,mais le silicium , et sodium en grand quantité, il y aura donc une corrosion et une contamination d’équipement engendré par ces sels.

Brut de EDJELLET : il est caractérisé par la présence des métaux en grand quantité tel que le plomb , le plomb, le nickel, le vanadium , , ainsi que le sodium et le silicium , il y aura donc un risque de corrosion et contamination d’équipement.

V. 5.8 Analyse de composition massique de pétrole :

D'après **annexe A** on observe que le brut de **Tigeuntourine** est plus riche au solvant que **Edjellet**.

V. 6. Conclusion :

Les travaux présentés dans cette étude ont permis de répondre en grande partie à notre objectif général, qui était de voir comparer entre quatre champs pétroliers de deux différentes wilayas.

L'étude réalisée sur les bruts nous a permis de sélectionner le brut de **EDJELLET** comme un pétrole répondant aux caractéristiques du Sahara Blend.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Au cours de ce travail, nous avons valorisé les résultats appliqués dans le but d'analyser le pétrole brut des champs de Hassi Messaoud et d'Ain Amenas. De notre point de vue sur les propriétés physiques du pétrole brut on constate que :

- il caractérise par une grande présence de gpl et naphet et residu, est avec un faible présence de kérosène, gazoil , est nulle de fuel . donc le brut de cis est le plus léger et riche en gpl et naphets parpour de cina qui est faible gpl et residu , riche en napheta.
- le pétrole de Hassi Messaoud est de qualité légère à faible densité donc moins visqueux, une faible teneur en soufre, et un bon rendement dans les opérations de coupe légère, notamment l'essence.
- le brut de Edjellet est un peu lourd que les autre trois brut est class e parmi les pétrole moyenne tell que le brut de cis/cina/tigeuntourine qui est léger .
- il caractérise par un grand présence de feul et gaz-oilet kérosène , tel que la présencede residu est moyenne, avec un pauvre présence de gpl, donc le brut de edjellet est riche en feul et kérosène et gaz-oil.
- le brut de tigeuntourine plus gazeuse que les trois autre brut car il contient un teneur en produits très légers qui n'est pas sécurises au cours du transport, ainsi que il existe des pertes au stockage et la volatilité des essences.

enfin, on peut dire de manière générale que chaque pétrole se distingue des autres selon un ensemble de propriétés physico-chimiques qui déterminent la nature du type et, par conséquent, sa qualité et son efficacité.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Bibliographie :

