

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BENZAOUI El-Atra, OUCHENE Malak

-THEME-

**Etude de problème de salinité du pétrole brut champ-Nord Hassi Messaoud
(Simulation avec le logiciel HYSYS)**

Soutenue le : 08 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Ali Zerrouki Ahmed	Professeur	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Djebbas Faycal	MCA	Univ. Ouargla
Encadrant :	Sid Rouhou Hadj Mohammed	MAA	Univ. Ouargla



Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu "Allah" notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail. Nous adressons nos vifs remerciements à notre promoteur :

Mr SIDROUHOU HADJ MOHAMMED.

Nous présentons nos chaleureux remerciements A Mr DJERIDI TOUFIK le chef du complexe industriel CINA pour son aide et ses orientations.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de la faculté des hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.



DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui m'ont
Aidé de loin ou de près à accomplir et à bien mener ce
travail.

Notamment ma binôme BENZAOUI EL-Atra
A Mon père « SAID », ma mère « BENHSIN HAYAT »

A mon mari

A mon frère et sœurs

A qui je dois tout, pour leurs patiences, leurs
encouragements et leurs sacrifices consentis envers moi. Leurs
aides précieuses, leurs conseils prodigieux.

Pour leur soutien moral et leur encouragement
considérable. Que Dieu nous garde unis et solidaire. A toute
ma famille je vous adresse mes sentiments et mes
considérations les plus sincères.

Je vous aime tous

MALAK





DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui m'ont
Aidé de loin ou de près à accomplir et à bien mener ce
travail.

Notamment mon binôme MALAK.

A Mon père, ma mère

A mes enfants

A mon frère et sœurs

Je vous aime tous

EL-ATRA



ملخص

إن حماية الآليات من الآثار الكارثية الناتجة عن تواجد الأملاح ضروري من أجل الحفاظ على ثبات الأداء الانتاجي وبالرغم من الكثير من الطرق الوقائية والعلاجية المستعملة للتخلص من هذه الأملاح ولكن ملوحة البترول تبقى مرتفعة عند مدخل مركز المعالجة "سينا"

من خلال هذه الدراسة سوف نتطرق لمشكل الملوحة ونبحث عن الحلول الممكنة للتقليل من ملوحة البترول قبل وصوله للمركز وذلك باستعمال جهاز المحاكاة هايبيس.

كلمات مفتاحية: الملوحة، نزع الأملاح، الفصل، هايبيس.

Abstract

The longevity of the units and the maintenance of the constant production regime requires above all the protection of the equipment against the devastating effects caused by the presence of salts.

Although several means have been put in place to combat and eliminate these salts. The salinity of the crude oil remains quite high at the entrance to the treatment center.

In our study, we mainly aim to reduce the salinity of the crude upstream of the processing center. After study, we will carry out simulation using the HYSYS software for optimization of separation on fields.

Keywords: Salinity, Desalination, Separation, HYSYS.

Résumé

La longévité des unités et le maintien du régime de production constant passe avant tout par la protection des équipements contre les effets dévastateurs causés par la présence des sels.

Bien que plusieurs moyens pour lutte et élimination de ces sels sont mis en place mais la salinité du brut reste assez élevée à l'entrée du centre de traitement.

Dans notre étude, on vise principalement à réduire la salinité du brut en amont du centre de traitement, après étude, on va faire des simulations en utilisant le logiciel HYSYS pour optimisation de la séparation sur champs.

Mots clés : Salinité, Dessalage, Séparation, HYSYS.

Table des matières

CHAPITRE I	Notions fondamentales et généralités.....	3
I.1	Présentation champs Hassi Messaoud :.....	3
I.1.1	Situation géographique et géologique :.....	3
I.2	Présentation du complexe industriel CINA :.....	4
I.3	Unité de Traitement de brut :	6
I.3.2	Historique de l'unité :	6
I.3.3	Séparation UP1 :	7
I.3.4	UNITE D'OPTIMISATION (USS1) :.....	8
I.3.5	Procédé de Stripping, Absorption et Stabilisation :.....	9
I.3.6	Procédé de Dessalage :.....	9
I.3.7	Unités de boosting $\frac{3}{4}$ -ème étages :	10
I.3.8	Stockage et pomperie d'expédition :.....	10
I.3.9	Unité de traitement des eaux huileuses API :	11
I.4	Notions fondamentales :.....	12
I.4.1	Un effluent salé :.....	12
I.4.2	Problèmes causées par les sels :.....	13
I.4.3	Raisons qui imposent le dessalage :.....	14
I.4.4	Le dessalage :.....	14
I.4.5	L'émulsion :.....	15
I.4.6	Agent Desémulsifiant :	15
I.4.7	La séparation :.....	16
I.4.8	Séparateur de production :	20
I.4.9	Manifold :.....	20
CHAPITRE II	Techniques expérimentales.....	21
II.1	Introduction :	21
II.2	Traitement des dépôts dans les puits :	22

II.2.1	Traitement des eaux d'injection :	22
II.3	Traitement des dépôts en surface :	22
II.4	Problématique :	23
II.5	Le traitement de pétrole sur champ :	25
II.5.2	Eaux d'injection au niveau du champs nord Hassi Messaoud :	27
II.6	Cas d'étude « Séparateur ONI31 » :	28
II.7	Analyses chimiques :	30
II.7.3	Analyses pétrole brut :	Erreur ! Signet non défini.
II.7.4	Résultats des analyses:	32
II.8	Conclusion :	33
CHAPITRE III SIMULATION ET DISCUSSION DES RESULTATS		34
III.1	Introduction :	34
III.2	Présentation de logiciel HYSYS :	35
III.3	Simulation :	36
III.3.1	Peng-Robinson fluide package :	36
III.3.2	liste des composants :	37
III.3.3	Model palette :	38
III.3.4	Flux d'alimentation :	39
III.4	Résultats et Discussions :	41
III.4.5	Scenario 01 :	41
III.4.6	Scénario 02 :	43
III.4.7	Scenario 03 :	45
III.5	Evaluation des coûts du projet en dollar :	48
III.5.8	Injection produit chimique :	48

Liste des figures

Figure I-1 Champs Hassi Messaoud.	3
Figure I-2 Schéma synoptique CINA.	5
Figure I-3 Schéma synoptique UP1.	8
Figure I-4 Schéma synoptique USS1.	9
Figure I-5 Unité USS1.	10
Figure I-6 Schéma stockage et pomperie.	11
Figure I-7 Unité traitement des eaux huileuses.	12
Figure I-8 Schéma principe de dessalage.	14
Figure I-9 Principe de la séparation.	16
Figure I-10 Schéma séparateur.	19
Figure II-1 Schéma section dessalage.	23
Figure II-2 Séparateurs sur champs nord Hassi Messaoud.	26
Figure II-3 Evolution de la quantité d'eau injectée au champ nord HMD.	27
Figure II-4 Séparateur ONI31.	28
Figure II-5 Teneur en eau pétrole brut.	30
Figure II-6 Teneur en sel pétrole brut.	31
Figure III-1 Peng-Robinson fluide package.	36
Figure III-2 Insertion listes des composants.	37
Figure III-3 Model palette.	38
Figure III-4 Schéma explicatif premier scenario.	41
Figure III-5 : Paramètres des effluents sortis de séparateur.	42
Figure III-6 Schéma explicatif deuxième scenario.	43
Figure III-7 Paramètres des effluents sortie séparateur pour le deuxième scenario.	44
Figure III-8 Schéma explicatif troisième scenario.	45
Figure III-9 Dimensionnement du nouveau séparateur.	46
Figure III-10 Volume nouveau séparateur.	46
Figure III-11 Paramètres des effluents sortie de séparateur pour le troisième scenario.	47

Liste des tableaux

Tableau I-1 Spécifications huile stabilisée.	6
Tableau II-1 Paramètres de fonctionnement des dessaleurs.	24
Tableau II-2 Suivi salinité dessaleurs année 2023.....	25
Tableau II-3 Evolution de la quantité d'eau injectée au champ nord HMD.....	27
Tableau II-4 Paramètres des puits séparateurs ONI31.....	29
Tableau II-5 Résultats des analyses sur le pétrole brut.....	32
Tableau III-1 Compositions pétrole brut.	38
Tableau III-2 Propriétés du fluide d'alimentation.	39
Tableau III-3 Caractérisation fluide de l'alimentation.....	39
Tableau III-4 la composition du gaz issus de la séparation.	40
Tableau III-5 Dimensions nouveau séparateur.	47
Tableau III-6 Evaluation des coûts du projet en dollar.....	48
Tableau III-7 Evaluation du coût d'utilisation de désémulsifiant en dollar.	49

Symboles –Notation- Abréviation

HMD	Champ de HASSI MASSOUD.
NaCl	Chlorure de sodium.
CFPA	Compagnie Française de Pétrole Algérienne.
SNREPAL	Société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie.
ENTP	Enterprise Nationale des Travaux au Pétrole.
GTP	Enterprise Nationale de Grands Travaux Pétroliers.
ENSP	Enterprise Nationale de Services aux Puits.
ENAGEO	Enterprise Nationale de Géophysique.
CIS	Complexe Industriel Sud
CINA	Complexe industriel Naili Abdelhalim.
MP	Moyenne pression.
HP	Haute Pression.
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié.
TVR	Tension de Vapor Reid
BSW	Bottom Sediment and Water.
UP1	Unité de Production N 01.
LDMP	Ligne Direct Moyenne Pression.
LDHP	Ligne Direct Haute Pression.
USS1	Unité Stripping et Stabilisation N 01.
BP	Basse Pression.
T1 T2	Bacs de stockage.
Mgcl2	Chlorure de magnésium.
CaCl2	Chlorure de calcium.
Na2So4	Sulfate de sodium.
(NH4)2SO4	Sulfate d'ammonium.
API	American Petroleum Institute.
PFD	Process Flow Diagrams.
HCL	Hydrogen chloride.
ASTM	American Society for Testing and Materials.
ONI 31	Séparateur.
P	Pression.

T	Température.
GOR	Gas Oil Ratio.
WOR	Water Oil Ratio.
ϕ	Diamètre.
V	Volume.
L	Longeur.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole est une ressource énergétique fossile qui a été formée il y a environ 20 à 350 millions d'années. Il est le résultat de la dégradation d'organismes marins (principalement du plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

Il est constitué d'un mélange d'hydrocarbures (molécules organiques composées de carbone et d'hydrogène) et d'autres molécules (souvent du soufre, de l'azote et de l'oxygène) forment le pétrole.

Un puits de pétrole produit un mélange : Brut = Gaz + Pétrole + Eau, durant la production l'interface eau/huile augmente et plusieurs puits commencent à produire de l'eau.

L'eau de formation du gisement n'est pas la seule source en eau dans le pétrole ; l'industrie pétrolière algérienne repose sur le processus de production standard qui est basé sur : la récupération primaire, la récupération secondaire par injection d'eau et la récupération tertiaire.

La récupération secondaire est le processus le plus utilisé dans l'industrie pétrolière algérienne, malheureusement cette eau contient des chlorures se confronte aux problèmes de formation de dépôts minéraux d'où le pétrole brut sera chargé en sels.

Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (Na Cl).

Le sel constitue l'un des plus gros problèmes opérationnels du champ de Hassi Messaoud depuis sa création. Il s'agit d'un véritable désastre contre lequel les producteurs de pétrole luttent depuis des décennies sans grand succès.

Le dessalage est une étape indispensable dans le traitement de pétrole, c'est l'opération qui consiste à éliminer les sels afin de prévenir les problèmes causés par ces derniers tels que : la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations de production.

Notre objectif dans ce travail est l'étude du problème de la salinité de pétrole brut produit au niveau du centre de traitement CINA.

D'après notre étude, on a proposé l'optimisation de la séparation sur champs par l'installation d'un nouveau séparateur ONI31 d'une capacité suffisante dont le but de récupérer

le maximum d'eau contenu dans le pétrole brut provenant des puits du champs nord Hassi Messaoud en vue de diminuer la salinité et la BSW à l'entrée du centre.

L'étude sera subdivisée en trois chapitres :

- Le premier chapitre : Représente une présentation générale du champ Hassi Messaoud, le centre de traitement CINA et quelques notions fondamentales.
- Le deuxième chapitre : Techniques expérimentales.
- Le troisième chapitre : représente discussion des résultats de simulation.

CHAPITRE I

NOTIONS

FONDAMENTALES ET

GENERALITES

CHAPITRE I Notions fondamentales et généralités

Présentation champs Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus grands et plus complexes gisements pétroliers au monde et le plus grand d'Algérie avec une superficie globale d'environ 2000 km². Ce champ est le résultat d'une histoire paléo- tectonique très complexe.

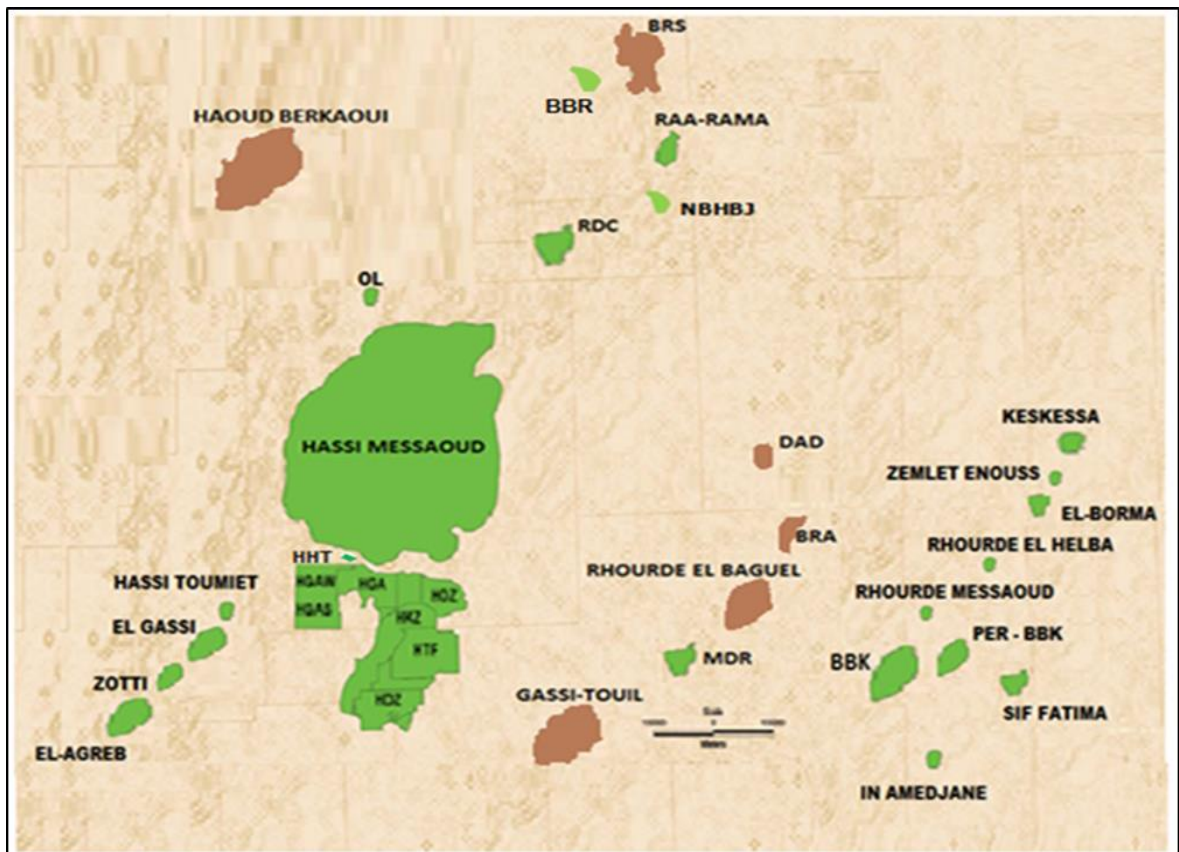


Figure I-1 Champs Hassi Messaoud.

Situation géographique et géologique :

Le périmètre d'étude, situé entre 31° et 32° de latitude, et entre 6° et 7° de longitude présente une partie du territoire où se localise la commune de HASSI MESSAOUD qui s'étend sur une superficie d'environ 71.237 km². Elle est à une distance de 80 km à l'est d'Ouargla et de 850 km au Sud - Est d'ALGER

Hassi Messaoud était au départ un centre industriel saharien (CIS). Après le découpage administratif de 1984, elle est devenue une commune et a été élevée au rang de chef-lieu de daïra. Elle est limitée par :

- Au nord : par la daïra de TOUGGOURT.

- Au nord-est par la commune de BENNACER, TAIBET et MNOGUEUR.
- Au sud par la wilaya d'ILLIZI Au sud-ouest par la wilaya de TAMANRASSET.
- A l'est par la daïra d'EL BORMA.
- A l'ouest par la wilaya de GHARDAIA.

Toute la vie socio-économique est concentrée au niveau de la commune, exceptés quelques hameaux avec des habitations précaires et les bases de vie qui sont régies par les entreprises liées aux hydrocarbures telles que SONATRACH – ENTP – GTP – ENSP – ENAGEO – ENAFOR – NAFTAL - ENAC.

Le gisement pétrolier de Hassi-Messaoud est subdivisé géographiquement en deux zones nord et sud.

Cette répartition remontant à 1956 lors de la découverte et l'exploitation du champ par les deux compagnies françaises CFPa au nord et la SNREPAL au sud, a engendré la création de deux centres de production.

