



UNIVERSITE
Abdelhamid Ibn Badis
MOSTAGANEM

UNIVERSITE ABDELHAMID IBN BADIS MOSTAGANEM
FACULTE DES SCIENCES EXACTES ET DE L'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT DE CHIMIE

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER II EN CHIMIE

Option: **ANALYSE SPECTRALE EN CHIMIE**

Par

Nom et Prénom : DERDAR Hodhaifa

Intitulé du sujet

Suivi de traitement de pétrole brut par analyses chimiques
« Sonatrach-organisation Ourhoud-hassi mesaoud »

Soutenu le 2014 devant la commission d'examen :

Président :	Dr. BELALIA Mahmoud	MCB	Université de Mostaganem
Examineur :	Dr. BENMALTI Mohamed-el' Amine	MCA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	Dr. BELHAKEM Ahmed	MCA	Université de Mostaganem

Table de matière

<i>Introduction</i>	(1)
<i>Chapitre I</i>	(3)
<i>I-1. Historique de découverte</i>	(3)
<i>I-2. Présentation du champ Ourhoud</i>	(4)
<i>I.2.1. Situation géographique</i>	(4)
<i>I-2.2. Situation géologique</i>	(5)
<i>I-2.3. Organigramme de l'organisation Ourhoud</i>	(6)
<i>I-3. Composition et production du champ</i>	(6)
<i>I-3.1. Composition du champ Ourhoud</i>	(6)
<i>I-3.2. Historique de production</i>	(7)
<i>I-4. Procédures d'exploitation du champ</i>	(8)
<i>I-4 .1. Système de production d'huile</i>	(8)
<i>I-4.2. Traitement de pétrole brut</i>	(8)
<i>I-4 .3. Expédition du brut</i>	(9)
<i>I-4.4. Système gaz lift</i>	(9)
<i>I-4.5. Système d'injection de gaz</i>	(9)
<i>I-4.6. Système d'injection d'eau</i>	(9)
<i>I-4.7. Water alternating gaz (WAG)</i>	(9)
<i>I-4.8. Système satellites</i>	(10)
<i>I-5. Présentation du département HSE</i>	(11)
<i>I-5.1. Service prévention</i>	(11)
<i>I-5.2. Service intervention</i>	(12)
<i>I-5.3. Service environnement</i>	(12)
<i>I-5.4. Centre médico-social</i>	(12)
<i>I-6. Politique HSE</i>	(12)

Table de matière

<i>Chapitre II : Généralités sur le pétrole, raffinage et Description</i>	<i>(14)</i>
<i>Partie 1 : Généralités sur le pétrole et le raffinage.....</i>	<i>(14)</i>
<i>II-1- Origine du pétrole brut</i>	<i>(14)</i>
<i>II-2- Composition des pétroles bruts</i>	<i>(14)</i>
<i>II-2-1- Les principales familles d'hydrocarbures.....</i>	<i>(14)</i>
<i>II-2-2- Les différents composés contenus dans le brut</i>	<i>(16)</i>
<i>II-3-Généralité sur le raffinage</i>	<i>(17)</i>
<i>II-3-1- Le raffinage dans le monde</i>	<i>(17)</i>
<i>II-3-2-Le raffinage en Algérie.....</i>	<i>(18)</i>
<i>Partie 2 : description de process.....</i>	<i>(19)</i>
<i>II-4.1.Vue générale de train de séparation d'huile</i>	<i>(19)</i>
<i>II-4. Train de séparation d'huil.....</i>	<i>(19)</i>
<i>II-5.1.Vue générale de la section de compression</i>	<i>(20)</i>
<i>II-4.3.Séparateur.....</i>	<i>(21)</i>
<i>II-4.4.Dessaleurs</i>	<i>(22)</i>
<i>II-4.5.Colonne de stabilisation</i>	<i>(23)</i>
<i>II-5.Section compression</i>	<i>(24)</i>
<i>II-4.2.slugcatcher.....</i>	<i>(25)</i>
<i>II-5.2.Compresseurs des tête de colonnes de stabilisation</i>	<i>(26)</i>
<i>II-5.3.Recompresseur</i>	<i>(27)</i>
<i>II-5.4.Déshydrateur et régénération de glycol</i>	<i>(28)</i>
<i>II-5.5.Compresseurs booster et de gaz lift.....</i>	<i>(29)</i>
<i>II-5.5.1.Compresseur booster.....</i>	<i>(29)</i>
<i>II-5.5.2.Compresseur gaz lift</i>	<i>(29)</i>
<i>II-5.5.3.Compresseur d'injection de gaz</i>	<i>(30)</i>
<i>II-6.Stockage de pétrole brut et expédition</i>	<i>(31)</i>

Table de matière

<i>II-6.1. Expédition du pétrole brut et ligne d'expédition</i>	(32)
<i>II-6.2. Pompe de transfert de pétrole brut</i>	(33)
<i>II-7. Système de produit</i>	(33)
<i>II-8. Taux de production et d'injection</i>	(35)
<i>II-9. Huile exportée</i>	(36)
<i>Chapitre III : Théorie sur le dessalage</i>	(37)
<i>Le dessalage</i>	(37)
<i>III-2.1. Définition</i>	(37)
<i>III-2.2. Objectifs de dessalage</i>	(37)
<i>III-2.3. Types de dessaleur</i>	(37)
<i>III-3.2. Conditions de formation d'une émulsion</i>	(38)
<i>III-3.1. Définition de l'émulsion</i>	(38)
<i>III-3. Théorie sur les émulsions</i>	(39)
<i>III-3.3. Stabilité d'une émulsion</i>	(40)
<i>III-3.4. Procédés des désintégrations des émulsions</i>	(42)
<i>III-3.4.1. Procédé mécanique</i>	(42)
<i>III-3.4.2. Procédé chimique</i>	(44)
<i>III-3.4.3. Procédé électrique</i>	(45)
<i>III-4. Dessalage électrostatique</i>	(47)
<i>III-4. 1. Généralités</i>	(47)
<i>III-4. 2. Mécanisme de dessalage électrostatique</i>	(47)
<i>III-5. Paramètres de marche et leurs influences</i>	(50)
<i>III-5.1. Température</i>	(50)
<i>III-5.2. Taux d'injection d'eau de lavage</i>	(51)
<i>III-5.3. La pression de service</i>	(53)
<i>III-5.4. Perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange</i>	(53)
<i>Chapitre IV : échantillonnage, matériels et méthodes</i>	(55)

Table de matière

<i>IV.1 ECHANTILLONNAGE</i>	(55)
<i>IV.1.1 Echantillonnage sur bacs de stockage</i>	(55)
<i>IV.1.2 Echantillonnage en ligne</i>	(55)
<i>IV.1.3 Echantillonnage sur le circuit du traitement</i>	(56)
<i>IV.2 CONTROLE DE LA QUALITE</i>	(56)
<i>A / PARTIE HIULE</i>	(56)
<i>IV.2.1 METHODES D'ANALYSES</i>	(57)
<i>Tension de vapeur Reid : Standard Test Method ASTM D 323..</i>	(57)
<i>Salinity: Standard Test Method ASTM D 3230.....</i>	(58)
<i>Eau et sédiment dans le brute par centrifugation : Standard Test Méthode</i>	(59)
<i>Densité, Densité Relative, or Gravity of Crude Petroleum.....</i>	(59)
<i>Viscosité Cinématique : Standard Test Method ASTM D 445...</i>	(61)
<i>Flash Point : Standard Test Method ASTM D 93.....</i>	(62)
<i>B / PARTIE GAZ</i>	(63)
<i>Chromatographie.....</i>	(63)
<i>Chapitre V : Résultats, graphes et discussions.....</i>	(64)
<i>V.1 résultats.....</i>	(64)
<i>V.1.1 Résultats d'analyses BS&W et salinités, entrées/sorties des étages de dessalages</i>	(65)
<i>V.1.2 Résultats d'analyses BS&W, TVR et salinités, sortie colonne</i>	(65)
<i>Discussions tableau n°6 et 7.....</i>	(66)
<i>V.1.3 Résultats d'analyses BS&W et émulsion, satellite.....</i>	(67)
<i>Discussions tableau n°8</i>	(67)
<i>V.1.4 Résultats d'analyses de densité et TVR, BAC «A »</i>	(68)
<i>V.1.5 Résultats d'analyses de densité, BAC «A », en restitution...</i>	(69)
<i>Discussions tableaux 9, 10 et 11.....</i>	(69)

Table de matière

<i>V.1.6 Résultats d'analyse chromatographique, sortie des hydrateur</i>	(70)
<i>V.1.7 Résultats d'analyse de viscosité cinématique et flash point, sortie dessaleur</i>	(70)
<i>V.2 Présentation graphique</i>	(71)
<i>V.2.1 Variation de salinité au tour de traitement</i>	(71)
<i>Interprétation</i>	(71)
<i>V.2.2 Variation de salinité, sortie colonne</i>	(72)
<i>Interprétation</i>	(72)
<i>V.2.3 Variation de viscosité aux fonctions de température</i>	(73)
<i>Interprétation</i>	(73)
<i>Conclusion</i>	(74)
<i>Abréviation.</i>	
<i>Bibliographie.</i>	

Table de matière

Abréviation

CPF	:	Central Processing Facilities
API	:	American Pétroleum Institue
PPM	:	Partie Par Million
LDHP	:	Ligne Directe Haute Pression
LDBP	:	Ligne Directe Basse Pression
LDMP	:	Ligne Directe Moyen Pression
BS&W	:	basique sidément water
TVR	:	tension de vapeur raid
ASTM	:	American standard test methods

I-1. Historique de découverte

L'Organisation Ourhoud (créée en 1997, début de production 2003) est l'Opérateur délégué chargé du développement et de l'exploitation du champ Ourhoud. Les partenaires ont conçu l'Organisation Ourhoud comme un instrument doté de pouvoirs et procédures fiables approuvées par toutes les parties et l'ont dotée de moyens matériels et ont affecté du personnel de haut niveau pour assurer son efficacité.

L'Organisation Ourhoud a su tirer profit de toute l'expérience acquise par Sonatrach et les partenaires (**Anadarko, Cepsa, Agip, Maersk, ConocoPhillips, Talisman**) au bénéfice du projet et de la diversité culturelle.

09 Janvier 97 : Signature de l'Accord Cadre d'Unitisation. Sonatrach désignée comme Opérateur.

01 Juillet 97 : Création de l'Organisation Ourhoud (Opérateur délégué par Sonatrach)

01 Août 98 : Présentation du Dossier ELA (Exploitation Licence Association) au Ministère.

27 Octobre 98 : Signature par les parties de la Procédure d'Opérations Unitisées (P.O.U)

21 Avril 99 : Attribution du permis d'exploitation par le Ministère.

25 Mars 2000 : Début des travaux de préparation du site des installations de Production (plateformes, routes, puits d'eau, piste d'atterrissage) par GCB, ERGTS et ENAGEO

05 Juillet 2000 : Émission de la Lettre d'Intention à JGC/INITEC pour Le Projet EPC.

10 Août 2000 : Signature du Contrat EPC avec JGC/INITEC Dates Clés contractuelles : **First-Oil** : 04 Janvier 2003 Réception Provisoire : 10 Mai 2003.

14 Août 2000 : Signature de 2 Contrats avec GEPCO pour la réalisation de deux bases de vie. **2003** : débuts de production.

Le champ devrait être unitisé en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec Sonatrach. Cette exploitation d'un champ qui regroupe plusieurs blocs et connu sous le nom d'unitisation de champ et son objectif est de permettre un développement optimum de gisement dans son ensemble.

Sonatrach est associée à six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevauche trois blocs

Sur le **bloc 404**, Sonatrach est associée à Anadarko (qui a comme associés Agip et Maersk).

Sur le **bloc 406**, la compagnie nationale est associée à l'espagnole Cepsa.

Tandis que sur le **bloc 405**, elle est associée à Burlington Ressource (qui a comme associé **Talisman**).

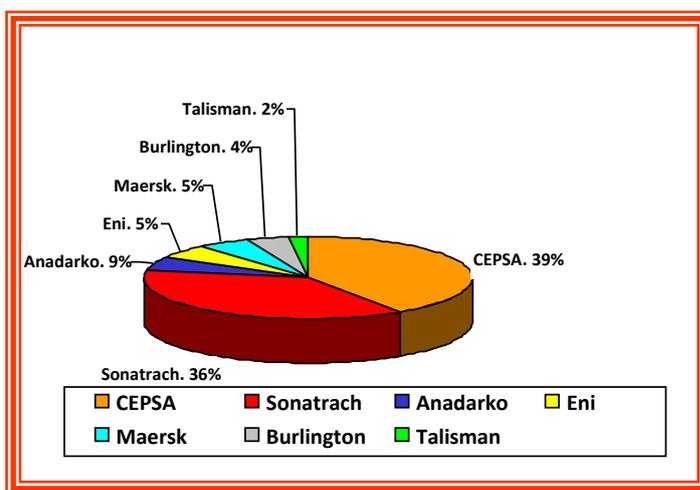


Fig -1- : gestion unifiée.

I-2. Présentation du champ Ourhoud

I.2.1. Situation géographique

Le champ d'Ourhoud, situé dans le désert de Sahara d'Algérie, au sud-est du bassin de Hassi Berkine, à 320km de Hassi Messaoud et à 1200Km d'Alger.

Le gisement s'étale sur une superficie dans les dimensions approximativement sont de 20Km de long sur 4Km de large et couvre les blocs 404, 405 et 406A.

Superficie du Réservoir : 140 Km².

Horizon producteur : TAGI.

I-2.2. Situation géologique

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intra-cratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne.

Le gisement d'Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grès du Trias Argilo Gréseux Inférieur (**TAGI**), piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petro physiques de grande qualité.

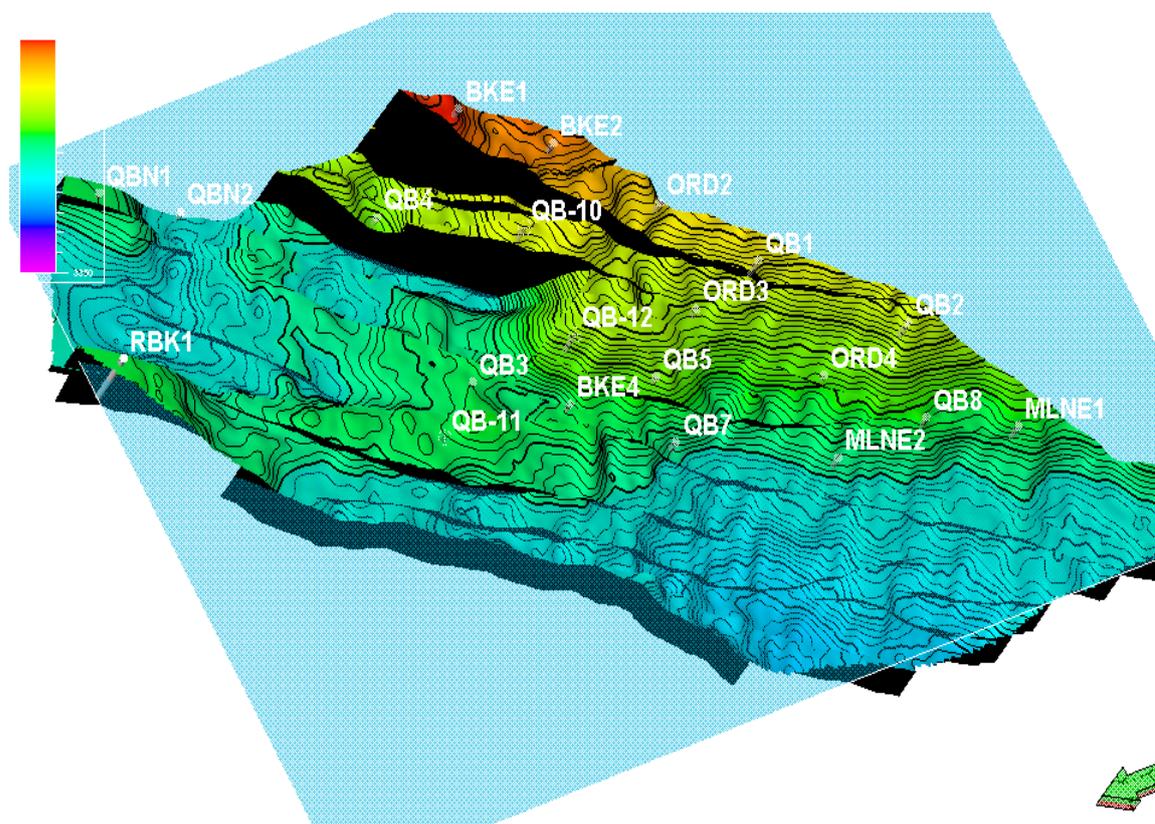


Fig -2- : Gisement d'Ourhoud

I-2.3. Organigramme de l'organisation Ourhoud

L'organisation Ourhoud à un effectif composé de différent niveau et spécialité issu des différentes entreprises qui ont participé a la construction des installations. Leurs taches actuelles sont d'assurer une productivité optimale du gisement dans des conditions de sécurités strictes et avec des normes reconnues mondiales.

La direction générale ce trouve à la ville de Hassi Messaoud alors que la direction du champs est installe à Ourhoud .

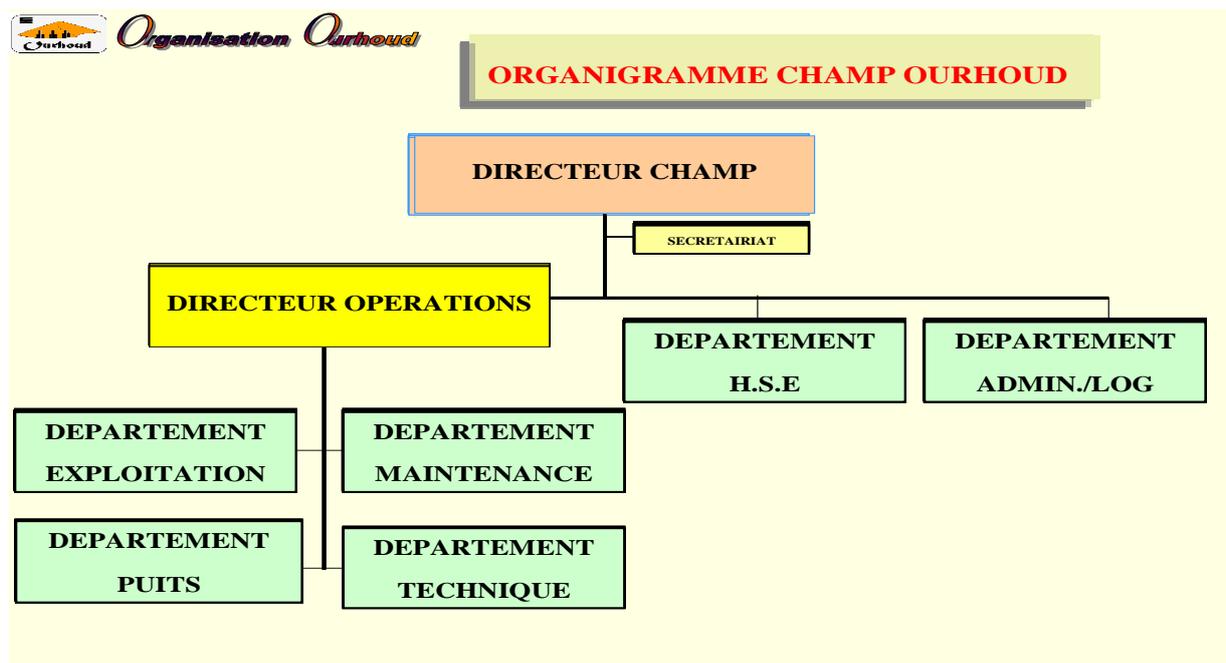


Fig -3- : Organigramme de l'organisation Ourhoud.

I-3. Composition et production du champ

I-3.1. Composition du champ Ourhoud

Le champ d'Ourhoud comprend :

- 58 puits de production d'huile.
- 01 puits injecteurs de gaz.
- 34 puits injecteurs d'eau.
- 08 Puits injecteurs d'eaux et de gaz
- 09 puits producteurs d'eau de l' Albien.
- 06 puits producteurs d'eau du Mio-Pliocene.
- 07 stations satellites
- Un centre de traitement de brut (CPF ou Central Processing Facilities).
- Un réseau de collecte et dessertes.
- Une base industrielle.
- Une base de vie pour le personnel.



Fig -4- : Le champ Ourhoud.

I-3.2. Historique de production

La production au champ d'Ourhoud a commencé le 08/11/2002 avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de toutes les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facilities) et avec un nombre de puits limité.

La production d'huile a atteint 235000 bbl/j en Janvier 2003. Ce rythme d'extraction peut se maintenir pendant 10 ans. Additionné à la production de Hassi Messaoud, de Berkine et des autres gisements satellite, il contribuera à porter la production nationale aux alentours de 1,5 million de bbl/jour.

Comme l'aquifère du réservoir est inactif, le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau et de gaz qui ont commencé respectivement 25/01/2003 et 20/02/2003.