- [1].DESCRIPTION DU PROCEDE DE L'UNITE GPL-1/SONTRACH, devisions production, direction régionale, hassi massoud , direction exploitation..
- [2]. Baraket M, es essais normalisés de la Qualités des produits ,projet professionnel de fin de formation pour l'obtenue diplôme de Ingénieurs de Exploitation, *institut algérien du petrole IAP*,période du 2015/2016.
- [3].ALI OUAR MED ELAMINE , l'unités de gaz pétrolière liquéfié GPL-2,rapport de stage d'étude l'obtenue diplôme de technicien Exploitation, *institut algérien du petrole IAP*,période du 2014/2015.
- [4].Mémoire anoire
- [5].Djabaaïli M, DOUCHA A , l'étude de l'unité de traitement sud /cis hassi massoud, rapport de stage pour l'obtenue diplôme technicien supérieure , branche hydrocarbures, 2016
- [6].saidi ghiles, rapport de stage fine de cycle , faculté de hydrocarbure et de la chimie , université de boumerdés ,2013/2014.
- [7].DESCRIPTION DU PROCEDE DE L'UNITE De L'unité De Traitement De Brut Sud UTBS /SONTRACH, devisions production, direction régionale, hassi massoud , direction exploitation.
- [8]. Merabet Somia, Description du Parc de Stockage de brut stabilisé de l'unité Traitement Nord Complexe Industriel CINA Hassi-Messaoud, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme de technicien spécialisé en exploitation, *institut algérien du petrole IAP*,2017.
- [9]. DESCRIPTION DU la nouvelle raffinerie RHM2 /SONTRACH, devisions production, direction régionale, hassi massoud , direction exploitation.
- [10]. Hicham E., Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide ortho phosphorique par un antibiotique organique, Mémoire d'Etudes Supérieures Approfondies, Université de Oujda (Maroc), 2000.
- [11]. Techniques nouvelles pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz (Les). Tome 1 Volume 1. Editions TECHNIP, 1979 ; page 14 (13)
- [12]. FEIA Islem.OKBA Mohammed Nadjib ; Amélioration de la teneur en précurseurs d'aromatiques de la NAPHTA B au niveau du splitter de l'unité Topping de la raffinerie de SKIKDA RA1/K ; 01/06/2015.(7)
- [13]. <http://www.connaissancedesenergies.org/en-dehors-du-transport-quels-sont-les-autresusages-du-petrole>.
- [14]. <http://www.yumpu.com/fr/document/view/31132105/sahara-blend-amp-produitsdacrivacs-ministare-de-lacnergie-et-des-mines>.
- [15]. Jean-Pierre WUAQUAIER, le raffinage du pétrole tome 2, 1994 édition Technip
- [16]./https://www.actuenvironnement.com/ae/dictionnaire_environnement/diffinition/gaz_d_e_pétrole_liquifié_glp.php4.
- [17]. ENSPM formation Industrie-IFP training (2004), le pétrole, édition d'IFP, Paris
- [18]M. Di Benedetto, LES METAUX LOURDS, " Génie des Procédés", centre SPIN, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne
- [19]. [www .Technique-de-l'ingénieur.com](http://www.Technique-de-l'ingénieur.com).

Références bibliographiques

- [20].https://www.actuenvironnement.com/ae/dictionnaire_environnement/definition/mercure_hg.php4.
- [21] . S.M.Wilhelm and N, Bloom.Fuel Processing Technology. Elsevier, 2000.
- [22] . C.Wolff « Viscosité», Technique de L'ingénieur, (1982).
- [23] . Jérémy Laxalde. Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie vibrationnelle .Chimie théorique et/ou physique. Université des Sciences et Technologie de Lille - Lille I, 2012. Française
- [24] . M.KENAOUI ET DIDAOUI, construction a l'étude de fractionnement et caractérisation d'un pétrole brut algérien :

Annexes



TELECOPIE DE RESULTATS

Tableau 3 : Données de la distillation TBP « TRUE BOILING POINT » du pétrole brut prélevé au niveau du centre CINA