Au départ ces centres regroupaient uniquement des installations de séparation, de traitement, de stockage et expédition du pétrole brut, par la suite, d'autres unités de traitement de gaz et de réinjection sont venues s'y greffer pour étendre davantage les centres de production.

Actuellement, l'ensemble de ces unités nombreuses et diversifiées, forme deux complexes industriels sud et nord (CIS & CINA).

Les deux complexes CIS et CINA composés d'une chaîne de procédés plus ou moins complexe ont pour fonction le traitement des effluents en provenance des puits producteurs.

Le champ Nord de Hassi Messaoud est subdivisé en blocs et en zones : ce sont des blocs nommés de J à P, et les puits sont nommés OM (faisant référence à Ouargla Messaoud), la troisième lettre est obtenue par rapport à la situation du puits dans le bloc.

Présentation du complexe industriel CINA :

Le complexe industriel CINA (complexe industriel Naili Abdelhalim) reçoit le brut des zones nord, qui provient essentiellement des unités satellites d'une part et directement des puits d'autre part. il est composé de :

- 02 unités satellites.
- 01 unité de traitement de brut (séparation, dessalage et stripping).
- 19 unités de boosting du gaz (MP - HP).
- 01 unité de récupération de GPL et Condensats.

- 02 unités de compression de gaz de réinjection.
- 02 unités d'injection d'eau.
- 01 unité de traitement des eaux huileuses.

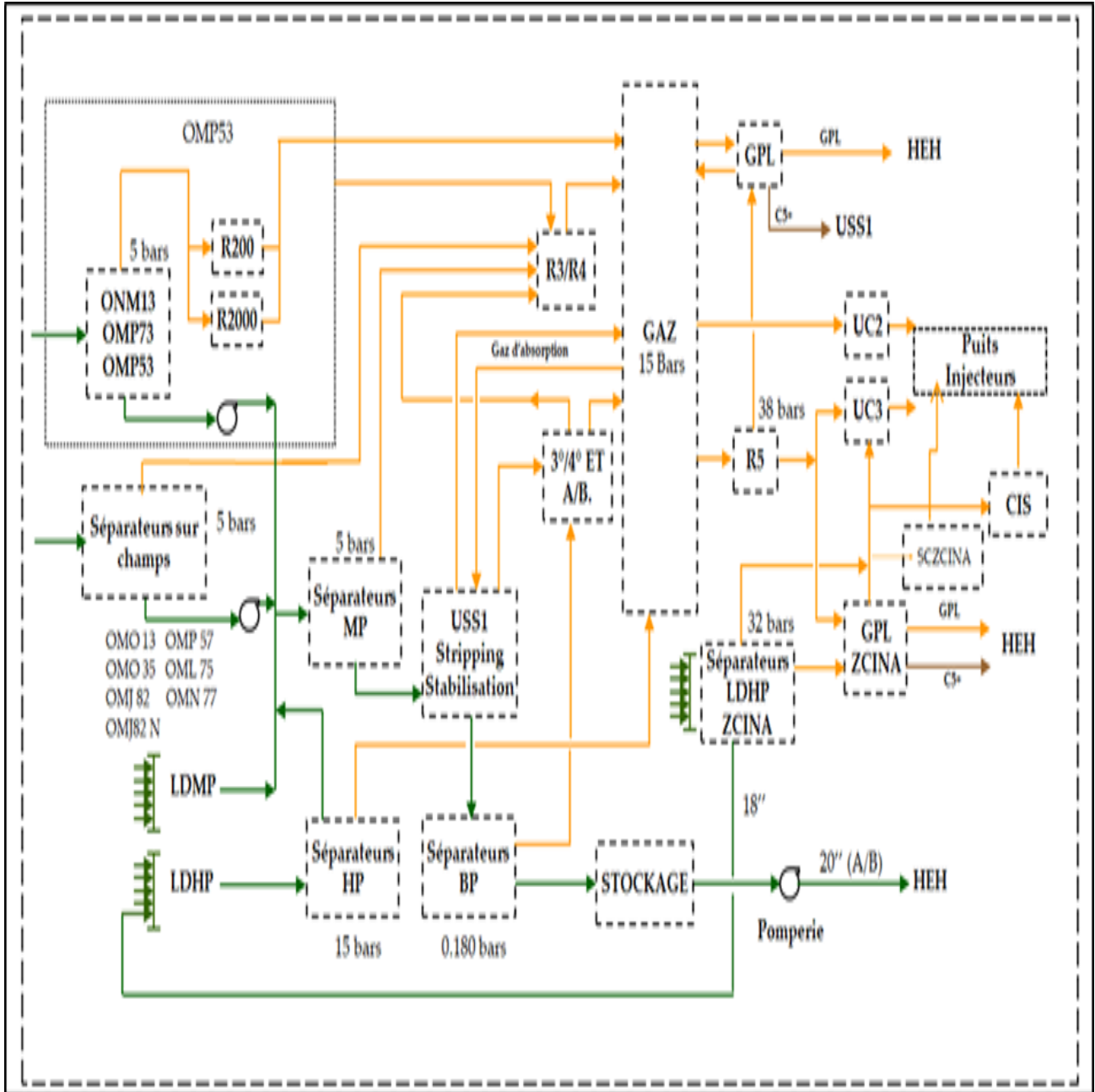


Figure I-2 Schéma synoptique CINA.

Unité de Traitement de brut :

Avant d'être expédié, la production des puits producteurs de brut subit un traitement au centre de production.

La mission principale du service traitement CINA est de produire une huile stabilisée, possède des spécifications conformes aux normes contractuelles, à savoir :

Grandeur	Valeur
DENSITÉ	$0,7949 < D < 0,8082$
TVR	$< 0,8$ bars
SALINITE	< 60 mg/ l
BSW	$< 0,5$ %

Tableau I-1 Spécifications huile stabilisée.

Ce traitement est réalisé principalement dans 02 unités :

- Unité de séparation consiste à séparer l'effluent complexe en une phase gazeuse et 02 phases liquides (eau+ huile). Cette séparation est basée essentiellement sur la différence de densité des phases, ce traitement est réalisé dans des batteries de séparateurs réparties en 03 étages (15 bars, 05 bars et 0.200 bar).
- Unité d'optimisation a pour fonction la stabilisation de toute la charge d'huile issue du champ Nord.

Historique de l'unité :

- 1960 : Mise en service de la pomperie d'expédition du brut vers HEH (ligne 20'') d'une globale de 22 000 T/J (avant cette date, l'expédition était assurée par citernage vers Touggourt).
- 1963 : Réalisation d'une unité de stabilisation du brut de 15 600 m³/J.
- 1969 : Réalisation de deux boosters d'expédition du brut vers HEH.
- 1970 : Réalisation d'un bac de stockage M1E de 16000 m³/h à toit fixe dans le cadre du projet PAAL.
- 1970 : Réalisation d'une deuxième pomperie de brut de 36 000 T/J.
- 1982 : Réalisation d'une unité d'optimisation USS1 d'une capacité de 36 000 T/J par le constructeur LUMUS.

- 1982 : Réalisation d'une unité de compression des gaz (Boosting) 3/4ème Etage (A) d'une capacité de 750 000 Stm³/j
- 1987 : Réalisation de 02 bacs de stockage de brut à toit fixe M1F/M1G d'une capacité de 16 000 m³/h chacun.
- 2000 : Réalisation d'une 2ème unité de compression des gaz (Boosting) 3/4ème Etage (B) d'une capacité de 850 000 Stm³/j.
- 2001 : Mise en service d'une unité de traitement des eaux huileuses.
- 2003 : Réalisation de 04 bacs de stockage de brut à toit flottant M1A/M1B/M1C/M1D de 8 000 m³ chacun à la place des anciens à toit fixe.
- 2005 : Raccordement de la ligne 24''/20'' d'huile (CIS/CINA) vers HEH.
- 2008 : Réalisation d'un nouveau réseau de torche.
- 2012 : Réalisation d'une nouvelle rampe de chargement de brut,
- 2013 : Réalisation d'une ligne 18'' brut LDHP Z-CINA vers collecteur 16'' LDHP/UP1.
 - Réalisation d'une ligne 6'' pour l'acheminement des eaux des purges Z-CINA vers l'unité de traitement eaux API CINA,
 - Réalisation d'une nouvelle chaîne de filtration (essais de performances non atteints) au niveau du bassin de déshuilage API-CINA.

Séparation UP1 :

L'unité traitement en service depuis 1960, reçoit plusieurs effluents tri-phasiques :

- 70 % provient des séparateurs sur champ et de l'unité satellite OMP 53, alimente une première batterie de séparation 2ème étage à 05 bars.
- 19 % provient directement des puits en LDMP, alimente une deuxième batterie de séparation 2ème étage à 5 bars.
- 11 % provient directement des puits en LDHP, alimente la batterie de séparation 1er étage à 15 bars. Ce brut une fois séparé, et détendu dans une 3ème batterie de séparation à 5 bars.

Toute cette production arrive sur un manifold conçu de façon à recevoir séparément ces effluents et à alimenter individuellement les batteries de séparation (15 bars et 5 bars). Ce manifold est équipé également des lignes de purge permettant de vidanger rapidement le circuit en cas d'incident.

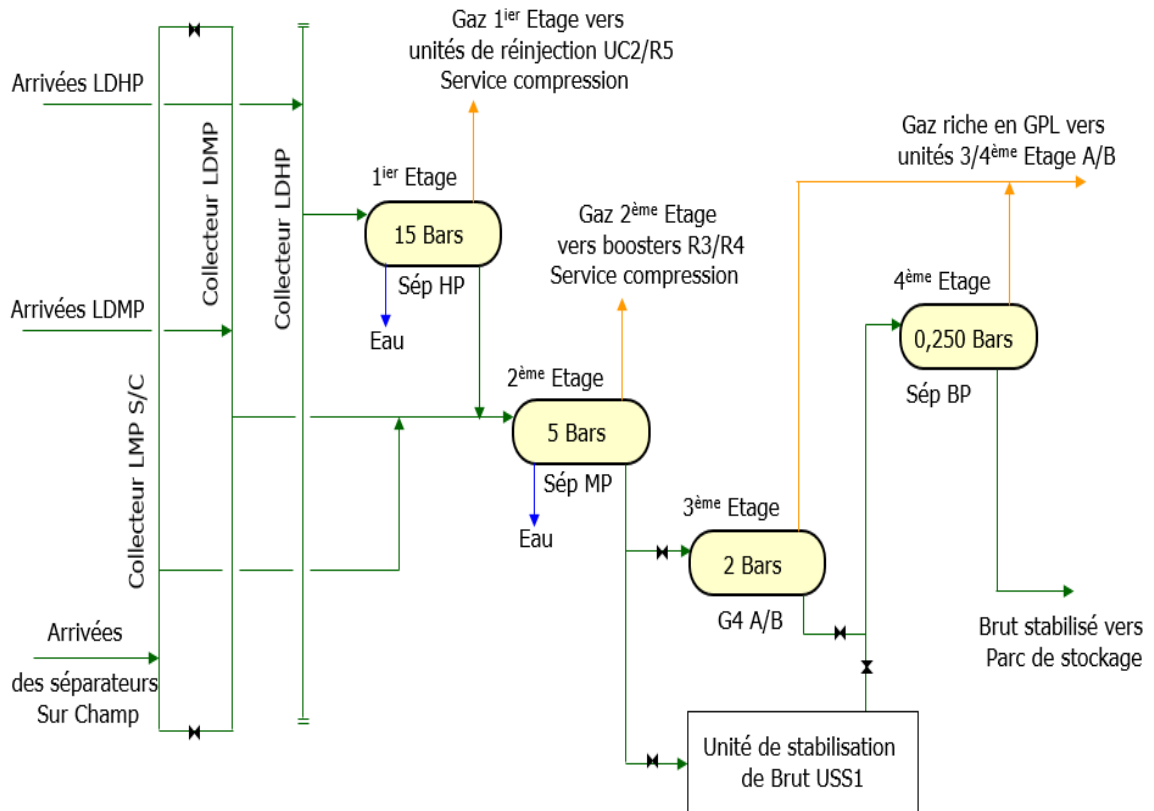


Figure I-3 Schéma synoptique UP1.

UNITE D'OPTIMISATION (USS1) :

L'unité a pour fonction la stabilisation de la charge en huile du champ Nord (provenant du 2^{ème} étage de séparation) et le dessalage dans deux dessaleurs électrostatiques des deux tiers de la production en place. Elle permet également de réaliser les améliorations suivantes :

- Maintient constant des spécifications du produit fini aux normes commerciales exigées indépendamment des changements climatiques engendrés par les transitions saisonnières.
- Production d'un gaz riche approprié pour l'unité GPL ayant pour effet l'augmentation de la récupération des C3, C4 et des C5+.
- Diminution de l'évaporation du brut fini pendant le stockage atmosphérique (réduction des pertes et amélioration de la sécurité).

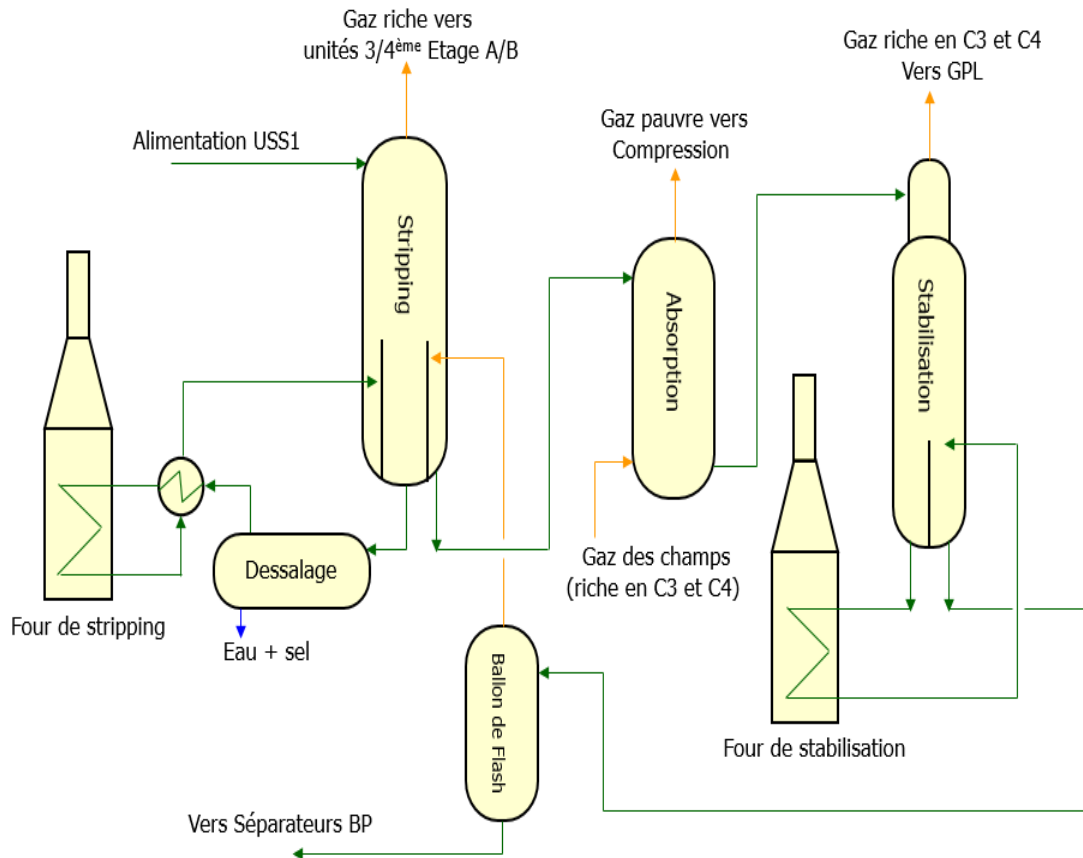


Figure I-4 Schéma synoptique USS1.

Procédé de Stripping, Absorption et Stabilisation :

Le brut en provenance du 2^{ème} étage est acheminé vers une colonne de Stripping à double effet, outre que l'huile stabilisée, une huile sur stabilisée est produite dans cette colonne.

Cette huile surstabilisée sera la charge de la colonne d'Absorption qui à son tour produit une huile à TVR élevée après le contact avec le gaz de champ riche en GPL.

L'huile riche en GPL provenant de la section Absorption alimente la colonne de stabilisation.

Procédé de Dessalage :

Le but principal de cette section est de diminuer le taux de sel dans le brut ainsi que le BSW, afin de protéger les équipements en aval et d'avoir un brut conforme aux normes contractuelles de vente.

Le brut est préchauffé, puis on y ajoute de l'eau destinée à se mélanger à l'eau en émulsion dans le brut et à mouiller les cristaux éventuellement présents ; le mélange est réalisé grâce à la perte de charge créée par une vanne de mélange ; la séparation des 02 phases s'effectue dans le dessaleur et le champ électrique oblige les gouttes d'eau à se rassembler et à en former de plus

grosses c'est le phénomène de coalescence ; elles acquièrent alors une masse suffisante pour tomber par gravité vers le fond du dessaleur c'est la décantation et l'eau qui s'accumule dans la partie basse du dessaleur est automatiquement purgée vers le bassin déshuileur API.

Le brut final obtenu à la sortie de cette unité est refroidi avant d'être envoyé vers le stockage par gravité via les séparateurs dégazeurs surélevés du 3^{ème} étage, ces séparateurs sont des capacités utilisées pour desservir les bacs de stockage grâce à leur position surélevée sans pompes de transfert et pour parfaire le dégazage en cas de mauvais traitement de brut dans l'unité USS1.

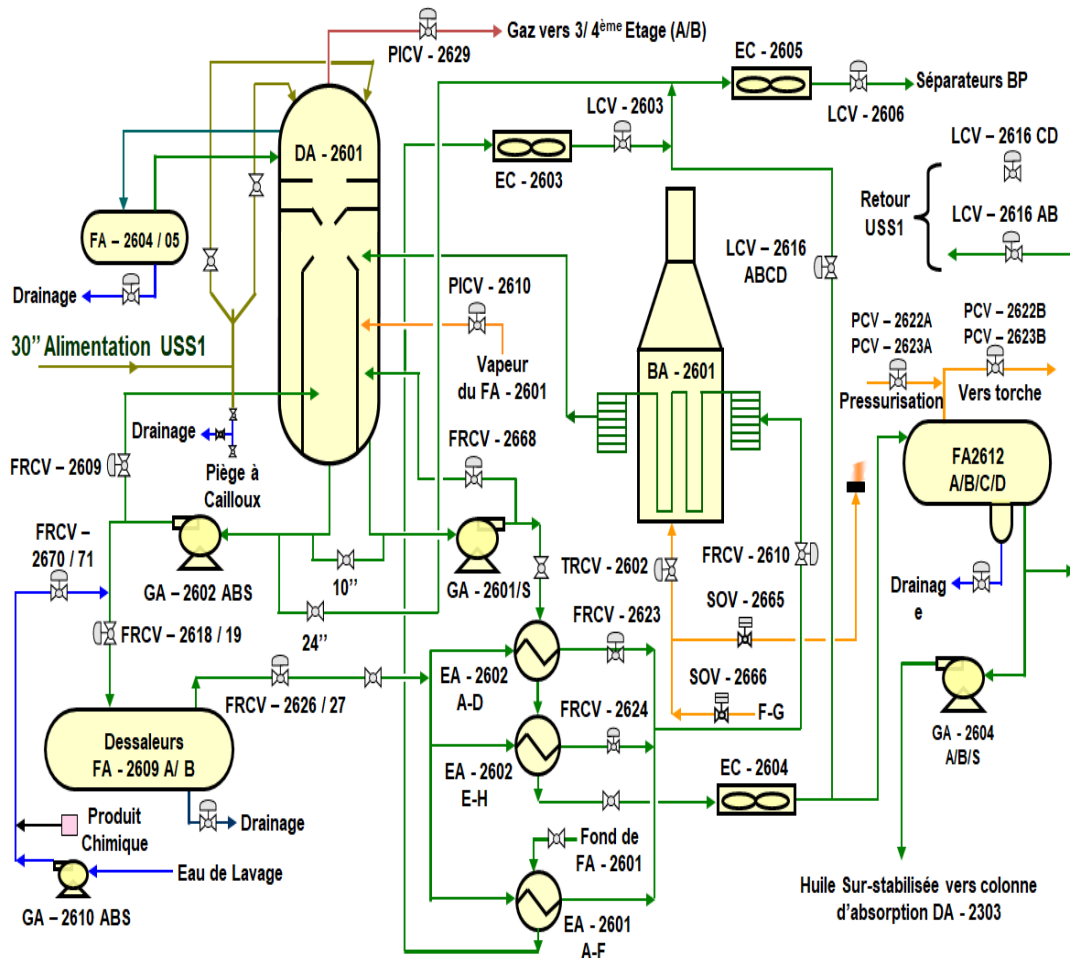


Figure I-5 Unité USS1.

Unités de boosting 3/4 -ème étages :

Ces unités sont conçues pour comprimer à 17 bars les gaz issus de la colonne de stripping et des séparateurs 3^{ème} étage BP) disponibles à 0.15 bars.

Stockage et pomperie d'expédition :

Le stockage du brut se fait dans des réservoirs à toit fixe et flottant. Les bacs E, F et G ont une capacité de stockage de 16 000 m³ (toit fixe). Les bacs : A, B, C et D ont une capacité de 8000 m³ (toit flottant) qui sont destinés à l'expédition vers Haoud -el- Hamra (H.E.H).

Les bacs T1 et T2 ont une capacité de 800 m³ de brut chacun, destinés actuellement pour les travaux sur puits.

Pour assurer l'expédition ; nous avons deux pomperies :

- Une ancienne pompière a une capacité de 22 000 T/j.
- Une nouvelle pompière a une capacité de 36 000 T/j.

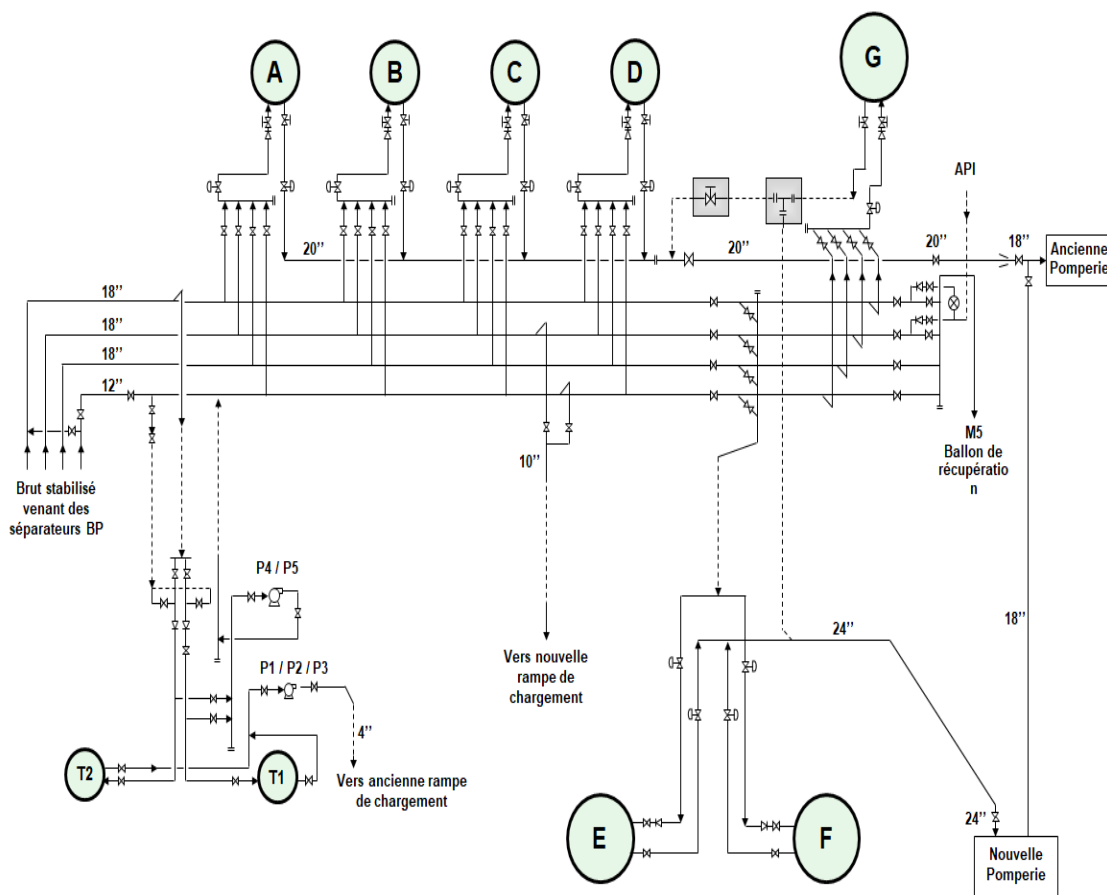


Figure I-6 Schéma stockage et pomperie.

Unité de traitement des eaux huileuses API :

Cette unité est conçue pour traiter le rejet d'eau huileuse issus des séparateurs sur champs, des unités de traitement d'huile (séparation, USS1, bacs de stockage) afin de produire une eau conforme aux exigences environnementales (destinées pour la réinjection dans le gisement pour le maintien de pression) et de récupérer une quantité d'huile.

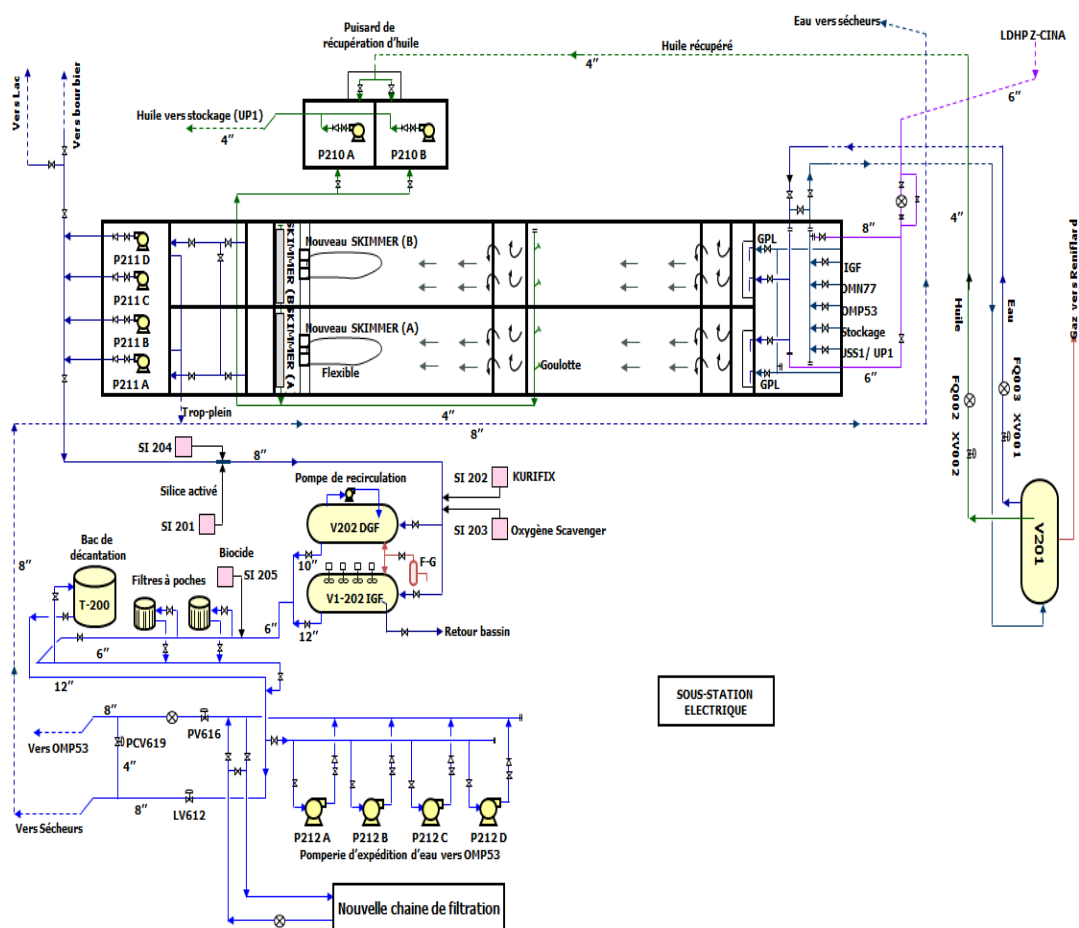


Figure I-7 Unité traitement des eaux huileuses.

Notions fondamentales :

I.1.1

Un effluent salé :

On dit qu'un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre salée, soit émulsionné avec de l'eau salée, ou parce que, l'eau s'étant vaporisée en cours de transfert, elle a abandonné des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile. [1]

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement :

- $MgCl_2 = 20\%$.
- $CaCl_2 = 10\%$.
- $NaCl = 70\%$.

La salinité de pétrole brut est exprimée en équivalent NaCl contenu dans le brut, d'une autre manière en mg de NaCl (sel)/litre de brut. [1]

A. Le Chlorure de sodium (NaCl) :

Est l'un des causes fréquentes de dépôts de sels qui rétrécissent le diamètre des conduites. Le problème vient du mélange d'eau libre riche en chlorures, naturellement dérivée du pétrole brut, avec de l'eau de puits chargée en sodium.

Le chlorure de sodium est un sel présent en plus grande quantité qu'autres types, dans certaines eaux de formation, la concentration en chlorure de sodium peut atteindre 350 g/l, se rapprochant ainsi de la sursaturation en raison du très faible changement de température d'évaporation de l'eau dû à la chute de pression (à 0°C et une concentration d'environ 357 g/l), provoquant d'importantes précipitations de Na Cl.

Ces dépôts sont donc provoqués par :

- La diffusion des gaz du réservoir dans l'eau.
- La baisse de température du pétrole brut dans un puits.
- Concentration de charge électrique dans les roches.
- Variation des conditions thermodynamiques.

Il s'agit cependant du dépôt de sel le moins gênant pour le producteur et une simple injection d'eau fraîche dans le suffit à empêcher la formation de ces dépôts.

Problèmes causées par les sels :

- Augmenter la perte de charge ce qu'entraîne une réduction de débit ou augmentation de taux de transfert (ce qui entravera le transfert de chaleur).
- Réduire le coefficient de transfert dans les échangeurs de chaleur, car le sel est un mauvais conducteur de chaleur, augmentant ainsi la température de la peau ou risquant de rompre le tube.
- Dégradation de la qualité des résidus.
- Modifier les paramètres de fonctionnement de l'appareil.
- Consommation d'énergie excessive au niveau du four.
- Entraînement des hydrocarbures dans les flux de déchets.
- Corrosion.

Raisons qui imposent le dessalage :

Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

- Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques (encrassement) 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 60 mg de chlorures par litre. [1]

Le dessalage :

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Ces sels sont en effet susceptibles de provoquer des corrosions et des encrassements dans les unités de traitement de bruts. [2]

Cette opération de dessalage permet aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut. La séparation brut dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal : le dessaleur.

Le dessalage consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans une eau d'apport puis à séparer cette eau. [2]

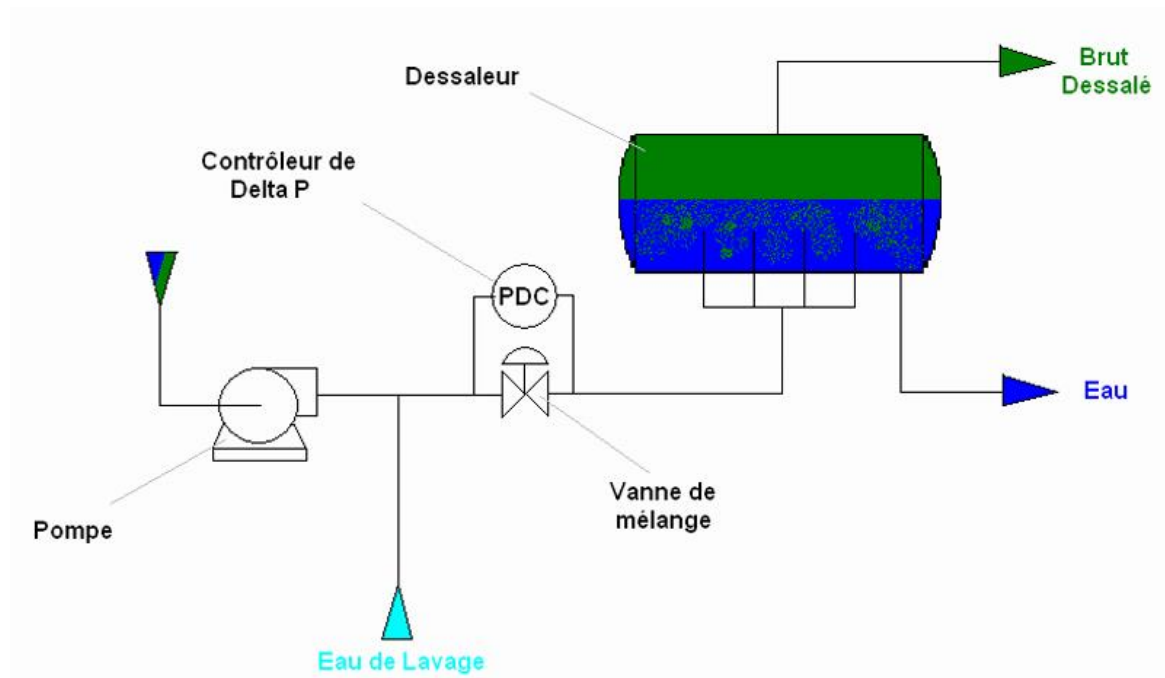


Figure I-8 Schéma principe de dessalage.

L'émulsion :

Une émulsion est une suspension de petites gouttelettes d'un liquide dans un second liquide, quand l'huile et l'eau se séparent en couches l'huile flotte vers le haut et l'eau se dépose au fond, l'espace où deux couches se touchent est appelé « niveau d'interface ».

Ici, l'huile et l'eau peuvent former une « couche d'émulsion » dans laquelle les fines molécules d'eau et d'huile sont intimement liées et difficiles à séparer, l'épaisseur de la couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à près d'un mètre. [2]

L'émulsion (huile/eau) peut-être de deux types :

- Emulsion d'huile dans l'eau (Traitement des eaux de rejet).
- Emulsion d'eau dans l'huile (Dessalage du brut).