L'avancement du front d'eau provoque l'apparition d'eau dans les puits producteurs notamment dans le niveau «Lower» et ce à compter de Mars 2004 avec une accentuation au fil de temps pour atteindre un seuil allant jusqu'à 80% des quelques puits à savoir QB36, BKE2,...

La production d'huile dépend directement de la quantité d'eau et de gaz injecté ainsi que le nombre de puits producteurs.

Le retour des quantités injectées ne représente que **08%** du volume injecté (eau et gaz), et la production est assurée par **122** puits dont :

- 58 producteurs d'huile.
- 09 producteurs d'eau Albien/Barremian.
- 06 producteurs d'eau Mio-Pliocene.
- 34 injecteurs d'eau.
- 01 injecteurs gaz.
- 04 observateurs.
- 08 WAG.
- Le reste des puits ne sont pas encore perforés.

I-4. Procédures d'exploitation du champ

I-4.1. Système de production d'huile

Le système comprend une collecte de 7 satellites ayant chacun :

- Un manifold de collecte pour un certain nombre de puits.
- Ligne test dotée d'un débitmètre Multiphasique (MPFM).
- D'une connexion de manifold vers la ligne principale de raccordement liant le satellite au CPF.

I-4.2. Traitement de pétrole brut

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF via 7 satellites.

Arrivé au CPF, après son passage à travers le slugcatcher le pétrole brut est dispatché sur trois trains composés chacun de :

- Une séparation huile / gaz / eau.
- Un dessalage électrostatique.
- Une stabilisation de brut par distillation.

Le pétrole brut ainsi traité et ramené aux spécifications commerciales (densité, TVR, BS&W et salinité) est envoyé vers les bacs de stockage.

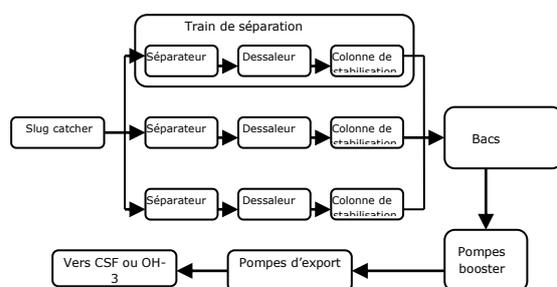


Fig -5- : Principales étapes du traitement d'huile dans le CPF.

I-4.3. Expédition du brut

A partir des bacs de stockage, le brut est repris par une pomperie d'expédition qui achemine le brut stabilisé par un pipe de 24" vers le pipe 30" OH3 (de SH/TRC) situé à 21Km du CPF et au point kilométrique 0 (PK 0). De là, le pétrole brut produit est acheminé jusqu'à Haoud EL Hamra.

I-4.4. Système gaz lift

Le gaz lift est prévu pour chaque tête de puits BP pour augmenter leur productivité, il comprend un système de distribution collectif vers les manifolds satellites, individuelle pour alimenter chaque puits producteur de huile

I-4.5. Système d'injection de gaz

Les puits injecteurs sont au nombre de 09 dans 08 WAG. Deux lignes de 6'' acheminent le gaz vers les puits injecteurs, l'une vers la cote nord via le satellite 05 et l'autre vers le cote sud du champ via les satellites 03 07.

I-4.6. Système d'injection d'eau

L'eau de production traitée et l'eau Albian/Barremian sont mélangées en amont des pompes d'injection d'eau. Les pompes délivrent l'eau vers deux collecteurs, un sert les satellites du Nord et l'autre ceux du Sud. Chacun d'eux alimente les lignes d'injection d'eau des puits via un manifold d'injection d'eau sur chaque satellite.

I-4.7. Water alternating gaz (WAG)

Est l'une dernière technique utiliser pour augmenter la récupération de pétrole des gisements pétrolifère d'Algérie, elle consiste en une injection par interonnce eau Gaz suivant une durée prédéterminée par les ingénieurs productions

L'injection d'eau permettra aux quantités de l'huile laissées de se retrouver en haut par effet de gravite ce qui facilitera leurs récupération par balayage avec du gaz

Les essais laboratoires ont montré que avec l'injection d'eau seule les estimations des quantités de brut irrécupérables sont 19%, alors que avec le Gaz elles ne sont que de 02% avec la condition que toute la roche soit balayée par du gaz mais ce si n'est pas possible ce qui rend l'interonnce eau/gaz la seule manière de faire déplacement les gouttelettes de brut des roche non balayer par le gaz vers le haut

I-4.8. Système satellites

Le satellite est un collecteur qui regroupe un nombre déterminé d'arrivées puits producteurs dans le but d'acheminer l'huile vers CPF dans une seule conduite. Le regroupement des arrivées puits d'une même zone évite des freinages entre puits sur de grande distance. Chaque satellite est équipé d'un système de protection contre la surpression. Le système est composé d'une soupape qui s'ouvre en cas de surpression du collecteur pour décharger dans un bac appelé CACHEMENT PIT. Le brut accumulé dans les cachesment pit est récupéré par camion citerne et réinjecté dans le circuit de traitement du brut au CPF.

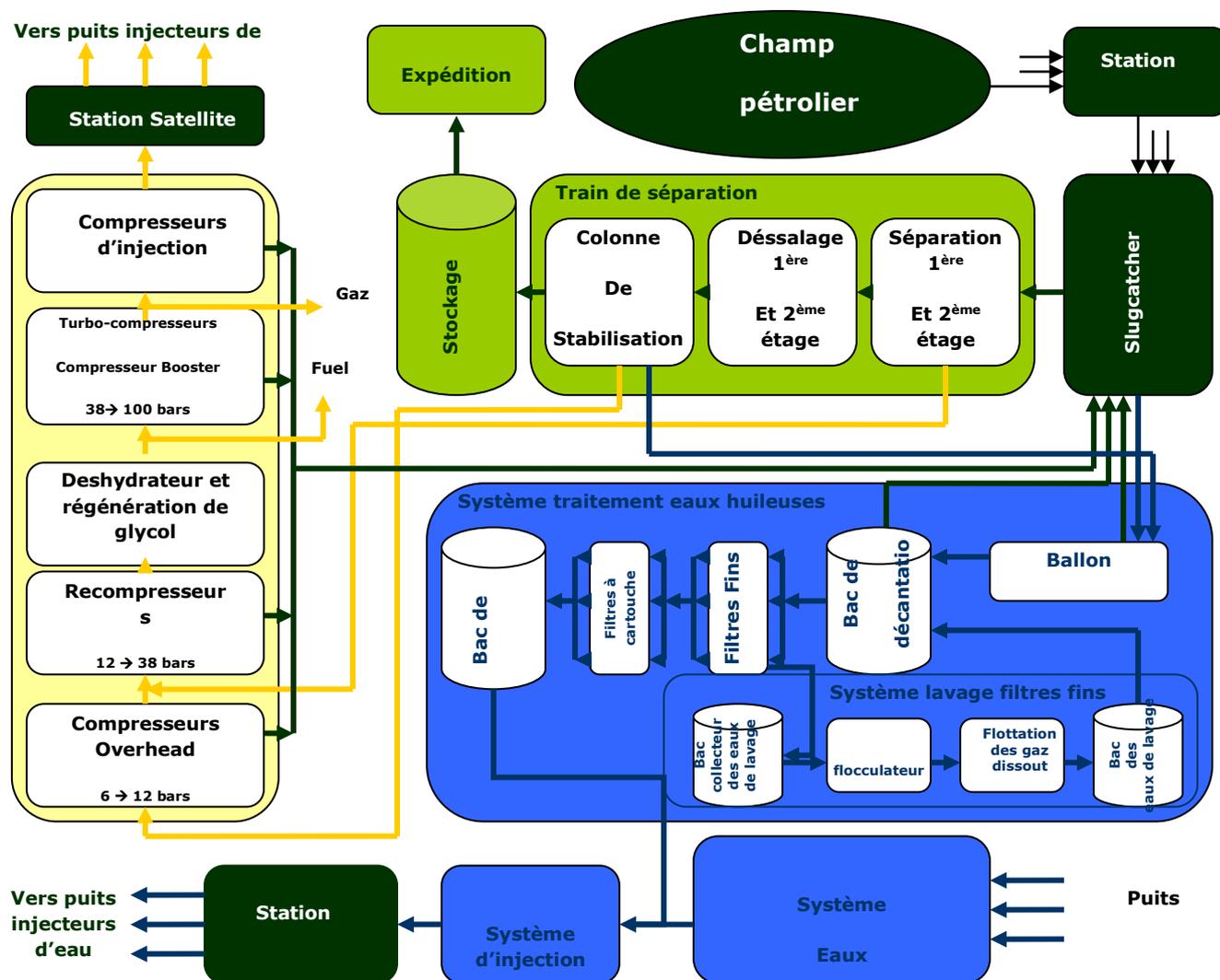


Fig -6- : Schéma de process de production

I-5. Présentation du département HSE :

Le département HSE a pour tâche d'assurer l'amélioration des conditions de santé, sécurité des personnes travaillant à Ourhoud et protéger l'environnement de la zone d'exploitation.

Le département HSE est subdivisé en trois services : prévention, intervention et environnement ainsi que le centre médico-social.

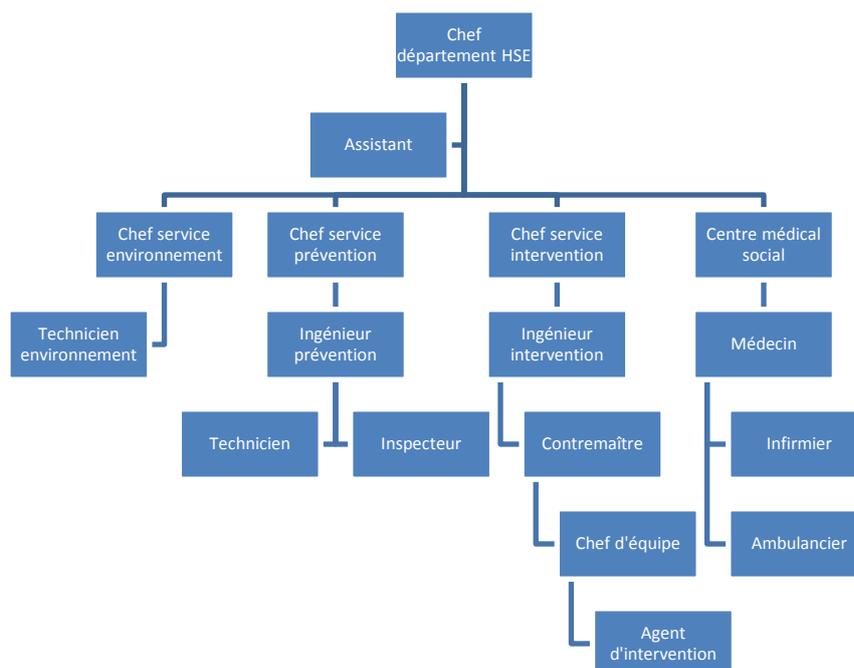


Fig -7- : Organigramme de département HSE

I-5.1. Service prévention

- 1- suivi des travaux au niveau du site en matière HSE.
- 2- Inspection des lieux et recommandations concernant les situations dangereuses.
- 3- Elaboration des procédures relatives aux aspects de l'hygiène et sécurité.
- 4- Suivi et contrôle de l'application des outils de HSE tels que :
 - Les permis de travail.
 - Les rapports d'accidents et d'incidents.
 - L'évaluation des risques
- 5- Prise de gaz pour les permis à chaud à l'intérieur de l'usine.
- 6- Formation de sensibilisation HSE.

I-5.2. Service intervention

- 1- Intervention en cas d'incidents (feux, blessure de personne,...)
- 2- Entretien et maintenance des systèmes et des moyens fixes et mobiles de lutte contre l'incendie.
- 3- Vérification des extincteurs.
- 4- Isolation du système de CO2.
- 5- Formation sur l'utilisation des extincteurs pour le personnel.
- 6- surveillance des travaux a chaud.

I-5.3. Service environnement

- 1 - Application des règles et procédures de protection de l'environnement
- 2 – Gestion des déchets.
- 3 - Gestion des rejets industriels (bassin d'évaporation)
- 4 - Préparation de la certification ISO 9001.

I-5.4. Centre médico-social

- 1 -faire les consultations.
- 2 -Donner les premiers soins en cas d'accident.
- 3 -Compagne de vaccination.
- 4 Les visites réglementaires (annuelles).
- 5 -suivie médical du personnel.

I-6. Politique HSE :

L'organisation Ourhoud *s'engage à préserver la santé et la sécurité de son personnel*, de ses collaborateurs, des travailleurs contractuels et toute tierce partie concernée par ses activités. Tout aussi important la protection de l'environnement dans lequel nous vivons et travaillons.

La direction de l'organisation Ourhoud veillera à ce qu'elle soit exemplaire, compétitive et une force de progrès constant en matière de santé, sécurité et protection de l'environnement. Elle s'engage à s'inscrire dans le processus durable et dynamique d'amélioration aux performances santé, sécurité et environnement.

Toute personne travaillant pour l'organisation Ourhoud est responsable de son bien être et celui d'autrui par l'application de notre politique en matière d'HSE. Notre réussite dépend de la contribution et de l'implication de tous.

L'organisation Ourhoud s'engage pour les actions suivantes :

- S'assurer de la mise en place et la consolidation d'un système de management HSE au sein de l'organisation.
- Se conformer à la législation en matière de santé, sécurité et environnement.
- Adopter une démarche HSE dans toutes les tâches afférentes à notre activité.
- Intégrer la sécurité dans la conception, la construction, la gestion et l'entretien des lieux de travail.
- Etablir des programmes de formation à tous les employés d'une manière continue sur les risques, procédures et pratiques HSE.
- Sensibiliser les employés sur les réflexes et comportement HSE à l'intérieur et en dehors du lieu de travail.
- Développer une culture reporting de tous les accidents, incidents et presque accidents et partager l'expérience et les leçons acquises du collectif.

Partie 1 : Généralités sur le pétrole et le raffinage

II-1- Origine du pétrole brut

Depuis sa découverte, ainsi que son importance, plusieurs savants se sont penchés sur le problème de l'origine de cette source d'énergie. Pour cela de nombreuses théories étaient émises, mais seules deux d'entre elles étaient prises en considération.

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER.

Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole.

II-2- Composition des pétroles bruts

Le pétrole brut, appelé aussi hydrocarbure, selon cette nomenclature, on distingue les deux mots hydrogène et carbone, qui sont les composants essentiels de tous les pétroles bruts; leurs teneurs sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène. Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

- a) Aliphatiques
- b) Cycliques
- c) Les hydrocarbures mixtes.

Mais, on trouve aussi d'autres éléments qui le compose, qui sont plus au moins nocifs dans le traitement de brut ou lors de l'utilisation des fractions pétrolières finies. Ces éléments sont : l'oxygène, le soufre, et l'azote (au total jusqu'à 6% ÷ 7%) sous forme de composés.

Aussi, on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels Cl, I, P, As, Si, Na, Fer...

II-2-1- Les principales familles d'hydrocarbures

A) Hydrocarbures aliphatiques

Se sont les hydrocarbures paraffiniques, les oléfines, et les acétyléniques à chaîne ouverte.

Saturés : Ce sont les alcanes C_nH_{2n+2} qui sont soit à structure normale, soit ramifiée (isoméries). Les pétroles paraffiniques contiennent environ 50% de paraffine.

Non saturés

Ils n'existent pas dans le brut, ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermocatalytique. Ces non saturés sont appelés les oléfines dont la formule générale est C_nH_{2n} pour les alcènes et C_nH_{2n-2} pour les alcynes.

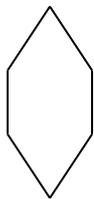
B) Hydrocarbures cycliques

Généralement le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone.

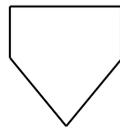
➤ **Saturés**

Ce sont les hydrocarbures naphténiques ayant la formule C_nH_{2n} .

Ex : **C₆H₁₂** ou **C₅H₁₀**



Cyclohexane



cyclopentane

Ils sont divisés en naphténiques monocyclique, bicyclique et polycyclique.

Non saturés

Ces sont les aromatiques dont la formule chimique est C_nH_{2n-6} .

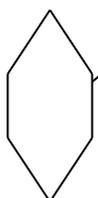
Ex : le benzène C_6H_6



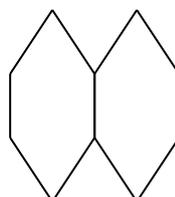
Les aromatiques se présentent dans le pétrole sous forme de BTX (Benzène, Toluène, Xylène), naphthalène, anthracène, pyrène, etc.

C) Les hydrocarbures mixtes

L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes (cycle+chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.



CH₂-CH₂-CH₂-CH₃



tetra line

Remarque : La composition chimique du pétrole brut est donnée par la teneur en paraffine, oléfine, naphène et en aromatique dite le PONA de la fraction pétrolière.

II-2-2- Les différents composés contenus dans le brut

a) Composés sulfurés

Pratiquement tous les pétroles contiennent du soufre. La teneur de ce dernier augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition de la fraction pétrolière.

Ces composés sulfurés sont divisés en 03 groupes

► **Le premier groupe :** comprend H_2S et $R-SH$ (mercaptans) qui ont des propriétés acides, corrosive et odeur désagréable.

► **Le deuxième groupe :** renferme les sulfures $R-S-R'$ et disulfures $R-S-S-R'$ qui sont neutres à froid et instables à une température élevée entre 130 à 160°C pour donner les mercaptans et H_2S .

► **Le troisième groupe :** renferme les composés hétérocycliques, à savoir thiophène (1) et thiophène (2), instables à température élevée de l'ordre de 500 à 600°C pour donner les mercaptans et H_2S .

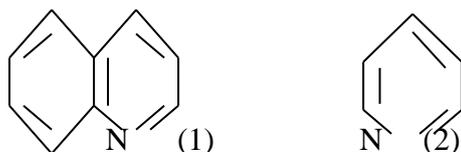


Les composés sulfurés sont indésirables, par ce qu'ils diminuent le nombre d'octane de l'essence, en agissant sur l'efficacité de l'action des additifs antidétonants, tels que le P.T.E (Plomb-tétraéthyle).

Ces composés empoisonnent aussi les catalyseurs des procédés catalytiques

b) Les composés azotés

La teneur de l'azote varie de 0.02-2.5%, elle augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions, on le retrouve sous forme de quinoléine (1) et pyridine (2)

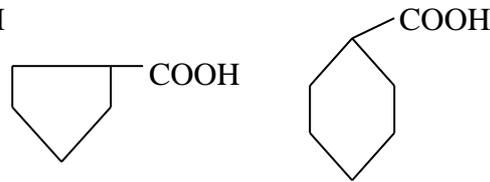


Tous les composés azotés sont des poisons pour les catalyseurs.

a) Les composés oxygénés

Dans le pétrole se trouve une petite quantité d'oxygène, dans les acides naphténiques, les phénols et les gommes.

Ex : $C_nH_{2n-1}COOH$

**b) Les composées métalliques**

Ils existent sous forme de sels dissous dans l'eau mélangée avec le pétrole brut. Les métaux sont des poisons permanents pour les catalyseurs industriels. Pour ces composés on trouve le plomb, As, P, V, Hg, etc.

II-3-Généralité sur le raffinage**II-3-1- Le raffinage dans le monde**

Au cours de l'année 2000, la capacité mondiale de raffinage est restée pratiquement stable avec un total de 4064 Mt/an. Cette stabilité résulte d'un équilibre entre une diminution de capacité de 65 Mt/an dans les pays de l'ancien bloc soviétique, et une augmentation de 55 Mt/an en Asie (26,1 Mt/an), Amérique du sud (11,4 Mt/an) et Afrique 11,0 Mt/an. L'année 2000 a vu plus précisément la mise en service de quatre nouvelles raffineries, correspondant à une augmentation de la capacité de traitement de 19,5 Mt/an : deux pour la zone Asie Pacifique, une en Afrique et la quatrième en Russie. Les fermetures les plus notables sont celles des trois raffineries de Groznyï en Russie à la suite de leur destruction partielle pendant la guerre en Tchétchène. La seule autre fermeture importante est celle de la raffinerie SHELL de Zola en Norvège (2,7 Mt/an) à la fin du premier trimestre 2002. Les dépenses mondiales de l'industrie du raffinage sont restées à un niveau stable ; les dépenses de maintenance et d'investissement sont au même niveau. Les capacités de conversion augmentent un peu par rapport à l'année 1999, avec une hausse notable de la capacité d'hydrocraquage de 32 à 42 Mt/an dans l'Union européenne et une augmentation de 5% (5 Mt/an) en craquage catalytique en Asie. Sur une plus longue période, on observe une remontée de la production d'essences à fort indice d'octane aux Etats-Unis depuis 1998, une tendance à l'augmentation des capacités d'hydrocraquage dans toutes les zones et des capacités de craquage catalytique aux Etats-Unis et dans la zone Asie-Pacifique. Les 20 premières sociétés ont totalisé, en 2000, 49 %

des capacités mondiales de raffinage, soit 4% de plus qu'en 1999, avec 2000 Mt/an. Comme en 1999, plusieurs changements sont intervenus dans leur classement du fait de la poursuite des mouvements de concentration dans le secteur pétrolier. Le groupe Exxon-Mobil (272 Mt/an de capacités de raffinage) a ravi la première place mondiale au groupe Royal Dutch. Shell 200 Mt/an. Le groupe TotalFinaElf (125 Mt/an) passe de la 11^{ème} à la 6^{ème} place. Enfin, le nouvel ensemble Chevron-Texaco est désormais le quatrième raffineur mondial, avec 136 Mt/an.