Fractions N°	Température en °C à 760 mmHg	% Poids	% Poids Cumulés	Densité à 20°C, g/cm ³	Densité à 15°C, g/cm ³	%Volume	%Volumés Cumulés	Indice de Réfraction à 20°C	KUOP
Légers C5-	< Pi=15,0°C	2,56	2,56	*	*	3,34	3,34	-	-
1	PI-65	5,12	7,68	0,6424	0,6473	6,34	9,68	1,3741	12,75
2	65-70	0,94	8,62	0,6887	0,6933	1,09	10,77	1,3810	12,24
3	70-75	1,04	9,66	0,6897	0,6943	1,20	11,97	1,3896	12,28
4	75-80	1,27	10,93	0,6937	0,6983	1,46	13,43	1,3923	12,27
5	80-85	1,03	11,96	0,6988	0,7034	1,17	14,60	1,3945	12,24
6	85-90	1,75	13,71	0,7074	0,7120	1,97	16,57	1,3990	12,15
7	90-95	1,94	15,65	0,7083	0,7128	2,18	18,76	1,3994	12,19
8	95-100	1,44	17,09	0,7176	0,7223	1,60	20,36	1,4045	12,09
9	100-105	1,35	18,44	0,7277	0,7224	1,50	21,85	1,4090	12,14
10	105-110	1,31	19,75	0,7279	0,7226	1,45	23,31	1,4092	12,19
11	110-115	1,85	21,6	0,7280	0,7227	2,05	25,36	1,4098	12,24
12	115-120	1,24	22,84	0,7300	0,7345	1,35	26,71	1,4106	12,10
13	120-125	1,75	24,59	0,7369	0,7413	1,89	28,61	1,4142	12,04
14	125-130	1,34	25,93	0,7488	0,7532	1,43	30,03	1,4236	11,89
15	130-135	1,41	27,34	0,7555	0,7599	1,49	31,52	1,4247	11,84
16	135-140	1,22	28,56	0,7560	0,7604	1,29	32,81	1,4234	11,88
17	140-145	1,41	29,97	0,7623	0,7367	1,53	34,34	1,4271	12,31
18	145-150	1,35	31,32	0,7669	0,7712	1,40	35,75	1,4315	11,81
19	150-155	1,28	32,6	0,7684	0,7726	1,33	37,08	1,4322	11,83
20	155-160	1,14	33,74	0,7705	0,7747	1,18	38,26	1,4337	11,85
21	160-165	1,55	35,29	0,7773	0,7812	1,59	39,85	1,4359	11,79
22	165-170	1,53	36,82	0,7778	0,7817	1,57	41,42	1,4365	11,83
23	170-175	1,28	38,1	0,7780	0,7819	1,31	42,73	1,4374	11,87
24	175-180	1,12	39,22	0,7822	0,7859	1,14	43,87	1,4384	11,86
25	180-185	0,74	39,96	0,7871	0,7908	0,75	44,62	1,4410	11,83
26	185-190	1,38	41,34	0,7876	0,7913	1,40	46,02	1,4412	11,86
27	190-195	0,82	42,16	0,7880	0,7917	0,83	46,85	1,4419	11,90
28	195-200	1,39	43,55	0,7941	0,7977	1,40	48,25	1,4448	11,85
29	200-205	1,08	44,63	0,7952	0,7988	1,08	49,33	1,4462	11,88
30	205-210	0,94	45,57	0,8029	0,8065	0,93	50,27	1,4504	11,80
31	210-215	0,83	46,4	0,8030	0,8066	0,83	51,09	1,4505	11,84
32	215-220	2,25	48,65	0,8116	0,8152	2,21	53,31	1,4536	11,76
33	220-230	2,72	51,37	0,8184	0,8219	2,65	55,96	1,4581	11,72

 سوناطراك sonatrach DLAB	<h1 style="margin: 0;">TELECOPIE DE RESULTATS</h1>	 Laboratoire accrédité N° : 1-2-035 Portée disponible sur www.algerac.dz Version : 08
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 3 : Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole brut provenant du champ de TIGUENTOURINE