Agent Desémulsifiant :

C'est un mélange de composé chimique caractérisé principalement par sa grande attraction à l'interface eau/huile et sa force de floculation pour rompre cet interface et permettre la coalescence des gouttelettes d'eau. [3]

Il combine trois actions:

- Floculation (réduit les forces répulsives entre gouttelettes).
- Coalesçant. (Action de surfactant sur les tensions interraciales).
- Agent mouillant. (décolle les solides et les fines de l'interface).

Un bon desémulsifiant doit :

- Réduire l'émulsion résiduelle à zéro.
- Séparer une eau propre.
- Agir rapidement (relativement au temps de rétention du procédé).

L'injection des émulsifiants se fait par dosage précis, son utilisation excessive peut contribuer à stabiliser plus l'émulsion (La formation d'émulsion inverse) et engendrer des couts opératoires inutiles. Ainsi, son dosage diffère selon la température ambiante. [3]

Le point d'injection idéal est en amont de la séparation (souvent en tête de puits et à l'entrée du process) pour laisser le temps au produit d'agir. [3]

La séparation :**B. But de séparation :**

La séparation peut être effectuée dans le but de :

- Extraire des particules solides d'un liquide.
- Séparer deux liquides insolubles de densités différentes.
- Séparer et concentrer les particules solides dans les liquides.
- Libérer le gaz aussi sec que possible.

C. Principe de séparation :

Le pétrole qui sort d'un puits est constitué d'un mélange équilibré de liquides, d'hydrocarbures gazeux et d'eau. Cet équilibre est détruit par les pertes de charge dans le forage de la sonde et dans la canalisation de collecte.

Par conséquent, la température de l'effluent diminue jusqu'à ce qu'elles entrent dans le séparateur et que des gaz soient libérés du pétrole, les hydrocarbures et l'eau se condensent également à partir du gaz. [4]

La figure (I-6) représente le principe de la séparation ; L'entrée est constituée d'un mélange de pétrole, de gaz et d'eau, et la sortie sépare trois éléments différents: le gaz, l'hydrocarbure liquide et l'eau. Ce type de séparateur est appelé séparateur triphasique. [4]

Toute séparation se produit grâce au jeu des différences de densité qui existe entre les fluides non miscibles. Tout calcul de volume d'un séparateur, toute étude de sa structure interne visent à trouver les moyens de favoriser ce phénomène. [5]



Figure I-9 Principe de la séparation.

D. Le séparateur :

Le séparateur est une capacité sous pression, intégré dans un circuit, sur lequel il ralentit de la vitesse d'écoulement de l'effluent. Il se présente comme un réservoir cylindrique disposé verticalement ou horizontalement. [5]

E. Avantages séparateur tri phasique horizontale :

- Efficacité de séparation.
- Stabilisation de fluide séparé.
- Facilité d'entretien et d'inspection.
- Une bonne surface d'échange.
- Plus petit diamètre que les séparateurs verticaux pour le même volume de gaz et présente une plus grande surface de contact entre le gaz et le liquide.

F. Mécanisme du séparateur :

Le rôle principal d'un séparateur est d'isoler le liquide dans une chambre de tranquillisation afin que le gaz ait le temps de se libérer.

Cela ne se produit pas immédiatement et si tout le gaz sera libéré à la pression de séparation n'a pas pu s'évaporer, la libération sera trop rapide dans l'étage suivant à pression inférieure. Nous aurons alors des pertes dues à l'entraînement de produits légers qui auraient dû rester dissous dans le mélange. [5]

Ce mécanisme permet de comprendre que le séparateur ne peut fonctionner correctement que si le temps de tranquillisation est suffisamment long pour permettre le dégazage de l'huile et si la vitesse d'écoulement est suffisamment lente pour éviter les entraînements. [5]

G. Description du séparateur :

Un séparateur offre une certaine tranquillité aux effluents qui vont se trier par différence de densité. Les liquides s'accumuleront au fond de la capacité où ils seront évacués, les gaz s'échapperont par le haut et seront brûlés sur une torche, une certaine quantité de ce gaz sera récupérée et servira après traitement pour alimenter des turbo-alternateurs, des turbopompes et des chaudières.

Un séparateur quel que soit le modèle, comprend les éléments suivants:

- Une entrée dans la partie haute équipée d'une plaque brise jet afin de ralentir la vitesse d'écoulement.
- Une série de chicanes dans la partie basse pour supprimer les vagues et les remous de la phase liquide.

- Une sortie gaz dans la partie supérieure opposée à l'entrée, pourvue également de chicanes pour éviter l'entraînement de liquide avec le gaz.
- Une sortie de liquide au point bas de la cuve. Si on sépare deux liquides (huile et eau), il y aura deux sorties à des niveaux différents, la plus basse destinée au produit le plus lourd.

H. Fonctionnement du séparateur:

L'effluent est amené par la conduite dans la chambre de décantation primaire. Le jet liquide se brise contre le déflecteur. Par gravité, les liquides tombent sur le plancher perforé et s'accumulent dans la chambre de décantation. Les cloisons brise-vagues tranquillisent les liquides et favorisent leur séparation par gravité.

Le gaz séparé de la phase liquide pénètre dans la chambre de séparation secondaire par les perforations du plancher et s'y débarrasse des liquides en suspension qui tombent par gravité. Certains séparateurs sont équipés de plaques de tranquillisation qui, par projection sur les parois, favorisent la coalescence des gouttelettes d'huile et leur ruissellement vers le bas.

Les brouillards formés de gouttelettes encore plus fines subiront le même processus de coalescence à travers des filtres coalesceurs appelés encore "mit extractors".

Le gaz traité est enfin évacué par la conduite.

Les liquides récupérés dans la chambre de décantation sont purgés par deux conduites. Au point le plus bas sera purgée l'eau, l'huile sera purgée au-dessus du plan d'eau.

I. Equipements du séparateur :

Un séparateur est équipé d'un certain nombre d'équipements qui surveillent son fonctionnement et assurent la sécurité de la marche :

- Les manomètres, thermomètres, niveaux qui servent à fournir de simples indications à l'usage de l'opérateur.
- Des contrôleurs leur rôle est de régler le fonctionnement du séparateur par le moyen d'un organe d'exécution, généralement une vanne, qui leur est asservie.

Le fonctionnement des séparateurs est automatique et s'effectue à l'aide de dispositifs de régulation alimentés par l'air fourni par le compresseur et dans certains cas par l'air évacué à l'intérieur du dispositif lui-même séparé.

Une fois déterminée, la pression doit être constante et régulée par une vanne située sur la sortie d'air et contrôlée par un contrôleur de pression.

Ce niveau sera également constant et régulé par une vanne automatique située sur la sortie du liquide et contrôlée par un flotteur à la surface du liquide.

Dans le cas de séparation de deux fluides, un plongeur calibré localisera l'interface des deux fluides et actionnera une vanne automatique placée sur la sortie du fluide le plus lourd qui sera l'eau du réservoir.

Enfin, le séparateur sera équipé de toute une série de dispositifs de sécurité qui cesseront de fonctionner en cas de dysfonctionnement du régulateur et l'isoleront en cas de mauvais fonctionnement pouvant mettre en danger l'équipement et les humains.

Comme toute capacité sous pression, le séparateur est protégé par des soupapes de sécurité qui le protègent de toute surpression en évacuant les effluents vers torche.

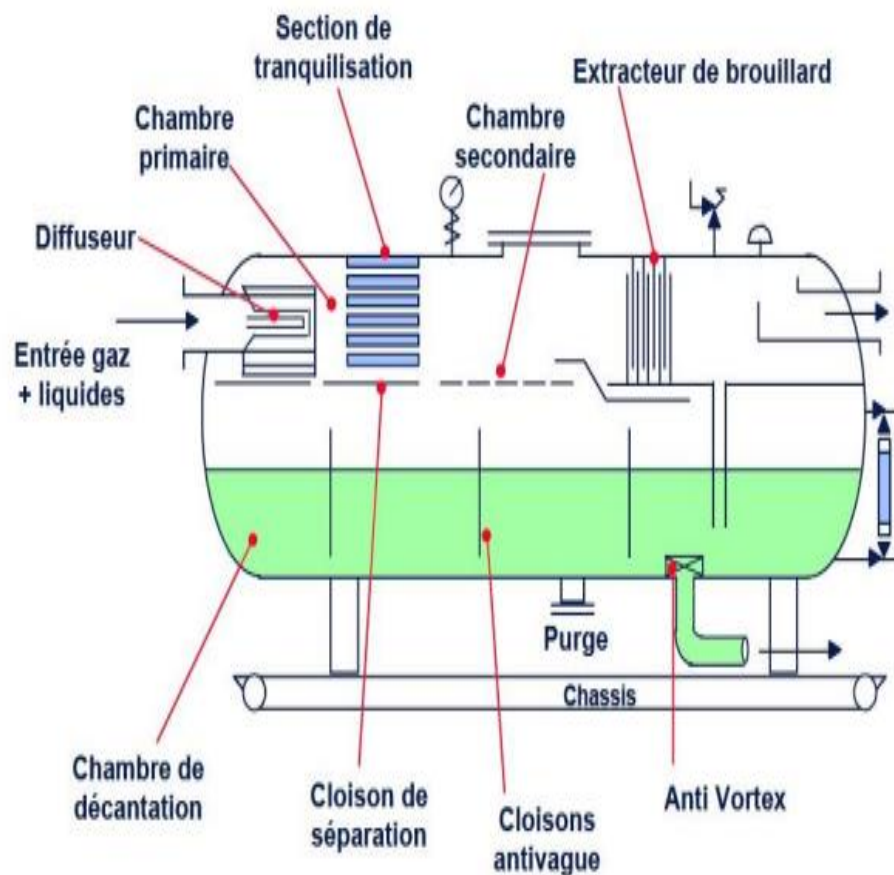


Figure I-10 Schéma séparateur.

J. Dimensionnement d'un séparateur :

On calcule séparément les dimensions nécessaires pour assurer les débits gazeux et liquide qui sont imposés.

- Pour le gaz : on limite la vitesse du gaz dans le séparateur de façon à ne pas avoir de gouttelettes de liquide entraînées par le gaz. La condition de non entraînement impose une section de passage au gaz minimum, c'est la méthode de décantation de la gouttelette ou de non entraînements.
- Pour le liquide (huile + eau) : on doit s'assurer que celui-ci séjourne suffisamment dans le séparateur pour que le dégazage s'effectue complètement. On se fixe donc un temps de rétention suffisant (de 1 à plusieurs minutes en fonction de la difficulté de séparation), ce qui permet de déterminer le volume à offrir au liquide, c'est la méthode du temps de rétention.

Séparateur de production :

Ce séparateur est dédié à séparer les phases de l'effluent provenant de tous les puits producteurs du site. Chaque phase séparée sera ensuite acheminée vers une unité de traitement appropriée.

Les séparateurs de production sont conçus à recevoir un flux continu provenant des puits. Ce séparateur sépare les gaz, des liquides, il comporte trois phases, il séparera en également l'eau de l'huile.

Manifold :

Sa fonction est de collecter les flux d'effluent de tous les puits et de pouvoir les diriger soit vers le séparateur de production soit vers le séparateur TEST à travers un ensemble des vannes.

CHAPITRE II
TECHNIQUES
EXPERIMENTALES

CHAPITRE II Techniques expérimentales

Introduction :

Le pétrole brut provenant des champs pétroliers contient de grandes quantités d'eau et des sels, même lorsque la séparation initiale a été effectuée dans des séparateurs bi-phasiques liquides.

Les installations des unités de production rencontrent des problèmes majeurs (bouchage, corrosion...) dû à cette eau et ces sels.

Dans ce chapitre, nous étudierons le problème de la salinité du pétrole brut au niveau du centre de traitement CINA.

Traitement des dépôts dans les puits :

On prévient la formation de dépôts de sel dans les tubings en injectant de l'eau douce dans le puits pour diluer l'eau de gisement.

- Injections périodiques sous pression: Elles sont pratiquées si le processus de cristallisation ne présente qu'une activité modérée, elles ne nécessitent aucune modification d'équipement, mais obligent à interrompre la production pendant l'opération.
- Injection continue : Elle s'impose quand les accumulations sont importantes sur les puits à faible débit, on amène l'eau au niveau du gisement par un tube de faible section descendu dans le tubing de production. L'équipement du puits comporte un packer qui protège le casing.

Sur les puits à gros débit, l'eau peut être injectée par le tubing et la production assurée par l'annulaire. Dans ce cas, on supprime évidemment le packer.

Le traitement continu n'interrompt pas l'exploitation, mais il y a intérêt à réduire le taux d'injection au strict minimum nécessaire, car l'eau injectée, qui doit être remontée dans sa totalité, introduit une contre-pression qui freine la production.

Traitement des eaux d'injection :

L'eau d'injection peut provoquer des corrosions ou, au contact de l'eau de gisement, former des précipités capables d'entartre les tubings, les conduites de collecte et même les installations de traitement.

Une analyse des eaux en laboratoire est donc indispensable et un traitement convenable doit être appliqué en cas d'incompatibilité.

Traitement des dépôts en surface :

La première précaution consiste à isoler, chaque fois qu'il est possible, l'effluent pollué de l'effluent propre.

Par ailleurs, ainsi que pour les puits, le traitement du brut salé s'opère par dissolution à l'eau douce. Les points d'injection convenables sont à déterminer en fonction du plan de l'installation, de la valeur des paramètres choisis pour le traitement et de la composition de l'effluent manipulé.

Problématique :

La section actuelle de dessalage composée de deux dessaleurs FA2609 A/B qui fonctionnent en parallèle n'arrive pas à réduire la salinité.

L'huile salée provenant des dessaleurs provoque les problèmes de bouchage et les dépôts de sels au niveau des points suivants :

- Batteries d'échangeurs de chaleur EA2601/02 (Diminution du coefficient de transfert dans la batterie échangeurs, car les sels sont de mauvais conducteurs de chaleur, d'où une augmentation de température de peau ou risque ruptures des tubes).
- Ballon de flash FA2601.
- Aero-refrigerant EC2604, EC2603, et EC2605.
- Dans les fours d'où le risque de provoquer des points chauds
- Corrosion : Les sels sous l'effet de la température s'hydrolysent en libérant du HCl.

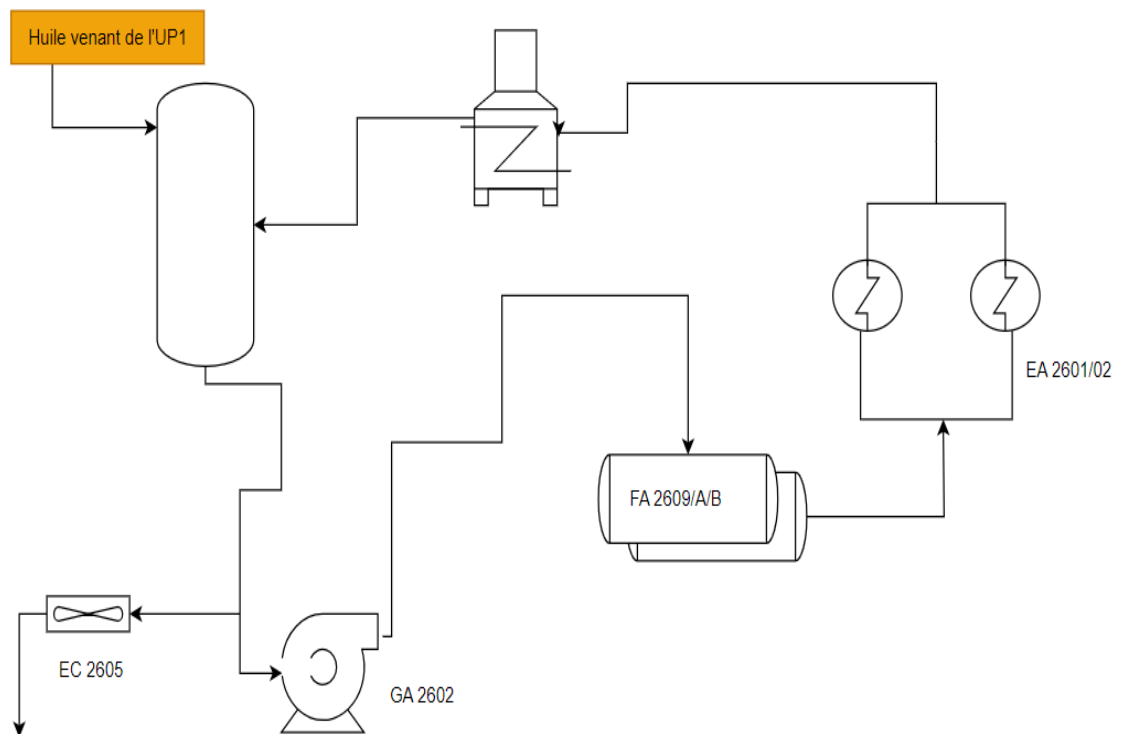


Figure II-1 Schéma section dessalage.

Grandeur	Design	Actuel
Salinité du brut à dessaler (mg/l)	500	2045,5
Salinité du brut dessalé	35,5	253
Teneur en eau du brut à dessalé	1	4
Teneur en eau du brut dessalé	0,1	0,8
Débit de charge (m³)	470 x 2	470 x 2
Taux d'injection de lavage	4 -6	3 -4
Température de service (C°)	60-80	60-80
Pression de service	17,5	17,5

Tableau II-1 Paramètres de fonctionnement des dessaleurs.

D'après le tableau (Tab II-1) :

- La salinité du brut à dessaler est beaucoup supérieure à celle de design.
- La salinité du brut dessalé est de l'ordre de 253 mg/l trop élevée par rapport aux spécifications (60 mg/l).

Année	Mois	Salinité manifold (mg/l)	Salinité entrée dessaleur (mg/l)	Salinité sortie dessaleur (mg/l)	Efficacité (%)
2023	Janvier	12258	2518	1246	49,92
	Février	9636	1726	610	64,65
	Mars	6982	1778	1132	36,33
	Avril	7758	1647	891	45,90
	Mai	8398	3062	1708	44,22
	Juin	6860	1888	1008	46,61
	Juillet	10196	2278	1725	24,27
	Août	9559	2736	1688	38,30
	Septembre	11537	4845	2670	24,87
	Octobre	10146	6903	3640	47,26
	Novembre	11286	6397	4494	29,74
	Décembre	8721	7089	3718	49,55

Tableau II-2 Suivi salinité dessaleurs année 2023.

L'efficacité de dessalage est le paramètre qui conditionne le rendement optimal du dessaleur.

On remarque que le taux de l'efficacité des dessaleurs est faible (Tab II-2), les dessaleurs n'arrivent pas à atteindre la valeur de la salinité recommandée.

La salinité au niveau du manifold d'entrée est très élevée, cela signifie que le pétrole brut qui arrive au centre de traitement nord est trop salé malgré qu'il ait déjà subi un traitement préliminaire au niveau des séparateurs sur champs.

Le traitement de pétrole sur champ :

Le pétrole brut avant son arrivé au CINA a subi un traitement préliminaire au niveau des séparateurs sur champs.

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

Le réseau de collecte nord comporte 10 stations satellites destinés à la séparation primaire **OMP53, OMN77, OMO13, OMJ82, OMP73, OML75, OMP57, OMO35, ONM13, ONI31.**

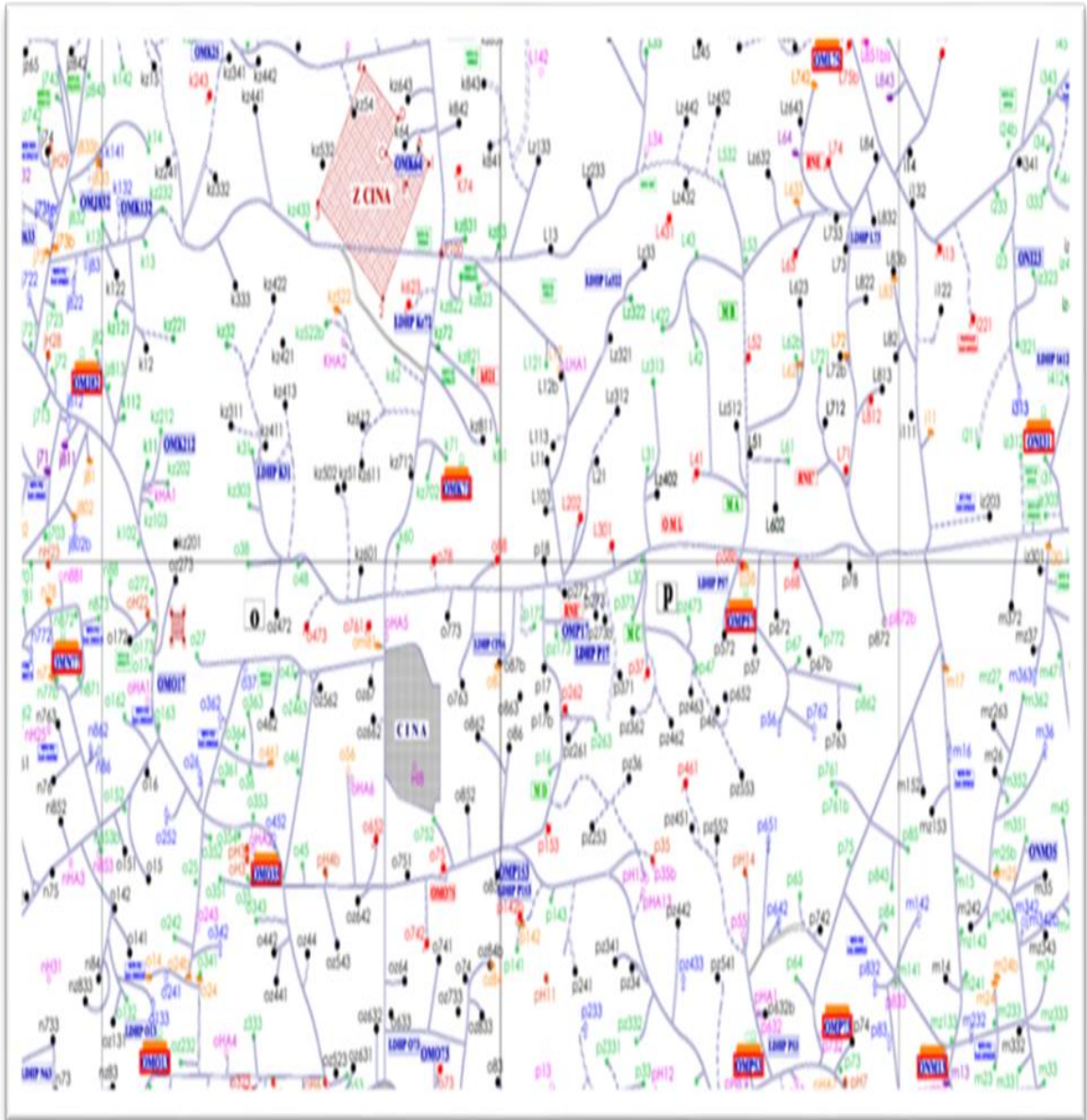


Figure II-2 Séparateurs sur champs nord Hassi Messaoud.

Eaux d'injection au niveau du champs nord Hassi Messaoud :

L'injection d'eau à haute pression se fait par le biais des pompes centrifuges installées au niveau des unités satellites (OMP53 et OMN77) alimenté par des puits producteurs d'eau albien et l'eau traitée du bassin de déshuilage API nord.

L'eau est collectée dans un manifold, puis filtré à travers une batterie de filtration, elle est aspirée à une pression de 12 bars et refoulé à 300 bars environ, avec un débit moyen de 6000 m³/j pour chaque pompe vers les zones d'injections (réseau pour le maintien de pression et le dessalage).

ANNEE	EAU INJECTEE (SM3)
2014	5045081
2015	5052740
2016	5270945
2017	5043489
2018	5362417
2019	5561003
2020	5719524
2021	5861382
2022	6001072
2023	6228366

Tableau II-3 Evolution de la quantité d'eau injectée au champ nord HMD.

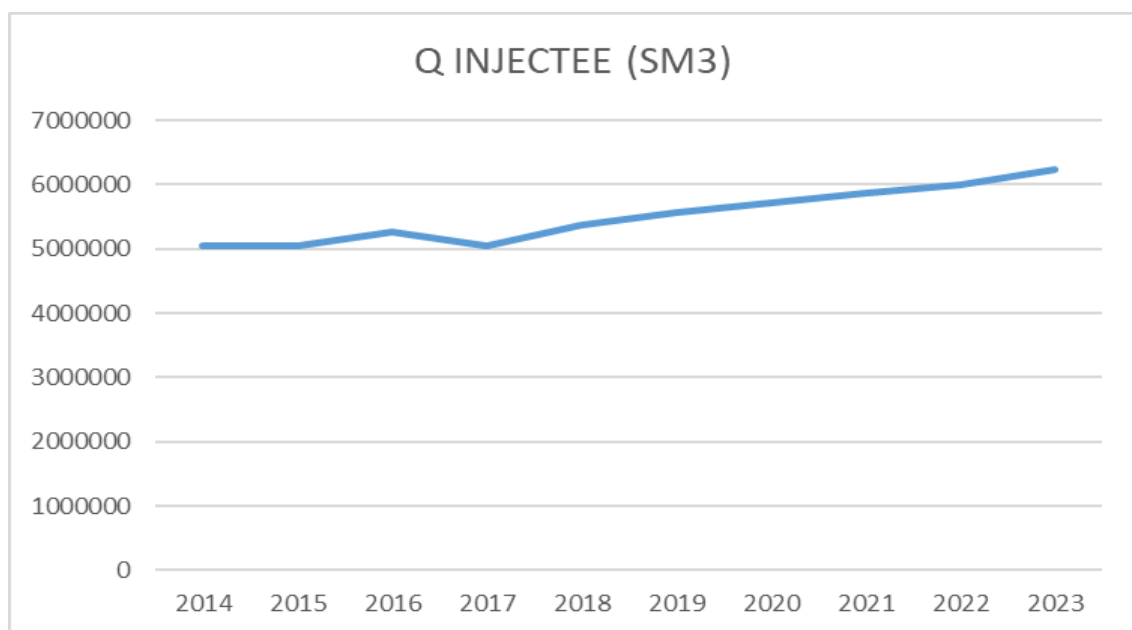


Figure II-3 Evolution de la quantité d'eau injectée au champ nord HMD.

Cas d'étude « Séparateur ONI31 » :

Le séparateur sur champs ONI31 conçu pour traiter la production des puits mentionnés sur le tableau dessous (TAB. II-4).

Actuellement, le séparateur ONI31 consiste seulement à une séparation bi-phasique ce qu'implique une production d'eau élevée avec le brut produit.



Figure II-4 Séparateur ONI31.

Puits	Manifold	Débit Huile (Sm ³ /h)	Débit Gaz (Sm ³ /J)	Eau Produit I/h
DLA1TER	EPF-ONI31	2,4	6717,84	0
ONI211	EPF-ONI31	0,4	24394,56	1880
ONI31	EPF-ONI31	0,3	39543,6	1340
ONI333	EPF-ONI31	5,8	38413,68	0
ONI34	EPF-ONI31	1,7	13134,48	0
ONI341	EPF-ONI31	7,8	52873,2	0
ON1343	EPF-ONI31	5,9	43700,88	0
ONI441	EPF-ONI31	2,5	27938,64	140
ON1442	EPF-ONI31	2,9	22658,16	402
ONI45	EPF-ONI31	2	54445,68	1259
ONI451	EPF-ONI31	1,4	51292,32	0
ONI501	EPF-ONI31	2,5	38210,64	0
ONI511	EPF-ONI31	0,5	114325,92	0
ONI551	EPF-ONI31	0,9	26514,72	1260
ONI642	EPF-ONI31	0,8	40802,4	1110
ONIZ40	EPF-ONI31	0,8	23917,44	0
ONIZ411	EPF-ONI31	5,9	30816,48	0
ONIZ413	EPF-ONI31	0,4	21336,48	300
ONIZ421	EPF-ONI31	3,3	41929,92	0
ONIZ422	EPF-ONI31	4,8	42390,24	0
ONIZ423	EPF-ONI31	3,8	42337,44	270
ONIZ432	EPF-ONI31	0,6	62803,68	506
DNIZ502	EPF-ONI31	1,6	42947,04	0
DNIZ632	EPF-ONI31	1,7	20277,84	1550
TOTAL		60,7	923723,28	10017

Tableau II-4 Paramètres des puits séparateurs ONI31.

Analyses chimiques du pétrole brut :

Les analyses sont effectuées sur un échantillon pris à la sortie du Séparateur ONI31 :

A. Paramètres analysés :

➤ Teneur en eau des pétroles bruts :

Elle est déterminée par une méthode normalisée dont le principe est basé sur l'absence de la miscibilité et de la différence des densités de l'eau et l'huile, la séparation huile-eau est améliorée par l'ajout de désemulsifiant et la lecture est faite directement sur une éprouvette graduée.

• Mesure la teneur en eau et sédiments la BSW :

La teneur en eau et sédiments de pétrole brut est mesurée selon la norme ASTM D 96 qui consiste à déterminer le volume d'eau et des sédiments séparés du brut par la centrifugation.

- Dans un tube ASTM de 100 ml, ajoutez 100 ml de brut, pour remplir un autre tube, nous devons utiliser de l'eau distillée.
- Ensuite, les tubes ont été placés en position opposée dans la centrifugeuse et centrifugés pendant 10 minutes à une vitesse de rotation de 500 tours par minute.
- Après, l'échantillon a été retiré et le volume du dépôt formé au fond du tube a été noté.



Figure II-5 Teneur en eau pétrole brut.

- **Teneur en sel des pétroles bruts :**

- Dans des bouteilles adéquates on prélève des échantillons de brut de 100 ml, auquel on ajoute 100 ml de la solution de désémulsifiant préparée à partir de la solution mère à 1000 ppm;
- On agite pendant 30 minutes.
- On verse le contenu des bouteilles dans des ampoules à décanter, et on les laisse reposer pendant 30 minutes.
- On procède à la mesure du volume décanté en ml.
- On mélange le brut récupéré avec la même solution de désémulsifiant et on refait le même travail, mais cette fois on mesure la salinité de l'eau récupéré et la BSW du brut restant.
- On prélève 20 ml de la phase aqueuse dans un bécher, on ajoute quelques gouttes de bichromate de potassium K_2CrO_4 et on titre avec du nitrate d'argent $AgNO_3$ (0.1N) jusqu'à l'obtention d'une couleur rouge brique.



Figure II-6 Teneur en sel pétrole brut.

Résultats des analyses:

Grandeur	Valeur
Teneur en eau	4,7 %
BSW	2,4%
Salinité	150000 mg/L
Salinité brut après enlèvement d'eau	2000 mg/l

Tableau II-5 Résultats des analyses sur le pétrole brut.

D'après les résultats des analyses (Tab II-4), On remarque que la salinité du brut après séparation est très élevée ainsi que la teneur en eau.

Après enlèvement d'eau la valeur de la salinité est passée de 150000 mg/l à 2000 mg/l.

Conclusion :

Au cours des années de l'exploitation du champ nord HMD, la salinité de pétrole est augmentée suite au changement des conditions de production (la pression et la température) ce qui entraîne la précipitation des sels.

La quantité d'eau produite est généralement faible (0.1 à 0.5%) mais les dépôts de sel nous obligent à injecter des bouchons d'eau afin de déboucher certains puits à une fréquence variable et une injection continue pour d'autres puits.

Le brut arrive au CINA avec une teneur en eau et salinité élevées, l'unité ne peut pas accomplir sa mission principale de produire une huile stabilisée, possède des spécifications conformes aux normes contractuelles.

Vue la complexité des circuits actuels, le nombre croissant des fuites, les manœuvres difficiles, on ne peut pas procéder à une amélioration au niveau de l'unité traitement CINA comme l'installation d'un nouveau dessaleur à titre d'exemple.

Pour remédier à ce problème, on a pensé à une solution en amont du centre de traitement ; l'installation d'un nouveau séparateur sur champs.

Notre but sera donc d'améliorer la séparation pour récupérer le maximum de la quantité d'eau libre contenue dans le brut.

CHAPITRE III
SIMULATION ET
DISCUSSION DES
RESULTATS

CHAPITRE III SIMULATION ET DISCUSSION DES RESULTATS

Introduction :

Pour améliorer la séparation d'eau libre du pétrole brut et réduire la salinité à l'entrée du centre de traitement, on suggère des scénarios:

- **Scénario 01** : Le séparateur actuel avec séparation tri-phasique.
- **Scénario 02** : L'installation d'un nouveau séparateur tri-phasique plus grand pour remplacer l'existant.
- **Scénario 03** : L'installation d'un autre séparateur identique en parallèle avec le séparateur existant.

Comme moyen de calcul on s'est disposé d'un logiciel de simulation « HYSYS.V11 ».

Présentation de logiciel HYSYS :

HYSYS a été principalement conçu pour l'industrie pétrolière, mais est également utilisé dans d'autres types de procédés chimiques. Ce logiciel :

- Propose une interface graphique conviviale pour la création de diagrammes de procédé (PFD - Process Flow Diagrams),
- Effectue les calculs nécessaires dès que les données minimales requises sont saisies,
- Ajuste automatiquement les résultats des calculs en fonction de toute modification des données d'entrée.
- Facilite la détection et la correction des erreurs.

A) Domaine d'application :

- Procédés de l'industrie gazière.
- Procédés de raffinage et de la pétrochimie.

B) Fonctionnement de HYSYS :

- L'utilisateur doit spécifier les constituants du gaz, du liquide ou du mélange.
- Il choisit un modèle thermodynamique.
- Il doit établir le schéma de procédé (PFD).
- Il doit aussi spécifier les paramètres nécessaires pour le calcul de chaque opération unitaire.
- HYSYS résout le schéma de procédé.
- HYSYS peut aussi dimensionner quelques équipements.

Simulation :

Peng-Robinson fluide package :

Pour la situation actuelle de séparation pétrole gaz eau, l'équation d'état de peng-Robinson (PR) est l'ensemble de propriétés recommandé.

Le model PR est largement utilisé pour prédire le comportement des phases des fluides pétroliers, il est idéal pour prédire la pression de vapeur des composants purs et les rapports de mélange à l'équilibre et les calculs d'équilibre vapeur-liquides

Le package de propriétés PR résout rigoureusement tout problème unique, biphasé ou triphasé avec un haut degré d'efficacité et fiabilité, il est applicable sur une large gamme de conditions :

- Plage de température : $T > -271 \text{ C}^\circ$.
- Plage de pression : $P > 100000 \text{ KPa}$.