II-3-2-Le raffinage en Algérie

En Algérie, l'industrie de raffinage est née avec la découverte et la production du pétrole brut de Hassi Messaoud.

La première unité fut construite sur les lieux même de la découverte qui a été orientée vers la satisfaction des besoins excessifs des sociétés opérantes dans le cadre de la recherche et l'exploitation de brut.

Aussitôt l'indépendance acquise, l'Algérie s'est attachée à l'idée d'accéder au développement économique en avantageant la mise en place d'une industrie pétrolière par la transformation systématique de ses hydrocarbures.

C'est ainsi que vont être réalisées diverses unités industrielles et des expansions de celles déjà en place en vue d'accroître les capacités de première transformation.

Dans le domaine de raffinage, l'Algérie possède cinq raffineries d'une totale capacité de production de $22,3 \cdot 10^6$ t/an soit 45% environ de sa production en pétrole brut.

A l'origine, ces raffineries étaient une partie intégrante dans SONATRACH. En 1982, le raffinage et la distribution des produits pétroliers sont séparés et érigés en entreprise nationale de raffinage et de distribution des produits pétroliers ERDP-NAFTAL. En 1988, le raffinage est à son tour, séparé de l'activité distribution et érigé en entreprise nationale de raffinage de pétrole NAFTEC. En avril 1998, l'entreprise devient une filiale dont les actions détenues à 100% par le holding raffinage et chimie de SONATRACH avec un capital social de 12 milliards de DA.

Dénommé société nationale de raffinage de pétrole NAFTEC Spa;

Ces principaux objectifs sont :

- Améliorer la valeur de la société sur le marché national
- Continuer à assurer la couverture des besoins en produits raffinés sur le plan quantitatif et qualitatif, dont un programme de suppression du plomb des essences avec une réduction actuelle à 0.40g/l depuis 01/01/1999, à 0.15g/l à partir de 01/01/2002 et suppression totale en 2005.

➤ Intégration d'une unité isomérisation à partir de l'an 2005 pour la production de Eurosuper 95 (teneur en aromatique). Quant au gazole (gas-oil), une unité d'hydrodésulfuration (HDS) est nécessaire pour être au rendez-vous des nouvelles spécifications européennes.

Partie 2 : description de process

II-4. Train de séparation d'huile

II-4.1. Vue générale de train de séparation d'huile [8]

Le système de traitement huile consiste en une installation basse pression BP incluant, un récupérateur de bouchons liquides (slug catcher) BP, suivi de trois trains. Chaque un des trains est subdivisé en deux parties (systèmes), le système séparation et le système traitement et stabilisation du brut.

L'huile stabilisée sortant des trois trains est collectée et stockée dans trois bacs à toit flottant avant sont expédition vers PK0. Un système de collecte, et de stockage de brut hors spécification est prévu. Ce brut hors spécification sera ré - achemine vers traitement et stabilisation à chaque fois que les circonstances de production le permette.

Les effluents de collecteurs principaux BP des satellites numéros 1, 2, 3, 4, 5,6 et 7 passent à travers le slug catcher. Le slug catcher minimise les effets hydrodynamique et de topographie de la ligne est minimise les effets des bouchons liquides sur le fonctionnement des trois trains. Il permet aussi de stocker temporairement tout volume excessif de liquide qui pourrait excéder instantanément la capacité de traitement des trois trains. Les deux effluents liquide et gazeux à leurs sorties du slugcatcher seront dispatchée façon égale sur les trois trains BP, toute eau libérée sera acheminée vers système traitement eau produite.

Le brut après son pr-échauffement par passage à travers deux échangeurs en série il subit une première séparation dans un séparateur tri phasique ou les trois entités gaz, huile et l'eau sont séparées. L'huile du premier séparateur est réchauffé dans un échangeur appelé inter étage, alimente sous control de niveau le séparateur du deuxième étage du train, le gaz sous contrôle de pression est dirigé vers le système de recompression et l'eau sépare de l'huile par un système de contrôle interface alimente le système de traitement des eaux de production.

Le séparation du deuxième étage est également de séparateur tri phasique qui séparé le gaz, l'huile et l'eau .cependant la fonction principale de ces ballons est de fournir un temps de

séjour adéquat pour faciliter la séparation d'huile et de l'eau dans le cas d'une émulsion important. L'huile est mélangée avec de l'eau dessalée et recyclée et alimente sous contrôle de niveau le premier dessaleur /coalescer du premier étage.

Le gaz aliment sous contrôle de pression le système de recompression et l'eau séparée de l'huile par un système de contrôle interface alimente le système de traitement des eaux de production.

Les dessaleurs comprennent un coalescer électrostatique ou un champ électrique est utilisé pour coalescer et séparé en même temps l'eau résiduaire de l'huile.

La dilution de l'huile et de l'eau enlève le sel suspendu dans l'huile et permet son élimination par l'évacuation de l'eau du coalescer. L'huile du dessaleur/coalescer du premier étage est mélange avec de l'eau dessalé et réchauffée et passe vers le dessaleur/coalescer du deuxième étage ou l'eau (et le sel) sont de nouveau éliminés.

Cette eau est recyclée vers le dessaleur /coalescer du premier étage par la pompe de circulation d'eau dessalé. L'huile déshydratée et dessalée alimente la colonne de stabilisation ou elle est stabilisée par la rencontre a contre courant des fractions légères qui sont vaporisées dans le rebouilleur.

Elles sont ensuite refroidies par échange de chaleur dans le réchauffeur inter étage, l'échangeur production BP l'arrivée du traitement et le réfrigérant huile traitée.

L'huile aux spécification (BS&W,sel et TVR) est mélangée avec l'huile des autres trains et alimente sous contrôle de niveau les trois bacs de stockage a toit flottant.

L'huile est pompée du stockage vers la ligne d'expédition à l'aide des (Booster) pompes et des pompes d'expédition d'huile. Pour l'expédition vers les installations de stockage (central Storage facilities-CSF), seules les pompes Booster pompes sont nécessaire.

Si l'huile est directement expédiée vers hassi messaoud, les pompes d'expédition d'huile seront également utilisées.

Si l'huile traitée n'est pas aux spécifique, elle peut être détournée vers le ballon tampon d'huile hors spécification ou la quantité de gaz est vaporisée.

Ensuite cette huile sous contrôle de niveau est dirige vers le ballon de récupération (boot) hors spécification ou le gaz résiduel est élimine et ensuite vers le bac de stockage huile hors spécification et transférée vers le slug catcher BP avant d'être repartie a travers les trains de séparation.

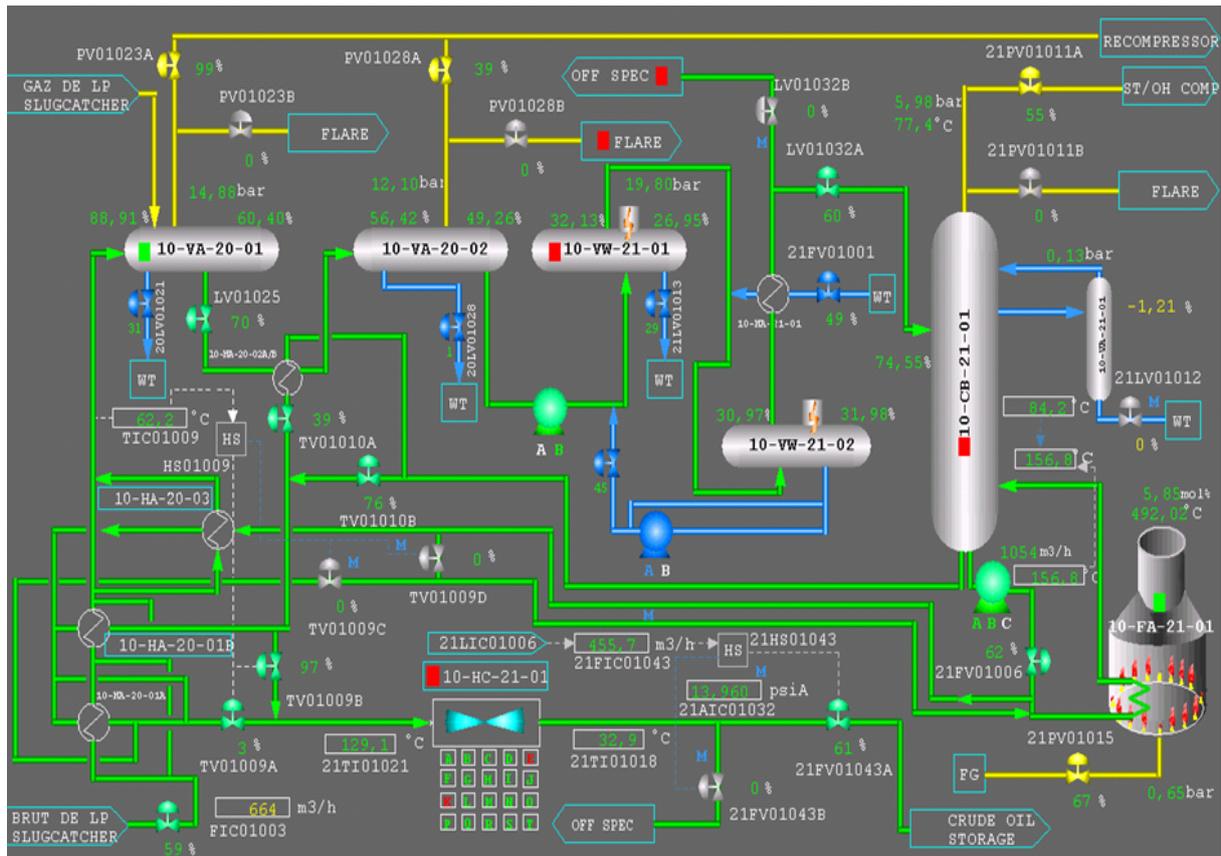


Figure-8- : train de séparation

II-4.2.slugcatcher [8]

Le slug catcher est un équipement situé ou à tout autre point intermédiaire d'une tuyauterie pour absorber à travers la variation d'un niveau liquide, toute fluctuation de liquide et de débit d'alimentation. Les slug catcher peuvent être soit des capacités (ballon) soit une construction de tuyaux. De plus un volume suffisant doit être prévu pour encaisser les variations de niveau de liquide. Dans les cas particuliers de service haut pression, les ballons séparateurs doivent être équipés de cloison d'une épaisseur suffisante.

Afin d'éviter d'avoir des ballons à cloisons épaisses, les slugcatchers sont souvent fabriqués à l'aide de tuyaux d'une longueur de une ou plusieurs dizaines de mètres, sont utilisés comme des séparateurs longs, étroits et horizontaux. Les tuyaux sont généralement inclinés de une à plusieurs dizaines de degrés. Le slugcatcher est formé de plusieurs tuyaux installés côte à côte est relié entre eux par une conduite d'entrée et une autre de sortie. À capacité égale, les slugcatchers fait de tuyaux sont fréquemment moins coûteux que les slugcatchers fait de ballons.

Cela est du a la plus faible épaisseur des parois requis pour les tuyauteries de petits diamètres. La construction due a l'assemblage de plusieurs tuyaux rend également possible l'augmentation de capacité ultérieure pas ajout de tuyaux parallèles.

Le slug catcher BP pour ce projet est une conception a tuyaux multiples, le quel doit être capable d'accepter 150m³ de bouchons liquides a une pression opératoire de 22bars.

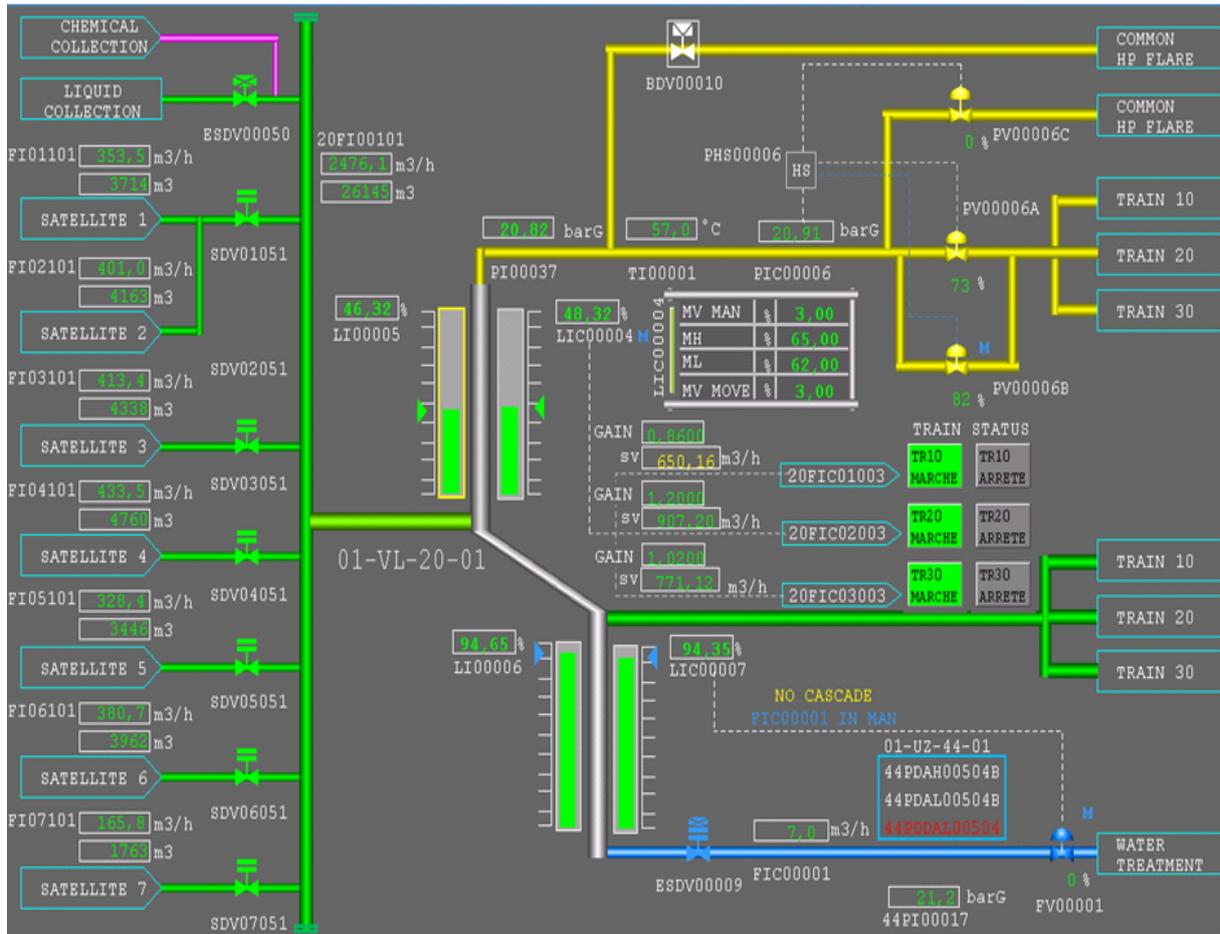


Figure-9- : slugcatcher

II-4.3.Séparateur [8]

Comme la température d'arrivée des effluent puits varie de façon significative entre les nuits d'hiver et les journées d'été. Des réchauffeurs sont installé en amont des séparateurs BP pour élever la température du fluide aussi près que possible de 55°C. Ceci afin de minimiser les fluctuations opératoires des systèmes de séparation et de compression. Pour les trains de séparation BP, le séparateur du premier étage est un séparateur tri phasique opérant à 16bars et 55°C. Il est conçu pour une teneur en eau de 10% dans l'huile quittant la capacité, mais sa fonction première est de séparer les gaz des liquides. Le séparateur du deuxième étage est un séparateur tri phasique opérant à 13bars et 80°C. Il est conçu pour une teneur en eau de

5% dans l'huile quittant la capacité. L'effluent séparateur du premier étage est réchauffé avant d'entrer dans le séparateur du deuxième étage pour favoriser la séparation de l'émulsion huile/eau qui est la fonction premier de ce séparateur.

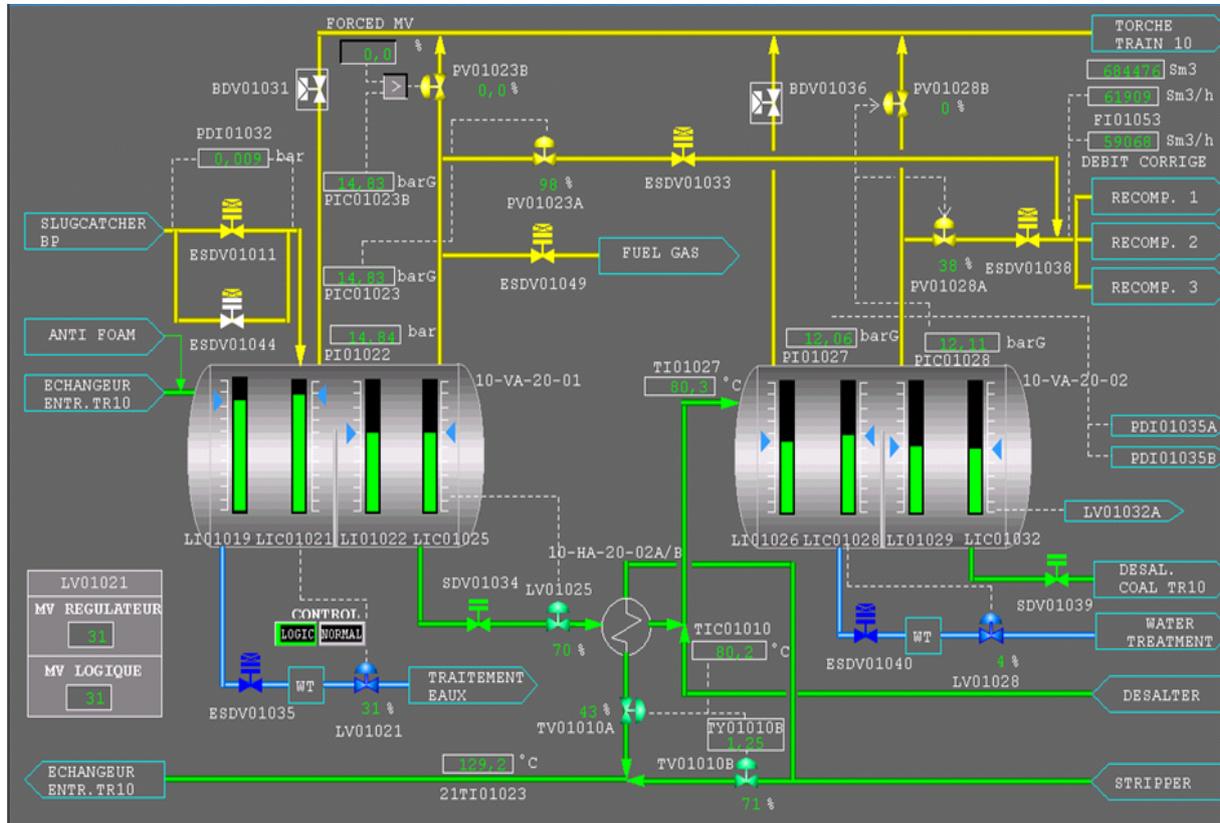


Figure-10- : séparateurs

II-4.4.Dessaleurs [8]

Pratiquement tous les pétroles bruts contiennent du sel, de l'eau et des sédiments. Les pétroles bruts contiennent des quantités importantes de sel et des impuretés qui doivent être éliminées pour réduire la corrosion et protéger les installations de traitement situées en aval.

Les dessaleurs comprennent deux coalesceurs électrostatique en série. L'eau de dilution Moi-Pliocène est injectée dans le dessaleur du deuxième étage et passe à travers des vannes mélangeuses. L'huile ainsi mélangée est envoyée vers le dessaleur du deuxième étage afin de diluer le sel contenu dans la phase eau. Cette eau ensuite séparée par l'action d'un champ électrostatique et est pompée vers le dessaleur premier étage, ou elle agit comme lavage préliminaire et dilue le sel contenu dans l'eau de production.

Pour une opération efficace du dessaleur, les équipements suivants sont prévus :

- Vannes mélangeuses.
- Points d'injection de produit désémulsifiant sur les lignes d'arrivée du slug catcher, du séparateur deuxième étage et du dessaleur premier étage.
- Un système de lavage des boues.

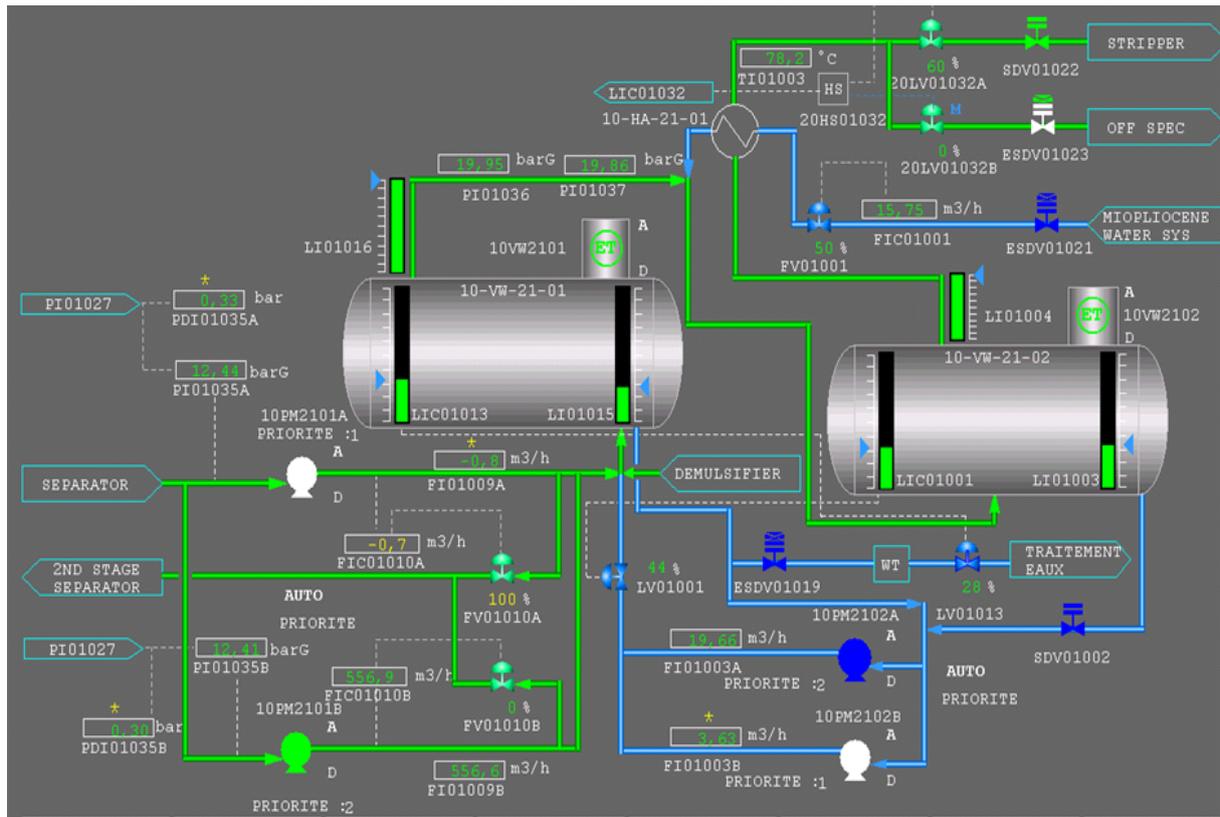


Figure-11- : dessaleurs

II-4.5.Colonne de stabilisation [8]

L'hydrocarbure liquide (pétrole brut) contenu dans le séparateur deuxième étage est sous pression par l'effet de la pompe booster de dessaleur et alimenté sous contrôle de niveau les dessaleurs et le réchauffeur d'eau de dessalement (eau de dilution du dessaleur/échangeur du brut dessalé) il est alors refroidi avant d'alimenter le sommet de la colonne de stabilisation.

Un rebouilleur (four/rebouilleur) équipe le fond de la colonne afin d'apporter la chaleur nécessaire à la vaporisation. L'huile est stabilisée dans la colonne à la tension de vapeur TVR requise.

La colonne de stabilisation (stripper) est une colonne verticale de 18 plateaux (9étage théoriques). Elle travaille a une pression de tête de 7.0 bars avec une température de fond maximum de 190°C. La pression opératoire a été optimisée pour minimiser les pertes d’huile et réduire en même temps la puissance nécessaire pour la composition et l’apport calorifique.

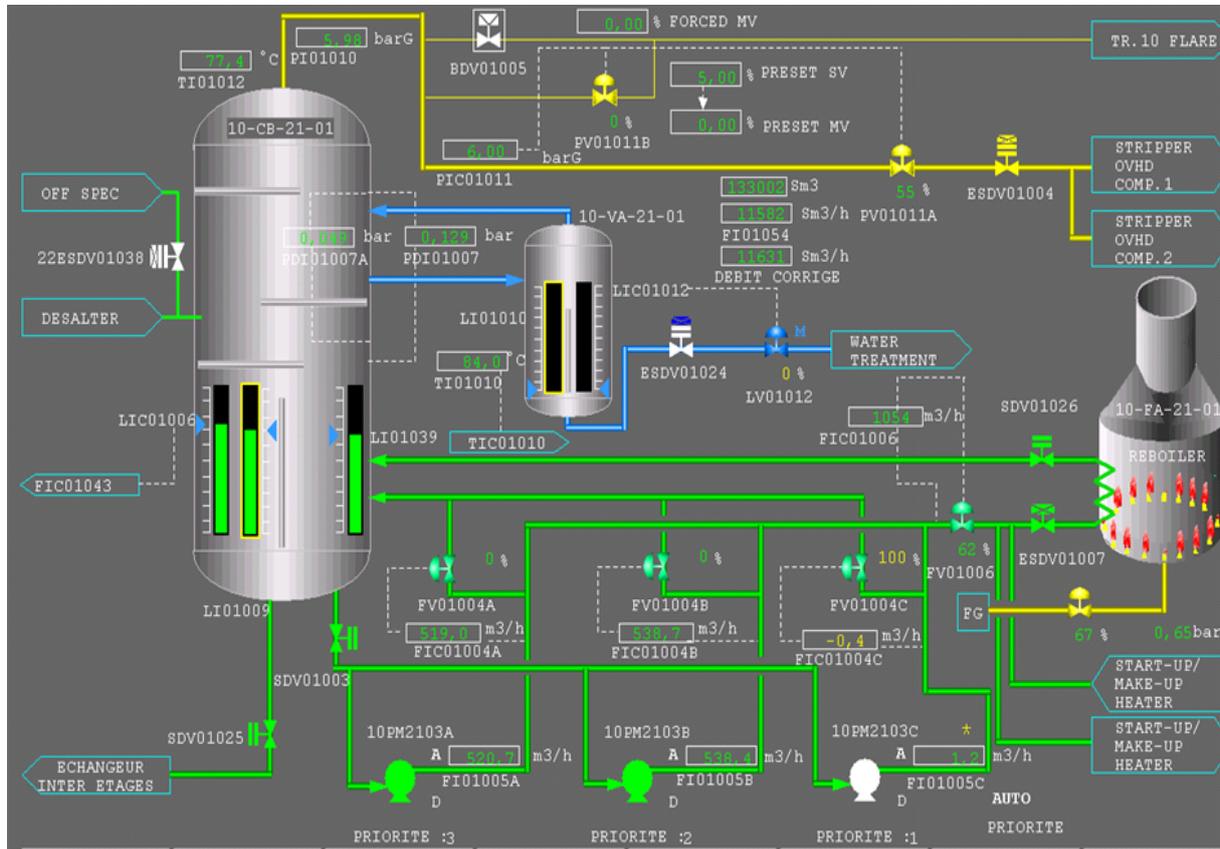


Figure-12- : colonne de stabilisation

II-5.Section compression [8]

II-5.1.Vue générale de la section de compression

Les installations de traitement de gaz sont conçues pour traiter tout les gaz récupérés des séparateurs et des colonnes de stabilisation. Ces gaz sont mis à la même pressions avant leurs passage dans un déhydrateur. Le gaz sec est repris par un train de compression appelé Booster gaz lift dans la grande partie du gaz à sa sortie est utilisée comme gaz de liftage des puits et l’autre partie est utilisée comme gaz d’injection après avoir subit une compression.

Pour réduire au minimum le temps d’arrêt qui peut être engendrer pas des pannes ou par raisons de maintenance programmées tout les équipements essentiels de la section gaz sont en double

II-5.2.Compresseurs des tête de colonnes de stabilisation [8]

Le compresseur de tête de la colonne de stabilisation (OVER HEAD) est conçu pour comprimer les gaz de tête des trois colonnes de stabilisation .le compresseur Over Head en marche prend sa pression d'aspiration de la pression de tête de la colonne de stabilisation a 6bars et comprime le gaz jusqu'à 12bars. Cela permet au gaz d'avoir une pression suffisamment haute pour être mélangé avec le gaz venant des séparateurs de premier et deuxième étage dans un collecteur.

Le refoulement de ce compresseur est refroidi via un aéroréfrigérant à une température Prévu en été de 65°C. Une température de refoulement de 35-55°C a été calculée en hiver pour s'assurer que tout débit de recyclage du compresseur résultant d'un refroidissement excessif sera absorbé par la machine. Le maximum de puissance absorbée par le compresseur est approximativement de 2464KW. Les compresseurs seront contrôlés par la ligne de recirculation.

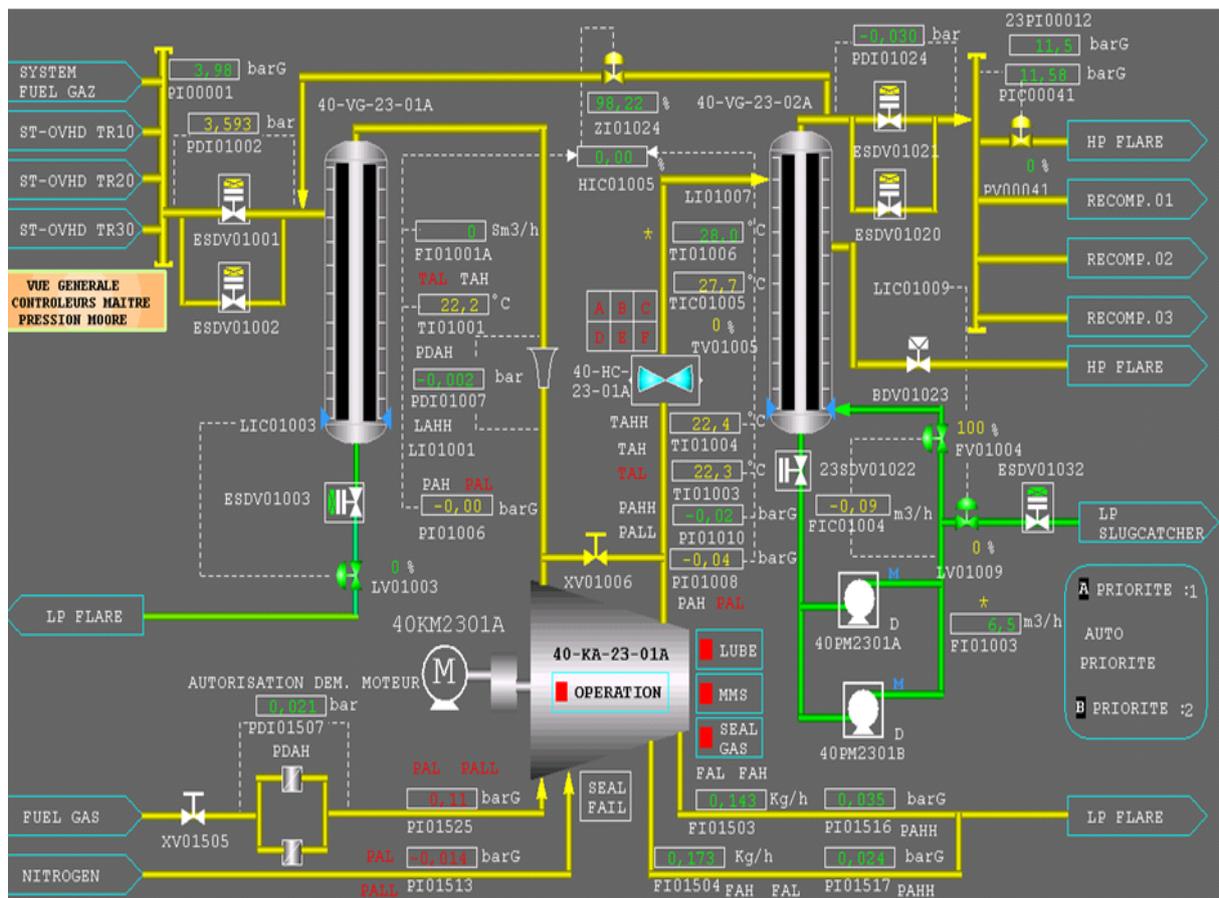


Figure-13- : compresseur

II-5.3.Recompresseur [8]

Les gaz des séparateurs des premier et deuxième étage sont combinées et mélangées avec les gaz des têtes des colonnes de stabilisation comprimées et refroidies. Le flux est dirigé vers le système de recompression qui comprend trois compresseurs (deux en service et un en secours). Les compresseurs sont entraînés par des moteurs électriques. La pression d'aspiration est de 12.0bars afin de récupérer le gaz des têtes de colonnes de stabilisation et le gaz des séparateurs des premier et deuxième étage. Le compresseur est conçu pour comprimer ces gaz à une pression de 38bars. Le gaz de refoulement de ce compresseur est refroidit a travers des aérorefrigérant a une température de 65°C en hiver. Une température de refoulement de 35-55°C a été calculée en hiver pour s'assurer que tout débit de recyclage du compresseur résultant d'un refroidissement excessif, sera absorbé par la machine le maximum de puissance absorbé par le compresseur est approximativement de 5736KW. Les compresseurs seront contrôlés par la ligne de recirculation et la vanne de contrôle à l'aspiration.

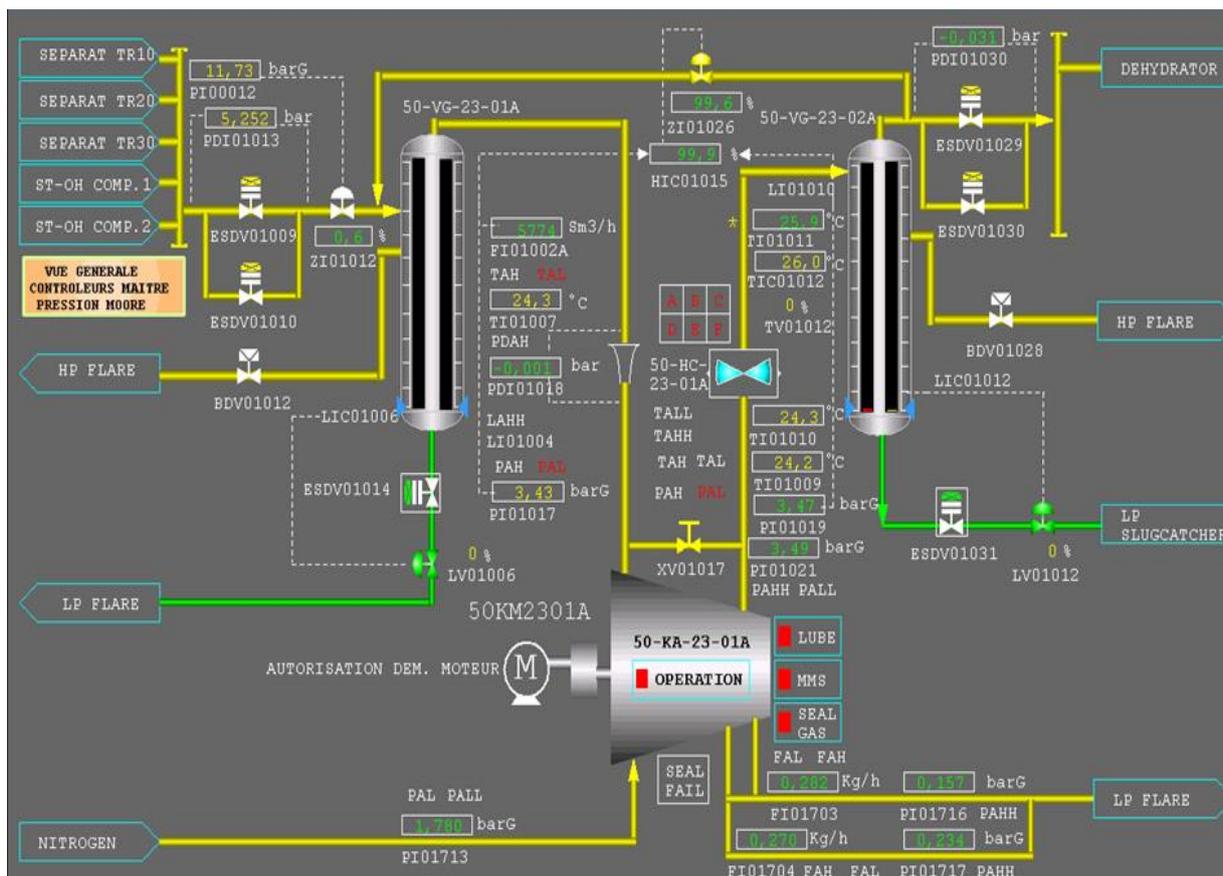


Figure-14- : recompresseur

II-5.4. Déshydrateur et régénération de glycol [8]

Les vapeurs de ballon (scrubber) situé au refoulement du compresseur, sont dirigées vers le ballon tampon de déshydratation où les condensats liquides sont éliminés. Ce liquide est envoyé vers le slug catcher de production BP sous contrôle de niveau de fond de ballon. Un dispositif à ailettes de séparation des buées équipe le sommet du ballon. Alors que les instruments LG, LT (on/off) et LHH-LT équipent le fond du ballon, de plus un piquage pour une PSV est disposé au dessous de dispositif ailettes de séparation des buées. Tout le gaz sortant du ballon tampon de déshydratation, est séché dans le déshydrateur.

Ce dernier est un contacteur à TEG. Le gaz s'élève à travers la section à garnissage de la colonne et le glycol régénéré alimente le sommet de ce garnissage. Le glycol absorbe l'eau en s'écoulant du haut en bas à contre courant du gaz. Le glycol riche est soutiré au fond de la colonne. Le gaz est séché pour éviter toute formation d'hydrate dans le gaz lift et les systèmes de distribution de gaz lift et de gaz d'injection. Les déshydrateur le package de régénération du glycol sont conçus pour obtenir les spécifications suivantes :

- Point de rosée du gaz : -20°C à 37,0bars.
- Pertes de glycol excluant les pertes mécaniques : $< 50\text{litres/mm Sm}^3$ de gaz.

Un unique contacteur est prévu sachant que cela est considéré offrir une disponibilité suffisante.

Seules les vannes de contrôle et les équipements rotatifs sont doublés. Le glycol riche en eau. Passe sous contrôle niveau dans la section de régénération du glycol, où il est régénéré à l'aide de gaz de stripping. Le glycol pauvre est pompé pour retourner vers la colonne de déshydratation.

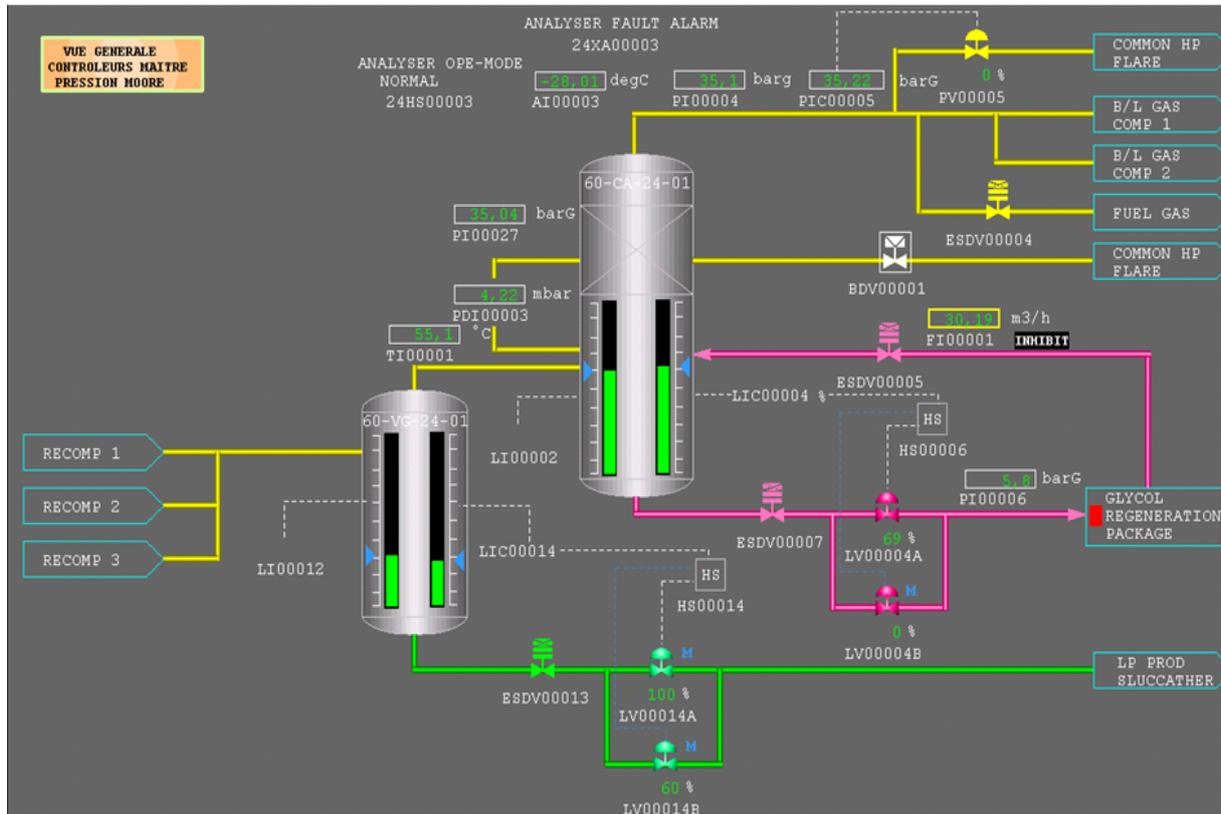


Figure-15- : Déshydrateur

II-5.5.Compresseurs booster et de gaz lift [8]

II-5.5.1.Compresseur booster

Cela inclut deux trains de compression entraînés par des turbines à gaz. Avec un arbre commun pour chacun des deux compresseurs booster et gaz lift. Un train est en service et l'autre en secoure. La pression d'aspiration est de 38 ,5bars. Ce qui autorise une perte de charge de 0,5 bar dans le deshydrateur. Le ballon et lignes associés. La pression de refoulement est de 99bars. La puissance maximum demandée est de 8489KW par compresseur. L'utilisation d'un seul compresseur est nécessaire sur une période de 5ans.

La température de refoulement est de 65°C en hiver. Le potentiel de refroidissement en hiver a été considéré et tous les équipements sont dimensionnés pour prendre en compte le recyclage résultant d'une baisse de température aux environs de 35-55°C.

II-5.5.2.Compresseur gaz lift (8)

Cela inclut deux trains de compression entrainés par des turbines a gaz. Un train est en service. L'autre en secoure. La pression d'aspiration est de 95.6 bars, et la pression de refoulement est de 234 ,5bars. La puissance maximum demandée est de 7642KWpar compresseur. Les compresseurs booster et de gaz lift sont entrainés par une turbine a gaz

commune, qui possède une capacité de 38000HP. L'utilisation d'un seul compresseur est nécessaire sur une période de 5ans.

Le potentiel de refroidissement en hiver a été pris en compte mais aucune formation de liquide n'est à considérer en opération normal suite a une baisse de température aux environs de 35-55°C. Les compresseurs booster et de gaz lift sont équipé d'une vanne de circulation chaude en opération normale et d'une vanne de circulation froide pour la phase de démarrage. Ces équipements font partie des installations d'anti-pompage et de contrôle de débit.

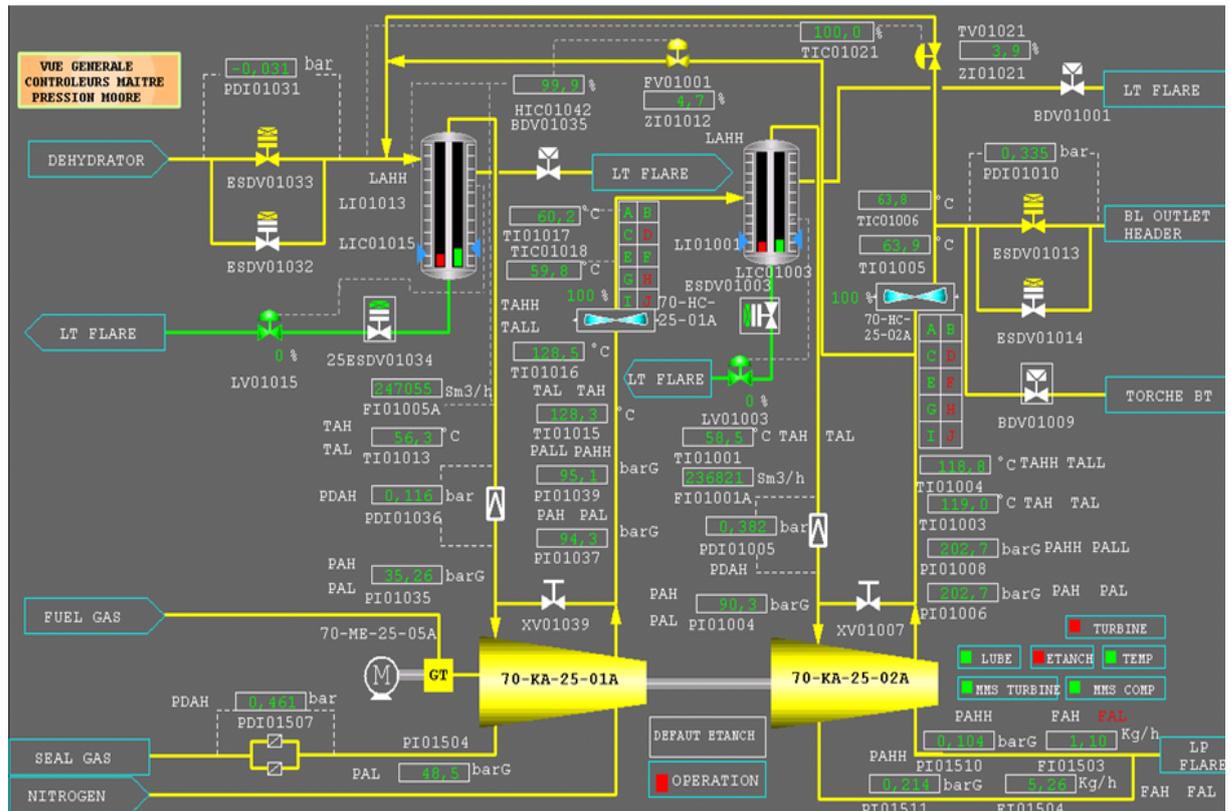


Figure-16- : Compresseurs booster et de gaz lift

II-5.5.3. Compresseur d'injection de gaz [8]

Cela inclut deux trains de compression entraînés par des moteurs électriques. Un train est en service, l'autre train en secoure. La pression d'aspiration est de 228,4bar et la pression de refoulement est de 378,2bars. La puissance maximum demandée est de 3300KWpar compresseur. Le refoulement est refroidi à 60°C en été, et durant l'hiver, un refroidissement est requis seulement pour le recyclage du compresseur et alors la température de refoulement est d'environ 60-80°C.

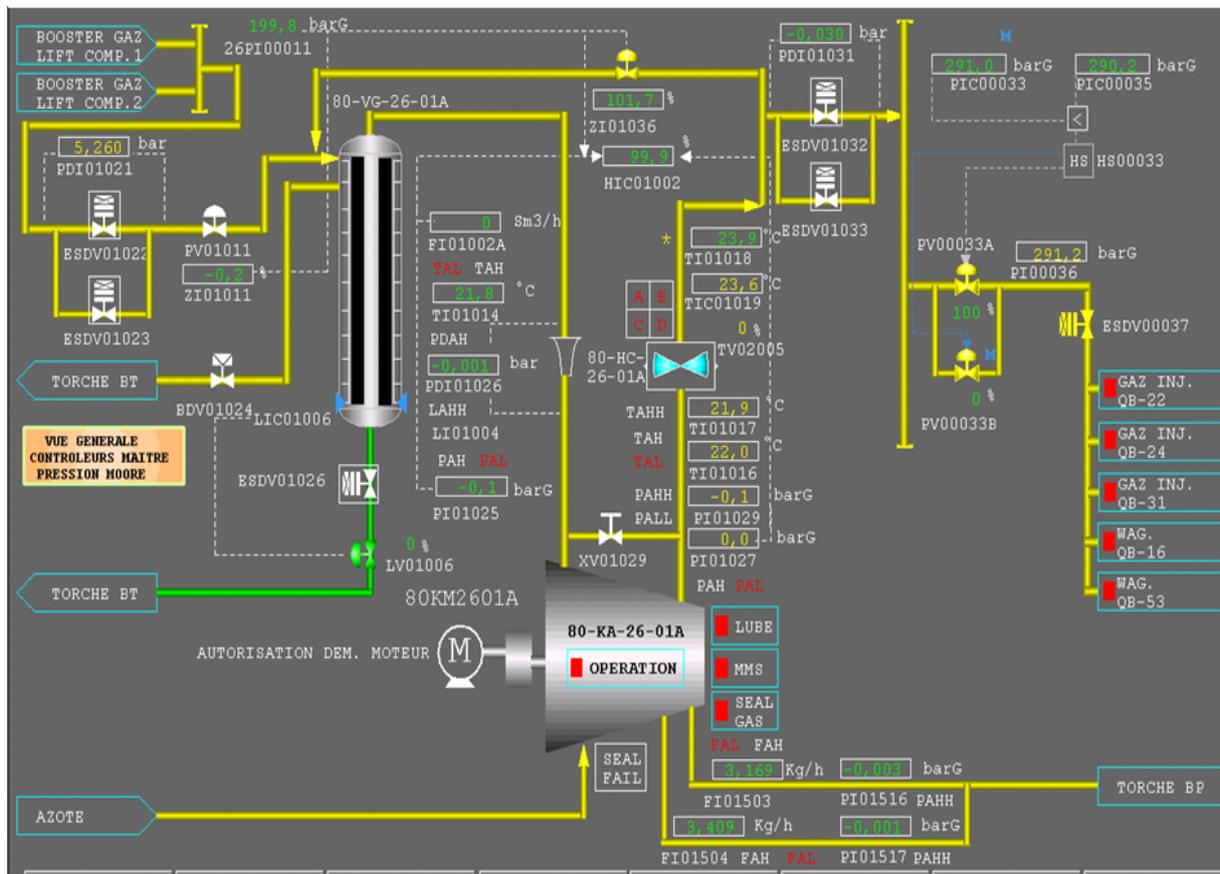


Figure-17- : copresseur d'injection de gaz

II-6. Stockage de pétrole brut et expédition [8]

Le produit (pétrole brut) venant du fond de la colonne de stabilisation (ligne 12pouces) est expédié vers les stockage en cédant ses calories à l'huile venant des puits dans les échangeurs de production BP, 10/20/30-HA.-20-0 1 A/B (55°C) et dans les échangeurs inter étage 10/20/30-HA.-20-02 A/B (80°C).le refroidissement final se fait à l'aide d'un aéroréfrigérant 10/20/30-HC-21-01 à 65°C, dans les condition les plus chaudes en été et vers 35-55°C dans les condition hivernales . Le pétrole brut aliment les bacs de stockage, 301/302/303-TA-22-01, sous contrôle de niveau FC-LC de la colonne de stabilisation. Les bacs de stockage sont trois réservoirs ayant chacun une capacité de 37970m³.chaque bac de stockage a une capacité suffisante pour une journée maximum de production avec les trois trains. Il est prévu que l'huile traitée sera toujours expédiée vers un des bacs de stockage. Un second bac de stockage sera plein de produit fini pour vérifier la qualité et le troisième servira à l'expédition.

II-6.1. Expédition du pétrole brut et ligne d'expédition [8]

Le groupe de pompes d'expédition de pétrole brut comprend trois pompes booster, 300-PA-22-01A/B/C, et trois pompes d'expédition, 300PA-22-A/B/C. le pétrole brut est envoyé vers les centres de stockage CSF (bacs atmosphériques) ou vers ligne principale d'expédition qui est a 24KMde CPF via la ligne de brut de 24pouces. Des débitmètres indépendants ainsi que des ligne de retour équipent les ligne de refoulement de chaque pompe booster et exportation sur chacun de ces pompes la ligne de retour revient vers la ligne d'aspiration. Le débit minimum de recycle est refroidi dans le réfrigérant 300-HC-201, pour éliminer la chaleur accumulée durant l'opération de recyclage. Une Gers d'expédition (01-VM-22-01) et une gare de réception (CFS-VM-22-02) équipe la ligne d'expédition de 24pouces.

Il y a deux modes opérationnels pour l'expédition :

- De stockage CSF : deux pompes booster en service.
- Centre ligne principale d'expédition en service. Dans ce mode opératoire, les pompes d'expédition seront opérées avec les pompes booster pour avoir un NPSH (hauteur d'aspiration) suffisant. Néanmoins le nombre de pompes booster sera le même que celui des pompes d'expédition. Un mode logique prévu pour éviter du dysfonctionnement opératoire (un très bas débit au refoulement de la pompe booster trainant un arrêt des deux pompes).

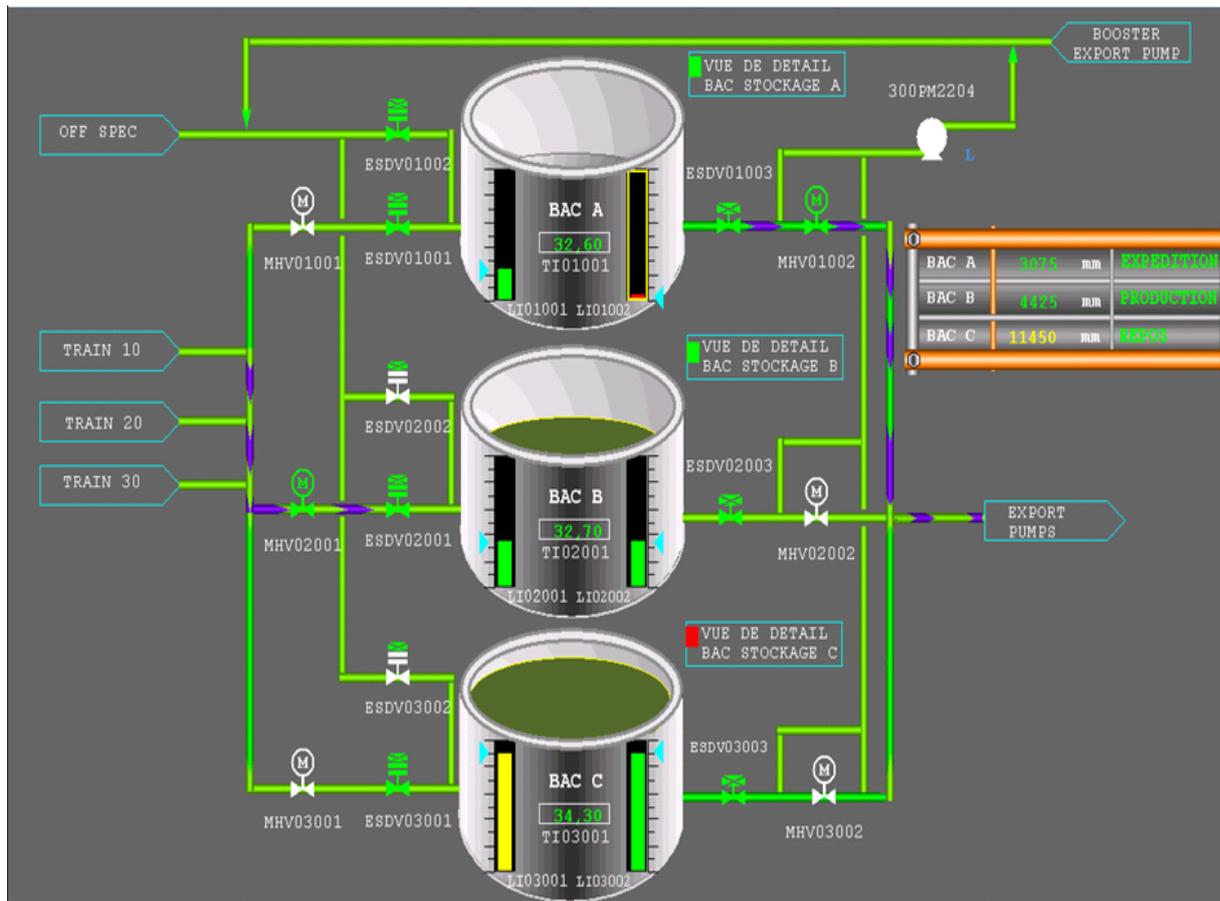


Figure-18- : Stockage de pétrole brut et expédition

II-6.2. Pompe de transfert de pétrole brut [8]

Une pompe de transfert de pétrole brut (300-PA-22-04) est située dans la zone d'exportation. L'objet de cette pompe est de vider la quantité existant de brut stocké dans les bacs pour des travaux de nettoyage ou de maintenance. La capacité de cette pompe est suffisante pour transférer dans un délai de deux heures l'huile restante au-dessous du niveau LLL du bac à vider vers un autre bac.

II-7. Système de produit

Un système de produit hors spécification est inclus dans les installations CPF. Ces installations comprennent un ballon de reprise (boot drum), un bac de stockage de produit hors spécification et des pompes de reprise. Lors des phases de démarrage de l'installation, des liaisons avec le système de produit hors spécification équipent chaque train de traitement en aval des dessaleurs/coalesceurs du deuxième étage ainsi que la ligne située en aval du

réfrigérant d'huile produite. Ces lignes servent au démarrage et en cas de détournement de produit hors spécification.

Le stockage de produit hors spécification est en équilibre sur la torche et fonctionne essentiellement à pression atmosphérique. Le ballon de reprise est également en équilibre sur la torche et fonctionne à pression atmosphérique. Ce ballon est à une hauteur suffisante pour s'assurer que le liquide s'écoule directement vers le bac de stockage quelque soient les conditions. Le ballon tampon de produit hors spécification fonctionne à une pression de 2.5bar, ceci permettent à l'huile de s'écouler du ballon tampon vers le ballon récupérateur sous contrôle de niveau. Dans le cas de suppression l'excès de gaz de ce ballon est éliminé vers la torche commune basse pression à travers une vanne de contrôle. Dans le cas d'une basse pression, du fuel gaz et introduit dans ce même ballon à travers une autre vanne de contrôle. (Régulation en split range).

Le bac de produit hors spécification est calculé pour recevoir la capacité d'un train pendant une journée. Cela permet une meilleur flexibilité et en particulier lors des phases de démarrage. La pompe de reprise de produit hors spécification est calculée pour retourner 10% de la capacité nominale de l'installation. De cette façon la quantité hors spécification peut être

Traitée en même temps que la production nominale et ne dépasse en rien la capacité maximum de CPF. Le produit hors spécification est envoyé vers le bac hors spécification quand des dysfonctionnements apparaissent dans la colonne de stabilisation ou le dessaleur et entraînent des écarts de qualité pendant l'opération.

Dans le cas d'un déclenchement de la colonne de stabilisation, le produit hors norme lorsqu'il atteind le bac sera suffisamment dégazé pour avoir la spécification de TVR.

Dans le cas d'un arrêt du dessaleur, l'eau sera éliminée à temps et l'huile traitée aura les spécifications en sel et en eau.

Le refoulement des pompes de reprise de hors spécifications est relié au slug catcher BP, de façon à retrait le produit hors normes dans le train de séparation BP.

Dans le cas ou l'huile ne peut pas être dirigée vers les bacs de stockage, des échantillons doivent confirmer que l'huile possède les spécifications requises et les lignes de refoulements des pompes de produits hors spécification seront vers les bacs de stockage.

II-8. Taux de production et d'injection [8]

Le tableau contient les taux de production, d'injection de design et nominaux :

Taux des fluides	Valeurs nominales	Valeurs de désigne
Plateau taux huile (Sm^3/d) (BOPD)	36566 230000	40255 253000
Production gaz à l'exception du gaz lift ($10^6 \text{Sm}^3/\text{d}$)	6,027	6,630
Production eau (m^3/d) (BWPD)	20744 130475	22818 143524
Besoin en gaz lift ($10^6 \text{Sm}^3/\text{d}$)	4,022	4,424
Injection du gaz ($10^6 \text{Sm}^3/\text{d}$)	5,018	5,520
Eau d'injection (m^3/d) (BWPD)	54794 344644	60273 379108
Source eau production (m^3/d) (BWPD)	42851 269525	47136 296478

Tableau n°1

II-9.Huile exportée

L'huile produite sera conforme aux spécifications suivantes :

Spécification	Valeur
(TVR) maximum	0,69 bar (10psi)
BS&W maximum	0,5% volume
Salinité maximum	40ppmw équivalent NaCl
Soufre maximum	0,20%
Température de stockage maximum	55°C

Spécification d'huile produite

Tableau n°2

Lors des températures élevées en été, la température de calcul de l'air pour les aérorefrigérants est de 55°C. Il ne sera pas possible de refroidir l'huile alimentant le stockage à cette température de 55°C. Il sera au convenu que la température moyenne du stockage d'huile dans le réservoir sera au maximum de 55°C, compte tenu du mélange avec une huile déjà refroidie en particulier lors de la basse température ambiante durant la nuit.

Le dessalage**III-2.1. Définition**

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie de raffinage, car elle conditionne la bonne (ou moins bonne) marche des traitements aval.

En effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique. [3]

III-2.2. Objectifs de dessalage

Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques dans les tubings, dans les conduites et dans les installations de traitement. Ces dépôts freinent la production. La présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques. Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de Salinité inférieure à 60mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera de :

Eliminer :

- l'eau « DESHYDRATATION »
- Le sel « DESSALAGE »

Pour :

- Satisfaire aux spécifications commerciales « BSW < 1% et Salinité < 40 mg »
- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).

III-2.3. Types de dessaleur

IL existe trois types de dessaleur:

- les dessaleurs sphériques.
- les dessaleurs verticaux.
- les dessaleurs horizontaux.

Les installations de dessalage comportent généralement deux étages. Dans le premier étage 75 à 80% d'eau massique est éliminée et 95 à 98% de sel et aussi éliminé.

Dans le deuxième étage 60 à 65% d'eau restante ainsi que 98% de sel restant sont éliminés.

Le nombre d'étages dépend du volume et de la qualité du brut. C'est-à-dire la teneur en eau et la teneur en sels et la résistance en émulsion ainsi que le type et la productivité de l'appareil.

Dans l'installation moderne, on utilise les dessaleurs cylindriques horizontaux qui ont comme avantages :

- grande surface des électrodes ainsi que de productivité spécifique.
- la vitesse du pétrole en mouvement verticale est faible (meilleure décantation de l'eau).
- possibilité de procéder à haute pression et à haute température.

III-3. Théorie sur les émulsions

III-3.1. Définition de l'émulsion [4]

Une émulsion peut être définie comme étant le mélange de deux phases liquides immiscibles. L'une des deux est dispersée en fines gouttelettes dans l'autre, et l'ensemble est stabilisé par des agents émulsifiants.

Les petites gouttes constituent la phase interne ou dispersée alors que la phase principale est connue sous le nom de phase externe ou phase continue.

Dans les champs pétroliers, les deux phases sont généralement le pétrole et l'eau salée. Si la phase dispersée est l'eau, et il s'agit d'une émulsion eau dans le brut (émulsion directe), si la phase dispersée est le pétrole, il s'agit alors d'une émulsion brut dans l'eau, connue aussi sous le nom d'émulsion inverse.

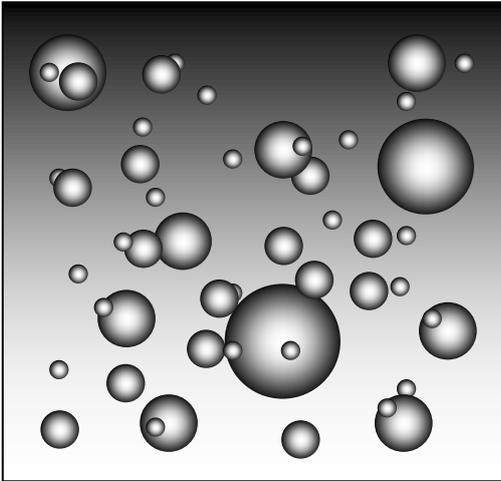


Fig-19- : Emulsion huile dans l'eau.

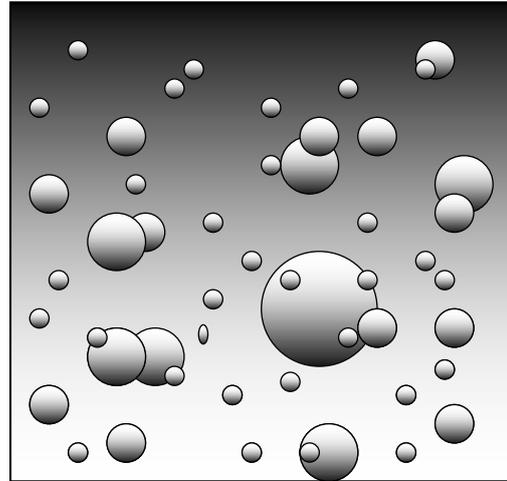


Fig-20- : Emulsion eau dans l'huile.

III-3.2. Conditions de formation d'une émulsion [5]

Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », le milieu continu étant l'huile.

Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement.

Trois conditions sont nécessaires à la formation d'une émulsion stable :

- Non miscibilité des deux liquides.
- Energie suffisante pour disperser une phase dans une autre.
- Présence d'un agent émulsifiant.

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltènes, les résines, les acides organiques.

Les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau. Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer.

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires. [5]

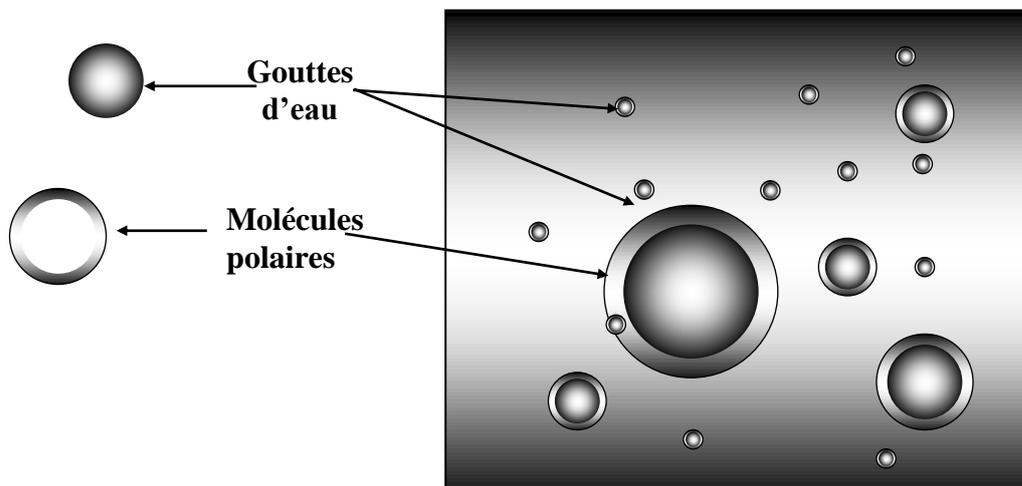


Fig-21- : Représentation d'une émulsion.

III-3.3. Stabilité d'une émulsion

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à la destruction, dépend de plusieurs facteurs :

a-Agent émulsifiant

C'est le facteur primordial dans la stabilité d'une émulsion en effet, son absence ne conduit pas à une émulsion stable, l'activité d'un agent émulsifiant se définit par sa vitesse de migration à l'interface et par son pouvoir émulsifiant. Toutefois, il est impossible de prédire quel type d'agent émulsifiant produit l'émulsion la plus stable.

b- Agitation

Le type et la sévérité de l'agitation déterminent la taille des gouttes d'eau dispersées dans le brut.

L'émulsion est d'autant plus stable que les gouttelettes d'eau sont plus petites. La détermination de la granulométrie des gouttes d'eau peut constituer de ce point de vue une mesure de la stabilité d'une émulsion.

c-Viscosité de l'huile

La viscosité de la phase continue joue un double rôle : d'un côté, la viscosité de l'huile empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de fines gouttelettes par l'agitation. D'un autre côté, La viscosité élevée est un facteur défavorable lors de la décantation des gouttelettes d'eau, d'une manière générale, les deux effets contraires s'annulent.

d- Teneur en eau dans l'émulsion

Lorsque le pourcentage d'eau augmente dans une émulsion du type eau dans l'huile, une plus grande agitation est nécessaire pour mettre l'eau en émulsion.

D'une manière générale, on aurait tendance à dire que les émulsions à fort pourcentage d'eau, sont les émulsions les moins stables.

e-Age de l'émulsion

Une émulsion décante une certaine partie de son eau avec le temps, l'émulsion restante contenant les bulles d'eau les plus fines, devient de plus en plus stable.

De plus, des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film inter facial et rendre la coalescence plus difficile, c'est pourquoi, il est nécessaire de traiter les émulsions dès leur formation.

III-3.4. Procédés des désintégrations des émulsions

Il existe trois principaux types des procédés :

- Procédé mécanique.
- Procédé chimique.
- Procédé électrique.

Chacun de ces procédés a pour but de rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes susceptibles de se déposer rapidement au fond du décanteur.

Le recours à l'un des procédés précités doit être motivé par la nature de l'émulsion et par de nombreuses considérations d'ordre économique. [4]

III-3.4.1. Procédé mécanique

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

a- La décantation

Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile, par ailleurs, le mouvement de chute des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements liés à la viscosité de l'huile.

Ce procédé n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifique des composés de l'émulsion. Le traitement thermique des émulsions accélère la décantation.

La vitesse de décantation est donnée par la formule de stokes :

$$Vd = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_d} \cdot \frac{D^2}{\nu_c} \dots\dots\dots (1)$$

Où :

g : Accélération de la pesanteur (m/s²).

Vd : vitesse de décantation.

dd : densité de la phase dispersée (kg/m³).

dc : densité de la phase continue (kg /m³).

Vc : viscosité cinématique du brut.

D : diamètre de la gouttelette d'eau (m).

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- à augmenter la taille des gouttelettes d'eau.
- à opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue. [6]

b- La centrifugation (l'essorage)

Ce procédé permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet. Il est basé sur le lavage du pétrole avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieurs à 80°C. Le débit faible des centrifugeuses ainsi que les frais élevés d'exploitation constituent les raisons principales de leurs utilisations limitées.

Dans ce cas, on utilise la force centrifuge, la centrifugation est basée sur la même loi de Stokes à condition de remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente.

$$F = \frac{m \cdot V^2}{R} \dots\dots\dots (2)$$

Où
$$V = \frac{2\pi Rn}{60}$$

Il vient
$$F = \left(\frac{2\pi}{60}\right)^2 m \cdot n^2 \cdot R \dots\dots\dots(3)$$

m : masse du corps en révolution en (kg).

V : vitesse linéaire en (m/s).

R : rayon du cercle de révolution (m).

n : vitesse de révolution (Tr/min).

Il ressort de cette formule que la force centrifuge est proportionnelle au carré de la vitesse de révolution, l'action efficace de la force centrifuge dépend par ailleurs du rayon du cercle de révolution R.

Les deux facteurs n et R constituent la base d'élaboration des centrifugeuses, le faible débit de ces derniers ainsi que les frais élevés occasionnés par leur exploitation constituent les raisons principales de leur limitation dans la désémulsification des pétroles, la centrifugation permet cependant d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet des pétroles (à 99,7%). [6]

c- La filtration

La séparation de l'eau contenue dans le pétrole par filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif. Ainsi, par exemple le sable de quartz est facilement mouillable à l'eau, tandis que la pyrite l'est au pétrole.

Pour déshydrater les pétroles, on utilise des copeaux de tremble peuplier et d'autres bois non résineux. Les fines particules d'eau, tout en adhérant aux bords aigus des copeaux se rassemblent en grosses gouttes s'écoulant facilement par gravité, les colonnes de filtration, sont surtout utilisées lorsque les émulsions de pétrole ont déjà été désagrégées, Mais les gouttelettes d'eau se maintiennent encore en suspension et ne se déposent pas, l'inconvénient majeur du procédé de filtration est le colmatage relativement rapide de la surface filtrante par les particules de sol et la nécessité de remplacer souvent le garnissage. [6]

III-3.4.2. Procédé chimique

La désintégration des émulsions au moyen des produits chimiques (agents désémulsifiants) peut être obtenue par :

- Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensio-actif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).
- La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence de l'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion. Le choix de désémulsifiants dépend de la nature du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, de la température et de la vitesse de décantation...etc. [5]

Le réactif choisi pour une émulsion donnée n'est efficace que pour d'autres émulsions.

Il y a différentes manières d'introduire le réactif :

- Dans le réservoir de décantation.
- Dans la tuyauterie qui relie le réservoir d'accumulation à l'installation de désémulsification.
- Directement dans les puits de pétrole.

Le but poursuivi par cette dernière méthode est de traiter une émulsion toute récente sans lui permettre de vieillir et d'augmenter sa stabilité au cours du stockage.

La désintégration des émulsions par des procédés chimiques est très largement appliquée ; ces procédés se distinguent par leur grande souplesse et simplicité.

Les meilleurs réactifs sont ceux les plus faciles à obtenir, qui sont efficaces et qui ne modifient pas la propriété du pétrole ; l'émulsion doit être préalablement chauffée afin d'activer le processus de désémulsification chimique dans les raffineries on la chauffe dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires. [7]

III-3.4.3. Procédé électrique

Après les séparateurs, le brut contient de l'eau et des sels sous forme d'une émulsion très stable, le dessaleur électrostatique apporte sous une forme efficace l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension des charges de polarité opposée. Lorsque la charge atteinte un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir.

Le dégagement du gaz dans le réservoir est indésirable ; pendant le dessalage, on évite l'évaporation des légers en élevant la pression dans l'appareil conservant ainsi les gaz à l'état dissous.

Ainsi, on crée une nouvelle émulsion d'environ 5% d'eau douce dans le brut ; cette nouvelle émulsion est de nouveau détruite, entraînant aussi les gouttelettes d'eau salées présentes au départ. [4]

L'eau enlevée contient approximativement de l'eau douce et salée dans les proportions du mélange d'émulsion réalisé, quatre opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrique.

Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber par gravité vers le fond du dessaleur, c'est la décantation.

Le tableau ci-après, décrit ces opérations ainsi que les paramètres qui les régissent.

Opération	Réalisation	Paramètres actifs
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut salé et d'eau douce au niveau de la vanne de mélange.	- Quantité d'eau - Réglage de la vanne de mélange
Dissolution des cristaux de sel présents dans le brut par l'eau douce ajoutée	Lors du séjour dans le dessaleur	- Turbulence (vanne de mélange) - Temps de séjour - Présence d'agent mouillant
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique créé par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	- Valeur du champ électrique - Quantité d'eau et qualité de l'émulsification - Temps de séjour - Agent de surface
Décantation des gouttes	Elle débute en même temps que la coalescence et a lieu dans tout le volume.	- Diamètre des gouttes - Différence de densité eau-brut - Viscosité du brut - Température (action sur la viscosité) - Temps de séjour

Tableau n°3

III-4. Dessalage électrostatique

III-4. 1. Généralités

Après les séparateurs, le brut contient des sels dissous dans l'eau accompagnant le brut mais aussi éventuellement et simultanément sous forme de cristaux plus ou moins protégés de l'eau par une enveloppe de brut. L'eau est d'ailleurs sous forme d'une émulsion stable.

Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire cette émulsion. Pour cela, on crée une nouvelle émulsion d'environ 3 à 5% d'eau moins salée que l'eau de gisement, cette eau peut être de l'eau douce en cas de disponibilité (en pratique, on ne peut pas utiliser de l'eau dont la salinité est supérieure à 50 mg/l).

Cette nouvelle émulsion ainsi créée est détruite dans le dessaleur, l'eau salée résiduelle du brut traité présente une salinité plus faible que celle de départ. Pour une même teneur finale en eau, on a donc réduit la salinité du brut. [3]

III-4. 2. Mécanisme de dessalage électrostatique

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

a- Diffusion des sels dans l'eau de lavage

L'eau de lavage sert à dissoudre les cristaux de sels contenus dans le brut. Le contact eau/brut, doit être intime. Le mélange eau/brut s'effectuera à travers une vanne de mélange, son réglage sera effectué de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible sans pour autant nuire à la décantation au cours du stade ultérieur.

b- Coalescence des gouttelettes d'eau [1]

L'émulsion stable eau/brut est fortement stabilisée par les molécules polaires telles que les asphaltènes et des solides finement divisés.

Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiants. La difficulté de la coalescence sera donc fonction de la quantité d'émulsifiant naturel contenu dans le brut et aussi de la présence des solides finement divisés.

Deux mécanismes provoquent la coalescence :

- Les forces d'attraction des gouttelettes entre elles dues à la polarité des molécules d'eau qui tendent à s'orienter.
- L'agitation créée par le champ électrique.

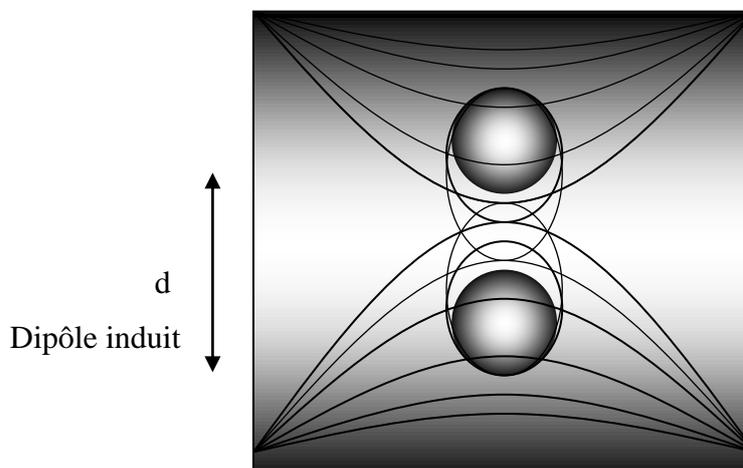


Fig-22- :la coalescence

La force d'attraction entre les gouttelettes est donnée par la formule suivante :

$$F = K E^2 \frac{a^6}{d^4}$$

Où :

a : rayon des gouttelettes

d : distance entre les centres de gouttelettes

E : champ électrique

Pour augmenter la force d'attraction, on a donc intérêt à augmenter le champ électrique E.

La coalescence dépend aussi du taux d'injection d'eau de lavage, ainsi, la vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante :

$$V_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Où :

V_c : vitesse de coalescence

X : taux d'eau de lavage

μ : viscosité dynamique du brut

On peut conclure que la coalescence dépend :

- du champ électrique.
- du taux d'injection d'eau de lavage.
- de la température de dessalage.

c- La décantation

Sous l'effet du champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut, décantent au fond du dessaleur, et leur vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes. [1]

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_{H_2O} - d_{Brut}) \cdot D^2}{\mu_B}$$

Où :

g : accélération de la pesanteur

d_{H_2O} : densité de la phase dispersée (eau)

d_{Brut} : densité de la phase continue (brut)

μ_B : viscosité cinématique de la phase continue (Brut).

D : diamètre des gouttelettes d'eau

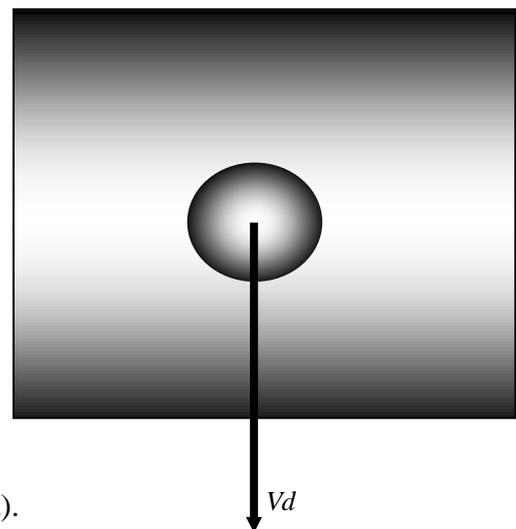


Fig-23- : déconation

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- A augmenter la taille des gouttelettes d'eau (par augmentation de la quantité d'eau injectée et utilisation de désémulsifiants).
- D'opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.

D'une manière pratique, les dessaleurs sont calculés pour une viscosité de deux centipoises et pour un temps de décantation apparent de 20 à 30 minutes.

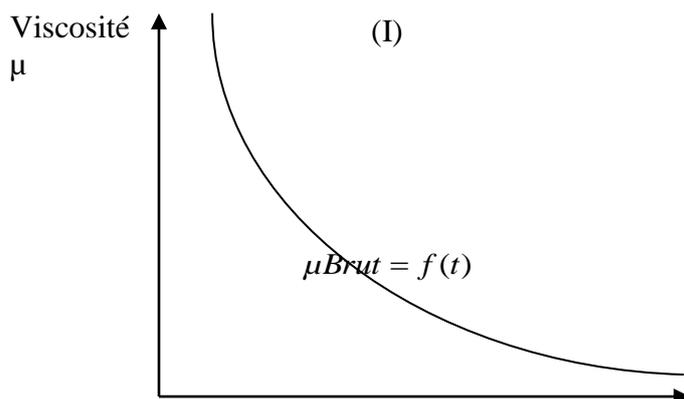
III-5. Paramètres de marche et leurs influences

III-5.1. Température

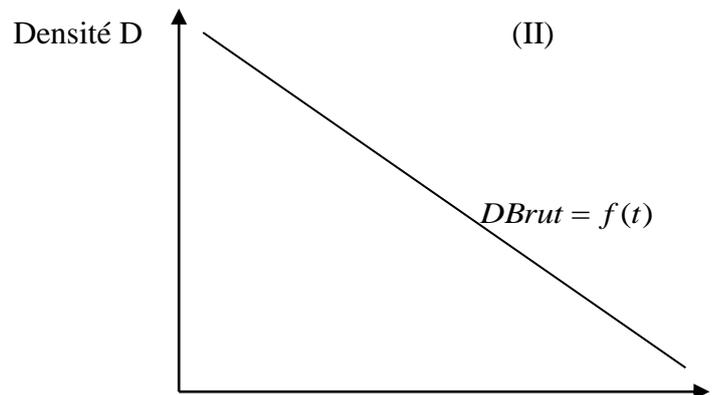
La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre, l'augmentation de la température a pour conséquence de baisser la viscosité du brut dans le dessaleur. Elle est généralement comprise entre 100 et 150 °C. [6]

Ainsi que le critère de décantation $\frac{d_d - d_c}{\mu}$ est une fonction croissante de la température.

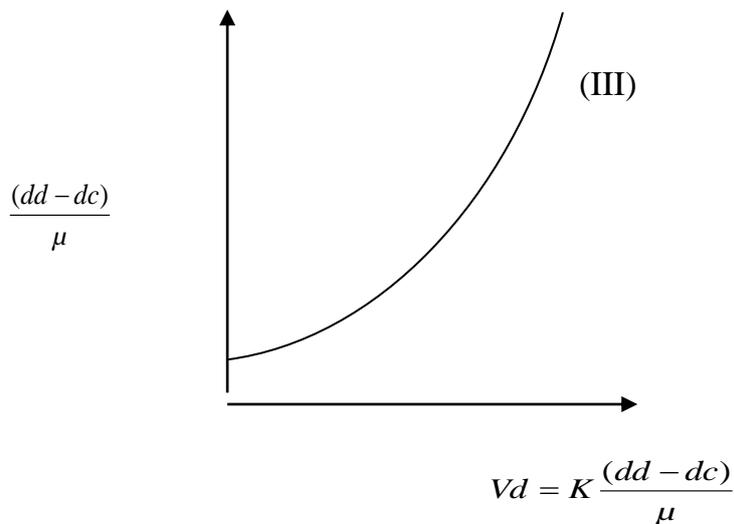
Les courbes (I) et (II) donnent les variations de la viscosité et de la densité du brut en fonction de la température.



Variation de la viscosité de brut
En fonction de la température



Variation de la densité de brut
En fonction de la température



La courbe (III) donne la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température.

D'après les courbes (I), (II), (III), on s'aperçoit que l'augmentation de la température augmente la décantation, mais, cependant, on est limité par la conductivité du brut qui est elle aussi, favorable par l'augmentation de la température, et qui peut causer un court-circuit des électrodes.

III-5.2. Taux d'injection d'eau de lavage

L'eau de lavage sert à mouiller les cristaux de sels et à les dissoudre, la force d'attraction entre les gouttelettes est très influencée par le taux de lavage. Il est généralement entre 2 et 8 % en volume par rapport à la quantité de brut traité.

En jouant sur le rapport $\frac{a}{d}$ de la formule :

$$F = K E^2 \cdot \frac{a^6}{d^4}$$

Où :

a : rayon des gouttelettes.

d : distance entre les centres des gouttelettes.

E : champ électrique.

En diminuant le taux de lavage, F diminue donc le taux d'injection d'eau à une grande influence sur la force d'attraction entre les gouttelettes donc sur la vitesse de coalescence (coalescence difficile).

Ainsi, la vitesse de coalescence s'exprime par la formule suivante :

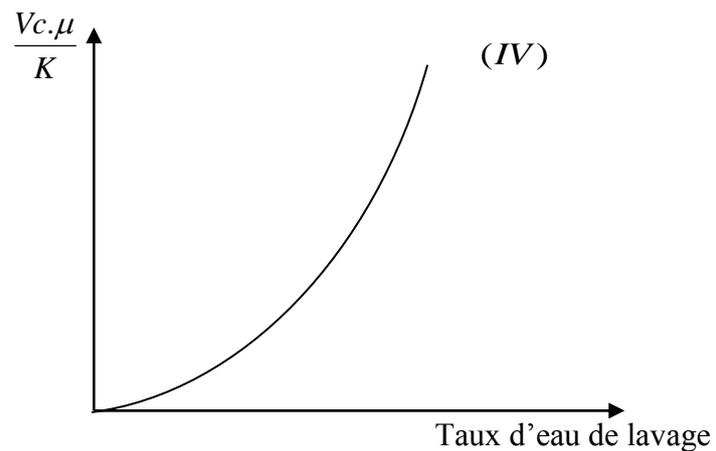
$$V_c = K \cdot \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Où :

X : taux d'eau de lavage.

μ : viscosité dynamique de brut.

Pour une température constante : $\frac{V_c \cdot \mu}{K} = f(X)$



Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X

La vitesse de coalescence dépend aussi de la température par l'intermédiaire de la viscosité.

$$V_c = K \cdot \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Donc, on peut en conclure qu'une baisse de température peut être compensée par une augmentation de taux d'injection d'eau pour maintenir une vitesse de coalescence suffisante, comme dans le cas de la température, on remarque que l'on est limité par un taux d'injection d'eau car un taux trop élevé peut provoquer :

- Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur d'où risque de déclenchement.
- Entraînement d'eau avec le brut dessalé.
- Moussage qui gêne l'opération de dessalage.

III-5.3. La pression de service

La pression n'a pas une influence sur la salinité du brut, mais elle peut influencer la marche du dessaleur.

La pression dans le dessaleur doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à empêcher la vaporisation du brut.

En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturées en eau, donc plus conductrices que le brut. Cela provoquerait une consommation excessive de puissance électrique. La puissance supplémentaire sera convertie en chaleur qui chauffera davantage le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes.

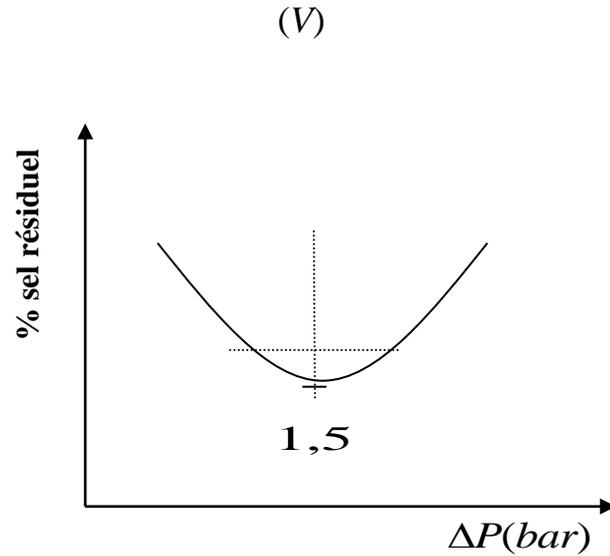
III-5.4. Perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange

La perte de charge au niveau de la vanne mélangeuse mesure le degré de mélange entre le brut et l'eau de lavage. Elle permet à l'eau d'arriver aux cristaux et de les dissoudre, en créant un mélange intime entre l'eau et le brut.

La valeur de cette perte de charge (ΔP) est déterminée expérimentalement pour chaque brut. Elle dépend généralement de la qualité du brut (lourd ou léger). Une augmentation de la perte de charge a tendance à former une dispersion très fine, donc les émulsions difficiles à détruire.

A l'inverse, une perte de charge trop faible conduit à un lavage incomplet, d'une manière pratique, elle varie entre 0,2 et 2 bars, selon la nature du brut traité.

La courbe (V) donne la salinité sortie en fonction de la (ΔP).



Salinité sortie en fonction de la ΔP

Sur la courbe (V), on constate qu'après une certaine valeur de la ΔP , la salinité augmente. Cette augmentation s'explique par le fait que l'augmentation de la ΔP provoque la formation d'une émulsion très stable qui est difficile à briser.

IV.1 ECHANTILLONNAGE

Cette opération peut être accomplie de deux manières :
Soit sur bac de stockage ou bien en ligne.

IV.1.1 Echantillonnage sur bacs de stockage

A partir du point d'échantillonnage prévu pour cela, le technicien introduit dans le bac, un récipient conçu spécialement pour ce genre de prélèvement. L'opération doit se faire en trois niveaux, si la hauteur du brut est égale ou dépasse 4.5 m, et ce aux milieux des trois tiers du bac (supérieur, milieu et bas). L'échantillon est dit par mélange, il doit être constitué à part égale des trois prélèvements. Deux prélèvements pouvant se faire de la même manière, si le niveau d'huile dans le bac, se situe entre 3 et 4.5 m. Enfin un seul si le niveau est en dessous de 3 m. Dans le cas général, Il s'agit de trois prélèvements avant expédition et un seul après vidange.

IV.1.2 Echantillonnage en ligne

Il peut être en continu ou ponctuel :

- En continu, l'échantillon est pris goutte à goutte, durant toute la durée d'expédition.
- Ponctuel, l'échantillon est prélevé directement, à partir d'un point destiné à cet effet.

COMMENTAIRE

Lors de notre visite sur cite pour repérer les points d'échantillonnage du circuit huile, il a été constaté que les points prévus pour le prélèvement destiné à la TVR, ne sont pas raccordable à un échantillonneur spécial pour cette analyse. A l'activité du labo huile, peuvent s'ajouter d'autres analyses, de la même nature que les précédentes, mais elle ne se font pas d'une manière quotidienne, telle que les analyses liées aux salinités et aux pourcentages d'eau des puits producteurs d'huile, afin de pouvoir suivre leurs évolutions ainsi que leurs

Comportements avec le temps, surtout vis-à-vis de l'injection d'eau et l'avancée du front d'eau dans le gisement.

IV.1.3 Echantillonnage sur le circuit du traitement

Cette opération se fait à plusieurs points de prélèvements :

- L'entrée de premier dessaleur.
- Sortie de premier dessaler.
- Sortie de 2^{ème} dessaleur.
- Sortie de la colonne.

Remarque

L'entrée de premier dessaleur c'est la sortie de 2^{ème} séparateur, et la sortie de premier dessaleur c'est l'entrée de 2^{ème} dessaleur.

IV.2 CONTROLE DE LA QUALITE

A / PARTIE HIULE

La qualité du brut est caractérisée par des spécifications répondant aux normes de transport et de commercialisation telle qu'elles sont mentionnées dans le tableau suivant :

Spécifications	Valeurs
TVR (RVP) Maxi	0.690 BAR (10 PSI)
Salinité Maxi	40 mg/l
BS&W Maxi	0.5 %
Densité	0.774

Tableau n°4

Ces analyses sont d'une importance primordiale, elles doivent être effectuées d'une manière quotidienne, avant et après chaque expédition, afin de pouvoir établir le certificat de jaugeage et le calcul massique de la production.

IV.2.1 METHODES D'ANALYSES

Les méthodes d'analyses appliquées au laboratoire, reposent sur des définitions et des façons décrites d'une manière textuelle détaillée et précise dans les normes standard de tests méthodes **ASTM**.

Les standards en question sont mentionnés dans le tableau suivant :

Spécifications	Désignation du Standard
TVR (RVP)	ASTM D 323
Salinité	ASTM D 3230
BS&W	ASTM D 96
Densité	ASTM D 1298

Tableau n°5

Résumés sur les définitions des standards tests méthodes

Ces résumés donnent une idée générale sur les normes décrites ci-dessus.

a) Tension de vapeur Reid : Standard Test Method ASTM D 323 [9]

Définition

La tension de vapeur REID (TVR ou RVP) est une propriété physique importante des liquides volatiles dissous dans le brut, ce test est utilisé pour déterminer la pression de vapeur à 37.8°C (100°F) du pétrole brut avec un point d'ébullition initial de 0°C (32°F).

Appareillages utilisés

1. Chambre à vapeur.
2. Chambre à liquide.
3. Manomètre.
4. Bain thermostatique.
5. Thermomètre.

Méthode analyse

On verse l'échantillon, déjà refroidi à une température entre 0 à 1°C (32 à 33°F), dans la chambre à liquide, puis l'accoupler à la chambre à vapeur au bout de laquelle est placé un manomètre. L'ensemble est plongé dans un bain thermostatique à une température constante de 37.8°C (100°F), par conséquent la pression commence à augmenter et la lecture de la TVR se fait directement sur le manomètre après stabilisation de la valeur finale.

b) Salinity: Standard Test Method ASTM D 3230 [10]**Définition**

Cette méthode sert à déterminer le taux de sel, en mg/l de NaCl dans le pétrole brut, afin de connaître si ce brut nécessite encore le dessalage ou non. La présence d'une concentration de sel élevée peut être à l'origine des phénomènes nocifs de corrosion, dans les pipes durant le transport et dans les installations du raffinage.

Appareillages utilisés

1. Salinomètre.
2. Electrode Holder.
3. Chambre d'échantillon.
4. Réactifs chimiques pour calibration.

Méthode d'analyse

La méthode de ce test est basée sur la conductivité électrique de la solution du pétrole brute dans un solvant polaire. L'échantillon est dilué dans un mélange de solvant puis placé dans une cellule de test dans laquelle est plongé une électrode de mesure. Lorsqu'on applique une tension sur cette électrode un courant passe et son intensité est en fonction de la concentration du sel dans l'échantillon. La mesure se fait donc par lecture directe et la valeur de la salinité est obtenue par référence à courbe d'étalonnage.

Remarque

La salinité peut être obtenue par dosage direct des chlorures avec du nitrate d'argent, après extraction, à l'aide d'une burette de dosage automatique.

c) Eau et sédiment dans le brut par centrifugation : Standard Test Méthode**ASTM D 96 [11]****Définition**

La méthode du test consiste à déterminer le pourcentage des sédiments et d'eau (BS&W) dans le brut afin de pouvoir déduire le volume exacte du pétrole déshydraté, impliqué dans les différentes opérations de ventes, taxations, inventaires, échanges ...etc. Il reste à signaler aussi qu'une teneur élevée du BS&W, peut causer des problèmes de corrosion dans les pipes et les équipements de transport ainsi que dans les installations du raffinage.

Appareillages utilisés

1. Centrifugeuse.
2. Tubes à centrifuger.
3. Appareil de chauffage.

Méthode d'analyse

Des volumes connus (100 ml en général) de l'échantillon sont placés dans des tubes à centrifuger, ils sont plongés dans un bain à 60°C (140°F), puis centrifuger durant environ 5 minutes à une grande vitesse de rotation. Pour des mesures de sécurité, le couvercle de la centrifugeuse doit être en position fermé durant son fonctionnement. Le pourcentage d'eau et de sédiment est obtenu par lecture directe sur le tube à centrifuger.

d) Densité, Densité Relative, or Gravity of Crude Petroleum**Standard Test Method ASTM D 1298 [12]****Définition**

Cette définition couvre la détermination au laboratoire de la densité, la densité relative, (Spécific Gravity) ou bien l'API Gravity, du brut ou autre mélange ayant une TVR, à l'aide d'un densimètre (Aréomètre ou Hydromètre).

Cette densité sert à la conversion du volume apparent ou mesuré, à la température réelle, au volume standard à 15°C (60°F), en moyen des tables ASTM 53 et 54, destinées pour ce but, puis le calcul de la production massique à la même température.

Cette caractéristique représente un facteur déterminant dans la qualité du pétrole brut et son prix en dépend beaucoup, mais doit être combinée à d'autres propriétés.

Remarque

Des légères différences sont constatés, entre les définitions françaises et américaines liées à cette propriété. En termes américains la densité, specific gravity correspondent respectivement à la masse volumique, la densité dans les définitions françaises.

La masse volumique est toujours liée à une unité de mesure par exemple kg/l, par contre la densité est définie comme étant le rapport de la masse volumique du brut sur la masse volumique de l'eau à la même température, elle est sans unité.

Appareillages utilisés

1. Densimètre (Hygromètre).
2. Thermomètre.
3. Eprouvette.
4. Bain thermostatique.

Méthode d'analyse

Introduire l'échantillon dans l'éprouvette, puis plonger le densimètre. Laisser stabiliser et prendre la température. Evacuer les bulles d'air, s'il en existe, le densimètre doit flotter librement dans le liquide, sans toucher à la paroi du cylindre. La mesure se fait par lecture directe sur le densimètre en plaçant l'œil en face du niveau du liquide dans l'éprouvette. Avant de procéder aux différentes analyses au laboratoire, le laborantin est appelé à prélever des échantillons, selon des procédures décrites par la norme AFNOR NF M07-001. Ceci nous ramène donc, à introduire ces procédures.

e) Viscosité Cinématique : Standard Test Method ASTM D 445. [13]**Définition**

La viscosité cinématique est une caractéristique qui représente les contraintes de cisaillement d'un liquide lors de son écoulement, elle peut être obtenue par mesure du temps d'un volume écoulé sous l'effet de la gravité, à travers un capillaire d'un viscosimètre calibré, à une température constante. La viscosité cinématique ν en mm^2/s résulte de multiplication du temps en (s) mesuré par la constante de calibration C en $(\text{mm}^2/\text{s})/\text{s}$.

$$\nu = C \cdot t$$

La viscosité dynamique en $\text{mPa} \cdot \text{s}$ est donnée par la formule :

$$\eta = \nu \cdot \rho \text{ avec } \rho \text{ la densité du liquide.}$$

Appareillages utilisés

- 1- Viscosimètre.
- 2- Bain thermostatique.
- 3- Thermomètre.
- 4- Chronomètre.

Ce sont les principaux éléments pour la mesure de la viscosité. Il peut y avoir d'autres éléments, tout dépend de l'appareil utilisé.

Méthode d'analyse

Comme déjà évoqué dans la définition de la viscosité, la méthode consiste à mesurer le temps d'écoulement d'un volume connu, à une température constante, à travers un capillaire d'un viscosimètre calibré. Le temps de la mesure ne peut pas être moins de 200 secondes.

f) Flash Point : Standard Test Method ASTM D 93. [14]**Définition**

Le point de Flash est une propriété d'une large gamme de produits inflammables. Elle est définie comme étant la plus basse température, à une atmosphère, à laquelle les vapeurs dégagées d'un ou de plusieurs produits, lors d'un chauffage, forme un mélange inflammable avec l'air, sous conditions contrôlées au laboratoire. Cette propriété est utilisée pour détecter la contamination des produits, relativement non volatiles ou non inflammable par des produits volatiles et inflammable. Elle est utilisée aussi dans le transport maritime et la régulation de la sécurité, pour définir les produits combustible et inflammable. Cependant, le résultat obtenu par ce test peut être pris en compte comme élément de risque de feu.

Appareillages utilisés

- 1- Appareil automatique type (Pensky-Marten Closed Cup Tester).
- 2- Mesureur de température.
- 3- Source de feu.

Méthode d'analyse

Un échantillon est chauffé graduellement dans un récipient. L'appareil est menu d'un système de flamme, qui s'approche à l'échantillon chaque petit intervalle de température (deux degré par exemple). Le point de flash est la température la plus basse, à la quelle le chauffage cause une vaporisation de l'échantillon et provoque une étincelle.

B / PARTIE GAZ

En ce qui concerne le gaz, seulement deux analyses sont programmées, à savoir la chromatographie et l'humidité du gaz traité.

Chromatographie [15]**Définition**

La chromatographie en phase gazeuse est une méthode d'analyse qui sert à déterminer la composition chimique des gaz, le pouvoir calorifique supérieur, la densité et le poids moléculaire. Les différents constituants en question sont : N₂, CO₂, CO, C₁ à C₆ et plus.

Appareillages utilisés

- 1- Chromatographe phase gazeuse avec intégrateur.
- 2- Enregistreur.
- 3- Bouteille d'échantillonnage.
- 4- Gaz vecteur Hélium et Azote.

Méthode d'analyse

L'échantillon est injecté dans la colonne du chromatographe, les différents constituants sont fixés sur un support adsorbant, puis ils sont libérés sélectivement dans le gaz vecteur. A la sortie de la colonne, se trouve un détecteur qui transmet un signal électrique, dont l'intensité est proportionnelle à la quantité de chaque constituant présent dans l'échantillon. L'enregistreur fournit ces signaux sous forme de pics, dont les surfaces sont proportionnelles aux taux des différents éléments. Le calcul se fait automatiquement et donne la composition molaire du mélange.

Introduction

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques associé à des composé oxygénés, azotés et sulfurés connu depuis la plus haute antique. employé autre fois comme mortier, comme agent d'étanchéité ou encore pour ses propriétés lubrifiants ou médicinale, le pétrole n'est devenue un grand produit industriel seulement qu'an milieu du XIX siècle

Il est effet d'usage courant aujourd'hui de faire recommencer les origines de l'industrie du pétrole à l'année 1859. [1]

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbure, appelés pétrole brut en produits énergétiques tels que carburants et combustibles, et en produits non énergétiques tel que matières premiers pétrochimiques, lubrifiant paraffines et bitumes. Les produits sont ensuite acheminés vers le consommateur final, soit à travers un réseau de distribution comprenant notamment des dépôts et des stations –servies. La transformation des pétrole bruts s'effectue dans les raffinerie, usines à flux continues et très automatisées, qui sont plus ou moins complexe selon la gamme des produits à fabriqués, la qualité des pétrole bruts et les exigences du marché. La complexité d'une raffinerie se traduit par le nombre d'unité de fabrication qui utilisent des procédés physique ou chimique que l'on peut classer en trois catégorie :

Les procédé d'épuration, de séparation, et conversion.

Ainsi, le processus continue d'une raffinerie simple comporte d'abord une épuration du pétrole brut, puis une séparation par distillation en produits blanc (distillation, légers et moyens) et en produits noir (résidus lourds) .les produits légers sont convertis en essences pour l'automobiles.

Actuellement la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs qui fixent les spécifications du pétrole mis en vente en particulier les teneurs en sel et en eau.

Les valeurs les plus courants sont de 40 à 60 mg /l pour la teneur en sel et de l'ordre de 1% pour l'eau.

Les raffineries doivent ramener avant leurs unités à la teneur maximale en sel de 5mg/L pour prévenir contre toutes source de problèmes techniques qui peuvent nuire à la production tels que l'encrassement des échangeurs, la corrosion des équipements de tête des unités de distillation atmosphérique, la dégradation de la qualité des résidus ... etc. [2]

Introduction

L'élimination des sels et de l'eau est indispensable, à tous les niveaux de traitements de brut et cela, nécessite l'installation d'unités de dessalages.