N° Fractions	Température en °C à 760 mm Hg	%	%	*Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	*Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	%	%	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
		Poids	Poids cumulés			Volume	Volumes cumulés		
Légers C ₅	<15	1,2	1,2	(^a)	(^a)	1,6	1,6	-	-
1	15 - 65	3,8	5,0	0,6464	0,6513	4,8	6,4	1,3682	12,67
2	65 - 70	0,8	5,8	0,6752	0,6800	0,9	7,3	1,3816	12,48
3	70 - 75	0,7	6,5	0,6847	0,6894	0,8	8,1	1,3858	12,37
4	75 - 80	0,5	7,0	0,6925	0,6972	0,6	8,7	1,3897	12,29
5	80 - 85	0,6	7,6	0,6985	0,7032	0,7	9,4	1,3927	12,24
6	85 - 90	1,0	8,6	0,7036	0,7083	1,1	10,5	1,3954	12,21
7	90 - 95	1,2	9,8	0,7119	0,7165	1,3	11,8	1,3997	12,13
8	95 - 100	1,3	11,1	0,7202	0,7248	1,4	13,2	1,4041	12,04
9	100 - 105	1,2	12,3	0,7243	0,7289	1,3	14,5	1,4062	12,03
10	105 - 110	1,1	13,4	0,7268	0,7314	1,2	15,7	1,4076	12,04
11	110 - 115	1,4	14,8	0,7287	0,7333	1,6	17,3	1,4088	12,06
12	115 - 120	1,0	15,8	0,7323	0,7369	1,1	18,4	1,4107	12,06
13	120 - 125	0,9	16,7	0,7359	0,7405	1,0	19,4	1,4133	12,05
14	125 - 130	1,6	18,3	0,743	0,7475	1,8	21,2	1,4175	11,99
15	130 - 135	1,2	19,5	0,7477	0,7522	1,3	22,5	1,4201	11,96
16	135 - 140	1,6	21,1	0,7503	0,7548	1,8	24,3	1,4215	11,97
17	140 - 145	1,4	22,5	0,7533	0,7578	1,5	25,8	1,4230	11,97
18	145 - 150	0,9	23,4	0,7564	0,7609	1,0	26,8	1,4247	11,97
19	150 - 155	1,5	24,9	0,7608	0,7653	1,6	28,4	1,4273	11,95
20	155 - 160	1,5	26,4	0,7644	0,7689	1,6	30,0	1,4293	11,94
21	160 - 165	1,2	27,6	0,7669	0,7713	1,3	31,3	1,4306	11,94
22	165 - 170	1,6	29,2	0,7691	0,7734	1,7	33,0	1,4318	11,96
23	170 - 175	1,2	30,4	0,7714	0,7757	1,2	34,2	1,4329	11,97
24	175 - 180	1,1	31,5	0,7735	0,7777	1,1	35,3	1,4339	11,98
25	180 - 185	1,0	32,5	0,7753	0,7794	1,0	36,3	1,4347	12,00
26	185 - 190	1,1	33,6	0,7774	0,7814	1,1	37,4	1,4357	12,01
27	190 - 195	1,1	34,7	0,7797	0,7836	1,1	38,5	1,4368	12,02
28	195 - 200	1,4	36,1	0,7821	0,7860	1,4	39,9	1,4380	12,03
29	200 - 205	1,3	37,4	0,7843	0,7881	1,3	41,2	1,4391	12,04
30	205 - 210	1,1	38,5	0,786	0,7898	1,1	42,3	1,4398	12,05
31	210 - 215	0,9	39,4	0,7881	0,7919	0,9	43,2	1,4409	12,06
32	215 - 220	1,1	40,5	0,7906	0,7944	1,1	44,3	1,4420	12,07
33	220 - 230	2,0	42,5	0,7986	0,8023	2,0	46,3	1,4458	12,01

« Seuls les résultats d'essai repéré par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation »

 سوناطراک sonatrach DLAB	<h1>TELECOPIE DE RESULTATS</h1>	 Laboratoire accrédité N° : 1-2-035 Portée disponible sur www.algerac.dz Version : 08
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 3: Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole brut provenant du champ de TIGUENTOURINE (suite)

N° Fractions	Température en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	*Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	*Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	% Volume	% Volumes cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
34	230 - 240	2,9	45,4	0,8018	0,8055	2,9	49,2	1,4479	12,04
35	240 - 250	2,5	47,9	0,8066	0,8103	2,5	51,7	1,4508	12,05
36	250 - 260	2,0	49,9	0,8107	0,8144	2,0	53,7	1,4530	12,06
37	260 - 270	2,0	51,9	0,814	0,8176	2,0	55,7	1,4548	12,09
38	270 - 280	2,9	54,8	0,8184	0,8220	2,8	58,5	1,4573	12,10
39	280 - 290	1,9	56,7	0,8209	0,8245	1,9	60,4	1,4585	12,14
40	290 - 300	2,3	59,0	0,8236	0,8272	2,2	62,6	1,4597	12,17
41	300 - 310	1,6	60,6	0,8263	0,8299	1,6	64,2	1,4608	12,20
42	310 - 320	2,2	62,8	0,8302	0,8338	2,1	66,3	1,4629	12,21
43	320 - 330	2,0	64,8	0,8349	0,8385	1,9	68,2	1,4655	12,21
44	330 - 340	1,8	66,6	0,8391	0,8426	1,7	69,9	1,4679	12,22
45	340 - 350	1,7	68,3	0,8426	0,8461	1,6	71,5	1,4701	12,24
46	350 - 360	1,1	69,4	0,8449	0,8484	1,0	72,5	1,4714	12,27
47	360 - 370	1,6	71,0	0,8474	0,8509	1,5	74,0	1,4727	12,30
48	370 - 380	1,7	72,7	0,8505	0,8540	1,6	75,6	1,4741	12,32
49	380 - 390	1,8	74,5	0,8598	0,8633	1,7	77,3	1,4772	12,24
50	390 - 400	1,4	75,9	0,8664	0,8699	1,3	78,6	1,4874	12,21
Résidu	400+	24,1	100,0	0,9029 (b)	0,9064 (b)	21,4	100,0	-	-