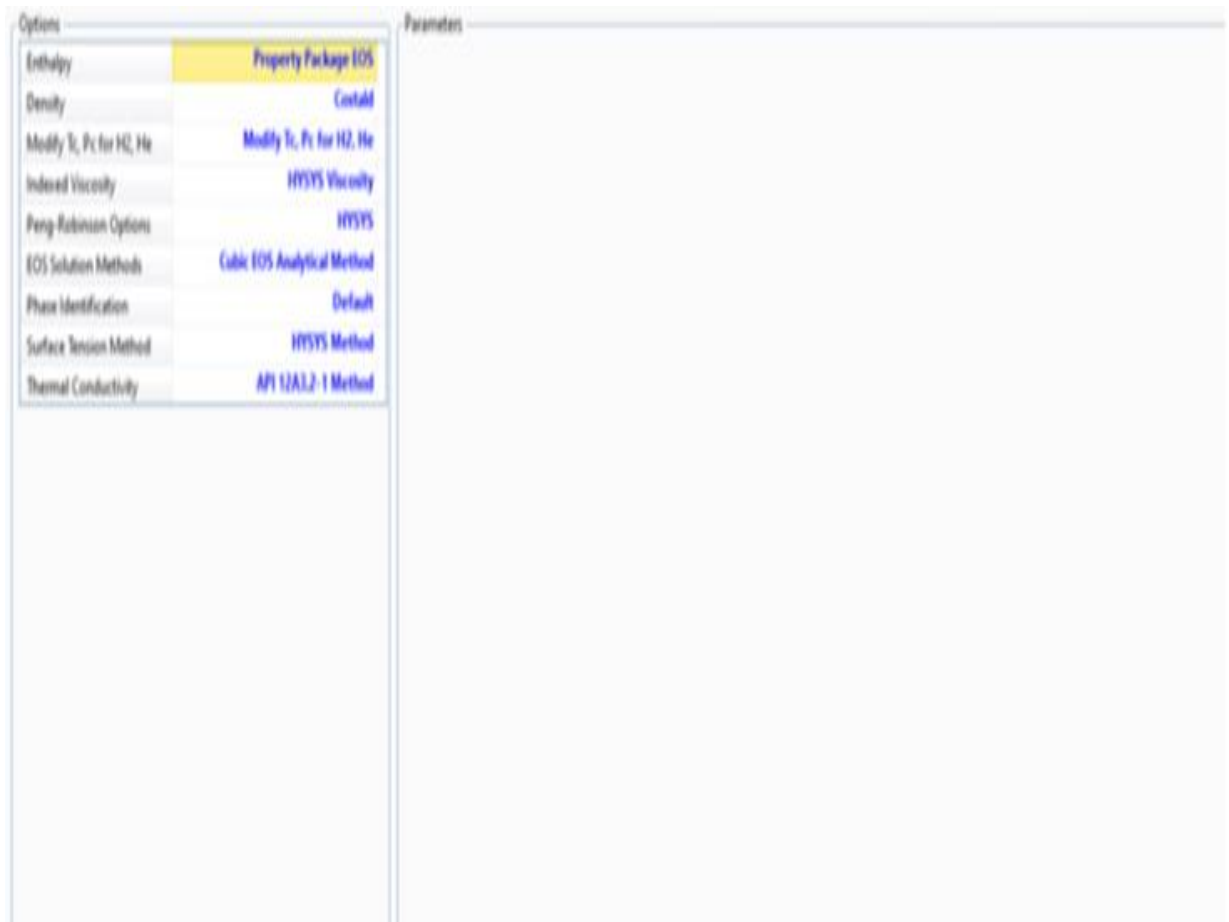


Figure III-1 Peng-Robinson fluide package.

Peng-Robinson

The Peng-Robinson (PR) model is ideal for VLE calculations for hydrocarbon systems. Several enhancements to the original PR model were made to extend its range of applicability and to improve its predictions for some non-ideal systems. However, in situations where highly non-ideal systems are encountered, the use of Activity Models or advanced equations of state, such as CPA or PC-SAFT, is recommended.

The PR property package rigorously solves any single-, two-, or three-phase system with a high degree of efficiency and reliability and is applicable over a wide range of conditions:

- Temperature Range > -271 °C or -456 °F
- Pressure Range < 100,000 kPa or 15,000 psia

The PR property package also contains enhanced binary interaction parameters for all library hydrocarbon-hydrocarbon pairs (a combination of fitted and generated interaction parameters), as well as for most hydrocarbon-non-hydrocarbon CO₂, H₂S, H₂, and H₂O. For non-library or hydrocarbon hydrocomponents, HC-HC interaction parameters are generated automatically by HYSYS for improved VLE property predictions.

For Oil, Gas, or Petrochemical applications, the PR EOS is the generally recommended property package. The PR property package can be used for the following simulations:

- Cryogenic Gas Processing
- Air Separation
- Atm Crude Towers
- Vacuum Towers
- High H₂ Systems
- Reservoir Systems
- Hydrate Inhibition
- Crude Systems
- Nitrogen & Helium Rejection
- Methanol Injection
- Mercury Removal
- GOSP
- Fractionation
- LNG Processes
- Light Ends Separation

PR can also be used for TEG dehydration with or without aromatics; however, the Glycol property package is preferred.

See Also

- Equation of State (EOS)
- Peng-Robinson Calculation Methods
- Peng-Robinson Parameters

liste des composants :

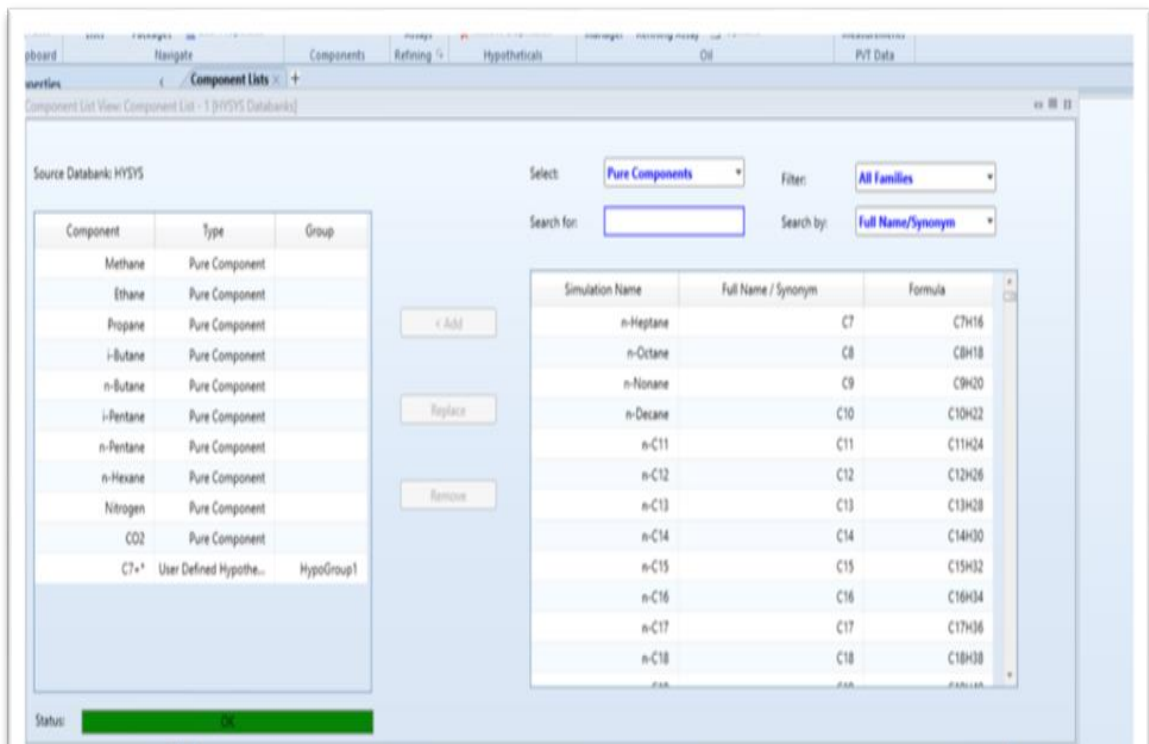


Figure III-2 Insertion listes des composants.

Composant	Fraction Molaire(%)
Méthane	0,3630
Ethane	0,1425
Propane	0,0957
i-Butane	0,0097
n-Butane	0,0333
i-Pentane	0,0045
n-Pentane	0,0077
n-Hexane	0,0034
n-Octane	0,0004
n-Nonane	0,0001
n-Decane	0,0001
C 7+	0,1349
C 12+	0,0192
Co2	0,0184
Nitrogène	0,0326
H2O	0,1316

Tableau III-1 Compositions pétrole brut.

Model palette :

Avec cet outil, On établit le schéma de procédé en insérant tous les équipements : flux d'alimentation, séparateurs tri-phasique, vannes, pompes...

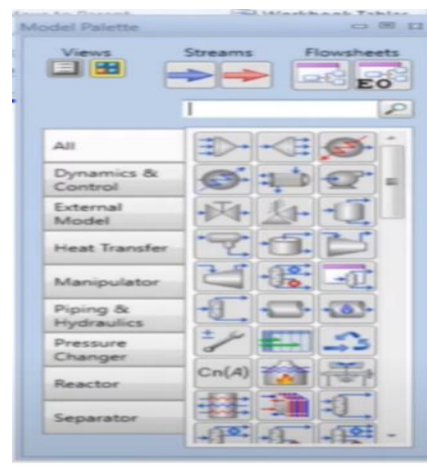


Figure III-3 Model palette.

Flux d'alimentation :

Le fluide entrant au séparateur tri-phasique, sa composition est déjà établie, dans cette étape on précise le pourcentage molaire (%) de chaque constituant, les conditions de pression (P) et température (T°).

Grandeur	Valeur
Pression (Bar)	12,4
Température (C°)	35

Tableau III-2 Propriétés du fluide d'alimentation.

Ce fluide est un mélange d'hydrocarbures ; d'autres données seront nécessaire pour la simulation précise de la séparation tri-phasique : La densité, GOR, WOR, débit d'huile estimée et la composition du gaz issus de la séparation, nous avons collecté ces informations sont représenté dans le tableau dessous.

Grandeur	Valeur
Densité (g/ml)	0,0830
Gas-oil Ratio GOR (Std_m ³ /m ³)	631
Water-Oil Ratio (WOR)	0,0820
Débit d'huile estimé (m ³)	70

Tableau III-3 Caractérisation fluide de l'alimentation.

Composant	Fraction Molaire(%)
Méthane	0,5039
Ethane	0,1978
Propane	0,1342
i-Butane	0,0135
n-Butane	0,0462
i-Pentane	0,0062
n-Pentane	0,0107
n-Hexane	0,047
n-Octane	0,0005
n-Nonane	0,0002
n-Decane	0,0001
CO2	0,0255
Nitrogène	0,0453

Tableau III-4 la composition du gaz issus de la séparation.

Résultats et Discussions :**Scenario 01 :**

Le premier scenario est illustré dans le schéma (Fig. III-4):

Le brut arrivé du manifold ONI31 reçu dans le séparateur à une $P = 12.4$ bars et $T = 35C^{\circ}$, subi une séparation tri-phasique :

- L'huile est transférée vers TRT CINA.
- Le gaz est envoyé vers compression CINA.
- L'eau est transférée vers API CINA.

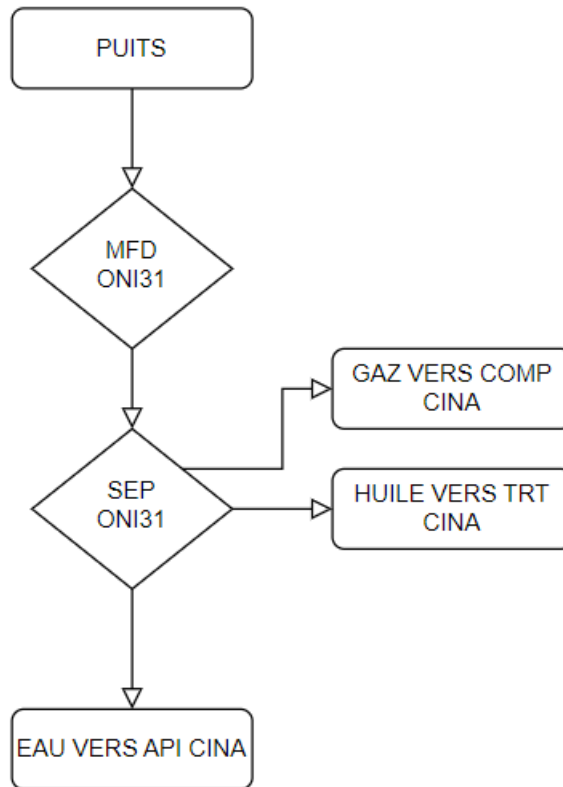


Figure III-4 Schéma explicatif premier scenario.

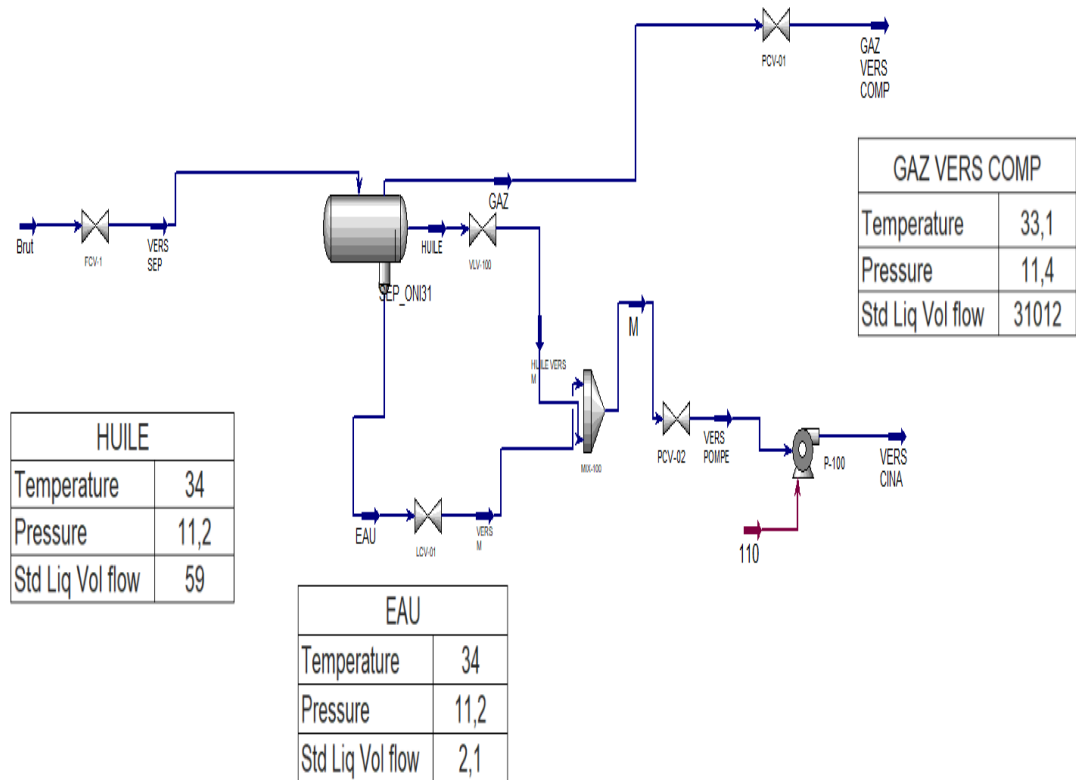


Figure III-5 : Paramètres des effluents sortis de séparateur.

Dans une première étape nous avons simulé le séparateur actuel ($V=16 \text{ m}^3$) avec une séparation tri-phasique, on a obtenu des résultats proches du cas réel, avec un très faible débit d'eau ($2,1 \text{ m}^3$). (Fig. III-5)

Cela signifie que la capacité de séparation actuelle n'est pas suffisante pour atteindre notre objectif de récupérer le maximum d'eau.

Scénario 02 :

La charge est divisée sur deux séparateurs A/B, les effluents qui résultent de la séparation sont collectés et acheminés vers CINA (Fig.III-6).

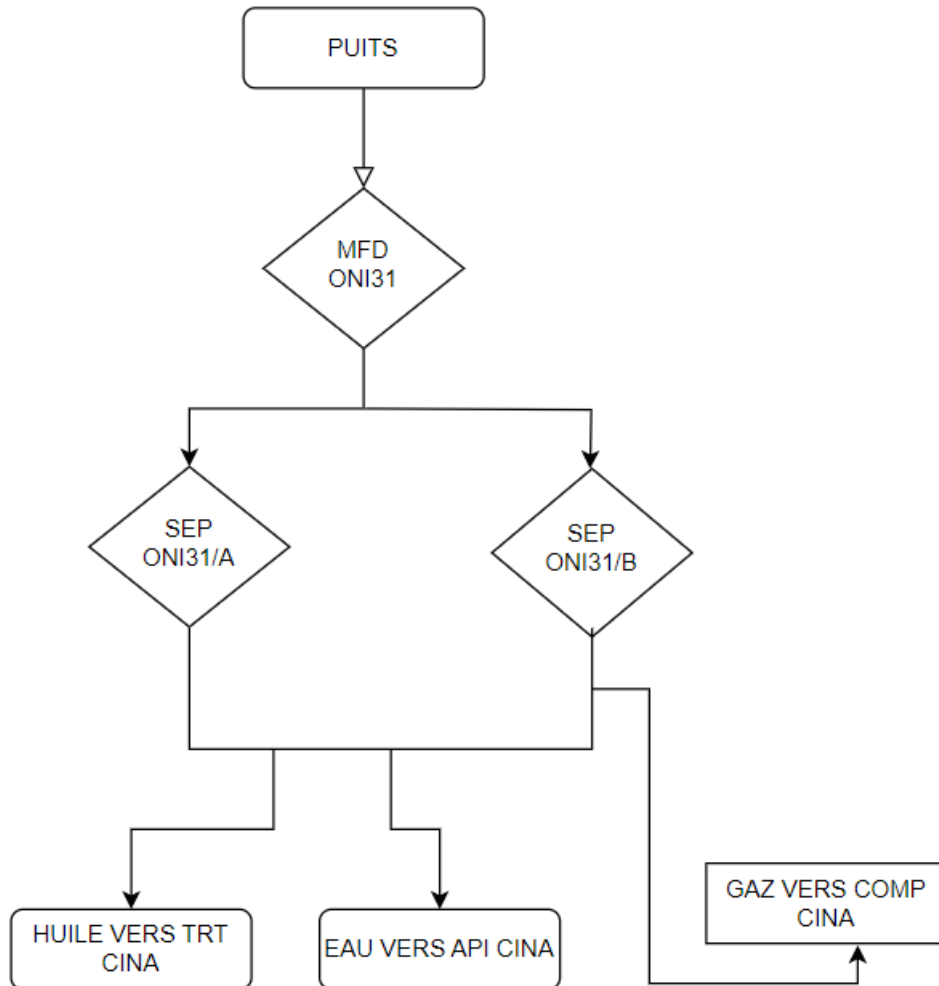


Figure III-6 Schéma explicatif deuxième scénario.

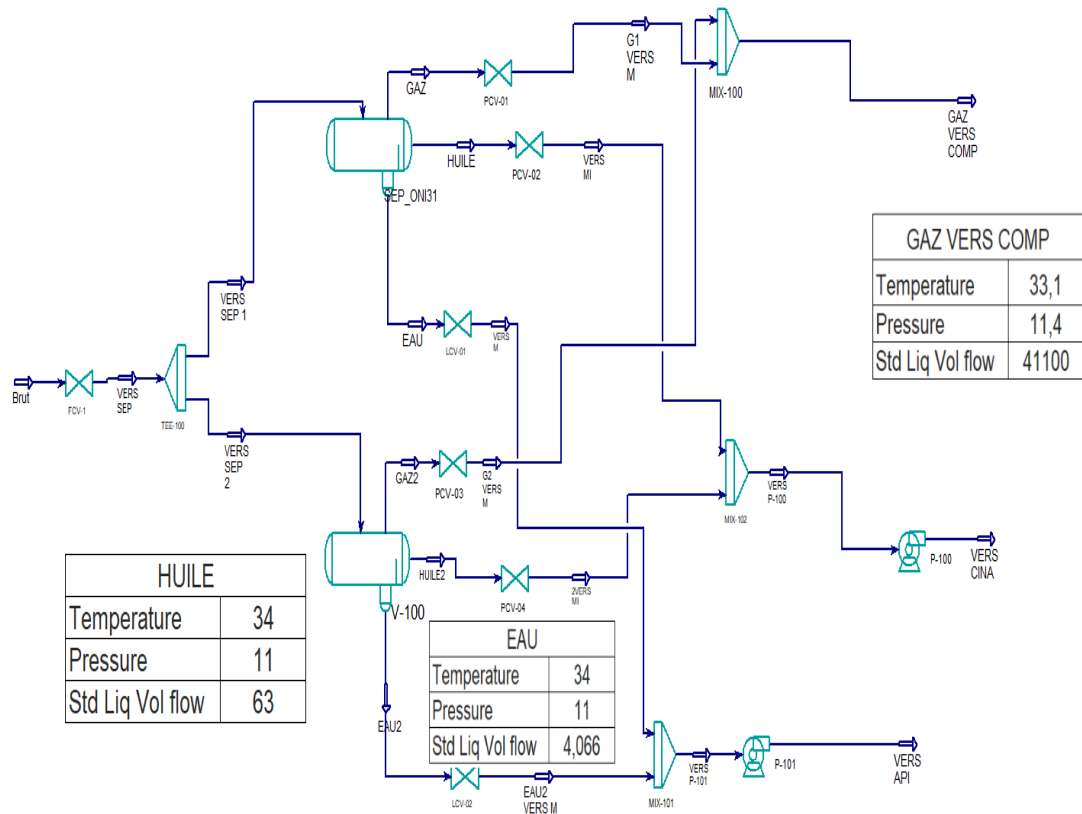


Figure III-7 Paramètres des effluents sortie séparateur pour le deuxième scenario.

Dans le deuxième scenario, on a gardé le séparateur actuel et on a ajouté un deuxième séparateur du même volume (16 m³) en parallèle, on a introduit les mêmes paramètres de calcul et on a obtenu un débit eau (4,066 m³). (Fig. III-7)

Le débit d'entrée est divisé sur les deux séparateurs, la capacité de séparation est beaucoup plus grande pour ce débit, on peut récupérer les mêmes quantités avec un volume réduit.

Scenario 03 :

Le brut suit le même chemin que le premier scenario mais avec un nouveau séparateur plus grand que l'existant dimensionné à l'aide du logiciel.

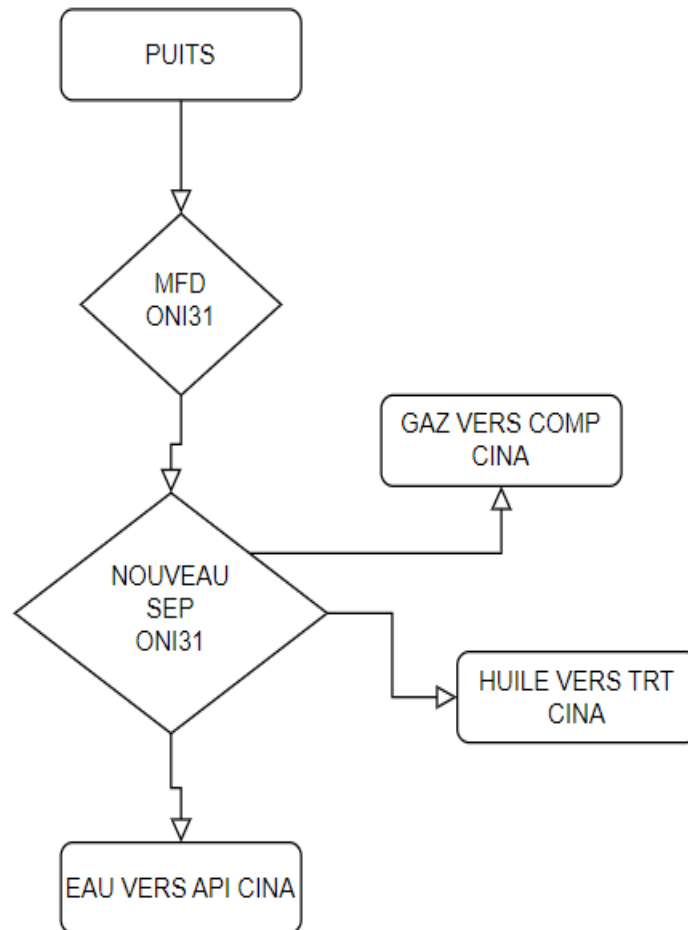


Figure III-8 Schéma explicatif troisième scenario.

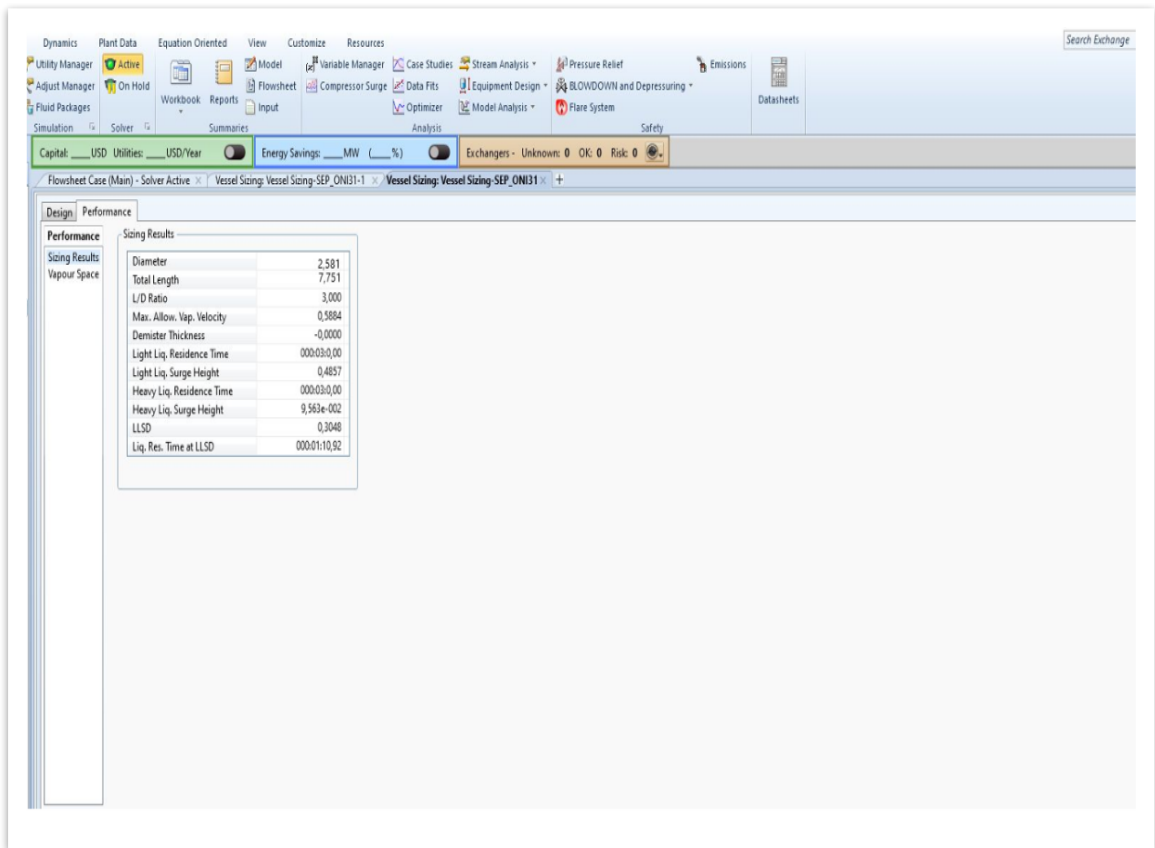


Figure III-9 Dimensionnement du nouveau séparateur.

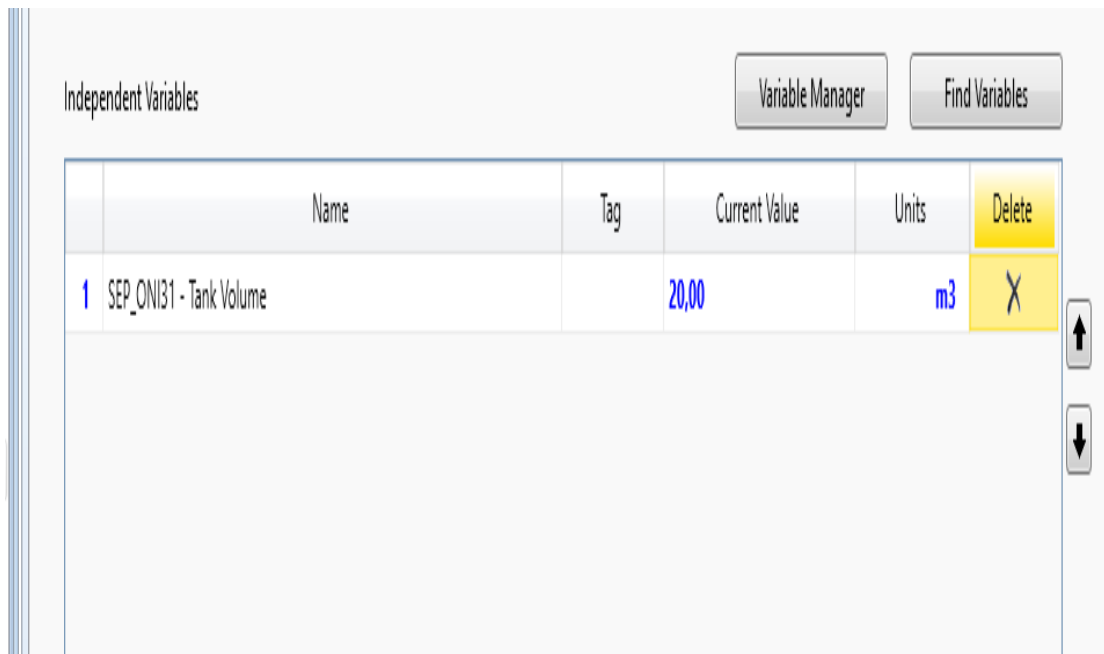


Figure III-10 Volume nouveau séparateur.

Pour le dernier scenario, nous avons utilisé l’outil dimensionnement du logiciel HYSYS

En supposant que :

- Le rapport L/D doit être égal à 3.
- Le temps de rétention au minimum 03 minutes.
- Le niveau liquide à 50 %.

On obtient les résultats suivants :

Grandeur	Valeur
V	20 m ³
Φ	2,581 m
L	7,751 m

Tableau III-5 Dimensions nouveau séparateur.

D’après les résultats de dimensionnement, le séparateur est d’une plus grande capacité (20 m³), (Fig.III-10) on remarque qu’on peut récupérer des quantités très importantes d’eau (7.71 m³) (Fig.III-11).

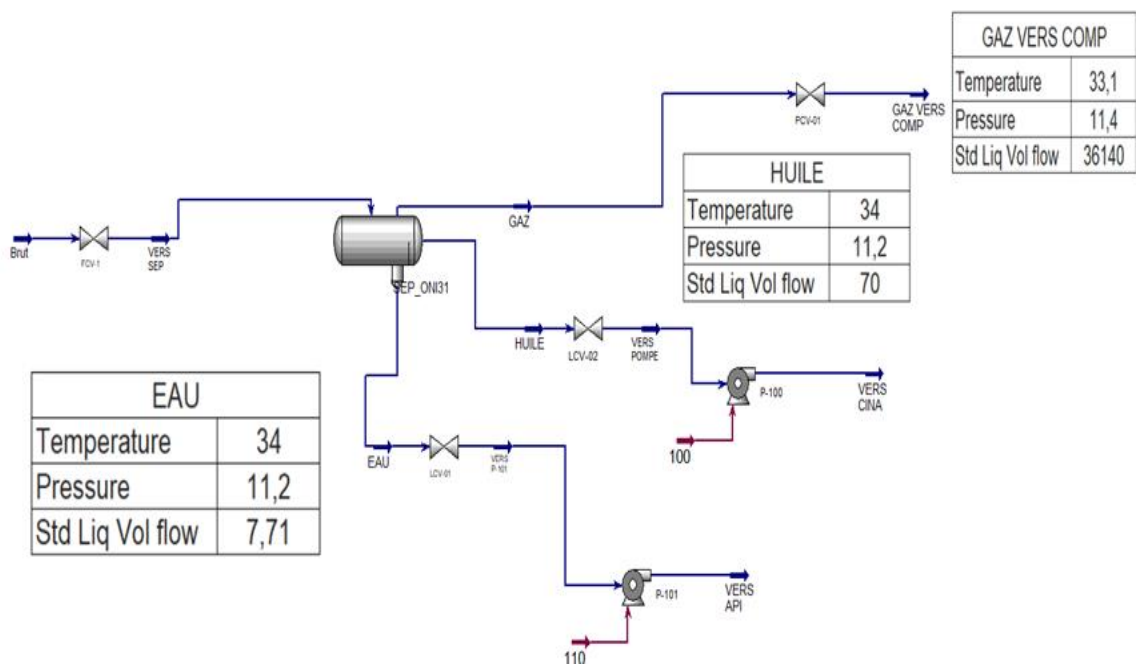


Figure III-11 Paramètres des effluents sortie de séparateur pour le troisieme scenario.

Evaluation des coûts du projet en dollar :

L'analyse économique est nécessaire pour assister le processus de prise de décisions rationnelles, et de savoir la rentabilité de l'option technique pour l'entreprise, afin d'attribuer le budget nécessaire pour le nouveau projet.

La méthode utilisée pour évaluer la proposition technique, sera basée sur Les étapes suivantes:

- Citer tout le matériel requis pour les travaux.
- Calculer les coûts de tout l'ouvrage.
- Estimer le cout de la réalisation de l'installation.

Taches	Coût en \$
Séparateur	59 000
Installation	261 800
Piping	192500
Installation électrique	32 500
Génie – civil	502500
Engineering et supervision	130 000
TOTAL	1 178 300

Tableau III-6 Evaluation des coûts du projet en dollar.

Injection produit chimique :

L'injection des produits chimiques en amont du séparateur va concourir à une aide et une optimisation de la séparation.

Nous avons choisi le même desémulsifiant utilisé pour le dessalage au niveau du centre de traitement.

Nature Produit	Quantité injectée (l/j)	Coût en \$
CHIMEC R 898	50	3200

Tableau III-7 Evaluation du coût d'utilisation des émulsifiants en dollar.

CONCLUSION ET RECOMMENDATIONS

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau.

La première étape du raffinage est l'élimination de ces contaminants par dessalage / déshydratation afin de réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et éviter l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production.