En générale ces unités de dessalages sont du type électrostatiques qui sous l'influence d'un voltage important(20.000) permettent de briser l'émulsion et de libère la molécule d'eau de celle de huile, en suite ces gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle de brut décantent au fond du dessaleur.

Dans ce travail, une recherche bibliographique sur les différents modes de traitement de brute a été faite, ensuite, et dans le but de réaliser une étude sur le procès de dessalage, de séparation et de stabilisation par abaissement de la TVR, une période d'une durée d'un mois au champ d'OURHOUD, a été nécessaire à cet effet. Cette étude a été effectuée comme suit :

- Suivi des analyses sur les effluents entrées/sorties de l'unité de dessalage.
- Suivi des analyses sur les effluents sorties de l'unité de séparation.
- Suivi des analyses sur les effluents entrées/sorties de la colonne.

V.1 résultats

V.1.1 Résultats d'analyses BS&W et salinités, entrées/sorties des étages de dessalages

Date	Entrée 1 ^{er} dessaleur		Sortie 1 ^{er} dessaleur/entrée 2 ^{ème} dessaleur		Sortie 2 ^{ème} dessaleur	
	BS&W(%)	Salinité (mg/l)	BS&W (%)	Salinité (mg/l)	BS&W(%)	Salinité (mg/l)
15/02/2014	0,2	391	TR	18	TR	9
16/02/2014	0,15	347	TR	22	TR	11
17/02/2014	0,15	316	TR	23	TR	10
18/02/2014	0,3	543	TR	52	TR	9
19/02/2014	0,15	363	TR	30	TR	9
20/02/2014	0,15	287	TR	26	TR	8
21/02/2014	0,25	480	TR	37	TR	7
22/02/2014	0,15	312	TR	26	TR	10
23/02/2014	0,2	361	TR	22	TR	7
24/02/2014	0,15	306	TR	25	TR	6
25/02/2014	0,5	676	TR	34	TR	7
26/02/2014	0,2	358	0,05	29	TR	8
27/02/2014	0,15	333	0,05	27	TR	10
28/02/2014	0,15	303	0,05	36	TR	8
01/03/2014	0,1	233	TR	22	TR	9
02/03/2014	0,1	206	0,05	35	TR	7
03/03/2014	0,1	208	TR	21	TR	8
04/03/2014	0,15	246	0,05	25	TR	8
05/03/2014	0,1	207	0,05	23	TR	8
06/03/2014	0,1	227	0,05	23	TR	7
07/03/2014	0,15	258	0,05	21	TR	7
08/03/2014	0,25	395	0,05	43	TR	9
09/03/2014	0,15	255	0,05	21	TR	8
10/03/2014	0,15	243	0,1	27	TR	8
11/03/2014	0,1	216	0,05	23	TR	7
12/03/2014	0,1	195	TR	20	TR	8
13/03/2014	0,1	220	0,1	54	TR	5
14/03/2014	0,05	142	TR	20	TR	14

Tableau n°6 : résultats d'analyses BSW et salinité

V.1.2 Résultats d'analyses BS&W, TVR et salinités, sortie colonne

Date	BS&W (%)	Salinité (mg/l)	TVR
15/02/2014	ND	6	8,77
16/02/2014	ND	10	8,7
17/02/2014	ND	11	8,85
18/02/2014	ND	10	8,48
19/02/2014	ND	7	8,77
20/02/2014	ND	10	8,63
21/02/2014	ND	11	8,92
22/02/2014	ND	10	8,99
23/02/2014	ND	10	9,06
24/02/2014	ND	5	8,99
25/02/2014	ND	7	9,06
26/02/2014	ND	9	8,99
27/02/2014	ND	8	9,14
28/02/2014	ND	6	8,41
01/03/2014	ND	7	8,7
02/03/2014	ND	7	8,77
03/03/2014	ND	7	9,14
04/03/2014	ND	8	8,92
05/03/2014	ND	7	8,77
06/03/2014	ND	8	8,27
08/03/2014	ND	8	8,56
09/03/2014	ND	9	8,99
10/03/2014	ND	6	8,85
11/03/2014	ND	7	8,77
12/03/2014	ND	7	8,48
13/03/2014	ND	7	8,7
14/03/2014	ND	5	8,63
14/03/2014	ND	6	8,63
15/03/2014	ND	5	8,56

Tableau n°7 : résultats d'analyses BSW, TVR et salinité

Discutions tableau n°6 et 7**Salinité**

Au fur et à mesure la salinité diminue de 667 mg/l sur l'entrée de 1^{er} dessaleur au 5 mg/l sur la sortie colonne, cette diminution est due aux divers facteurs influant positivement sur la salinité (le desémulsifiant et les deux dessaleurs).

BS&W

D'après les résultats trouvés, on remarque sur tous les process du traitement les valeurs de BSW sont dans les normes, cet résultat due à l'injection de desémulsifiant au niveau des satellites.

La TVR

L'analyse de l'échantillon (sortie colonne) montre des bons résultats remarquable de la TVR, les pressions de vapeur varient de 8 à 9 psig.

Ces résultats s'expliquent par la bonne qualité de pétrole brut algérien.

V.1.3 Résultats d'analyses BS&W et émulsion, satellites

Date	Satellite 03			Satellite 01		
	Water(%)	émulsion	sédiment	Water(%)	émulsion	sédiment
27/02/2014	0,6	0,4	/	0,2	01	/
28/02/2014	1,5	1,5	/	/	/	/
01/03/2014	08	18	/	/	/	/
02/03/2014	01	08	/	/	/	/
06/03/2014	0,3	01	/	/	/	/
07/03/2014	0.15	02	/	/	/	/
08/03/2014	06	03	/	/	/	/
09/03/2014	/	/	/	0,2	01	/
12/03/2014	58	04	/	0,15	0,1	/
13/03/2014	01	1,6	/	/	/	/
14/03/2014	/	/	/	0,1	01	/
15/03/2014	0,25	0,15	TR	/	/	/

Tableau n°8 : résultats d'analyse BSW et émulsion

Discutions tableau n°8

D'après les résultats trouvés, on remarque que la plupart des valeurs mesurées rentrent dans les normes prescrites par le constructeur.

V.1.4 Résultats d'analyses de densité et TVR, BAC «A »

<i>BAC «A » en production</i>				
Date	<i>densité</i>	<i>Température C°</i>	<i>D à 15C°</i>	<i>TVR</i>
22/02/2014	0,806	21,25	0,8106	8,48
24/02/2014	0,806	21,25	0,8106	8,56
27/02/2014	0,806	20,75	0,8103	8,56
01/03/2014	0,806	20,50	0,8101	8,41
06/03/2014	0,807	19,00	0,8099	8,63
09/03/2014	0,806	20,50	0,8101	8,48
11/03/2014	0,806	20,50	0,8101	8,56
14/03/2014	0,804	23,25	0,8101	8,48

<i>BAC «A » avant expédition</i>						
Date	<i>densité</i>	<i>Température C°</i>	<i>D à 15C°</i>	<i>TVR</i>	<i>BSW</i>	<i>NaCl</i>
15/02/2014	0,804	23,75	0,8105	8,48	ND	9
18/02/2014	0,805	22,75	0,8106	8,34	ND	10
20/02/2014	0,806	21,50	0,8108	8,41	ND	7
22/02/2014	0,805	23,00	0,8107	8,41	ND	14
24/02/2014	0,806	21,00	0,8104	8,56	ND	9
27/02/2014	0,806	20,75	0,8103	8,63	ND	9
01/03/2014	0,806	20,75	0,8103	8,56	ND	12
04/03/2014	0,806	20,50	0,8101	8,56	ND	9
06/03/2014	0,804	23,25	0,8101	8,41	ND	8
09/03/2014	0,807	19,50	0,8102	8,56	ND	9
11/03/2014	0,805	22,25	0,8102	8,56	ND	8
14/03/2014	0,805	22,00	0,81	8,56	ND	7

V.1.5 Résultats d'analyses de densité, BAC «A », en restitution

Date	densité	Température C°	D à 15C°
16/02/2014	0,804	23,75	0,8105
18/02/2014	0,806	21,25	0,8106
20/02/2014	0,807	20,00	0,8106
23/02/2014	0,807	20,00	0,8106
25/02/2014	0,805	22,50	0,8104
28/02/2014	0,807	19,25	0,81
02/03/2014	0,803	24,50	0,8098
04/03/2014	0,806	20,25	0,8099
07/03/2014	0,804	23,25	0,8101
10/03/2014	0,807	19,25	0,81
12/03/2014	0,805	22,00	0,81
15/03/2014	0,805	22,00	0,81

Tableaux 9, 10 et 11 : résultats d'analyse, densité, TVR et salinité

Discutions tableaux 9, 10 et 11

L'analyse de l'échantillon (BAC A) montre des bons résultats de la température, densité et salinité. Les valeurs rentrent dans les normes.

Ces résultats s'expliquent par les traitements chimiques et physiques (séparation, dessalement et stabilisation) de pétrole brut de long du cycle de traitement.

V.1.6 Résultats d'analyse chromatographique, sortie des hydrateur

<i>Composées</i>	<i>Pourcentage %</i>
N2	1,7428
CO2	1,4277
CH4	61,9852
C2H6	18,8431
C3H8	12,7938
iC4	0,6761
nC4	1,8558
iC5	0,1775
nC5	0,2842
C6+	0,2138
SP.GR.	0,841

Tableau n° 12 : Résultats d'analyse chromatographique, sortie des hydrateur**V.1.7 Résultats d'analyses viscosité du brut à différentes températures**

date	Vc a 20°C	Vc a 40°C
25/03/2012	4.43	3.67

Tableau n° 13 : Résultats d'analyses viscosité du brut à différentes températures**V.1.7 Résultats d'analyses, flash point**

Date	Flash point
25/09/2012	86

Tableau n° 14 : Résultats d'analyses, flash point

V.2 Présentation graphique

V.2.1 Variation de salinité au tour de traitement

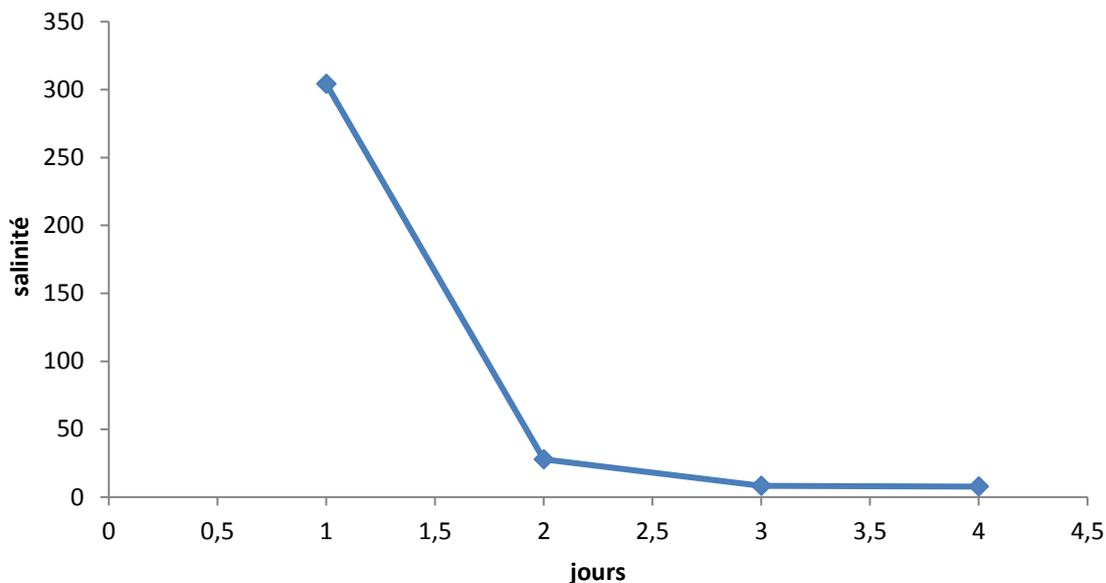


Figure-24- : Variation de salinité au tour de traitement

Interprétation

Cette figure présente la variation de salinité de pétrole brut de long du cycle de traitement. On remarque au début de traitement, le pétrole brut est très salé (300 mg/L). Après ça on remarque que la salinité diminue au niveau de chaque étape de traitement. Ces résultats sont dus au taux de l'eau de lavage c'est-à-dire que l'augmentation d'eau de lavage conduit à l'augmentation de l'efficacité de dessalage du brut par la dilution de sel émulsionné dans le brut, en d'autres termes lorsque on augmente l'eau de lavage, la quantité de sel émulsionné dans le pétrole brut dilué par l'eau augmente, c'est pour cela que nous observons une diminution de la salinité de brut.

V.2.2 Variation de salinité, sortie colonne

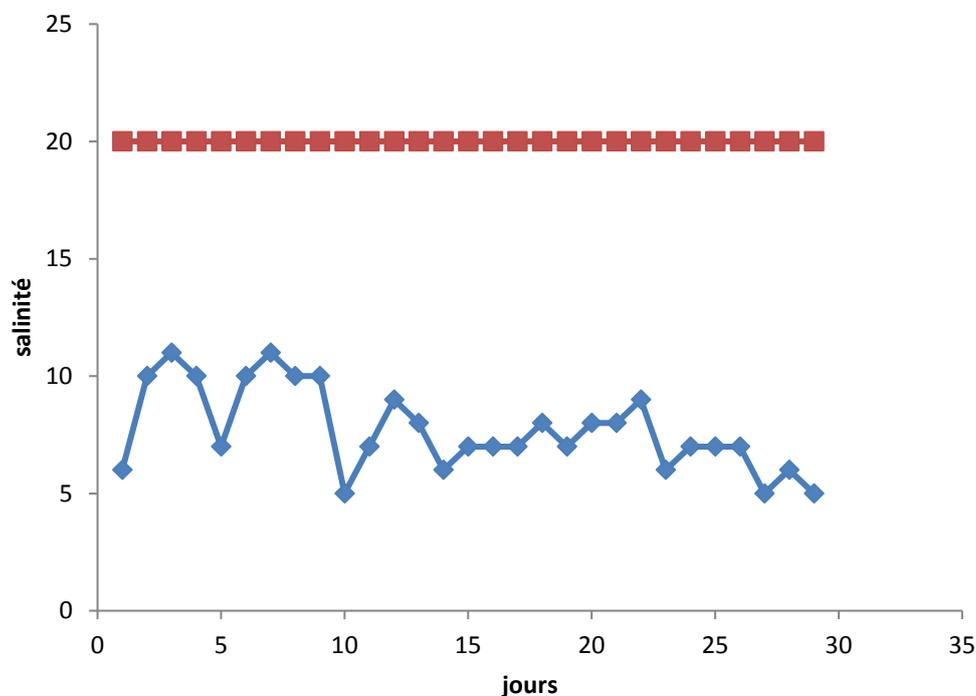


Figure-25- : Variation de salinité, sortie colonne

Interprétation

Cette figure présente la variation de salinité dans toute la période du stage (sortie colonne), on remarque que toutes les valeurs de salinité sont inférieures à 20 mg.L⁻¹. Ce résultat explique l'efficacité du système de dessalage du champ Ourhoud.

V.2.3 Variation de viscosité en fonction de température

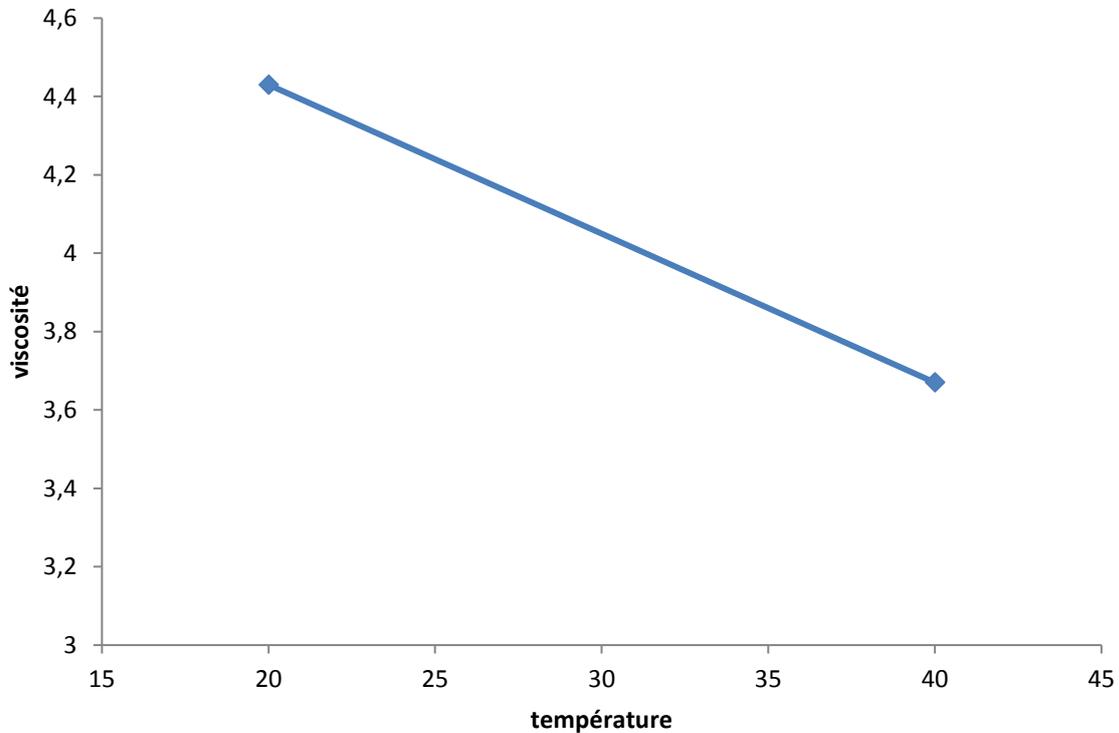


Figure-26- : Variation de viscosité en fonction de température

Interprétation

Cette figure présente la variation de viscosité aux fonctions de température, a partir de cette courbe on remarque que :

À 20°C la viscosité égale à 4,5 et à 40°C la viscosité diminue à 3,6 c'est-à-dire la viscosité de brut diminue avec l'augmentation de la température.

CONCLUSION

Les analyses et les calculs ont révélé que le système de dessalage utilisé par l'unité OURHOUD a une bonne efficacité qui avoisine les 96 % avec une salinité 3,5 fois moins que celle préconisée ou escomptée par les spécificités de commercialisation du pétrole à savoir 40mg/l , de plus cette efficacité est atteinte sans l'injection desémulsifiant qui été préconise avant avec un débit de 10 ppm (5,6 L.h⁻¹), ce qui représente un gain de 2 milliards de dinars par ans.

Les paramètres qui ont favorisé cette bonne performance sont :

- Un bon suivi journalier du comportement de système de dessalage (analyse BSW et Salinité)
- Le maintien des paramètres d'exploitation du système comme il est recommandé par le constructeur
- Le non dépassement du débit de brut à traiter
- Un maintien d'une bonne température de dessalage
- Le bon fonctionnement des installations à l'amont du dessalage
- Rinçage hebdomadaire du fond des dessaleurs pour l'évacuation de la boue qui peut se déposer

Comme il nous a été signalé au début de notre stage par les ingénieurs et techniciens de l'exploitation d'OURHOUD, il est souhaitable que la présente étude servira comme outil de soutien pour les ingénieurs et techniciens de l'exploitation dans la résolution des anomalies qui peuvent survenir sur le système de dessalage.

Bibliographie

[1] : J.-P ;WAUQUIER ; Le raffinage de pétrole brut ; procédés de séparation ; EDITIONS TECHNIP ; Tom 2 ; 1998 ; pp 240-260.

[2] : H. Laiche, S.El Hachemi ; conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala ; Mémoire d'ingénieur ; Université de Kasdi Merbah Ouargla ; 2005 ; 102 p.

[3] : mémoire de fin d'étude ; ETUDE DE L'AMILIORATION DU RENDEMENT DE L'UNITE DE DESALAGE CIS/HMD ; 2009/2010.

[4] : BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed ; Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; Université de Boumerdès ; 2007 ; 93 p.

[5] : TEMMAR Mounir et NAAM Ridha, Mémoire MASTER ACADEMIQUE, le dessalage du pétrole, 2013.

[6] : (A.SKOBLO, I.TREGOUBOVA, N.EGROV) « méthodes et appareils d'industrie de pétrole » Moscow, 1967, tome II.

[7] : Ken Arnold et Maurice Stewart ; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems ; Chapitre 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008; pp 351–456.

[8] : Traitement de pétrole brut champ de production.

[9] : standard test method for vapor pressure of petroleum products (reid method)¹

[10] : standard test method for salts in crude oil (Electrometric method)¹

[11] : standard test method for water and sediment in crude oil by centrifuge method (field procedure)¹

[12] : standard test method for density of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer method¹

Bibliographie

[13] : standard test method for kinematic viscosity of transparent and opaque liquids

(the calculation of dynamic viscosity) ¹

[14] : standard test method for flash-point by Pensky-Martens Closed Cup Tester¹

[15] : standard test method for analysis of natural gas by gas chromatography¹