N.B.:

- La conversion des masses volumiques de 20 à 15 °C est effectuée selon les tables 53B de l'ASTM D1250-80.
- (a) : l'analyse chromatographique des légers C₅ n'a pas été réalisée par manque d'application pour la détermination de la composition des GPL.
- (b) : la masse volumique du résidu atmosphérique n'est pas effectuée sous couvert de l'accréditation.

« Seuls les résultats d'essai repéré par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation »

 <p>سوناتراش sonatrach DLAB</p>	<h1>TELECOPIE DE RESULTATS</h1>	 <p>Laboratoire accrédité N° : 1-2-035 Portée disponible sur www.algerac.dz Version : 08</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 5 : Composition massique du pétrole provenant du champ de TIGUENTOURINE

Constituants	% Massique
Méthane	0,001
Ethane	0,013
Propane	0,177
Iso- Butane	0,145
n-Butane	0,638
néo-Pentane	0,006
iso Pentane	0,772
n- Pentane	1,116
Hexanes	3,199
Benzène	0,086
Heptanes	5,345
Toluène	0,594
Octanes	7,027
Ethylbenzène	0,199
Méta et Para – Xylènes	0,970
Ortho-Xylène	0,379
Nonanes	5,135
Décanes	6,314
Undécanes	5,344
Dodécanes	5,148
Tridécanes	4,847
Tétradécanes	5,035
Pentadécanes	3,775
Héxadécanes	3,595
Héptadécanes	3,761
Octadécanes	3,031
Nonadécanes	2,601
Eicosanes	2,544
Heneicosanes	2,226
Dodacodanes	2,052
Tricosanes	1,845
Tétracosanes	1,858
Pentacosanes	1,255
Héxacosanes	1,871
Heptacosanes	1,361
Octacosanes	0,890
Nonacosanes	1,122
Triacotanes	1,176
Hentriacontanes	1,009
Dotriacontanes	0,935
Tritracontanes	0,880
Tétratriacosanes	0,757
Pentatriacosanes	0,685
Hexatriacosanes Plus	8,281
TOTAL	100.000

 <p>سوناطراك sonatrach DLAB</p>	<h1>TELECOPIE DE RESULTATS</h1>	 <p>ALGERAC Laboratoire accrédité N° : 1-2-035 Portée disponible sur www.algerac.dz Version : 08</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 5 : Composition massique du pétrole Provenant du champ de EDJELLET