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

Avec le vieillissement des champs il faut optimiser le procédé de déshydratation / dessalage. En contrôlant :

- La décantation de l'eau dans les séparateurs tri-phasiques.
- Les injections de désémulsifiant.
- Le fonctionnement des dessaleurs (niveaux, débits, température, etc.). Ces paramètres sont en général fixés au moment du design et la marge de manœuvre dont on dispose en cours d'exploitation est le plus souvent très réduite.

Dans ce travail, nous avons étudié le problème de la salinité du brut au niveau du centre de traitement CINA ; Le pétrole brut arrivant à CINA est trop salé, l'unité ne peut pas remplir sa tâche principale de produire du brut stabilisé avec des spécifications conformes aux normes contractuelles.

Notre objectif était d'améliorer le processus de séparation pour récupérer le maximum d'eau libre présente dans le pétrole brut.

On a étudié trois scénarios possibles :

- Le séparateur actuel avec une séparation tri-phasique.
- L'installation d'un nouveau séparateur identique en parallèles.
- L'installation d'un nouveau séparateur.

D'après les résultats obtenus, l'installation d'un nouveau séparateur ONI31 d'une capacité de 20 m³ est la solution optimale qui nous permettra de diminuer la salinité à l'entrée de l'unité de traitement.

Cette solution va nous garantir les avantages suivants :

- Moins de dépôts de sel, d'érosion par les particules solides de certains équipements tels que les vannes ; pompes ...
- Réduire les coûts d'entretiens.
- Long fonctionnement des installations.
- Fonctionnement de l'unité à capacité maximum.

Nous recommandons aussi :

- La généralisation de cette étude pour tous les autres séparateurs sur champs.
- Procéder à l'injection du produit chimique dés émulsifiant en amont de la séparation.

Références Bibliographiques

- [1] “Traitement du pétrole brut”, support de cours de l’institut Algérien Du Pétrole. Mars 2015.
- [2] “Les dessaleurs”, Manuel de formation, TOTAL .11/04/2007.
- [3] DOUIB Ali, “Optimisation de dessalage des huiles par emploi des émulsifiantes cas centre nord HMD”, thèse d’ingénieur d’état, université de OUARGLA .1999.
- [4] “La séparation”, Support de formation, TOTAL EXP-PR-PR070-FR.13/04/2007.
- [5] L. Mailhe, “Collecte-Traitement-Stockage, Cours de production”, Editions Technip, Tome 13.1974.
- [6] KENNOUNA Mohammed Laid, DEBBA Ibrahim, KOULL Radouane, “Effets conjugués des eaux de gisement et d’injection sur la production dans le champ de HASSI MESSAOUD”, thèse de Master, université de OUARGLA .23/06/2021.
- [7] IFP TRAINING HMD, “Traitement sur champ des huiles et des eaux ”.16 Avril 2015.
- [8] https://petrowiki.spe.org/Oil_and_gas_separators.
- [9] https://www.researchgate.net/publication/312376071_Design_of_Gas_Oil_Separation_Plant_using_HYSYS.
- [10] CHABUK Faris Noaman, “Design of an oil and gas separation train by aspen HYSYS in the Kurdistan Region of Iraq”, Bachelor thesis, Palacky Université Olomouc.2024.
- [11] Hussein Al-Ali, “Studying the effect of installing new three phase separator on the stabilization of degassing station”. Vol. 12 No. 1 (2022), Journal of Petroleum Research and Studies.2022.

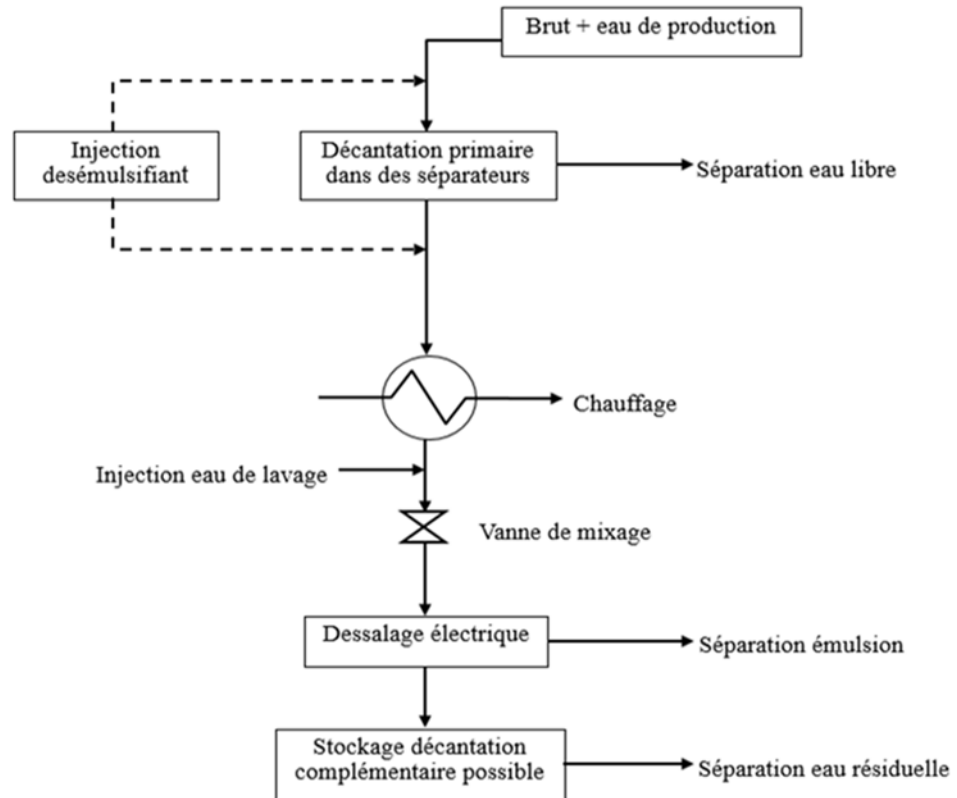
ANNEXE (A)

Le temps de rétention recommandé par API.

Séparation biphasique		Séparation triphasique ($t_{ro} = t_{rw}$)		
Densité (°API)	Temps de rétention (min)	Densité (°API)	Température (°F)	Temps de rétention (min)
>35	1	>35	-	3 à 5
20-30	1 à 2	<35	100+	5 à 10
10-20	2 à 4		80-100	10 à 20
			60-80	20 à 30

ANNEXE (B)

Principe de traitement dans un champ pétrolier.



ANNEXE (C)

Fiche technique desémulsifiant

om Commercial CHIMEC R 898

3.2 Mélanges Substance(s) dangereuse(s)	Cas Nr. EC / Index Nr. Reach Nr.	Réglementation (CE) Nr. 1272/2008	Conc. [%]
naphtalène	91-20-3 202-049-5 / 601-052-00-2 01-2119561346-37	Aquatic Chronic 1 H410: Très toxique pour les organismes aquatiques, entraîne des effets néfastes à long terme. Aquatic Acute 1 H400: Très toxique pour les organismes aquatiques. Carc. 2 H351: Susceptible de provoquer le cancer. Acute Tox. 4 H302: Nocif en cas d'ingestion. Flam. Sol. 1 H228: Matière solide inflammable.	< 10%
1,2,4-Triméthylbenzène.	95-63-6 202-436-9 / 601-043-00-3 01-2119472135-42	Aquatic Chronic 2 H411: Toxique pour les organismes aquatiques, entraîne des effets néfastes à long terme. Stot SE 3 H335: Peut irriter les voies respiratoires. Acute Tox. 4 H332: Nocif par inhalation. Eye Irrit. 2 H319: Provoque une sévère irritation des yeux. Skin Irrit. 2 H315: Provoque une irritation cutanée. Flam. Liq. 3 H226: Liquide et vapeurs inflammables.	1 - 5 %
solvant aromatique à haut point d'ébullition	--- 919-284-0 01-2119463588-24	Aquatic Chronic 2 H411: Toxique pour les organismes aquatiques, entraîne des effets néfastes à long terme. Carc. 2 H351: Susceptible de provoquer le cancer. Stot SE 3 H336: Peut provoquer somnolence ou vertiges. Asp. Tox. 1 H304: Peut être mortel en cas d'ingestion et de pénétration dans les voies respiratoires. EUH066: L'exposition répétée peut provoquer dessèchement ou gerçures de la peau.	50 - 60 %

Premiers secours

- 4.1. Description des premiers secours :
- Inhalation : éloigner la personne de la zone d'exposition, la tenir au repos et au chaud dans un endroit aéré.
: si la respiration s'arrête, pratiquer la respiration artificielle et appeler un médecin.
- Contact avec la peau : enlever immédiatement tout vêtement souillé ou éclaboussé.
: laver abondamment les parties contaminées à l'eau et au savon.
: si l'irritation persiste, appeler un médecin.
- Contact avec les yeux : laver abondamment à l'eau pendant au moins 15 minutes, en tenant les paupières bien ouvertes.
- Ingestion : ne pas faire vomir.
: rincer la bouche avec de l'eau propre, faire boire abondamment de l'eau, appeler un médecin.
: ne donner rien par buccale si la personne accidenté est évanoui ou présente des convulsions.
: si on soupçonne qu'il y a eu aspiration (présence de vomissements par ex.), transporter d'urgence en milieu hospitalier.
- 4.2. Principaux symptômes et effets, aigus et différés : Symptômes : Les symptômes et les effets connus majeurs sont décrits par la signalétique et/ou dans la section 11.
: Risques : Pas de risques signalés si le produit est manipulé d'une manière correcte et selon son utilisation prévue.
- 4.3. Indication des éventuels soins médicaux immédiats et traitements particuliers nécessaires : appeler un médecin.
: Traitement : Pour les traitements symptomatiques (décontamination, fonctions vitales), aucun antidote spécifique n'est connu.

Mesures de lutte contre l'incendie

- 5.1. Moyens d'extinction :
- Approprié : dioxyde de carbone, poudre, mousse ou eau pulvérisée (brouillard).



CHIMEC S.p.A.

Nom Commercial	CHIMEC R 898
14.2. Nom d'expédition des Nations unies	: MATIERE DANGEREUSE DU POINT DE VUE DE L' ENVIRONNEMENT, LIQUIDE, N. S. A.
Contient	: naphthalène : alkyl (C3 - C5) benzènes.
Classe IMO	: 9 - Miscellaneous dangerous substances and articles
Etiquette(s)	: 9 - Dangers other than those covered by the other classes.
Subsidiary Risk Label	: Marine Pollutant (P).
14.4 Groupe d'emballage	: III
Emergency Schedule (EmS)	: F-A, S-F
Segregation Group	: Groupe de séparation Code IMDG - aucun

15 Informations réglementaires

15.1. Réglementations/législation particulières à la substance ou au mélange en matière de sécurité, de santé et d'environnement	: reportez-vous au règlement de l'UE / nationale concernée pour plus de détails sur les mesures correctives ou des restrictions imposées par les règlements / directives applicables : Seveso Cat. 9ii
15.2. Évaluation de la sécurité chimique	: une évaluation de la sécurité chimique a été réalisée pour les substances / substances qui composent ce matériel ou pour le matériau lui-même

16 Autres informations

Autres données	: Cette fiche des données de sécurité contient un scénario d'exposition sous une forme intégrée. Le scénario d'exposition est contenu dans les sections 1.2, 6, 7, 8, 9, 12, 15 et 16 de cette fiche des données de sécurité
Sources des données utilisées	: N.Irving SAX - Dangerous properties of Industrial Materials (Sixth edition) - Edited by Van Nostrand Reinhold Company - 1984 : TLV - Threshold Limit Values for Chemical Substances in Work Environment - Adopted by ACGIH : A.D.R. - European Agreement concerning the international carriage of Dangerous Goods by Road - United Nation Publication : Karel VERSCHUEREN - Handbook of Environmental data on organic chemicals
Informations destinées au médecin	:
Chapitres révisés	:

ST1 - 1940. 18/10/2006 - 2

Les informations incluses dans cette fiche de sécurité dérivent de nos connaissances actuelles en matière de sécurité. Elles ne représentent en aucun cas une garantie des propriétés spécifiques du produit.

Aucun dommage résultant d'une application impropre du produit ne peut être imputé à CHIMEC.

Nom Commercial	CHIMEC R 898
Principaux dangers	<ul style="list-style-type: none"> : le produit est nocif par ingestion; le risque majeur est représenté par l'ingestion pouvant faire arriver quelques gouttes dans les poumons, avec induction de pneumonie chimique, oedème pulmonaire et hémorragies. : les produit est toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.
2.2. Éléments d'étiquetage	:
<u>Réglementation (CE) Nr.</u>	:
<u>1272/2008</u>	:
Pictogrammes	<ul style="list-style-type: none"> : GHS07 : GHS08 : GHS09
Mise en garde	: Danger
- Contient	<ul style="list-style-type: none"> : naphtalène : alkyl (C3 - C5) benzènes.
Phrases H	<ul style="list-style-type: none"> : EUH066: L'exposition répétée peut provoquer dessèchement ou gerçures de la peau. : H304: Peut être mortel en cas d'ingestion et de pénétration dans les voies respiratoires. : H336: Peut provoquer somnolence ou vertiges. : H351: Susceptible de provoquer le cancer. : H411: Toxique pour les organismes aquatiques, entraîne des effets néfastes à long terme.
Phrases P	<ul style="list-style-type: none"> : P273: éviter le rejet dans l'environnement. : P280: porter des gants de protection/des vêtements de protection/un équipement de protection des yeux/ du visage. : P301+P310: en cas d'ingestion: appeler immédiatement un centre antipoison ou un médecin. : P301+P330+P331: en cas d'ingestion: rincer la bouche. ne pas faire vomir. : P391: recueillir le produit répandu.
2.3. Autres dangers	: aucun.

3 Composition / informations sur les composants

Nom Commercial	CHIMEC R 898
	: peut causer un effet anesthésiant ou narcotique.
Toxicité cutanée	: les vapeurs peuvent causer des irritations.
Ingestion	: l'ingestion peut faire arriver quelques gouttes de substance dans les poumons par aspiration, provoquant une pneumonie chimique.
Propriétés corrosives / irritantes	:
- peau	: par contact direct, on peut avoir des irritations et des dermatites dues à son effet dégraissant.
- oeil	: par contact direct: irritations de valeur moyenne, sans dommages pour la cornée.
Sensibilisation	: pas d'évidence de ce type d'effet.
Effets cancérogènes	: cancérogène suspecte - preuves insuffisantes; carc. cat.2.
Effets mutagènes	: pas d'évidence de ce type d'effet.
Effets tératogènes	: pas d'évidence de ce type d'effet.

12 Informations écologiques

12.1. Toxicité	: utiliser selon les bonnes pratiques de travail, en évitant la dispersion du produit dans l'environnement. : les produits sont toxiques pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.
CL50-96 Heures- poisson (mg/l)	: 14 (OECD 403)
12.2. Persistance et dégradabilité	:
Biodégradation (%)	: le produit n'est pas soluble dans l'eau. Il est donc attaqué seulement assez lentement par les micro-organismes.
12.3. Potentiel de bioaccumulation	: le produit ne présente pas de dangers d'accumulation biologique dans les plantes aquatiques ou les poissons.
12.4. Mobilité dans le sol	: avec une immission correcte dans les installations d'épuration biologique, on ne prévoit pas d'inconvénients pour l'activité de dégradation des boues actives.
12.5. Résultats des évaluations PBT et vPvB	: Le produit ne répond pas à la classification PBT (Persistant, bioaccumulable/toxique) et vPvB (très persistant / très bioaccumulable)
12.6. Autres effets néfastes	: le produit n'affecte pas la couche d'ozone et la formation d'ozone photochimique, et le potentiel de réchauffement global est négligeable.
AOX -Composés org. allogènes absorbables	: le produit ne contient pas d'allogènes organiques.
Classe WGK (Allemagne)	: 3 - très dangereux.

13 Considérations relatives à l'élimination

13.1. Méthodes de traitement des déchets	: détruire selon les règlements locaux/ nationaux en vigueur. : ne pas décharger dans les égouts, au sol ou en eaux de surface. : parmi les méthodes d'élimination généralement disponibles, il est recommandé de respecter l'ordre de préférence suivant, basé sur le respect de l'environnement: 1 - recycler ou retravailler si possible; 2 - incinérer dans un centre autorisé; 3 - éliminer dans une décharge autorisée.
Elimination des emballages	: les emballages contaminés par le produit doivent être recyclés ou écoulés dans des centres autorisés. : les bidons vides peuvent être dangereux, car ils peuvent contenir des résidus du produit. Eviter de les exposer à une chaleur excessive, des étincelles ou des flammes libres et ne pas fumer aux alentours.

14 Informations relatives au transport

- ADR/RID/IATA	:
14.1. Numéro ONU	: 3082
14.2. Nom d'expédition des Nations unies	: MATIERE DANGEREUSE DU POINT DE VUE DE L'ENVIRONNEMENT, LIQUIDE, N.S.A.
Contient	: naphthalène : alkyl (C3 - C5) benzènes.
14.3. Classe(s) de danger pour le transport	: 9 - Miscellaneous dangerous substances and articles
Etiquette(s)	: 9 - Dangers other than those covered by the other classes.
Subsidiary Risk Label(s)	: substance dangereuse pour l'environnement
14.4. Groupe d'emballage	: III
Numéro d'identificat. danger (supérieur)	: 90
Numéro d'identific. matériel (inférieur)	: 3082
Code de restriction en tunnel	: (-)
- IMO-IMDG	:
14.1. Numéro ONU	: 3082