Constituants	% Massique
Méthane	0.001
Ethane	0.009
Propane	0.021
Iso- Butane	0.022
n-Butane	0.034
néo-Pentane	0.000
iso Pentane	0.097
n- Pentane	0.069
Hexanes	0.458
Benzène	0.048
Heptanes	1.842
Toluène	0.417
Octanes	3.769
Ethylbenzène	0.224
Méta et Para – Xylènes	0.809
Ortho-Xylène	0.432
Nonanes	2.534
Décanes	4.270
Undécanes	4.160
Dodécanes	3.585
Tridécanes	3.811
Tétradécanes	4.530
Pentadécanes	3.502
Héxadécanes	3.737
Héptadécanes	4.072
Octadécanes	3.612
Nonadécanes	2.942
Eicosanes	2.752
Heneicosanes	2.743
Dodacodanes	2.593
Tricosanes	2.417
Tétracosanes	2.735
Pentacosanes	1.498
Héxacosanes	2.660
Heptacosanes	1.972
Octacosanes	1.227
Nonacosanes	1.972
Triacotanes	1.723
Hentriacotanes	1.678
Dotriacotanes	1.724
Tritricotanes	1.325
Tétratriacosanes	1.354
Pentatriacosanes	1.293
Hexatriacosanes Plus	19.327
TOTAL	100.000

 <p>سوناطراك sonatrach DLAB</p>	<h1>TELECOPIE DE RESULTATS</h1>	 <p>Laboratoire accrédité N° : 1-2-035 Portée disponible sur www.algerac.dz Version : 08</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 3 : Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole brut provenant du champ de EDJELLET

N° Fractions	Température en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	*Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	*Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	% Volume	% Volumes cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
Légers C ₅	<15	0,4	0,4	(^a)	(^a)	0,4	0,4	-	-
1	15 - 65	0,5	0,9	0,6750	0,6798	0,6	1,0	1,3805	-
2	65 - 75	0,1	1,0	0,7137	0,7183	0,1	1,1	1,3979	10,40
3	75 - 80	0,3	1,3	0,7244	0,7290	0,4	1,5	1,4030	11,76
4	80 - 85	0,2	1,5	0,7301	0,7347	0,2	1,7	1,4057	11,72
5	85 - 90	0,3	1,8	0,7371	0,7417	0,3	2,0	1,4090	11,66
6	90 - 95	0,4	2,2	0,7444	0,7489	0,5	2,5	1,4129	11,60
7	95 - 100	0,7	2,9	0,7528	0,7573	0,8	3,3	1,4176	11,53
8	100 - 105	0,9	3,8	0,7557	0,7602	1,0	4,3	1,4196	11,53
9	105 - 110	0,7	4,5	0,7562	0,7607	0,8	5,1	1,4200	11,58
10	110 - 115	0,8	5,3	0,7581	0,7626	0,9	6,0	1,4211	11,60
11	115 - 120	0,4	5,7	0,7610	0,7655	0,5	6,5	1,4228	11,61
12	120 - 125	0,4	6,1	0,7655	0,7700	0,4	6,9	1,4258	11,59
13	125 - 130	0,7	6,8	0,7743	0,7784	0,8	7,7	1,4316	11,51
14	130 - 135	0,7	7,5	0,7811	0,7850	0,8	8,5	1,4361	11,46
15	135 - 140	0,9	8,4	0,7841	0,7879	1,0	9,5	1,4391	11,46
16	140 - 145	0,8	9,2	0,7856	0,7894	0,9	10,4	1,4394	11,49
17	145 - 150	0,7	9,9	0,7880	0,7918	0,8	11,2	1,4400	11,50
18	150 - 155	0,8	10,7	0,7900	0,7938	0,9	12,1	1,4403	11,52
19	155 - 160	0,6	11,3	0,7949	0,7986	0,6	12,7	1,4437	11,49
20	160 - 165	1,0	12,3	0,8002	0,8039	1,1	13,8	1,4472	11,46
21	165 - 170	1,1	13,4	0,8041	0,8078	1,2	15,0	1,4496	11,45
22	170 - 175	0,8	14,2	0,8053	0,8090	0,9	15,9	1,4499	11,47
23	175 - 180	0,7	14,9	0,8063	0,8100	0,7	16,6	1,4503	11,50
24	180 - 185	1,0	15,9	0,8084	0,8121	1,1	17,7	1,4509	11,52
25	185 - 190	0,7	16,6	0,8108	0,8145	0,7	18,4	1,4520	11,52
26	190 - 195	0,7	17,3	0,8135	0,8171	0,7	19,1	1,4535	11,53
27	195 - 200	1,0	18,3	0,8167	0,8203	1,1	20,2	1,4552	11,52
28	200 - 205	0,8	19,1	0,8196	0,8232	0,8	21,0	1,4568	11,52
29	205 - 210	0,6	19,7	0,8206	0,8242	0,6	21,6	1,4573	11,55
30	210 - 215	0,9	20,6	0,8213	0,8249	0,9	22,5	1,4573	11,58
31	215 - 220	1,0	21,6	0,8229	0,8265	1,0	23,5	1,4580	11,60
32	220 - 230	1,6	23,2	0,8317	0,8353	1,7	25,2	1,4620	11,51
33	230 - 240	2,0	25,2	0,8326	0,8362	2,1	27,3	1,4635	11,52

« Seuls les résultats d'essai repéré par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation »

ACTIVITE EXPLORATION PRODUCTION – DIVISION LABORATOIRES

Page 4/20

Avenue du 1er Novembre - 35000 Boumerdès (Algérie)

Tél. : (213) 024 79 11 28 à 30 - Fax : (213) 024 79 10 89

Sec.DivLABS@sonatrach.dz

 <p>سوناطراك sonatrach DLAB</p>	<h1 style="margin: 0;">TELECOPIE DE RESULTATS</h1>	 <p style="font-size: small;">Laboratoire accrédité N° : 1-2-035 Portée disponible sur www.algerac.dz Version : 08</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 3: Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole brut provenant du champ de EDJELLET (suite)

N° Fractions	Température en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	*Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	*Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	% Volume	% Volumes cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
34	240 - 250	2,4	27,6	0,8360	0,8396	2,5	29,8	1,4661	11,55
35	250 - 260	2,1	29,7	0,8369	0,8405	2,2	32,0	1,4675	11,61
36	260 - 270	2,3	32,0	0,8396	0,8431	2,4	34,4	1,4687	11,65
37	270 - 280	2,1	34,1	0,8420	0,8455	2,1	36,5	1,4701	11,69
38	280 - 290	2,1	36,2	0,8446	0,8481	2,1	38,6	1,4713	11,73
39	290 - 300	2,3	38,5	0,8473	0,8508	2,3	40,9	1,4725	11,86
40	300 - 310	2,3	40,8	0,8499	0,8534	2,3	43,2	1,4737	11,79
41	310 - 320	2,1	42,9	0,8509	0,8544	2,1	45,3	1,4744	11,85
42	320 - 330	2,2	45,1	0,8518	0,8553	2,2	47,5	1,4751	11,90
43	330 - 340	2,2	47,3	0,8568	0,8603	2,2	49,7	1,4781	11,90
44	340 - 350	2,1	49,4	0,8607	0,8642	2,1	51,8	1,4805	11,91
45	350 - 360	1,8	51,2	0,8630	0,8665	1,8	53,6	1,4816	11,95
46	360 - 370	1,6	52,8	0,8653	0,8688	1,6	55,2	1,4827	11,98
47	370 - 380	2,0	54,8	0,8658	0,8693	2,0	57,2	1,4829	12,04
48	380 - 390	1,9	56,7	0,8683	0,8718	1,9	59,1	1,4841	12,06
49	390 - 400	2,3	59,0	0,8705	0,8740	2,3	61,4	1,4855	12,10
Résidu	400+	41,0	100,0	0,9127 ^(b)	0,9161 ^(b)	38,6	100,0	-	-

N.B :

- La conversion des masses volumiques de 20 à 15 °C est effectuée selon les tables 53B de l'ASTM D1250-80.
- (a) : l'analyse chromatographique des légers C₅ n'a pas été réalisée par manque d'application pour la détermination de la composition des GPL.
- (b) : la masse volumique du résidu atmosphérique n'est pas effectuée sous couvert de l'accréditation.

« Seuls les résultats d'essai repéré par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation »