



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et
de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de la Technologie

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière: Industries pétrochimiques

Spécialité : Génie Pétrochimie.

Présenté par :

1. Mokeddem hicham
2. Necib Boubeker

Thème

Détermination et traitement de la salinité du condensat non
stabilité dans le champ de Hassi R'Mel

Soutenu publiquement le : 27/05/2025

Devant le jury compose de :

Dr. Bilal Khaled

Président

Dr. Benmeya Ammar

Superviseur

Dr. Barani Djamel

Examinateur

Année universitaire : 2024/2025



Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Allah, Le Tout-Puissant, qui nous a accordé la force, la patience et la volonté nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à Monsieur BenMéya Ammar, notre encadrant et conseiller, pour ses orientations précieuses et ses remarques pertinentes, qui ont eu un grand impact sur l'aboutissement de ce mémoire.

Nous tenons également à exprimer toute notre gratitude aux membres du jury, pour avoir accepté d'évaluer ce travail, ainsi que pour le temps qu'ils y ont consacré et les efforts qu'ils y ont investis.

Nous n'oublions pas de remercier chaleureusement le responsable SRGA Boumediene Mizat pour son aide précieuse tout au long de cette mission.

Nous remercions également tous nos amis et collègues, en particulier Adel Zehri, Brahimi Sassi et Nedjaâ Mohammed El-Saïd, pour leur soutien, leur entraide et leur contribution à la création de conditions favorables à la réalisation de ce projet.

Enfin, nous remercions toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réussite de ce travail.



Dédicace

*Que souhaiter de plus que de partager les plus beaux moments
de sa vie avec ceux qu'on aime ?*

*À l'issue de ce parcours académique riche en apprentissages, en efforts et en émotions,
je dédie humblement ce travail :*

*À celui ou celle qui a semé en moi la signification du don de soi,
À celui ou celle qui m'a appris la patience et a tant sacrifié pour mon confort...
À ma chère mère, source inépuisable de tendresse et secret de ma réussite, dont les
sacrifices ne peuvent être décrits par de simples mots.*

*À mon pilier, mon exemple de droiture et de sagesse...
À mon épouse, symbole de force, de générosité, et source d'inspiration à chaque étape.*

*À mes enfants bien-aimés,
Vous êtes le véritable soutien, l'âme qui m'a donné la force dans chaque moment
d'épuisement.*

*À mes frères et sœurs, Vous êtes le soutien constant et l'amour inconditionnel dans ma
vie.*

*À mes chers enseignants,
Qui ont partagé avec moi leur savoir et leurs conseils avec bienveillance : je vous
adresse toute ma gratitude et mon respect.*

*À mes amis et collègues de route,
Avec qui j'ai partagé le chemin de la connaissance, des veilles studieuses et des
réussites : vous occupez une place très spéciale dans mon cœur.*

À tous ceux qui ont cru en moi, m'ont soutenu d'un mot, d'un geste ou d'une prière...

*Je vous dédie ce travail modeste, en témoignage de ma reconnaissance et de ma fidélité,
en espérant être à la hauteur de votre confiance.*

Mokèddem Hicham



Dédicace

Et que souhaiter de plus que de partager les plus beaux moments de sa vie avec ceux qu'on aime ?

Au terme de mon parcours, je dédie ce travail :

À celle qui a semé dans mon cœur le sens du don,

À celle qui m'a appris la patience et a tant sacrifié pour mon confort...

À ma chère mère, source de tendresse, secret de ma réussite, dont les sacrifices ne -peuvent être décrits par les mots.

À celui qui a été mon pilier et mon modèle...

À mon cher père, symbole de force et de générosité, source d'inspiration à chaque étape.

À mes frères et sœurs, vous êtes le véritable soutien et l'âme qui m'a donné la force dans chaque moment d'épuisement.

À mes chers enseignants, qui n'ont jamais hésité à partager leur savoir et leurs conseils : je vous adresse toute ma gratitude et mon respect.

À mes amis et camarades qui ont partagé avec moi ce chemin de savoir, de veillées et de réussite : vous avez une place toute particulière dans mon cœur.

À tous ceux qui ont cru en moi et m'ont soutenu par un mot ou une prière...

Je dédie ce modeste travail en gage de fidélité et de reconnaissance, espérant être digne de votre confiance.

Boubaķer Necib

Résumé:

Le champ gazier de Hassi R'Mel génère du condensat C5 accompagné d'une salinité croissante, due à l'arrivée d'eau de formation. Cette salinité élevée représente un risque important de corrosion pour les installations industrielles. Ce travail de recherche a pour objectif d'étudier les caractéristiques physico-chimiques du condensat et d'évaluer deux méthodes de traitement pour réduire sa teneur en sel : un traitement à l'eau douce et un traitement chimique à l'aide de démulsiants. Les résultats obtenus en laboratoire ont permis de comparer l'efficacité de ces deux approches et de proposer une solution adaptée pour améliorer la qualité du condensat et préserver les équipements.

Mots-clés : condensat C5, salinité, Hassi R'Mel, traitement chimique, démulsiant.

المخلص:

ينتج حقل غاز حاسي الرمل مكثفات C5 مصحوبة بارتفاع الملوحة، بسبب وصول مياه التكوين. تمثل هذه الملوحة العالية خطراً كبيراً للتآكل بالنسبة للمنشآت الصناعية. يهدف هذا البحث إلى دراسة الخصائص الفيزيائية والكيميائية للمكثفات وتقييم طريقتين للمعالجة لتقليل محتواها من الأملاح: المعالجة بالمياه العذبة والمعالجة الكيميائية باستخدام مزيلات المستحلبات. وقد مكنت النتائج التي تم الحصول عليها في المختبر مقارنة فعالية هذين النهجين واقتراح حل مناسب لتحسين جودة المكثف والحفاظ على المعدات.

الكلمات المفتاحية: مكثف C5، الملوحة، حاسي الرمل، المعالجة الكيميائية، مزيل المستحلب.

Abstract:

The Hassi R'Mel gas field produces C5 condensate with increasing salinity due to the intrusion of formation water as reservoir pressure declines. This high salinity poses a significant corrosion risk to industrial equipment. This study aims to examine the physico-chemical properties of the condensate and evaluate two treatment methods to reduce its salt content: one using distilled water and the other using chemical demulsifiers. Laboratory experiments were conducted to compare the effectiveness of both approaches and to identify a suitable solution for improving condensate quality and protecting equipment.

Keywords: C5 condensate, salinity, Hassi R'Mel, chemical treatment, demulsifier.

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
HRM	Hassi R'mel
GL4-Z	Gazoduc vers Arzew
GME	Gazoducs vers skikda
GNL	Gaz Naturel liquéfié
GPL	Gaz pétrole liquéfier
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
MMP	Module de traitement du gaz
CTH	Centre Traitement d'Huile
MPPII	Module II de Traitement du gaz
HR Sud	Unité de HRM Sud située à la zone sud du champ de Hassi R'me
Ppm	Partie Par Million
ASTM	Société américaine pour les essais et les matériaux
D901	Séparateur du Boosting
D105	Séparateur gaz de recompression et condensat du train
SBS	Section boosting
D101	Séparateur HP gaz / condensat / eau du train
P101	Pompe de rebouillage du condensat du déethaniseur
P104	Pompe de rebouillage du condensat du débutaniseur
MEG	Mono éthylène Glycol
CRD	Centre de Recherche- Développement
SRGA	Station récupération gaz associé
CSTF	Centre de Stockage et Transfert des Fluides
C101 et C102	Colonne Déethaniseur et colonne débuthaniseur
S302	Les filtres des pompes
HRS	Hassi Rmel Sud

Liste des figures

Figure I-1: Répartition des réserves gazières en Algérie.	8
Figure I-2: Présentation du champ de Hassi R'Mel.	13
Figure I.3: Situation géographique de HassiR'mel.	14
Figure I.4: Schéma générale du module.	16
Figure I-5: Section de Boosting.	18
Figure I-6: Vue générale d'un train.	19
Figure I-7: Section de séparation à haute pression.	20
Figure I-8: Section de séparation à basse pression.	20
Figure I-9: Colonne de fractionnement C102.	22
Figure I-10: vue générale de l'unité de régénération de glycol.	24
Figure II-1: Précipitation des sels au niveau des parties chaudes du process Modul II.	32
Figure II-2: Emulsion, phase dispersée et phase dispersante	33
Figure II-3: Schéma simplifié d'un tensioactif.	34
Figure II-4: Les émulsions simples	34
Figure II-5: Les émulsions multiples.	35
Figure II-6: Les différentes classes de désémulsifiants.	41
Figure III-1: Points d'échantillonnage d'eau et de condensât.	46
Figure III-2: Appareil pour la mesure de TVR.	47
Figure III-3: L'appareillage de mesure de la viscosité cinématique.	48
Figure III-4: La lecture exacte de l'aéromètre.	50
Figure III.5: Appareil de KARL FISCHER.	51
Figure III-6: Mesure la salinité par analyse gravimétrique.	52
Figure III-7: Dosage des Chlorures (Méthode de Mohr).	54
Figure III-8: Electrodes du Conductimètre.	55
Figure III-9: Appareils de Conductimétrie.	55
Fugire III-10: Appareil de Tintométrie LOVIBOND PFX880	57
Figure IV-1 : Situation de réseau de collecte du gaz brut MPP II.	62
Figure IV-2: Evolution de la salinité de collecteur S1 et S2 de MPPII.	63
Figure IV-3: Evolution de la salinité de collecteur S3 et S4 de MPPII.	63
Figure IV-4: Evolution de la salinité de collecteur S5 et S6 de MPPII.	64
Figure IV.5: Evolution de la salinité de l'eau séparée à la sortie du ballon D-901D.	64
Fugire IV 6: Evolution de la salinité en fonction du rapport Eau/Condensat.	66

Figure IV-7: Evolution de la salinité en fonction de température.....	67
Figure IV-8 Evolution de la salinité en fonction du temps.	67
Figure IV-9: Evaluation de la salinité par injection Léau distillée.	68
Figure IV.10: Humidité dans le condensat à l'entrée du D-901 du 21/05/12 au 31/05/12.	70
Figure IV-11: Schéma Simplifié alimentation en condensat du MPP2.	74
Figure IV-12: Evolution de salinité dans l'eau du ballon de séparation D-901 de MPPII au cours de test.....	79
Figure IV-13: Evolution de la salinité dans le condensat et le dosage injecter de désémulsionnant.....	80
Figure IV-14: Echantillons condensats sans et avec traitement.	81

Liste des Tableaux

Tableau 1: Comparaison de la composition du gaz naturel selon les Régions	6
Tableau 2 :Représente Le champ de Hassi R'mel comprend trois secteurs :	9
Tableau 3 :Représente composition de gaz naturel brut de Hassi Rmel	15
Tableaux 4: Paramètres physico-chimiques du condensat :	27
Tableau 5: Caractéristiques physico-chimiques des condensât	60
Tableau 6: Composition molaires des condensats :	61
Tableau 7: Humidité et salinité de condensât sans et avec traitement D901	72
Tableau 8:Présente les propriétés physiques et chimiques du désémulsifiant 2330.....	73
Tableau 9:Situation initiale du Module II sans aucun mouvement de puits et avant test.....	74
Tableau 10 :Situation Premier palier 40 g/l	76
Tableau 11 :Situation deuxième palier 100 g/l :	77
Tableau 12 : Présente résultats analytiques troisième palier.....	78
Tableau 13 : Suivi de l'injection du désémulsifiant.....	82

Tables des matières

Remercîments	II
Dédicace.....	III
Resumé	V
Liste des abréviations	IX
Liste des figures.....	VII
Liste des Tableau	IX
Tables des matières	X
Introduction général	1
Chapitre I: Revue bibliographique.....	3
<i>Introduction:</i>	<i>4</i>
1 Généralité sur le gaz naturel	4
2 Le gaz naturel en Algérie	7
3 les réserves gazières en Algérie	8
4 Présentation du champ de Hassi R'Mel	8
5 Description générale des unités d'exploitation dans le champ de Hassi R'mel.....	9
6 Situation géographique du Champ de Hassi R'Mel	13
7 Technique de traitement du gaz naturel	15
8 Description du module II de traitement de gaz	16
<i>Conclusion du chapitre</i>	<i>25</i>
Chapitre II: Caractérisation des condensats et méthodes de traitement des émulsions salines.....	26
<i>1-Introduction:</i>	<i>27</i>
1-1 Généralité sur condensat dans l'industrie pétrolière	27
<i>2- Salinité et impacts sur les installations et les produits</i>	<i>27</i>
<i>3- l'émulsion :</i>	<i>32</i>
3-1 Définition :	34

3-2 Formation de l'émulsion:	33
3-3 Classification des émulsions :.....	34
3-4 Les paramètres intervenant dans la stabilité d'une émulsion :.....	35
3-5 La rupture de l'émulsion :.....	37
4- désémulsifiant :	39
4-1 Définition :	39
4-2 : Mécanisme d'Action	39
4-3 Types de Démulsifiants :.....	40
4-4 Séparation de l'Eau dans les Condensats :.....	42
4-5 Le choix de désémulsifiant :	42
Conclusion du chapitre :	44
CHAPITRE III: Méthodologie d'analyse	45
Introduction:.....	46
1 Introduction :	46
2 Echantillonnage :	46
3 Détermination des caractéristiques physico-chimiques du condensat :	46
4 Analyse de la salinité du condensât :.....	51
Conclusion :	58
CHAPITRE IV: Analyse du condensât de Hassi R'mel	59
IV-1. Analyse du condensât de Hassi R'mel:	60
IV-1.1. Caractérisation physico-chimique:.....	60
IV-1.2 Composition molaires des condensats:	61
IV.2 Evolution de la salinité dans le module II :	62
IV-2.1 Evolution de la salinité de collecteur S1 et S2 de MPPII :	62
IV -2.2 Evolution de la salinité de collecteur S3 et S4 de MPPII :	63
IV -2.3 Evolution de la salinité de collecteur S5 et S6 de MPPII :	64
IV.2.5 Evolution de la salinité de l'eau séparée à la sortie du ballon D-901D :	64
IV.2.6 Résultat et discussion:	65

IV .2.7 Evaluation la salinité du condensat par injection d'eau distillée :	65
IV.2.7.1 Matériel et équipements utilisés :	65
IV -2.7.2- Résulta et discussion :	68
IV -2.1.3 Avantage et désavantage de l'injection or lavage de d'eau distille:	68
IV -3 Humidité	69
IV.4 Analyse des sels dans l'eau de gisement:	70
IV –5 Tests de l'efficacité du produit désémulsionnant :	70
IV -5-1 Test de présélection à l'échelle laboratoire :	71
IV -5-2 Test industriel du désémulsionnant CHIMEC 2330:	73
IV 5.3 Démarrage du test industriel et Conditions :	75
IV 5.4 Réalisation des paliers de salinité dans l'eau D901 & Entrée SBS :	75
IV -5.5 Résultats analytiques :	75
IV -5.5 .1 Situation initiale avant test :	75
IV -5.5 .2 Situation Premier palier 40 g/l dans l'eau libre D901:	76
IV -5.5 .3 Situation deuxième palier 100 g/l dans l'eau libre D901 :	77
IV -5.5.3 Situation du Troisième palier 200 g/l dans l'eau libre D901 :	77
IV -5.6 : Suivi de la salinité du condensât avec les paramètres actuels :	81
Conclusion général	83
ANNEXE.....	88

Introduction général

Introduction général :

L'industrie pétrolière et gazière joue un rôle fondamental dans l'approvisionnement énergétique mondial. Parmi les ressources majeures, le gaz naturel représente une alternative plus propre par rapport aux autres combustibles fossiles, contribuant ainsi à la transition énergétique. Cependant, l'exploitation et le traitement du gaz naturel posent plusieurs défis techniques, notamment en ce qui concerne les impuretés qui l'accompagnent, telles que l'eau, les hydrocarbures lourds et les sels dissous[1].

Parmi les principaux gisements mondiaux, le champ de Hassi R'Mel, situé en Algérie, est l'un des plus grands gisements de gaz naturel au monde. Découvert en 1956, il constitue une infrastructure clé pour l'exportation du gaz algérien. Ce champ est caractérisé par la présence de condensats, des hydrocarbures liquides récupérés lors du traitement du gaz naturel. Ces condensats nécessitent un traitement spécifique pour garantir la qualité du gaz exporté et protéger les équipements industriels contre la corrosion et l'encrassement[2].

Le condensat extrait avec le gaz naturel contient une quantité variable de sels dissous, principalement du chlorure de sodium et d'autres composés ioniques. La présence de ces sels constitue un problème majeur pour les installations de traitement, car elle peut provoquer la corrosion des équipements, la formation de dépôts indésirables, ainsi qu'une réduction de l'efficacité des procédés industriels. L'un des défis majeurs au sein du module II du champ de Hassi R'Mel concerne l'élimination efficace de la salinité du condensat, notamment au niveau des SBS du ballon de séparation D901 et D501[3].

L'accumulation des sels dans les installations de séparation et de stabilisation du condensat peut entraîner plusieurs conséquences négatives[4]:

- Corrosion accélérée des équipements, réduisant leur durée de vie et augmentant les coûts de maintenance.
- Perturbations dans le procédé de traitement, affectant la qualité finale du gaz et des condensats.
- Impacts environnementaux et économiques, nécessitant des solutions optimisées pour garantir une exploitation durable et rentable.

Le présent travail a pour but de caractériser physico-chimiquement le condensat C5 extrait du champ de Hassi R'Mel, de quantifier sa teneur en sels dissous et d'évaluer l'efficacité d'un traitement chimique par désémulsifiants pour extraire l'eau salée qu'il contient. L'objectif principal est de proposer une solution technique permettant de réduire significativement la

salinité du produit, afin de limiter l'usure des équipements et d'optimiser le processus de production.

Pour répondre à ces objectifs, l'étude est structurée en quatre parties principales. Dans un premier temps, une revue bibliographique permet de situer le contexte général de la production de gaz naturel et de condensats en Algérie, tout en expliquant les enjeux techniques liés à la présence de sels dans les fluides d'hydrocarbures. Ensuite, une analyse détaillée des caractéristiques physico-chimiques du condensat est présentée, accompagnée d'un état des lieux des différentes méthodes de séparation des émulsions salines, avec un focus particulier sur les traitements chimiques.

La troisième partie est consacrée à la méthodologie expérimentale. Elle décrit les procédures de prélèvement et les techniques d'analyse utilisées pour mesurer la densité, la viscosité, la pression de vapeur, la conductivité, la teneur en eau et la concentration en sels. Les protocoles adoptés respectent les normes en vigueur et garantissent la fiabilité des résultats.

Enfin, les résultats obtenus à partir des échantillons analysés sont présentés et discutés dans la dernière partie. L'évolution de la salinité dans le module II de traitement, en fonction de la provenance des puits, est examinée. Des essais en laboratoire ont permis d'observer l'effet de différents paramètres tels que le rapport eau/condensat, la température et la durée d'agitation sur l'efficacité de l'extraction des sels. Ces résultats démontrent l'intérêt d'un traitement chimique maîtrisé et ouvrent la voie à son application à grande échelle.

Ce travail se veut ainsi une contribution à l'amélioration des pratiques de traitement du condensat dans les installations de Hassi R'Mel, et peut également servir de référence pour d'autres champs confrontés à des défis similaires en matière de salinité.

Chapitre I:
Revue bibliographique

Introduction:

Le gaz naturel est une source d'énergie très importante dans le monde d'aujourd'hui, car il est plus propre que d'autres types de carburants. L'Algérie possède de grandes réserves de gaz, surtout dans le champ de Hassi R'Mel, qui est l'un des plus grands au monde. Avant d'expliquer comment on traite ce gaz et les problèmes qu'il peut poser, ce chapitre présente les informations de base: qu'est-ce que le gaz naturel, de quoi il est composé, comment il est utilisé, et pourquoi il est important pour l'Algérie [5].

1 Généralité sur le gaz naturel :

1-1 Définition :

Le gaz naturel est un hydrocarbure gazeux formé naturellement à partir de la décomposition de matières organiques, généralement composé principalement de méthane (CH_4). Il peut aussi contenir d'autres gaz légers tels que l'éthane, le propane, ainsi que des traces d'impuretés comme le dioxyde de carbone, l'azote, l'hydrogène sulfuré et l'eau. Le gaz naturel est une source d'énergie fossile utilisée pour la production d'électricité, le chauffage, ainsi que dans diverses applications industrielles. Il est généralement extrait sous forme de gaz ou de condensat et nécessite un traitement pour éliminer les impuretés avant d'être utilisé dans les infrastructures de distribution [5].

1-2 Origine et caractéristiques du gaz naturel :

Le gaz naturel se forme au fil de millions d'années à partir de la dégradation de matières organiques, telles que des plantes et des animaux, sous l'effet de la chaleur et de la pression dans les couches géologiques profondes. Cette décomposition se produit généralement dans des réservoirs souterrains situés à des profondeurs variables, souvent associés à des gisements de pétrole. Le gaz naturel peut être trouvé soit en association avec le pétrole, soit dans des réservoirs de gaz seul, sous forme de réserves conventionnelles ou non conventionnelles [5].

Les caractéristiques du gaz naturel varient en fonction de son origine géologique et de sa composition. Les gaz naturels peuvent être classés selon leur teneur en méthane, qui peut représenter plus de 80 % du volume total dans les gaz dits "secs". Certains gisements peuvent aussi contenir des hydrocarbures plus lourds, comme l'éthane, le propane et le butane. Les gaz naturels peuvent également contenir des impuretés comme du dioxyde de carbone (CO_2), de l'hydrogène sulfuré (H_2S), de l'azote (N_2) et de l'eau, qui nécessitent un traitement avant leur

utilisation. La température et la pression sous lesquelles ces gaz se trouvent influencent leur phase (gaz ou liquide) et leur extraction [6].

1-3 Propriétés du gaz naturel brut :

Le gaz naturel brut, extrait directement des gisements, présente plusieurs propriétés physiques et chimiques qui influencent son traitement et son utilisation [7]. Parmi ses principales caractéristiques, on trouve :

- **Phase gazeuse ou liquide:** Le gaz naturel brut se trouve généralement sous forme gazeuse dans les réservoirs souterrains, mais peut être condensé en liquide sous pression ou à basse température. Les condensats, ou liquides associés au gaz naturel (C5+), doivent être séparés du gaz pendant le traitement.

- **Méthane dominant:** Le méthane (CH_4) est le composant principal du gaz naturel brut, représentant souvent plus de 80 % du volume total. D'autres hydrocarbures légers, tels que l'éthane, le propane et le butane, peuvent aussi être présents en plus petites quantités.

- **Impuretés:** Le gaz naturel brut contient fréquemment des impuretés comme :

- **L'eau:** Présente sous forme de vapeur, l'eau peut entraîner des problèmes de corrosion et de gel dans les pipelines et équipements.

- **Gaz acides:** Le dioxyde de carbone (CO_2) et l'hydrogène sulfuré (H_2S) sont des contaminants courants dans de nombreux gisements de gaz naturel. Ces gaz peuvent provoquer des phénomènes corrosifs et sont souvent éliminés lors du traitement.

- **Azote (N_2):** L'azote est un gaz inerte qui ne participe pas aux réactions de combustion, réduisant ainsi la valeur calorifique du gaz.

- **Propriétés thermodynamiques:** Le gaz naturel brut possède une faible densité et une faible viscosité, ce qui le rend facile à transporter par pipeline. Sa capacité à se comprimer et à se liquéfier sous pression est également un atout pour son stockage et son transport, notamment sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL).

- **Pouvoir calorifique:** Le pouvoir calorifique du gaz naturel brut dépend de sa composition, en particulier de la teneur en méthane. Plus la proportion de méthane est élevée, plus le pouvoir calorifique est élevé, ce qui en fait une source d'énergie efficace et propre lorsqu'il est utilisé correctement.

Ces propriétés rendent le gaz naturel brut utile pour une grande variété d'applications énergétiques, mais elles imposent aussi un traitement rigoureux pour en améliorer la qualité et en éliminer les substances indésirables avant son utilisation industrielle ou résidentielle.

1-4 Variabilité en Fonction des Gisements :

La composition du gaz naturel varie considérablement selon l'origine géologique et les conditions de formation des réservoirs [6, 8].

a) Gaz Sec vs. Gaz Humide:

➤ **Gaz sec:** Contient une forte proportion de méthane (> 90 %) et très peu d'hydrocarbures lourds. Il est principalement utilisé pour la combustion (exemple: Hassi R'Mel, Algérie).

➤ **Gaz humide:** Riche en éthane, propane et butanes, souvent valorisé pour l'extraction de GPL et la pétrochimie (exemple: Bassin de Berkine, Algérie).

b) Gaz Acide vs. Gaz Doux :

➤ **Gaz acide:** Contient une forte teneur en CO₂ et H₂S, nécessitant un traitement avancé avant utilisation (exemple: Gisement de In Salah, Algérie).

➤ **Gaz doux:** Faible en impuretés et directement exploitable après séchage (exemple: Gisements russes de Sibérie).

1-5 Différences Régionales :

Tableau 1: Comparaison de la composition du gaz naturel selon les Régions[9] :

Région	Teneur en Méthane (%)	CO ₂ (%)	H ₂ S (%)	Gaz Humides
Hassi R'Mel (Algérie)	85-90	< 2	Traces	Modéré
Qatar (North Field)	70-75	< 2	Faible	Élevé(NGL)
Mer du Nord (Norvège/Royaume-Uni)	85-95	< 1	Traces	Faible
In Salah (Algérie)	50-60	10-20	Élevé	Faible
Sibérie Occidentale (Russie)	90-98	< 1	Traces	Faible

1-6 Traitement et Adaptation aux Exigences du Marché :

La variabilité du gaz naturel nécessite des procédés spécifiques pour répondre aux exigences du transport, du stockage et de l'utilisation finale [10] :

- Désulfuration (élimination du H₂S): Par procédé Claus pour récupérer le soufre.
- Élimination du CO₂: Par absorption avec des solvants aminés (DEA, MDEA). (Diéthanolamine C₄H₁₁NO₂), (Méthyl-Diéthanolamine).
- Déshydratation: Par adsorption (tamis

➤ Extraction des NGL (Liquides de gaz naturel): moléculaires) pour éviter la formation d'hydrates, Séparation du propane, butane et condensats pour les marchés du GPL et pétrochimiques.

2 -Le gaz naturel en Algérie :

L'Algérie est un important pays producteur de gaz au niveau mondiale, c'est vers la fin des années cinquante que plusieurs compagnes de sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'mel, un premier forage (HR1) a été réaliser en 1956, puis huit puits sont alors réalisés délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser les viciés des niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi R'mel à Arzew, le condensât était évacué à Haouadh El Hamra via un oléoduc [11].

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971: la production annuelle de gaz brut passe de 0.8 à 3.2 milliards de sm^3 et celle du condensât passe de 126000 à 623000 tonnes.

De 1971 à 1974: des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974: parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisé par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de $300.10^6 \text{ m}^3/\text{j}$. Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980: L'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans les méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe ... etc)

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc trans-méditerrané en qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie.

3- les réserves gazières en Algérie :

En janvier 2003, les réserves prouvées de gaz naturel étaient évaluées à 4,077 milliards de m³. Au cours des dix dernières années, les bassins de BERKINE et d'ILLIZI ont obtenu les meilleurs résultats en exploration, avec des taux de succès respectifs de 51% et 50%. D'autres bassins dans la région de BERKINE, qui sont également très productifs, comprennent celui d'OUED MYA, où une nouvelle découverte de gaz et de pétrole a eu lieu en 2002, ainsi que les bassins de TIMIMOUN et HASSI MESSAOUD. Actuellement, il est estimé qu'environ 7 milliards de dollars seront nécessaires dans les prochaines années pour développer toutes les découvertes faites dans ces zones.

Cela reformule l'idée en mettant en évidence les éléments clés: les réserves, les réussites d'exploration, les découvertes récentes, et l'investissement nécessaire pour les développements futurs [11].

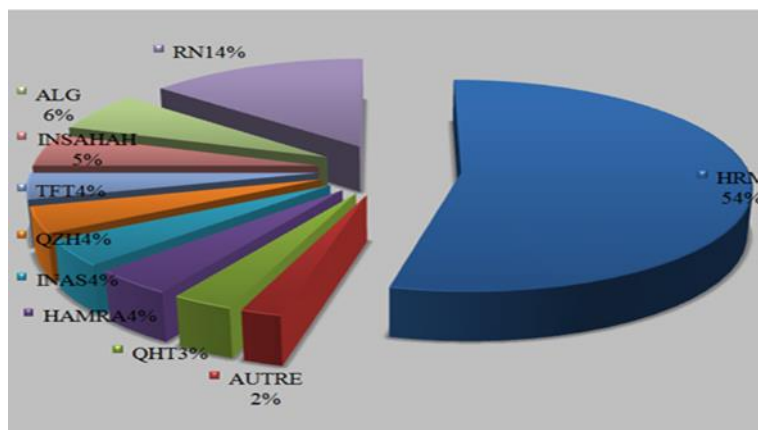


Figure (I-1): Répartition des réserves gazières en Algérie.

4- Présentation du champ de Hassi R'Mel :

4-1 Richesse Algérienne en gaz naturel :

L'Algérie dispose de réserves énormes de gaz naturel, avec des champs majeurs comme HASSI-R'MEL, qui est le plus grand au monde, et AIN-SALAH, qui a commencé son exploitation en 2002. Grâce à ces réserves, l'Algérie se classe au quatrième rang mondial, détenant environ 10% des réserves de gaz naturel. La production de gaz naturel en Algérie atteindra 80 milliards de m³, ce qui permettra au pays de devenir le premier exportateur mondial dans ce domaine.

Cette reformulation résume l'idée principale, à savoir les réserves importantes de gaz naturel en Algérie, ses positions sur le marché mondial et l'impact de cette production sur l'exportation [11].

4-2 Le gaz naturel a Hassi R'Mel :

Le champ de Hassi R'Mel est le plus grand gisement de gaz naturel d'Algérie et l'un des plus vastes au monde. Il constitue un pilier essentiel de l'industrie énergétique du pays et une source majeure d'approvisionnement en gaz pour l'Europe. Sa découverte en 1956 a marqué un tournant dans l'exploitation des hydrocarbures en Algérie, et il reste aujourd'hui un site stratégique dans le secteur énergétique mondial [11].

Tableau 2 Représente Le champ de Hassi R'mel comprend trois secteurs :

Secteur Nord	Secteur Centre	Secteur Sud
<ul style="list-style-type: none"> • Le module 3. • Une station de compression nord. • CTH nord. 	<ul style="list-style-type: none"> • 3 modules: module 0, module 1 et module 4. • CSTF: (Centre Stockage et Transfert du fluide). • CTH 1 ;2 ;3et 4: Centre de Traitement d'Huile. • L'unité de la phase B • Station de récupération des gaz associés (SRGA). <ul style="list-style-type: none"> • Centre national de dispatching du gaz (CNDG) 	<ul style="list-style-type: none"> • Le module 2. • Une station de compression sud. • Djebel Bissa. <ul style="list-style-type: none"> • HR sud. • CTH sud

5- Description générale des unités d'exploitation dans le champ de Hassi R'mel :

Le champ de Hassi R'Mel, l'un des plus grands gisements de gaz naturel au monde, est structuré autour de plusieurs unités d'exploitation qui assurent l'extraction, le traitement, le transport et la réinjection du gaz. Ces unités sont organisées de manière à optimiser la production et à maximiser la récupération des hydrocarbures. Voici une description générale des principales unités d'exploitation du champ de Hassi R'Mel (Figure 3) [11] :

5-1 Unités de production :

Les unités de production sont responsables de l'extraction du gaz naturel et des liquides associés (condensat et GPL) à partir des puits de forage. Elles sont réparties en trois zones principales: **Nord, Centre** et **Sud**.

• Puits de production :

➤ Plusieurs centaines de puits ont été forés dans le champ pour exploiter le réservoir de gaz.

➤ Ces puits sont équipés de têtes de puits (wellheads) et de systèmes de contrôle pour réguler le débit et la pression du gaz.

• Zones de production :

➤ Le champ est divisé en trois zones de production (Nord, Centre, Sud) pour faciliter la gestion du réservoir et optimiser la récupération du gaz.

➤ Chaque zone est équipée de collecteurs pour regrouper le gaz provenant des différents puits.

5-2 Unités de traitement du gaz:

Le gaz extrait du réservoir est un mélange de gaz humide, de condensat et de GPL. Il doit être traité pour séparer ces composants et produire du gaz sec conforme aux spécifications commerciales

➤ Modules de traitement :

• Le champ dispose de plusieurs modules de traitement (appelés Module 0, Module 1, Module 2, Module 3 et Module 4).

• Cinq modules sont implantés à Hassi R'mel. Quatre ont une capacité unitaire de 60 millions de Sm³ /jour. Le cinquième est le module « 0 » qui a une capacité de 30 millions/jour.

• Les principales étapes de traitement incluent :

- Séparation du gaz, du condensat et de l'eau.
- Désulfuration (élimination du sulfure d'hydrogène et du CO₂).
- Déshydratation (élimination de l'eau pour éviter la corrosion et les hydrates).

- Extraction du GPL et du condensat.

➤ **Centres de traitement d'huile (CTH) :**

- Ces unités sont dédiées au traitement des liquides (condensat et huile) associés au gaz.
- Elles permettent de séparer et de stabiliser les hydrocarbures liquides pour leur transport et leur commercialisation.

5-3 Unités de réinjection :

Pour maximiser la récupération du gaz et maintenir la pression du réservoir, une partie du gaz produit est réinjectée dans le gisement.

➤ **Stations de réinjection :**

- Deux stations de réinjection (Nord et Sud) sont opérationnelles sur le champ.
- Chaque station a une capacité nominale de **30 milliards de m³ par an** de gaz réinjecté.
- La réinjection permet de maintenir la pression du réservoir et de récupérer les hydrocarbures liquides (condensat) par cyclage du gaz.

5-4 Unités de stockage et de transfert :

Les hydrocarbures liquides (condensat et GPL) sont stockés et transférés vers les marchés via des infrastructures dédiées.

• **Centre de stockage et de transfert de condensat et de GPL (CSTF) :**

- Ce centre regroupe les installations de stockage et de transfert des liquides produits.
- Il permet de stabiliser, stocker et exporter les condensats et le GPL vers les marchés internationaux.

5-5 Unités de récupération de gaz d'évasement :

Pour minimiser les pertes de gaz et respecter les normes environnementales, des unités de récupération de gaz d'évasement ont été mises en place.

• **Récupération du gaz associé :**

- Ces unités captent et traitent le gaz qui serait autrement perdu lors des opérations de production et de traitement.

➤ Le gaz récupéré est réinjecté dans le système de traitement ou utilisé pour alimenter les installations (SRGA, J Bassa et HRS).

➤ Des pipelines relient les différentes unités de production, de traitement et de réinjection.

➤ Des pipelines d'exportation transportent le gaz sec vers les marchés nationaux et internationaux.

➤ Des centrales électriques fournissent l'énergie nécessaire pour alimenter les installations.

• **Systèmes de contrôle et de surveillance :**

➤ Des systèmes automatisés surveillent en temps réel les opérations de production, de traitement et de réinjection.

5- 6 Projets de modernisation et d'expansion :

Le champ de Hassi R'Mel a fait l'objet de plusieurs projets de modernisation pour maintenir sa production et répondre à la demande croissante.

• **Projet Boosting :**

➤ Mis en service en 2005, ce projet vise à augmenter la pression du gaz pour optimiser la production et l'exportation.

➤ Il inclut l'installation de compresseurs et de nouvelles infrastructures.

• **Projets de récupération améliorée :**

Des techniques de récupération améliorée (EOR) sont utilisées pour maximiser la récupération des hydrocarbures.

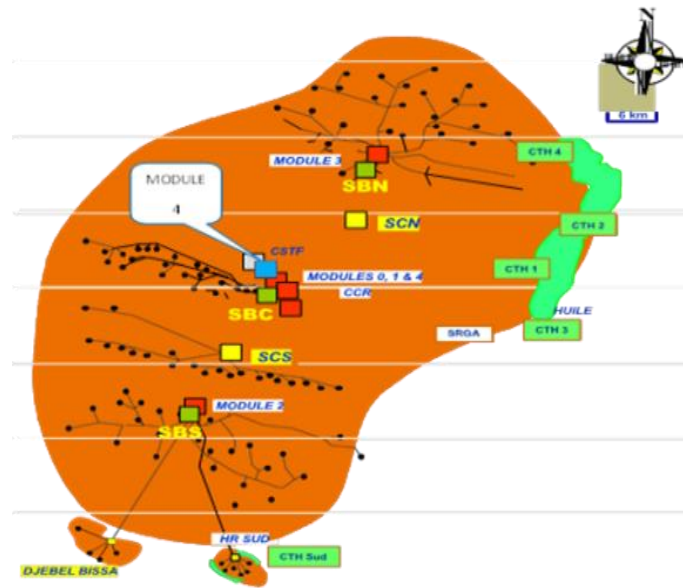


Figure I-2: Présentation du champ de Hassi R'Mel [11].

6- Situation géographique du Champ de Hassi R'Mel :

➤ Localisation :

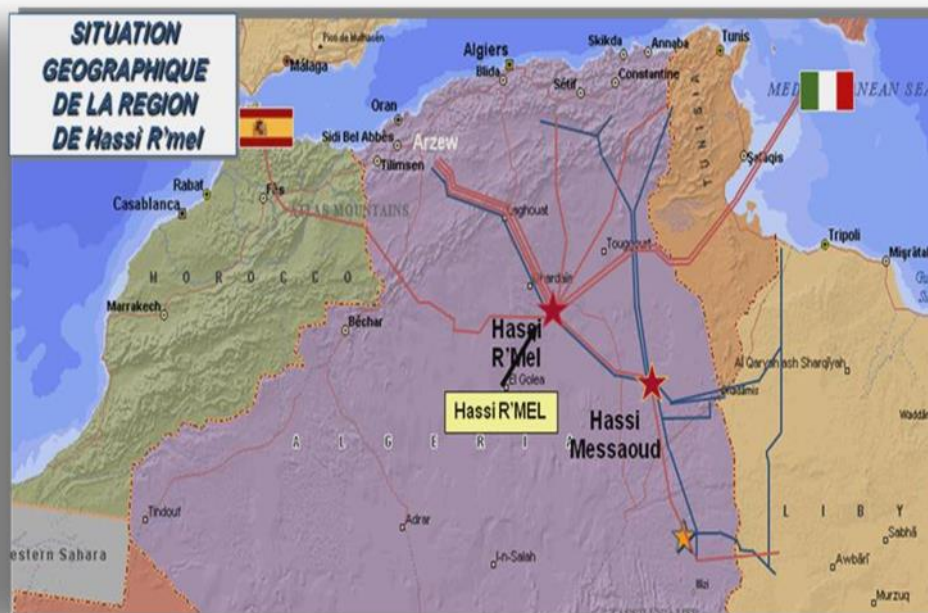
Le champ de Hassi R'Mel (Figure I-3) est situé dans la wilaya de Laghouat, au centre de l'Algérie. Il constitue le plus grand gisement de gaz naturel du pays et l'un des plus vastes au monde.

Il se trouve à environ 500 km au sud d'Alger, la capitale du pays.

Il est situé à 100 km au nord de Ghardaïa, une région connue pour son climat aride et son importance économique.

Son étendue géographique couvre une superficie de plus de 18000 km², ce qui en fait l'un des plus grands champs gaziers en exploitation.

Grâce à sa position stratégique, Hassi R'Mel est un point central pour l'exploitation, le traitement et l'exportation du gaz naturel algérien, notamment vers l'Europe et d'autres marchés internationaux.



. **Figure I.3:** Situation géographique de HassiR'mel [11].

➤ **Contexte Géologique :**

Champ de Hassi R'Mel se distingue par ses caractéristiques géologiques favorables à l'accumulation et à l'exploitation du gaz naturel.

- **Nature du réservoir:** Il s'agit d'un réservoir de grès, caractérisé par une forte porosité et perméabilité, facilitant le stockage et l'extraction du gaz.
- **Profondeur:** Le gaz est piégé à une profondeur moyenne de 3000 mètres, où les conditions de pression et de température ont permis la formation d'importantes quantités d'hydrocarbures.
- **Formation géologique:** Le gisement appartient aux formations du Crétacé supérieur et du Paléozoïque, qui ont joué un rôle clé dans l'accumulation des hydrocarbures sur plusieurs millions d'années.
- **Conditions d'accumulation:** La structure géologique du champ favorise une accumulation massive de gaz sous pression, ce qui rend l'exploitation économiquement viable et permet une production à grande échelle.

Grâce à ces caractéristiques, Hassi R'Mel reste une ressource stratégique, dont l'exploitation nécessite une gestion optimisée pour prolonger sa durée de vie et maximiser son rendement énergétique.

7- Technique de traitement du gaz naturel :

➤ procédé HUDSON :

Le procédé HUDSON utilise un échange thermique intense pour refroidir le gaz naturel à très basse température, favorisant ainsi la condensation et la séparation des hydrocarbures lourds et de l'eau. Grâce à des équipements comme la vanne Joule-Thomson (-18°C) et le Turbo-Expander (-38°C), il optimise l'extraction des liquides de gaz naturel (NGL) tels que le propane et le butane. Ce traitement améliore la qualité du gaz en éliminant les impuretés et permet son acheminement vers les réseaux de transport ou son exportation sous forme de GNL. Ce procédé est reconnu pour son efficacité dans la récupération des hydrocarbures liquides [11].

➤ Le procédé PRITCHARD :

Le procédé PRITCHARD est une technique de traitement du gaz naturel basée sur le refroidissement par échange thermique et détente. Il utilise une boucle de propane comme système réfrigérant pour abaisser progressivement la température du gaz jusqu'à environ -23°C. Ce refroidissement permet la séparation des hydrocarbures liquides et la réduction des impuretés présentes dans le gaz. Ce procédé est particulièrement efficace pour améliorer la qualité du gaz naturel avant son transport ou sa valorisation [11].

➤ Spécification du gaz brut de Hassi R'mel:

Tableau 3 représente composition de gaz naturel brut de Hassi Rmel [12] :

Composition (molaire %)	Fraction moléculaire
N₂	5.56
CH₄	78.36
C₂H₆	7.42
C₃H₈	2,880
IC₄H₁₀	0.62
NC₄ H₁₀	1.10
IC₅ H₁₂	0,360
NC₅ H₁₂	0,480
C₆ H₁₄	0,590
C₇ H₁₆	0,560
C₈ H₁₈	0,450

C₉ H₂₀	0,370
C₁₀ H₂₂	0.270
C₁₁ H₂₄	0.210
C₁₂ H₂₆	0.570
TOTAL	100.00

8- Description du module II de traitement de gaz :

L'usine MPPII (Modul Processing Plant) est un ensemble d'installations qui permettent de récupérer les hydrocarbures lourds (GPL et Condensât) des gaz bruts recueillis à partir de nombreux puits et de produire des gaz traités (gaz de vente ou gaz de réinjections).

Le MPPII se compose de trois trains, chaque train comporte les mêmes appareillages de processus et sont de même capacité (Figure I.4). Ce module assure une production journalière (04/2025) de :

- 44.236 x10⁶ sm³/jour gaz brut
- 39.7x10⁶ sm³/jour de gaz traité.
- 1894 tonnes /jour de condensât.
- 1146 tonnes /jour de GPL.
- 215 tonnes/jour de butane.

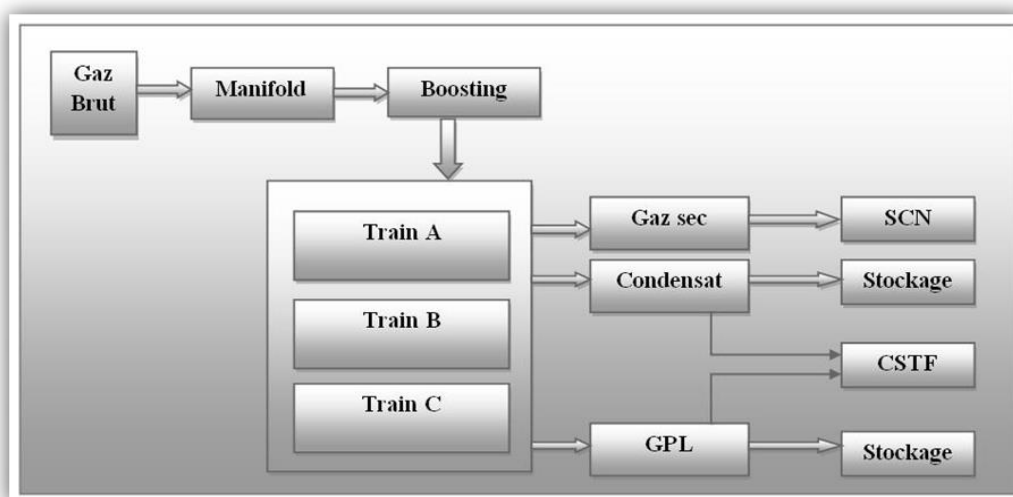


Figure I.4: Schéma générale du module.

8-1 Les étapes principales de traitement :

- Séparation des condensats
- Élimination des impuretés.
- Neutralisation des gaz acides
- Compression du gaz.
- Production de gaz commercialisable

8 -2 Description du procès sde traitement du gaz :**8-2-1 Section de Boosting :**

La section de boosting (SBC) du Module II à Hassi R'Mel est essentielle pour maintenir la pression du gaz naturel et garantir son transport vers les stations de traitement. Elle utilise des compresseurs pour augmenter la pression et assure un flux optimal du gaz. Cette section optimise la production en ajustant la pression et la composition du gaz, tout en intégrant des systèmes de contrôle pour surveiller et réguler le processus. Elle joue un rôle clé dans l'efficacité et la sécurité des opérations de production de gaz.

Le gaz d'alimentation provenant des puits producteurs à 56 Kg/cm^2 et $60 \text{ }^\circ\text{C}$, pénètre dans les installations sous forme d'un mélange triphasique (gaz, condensât et H_2O). Il est envoyé via le collecteur d'entrer de la section de Boosting vers chaque unité de Boosting par le passage à travers les ballons de séparation gaz-liquide (D901-A, B/C) qui sert à séparer le liquide en gouttelettes du gaz pour assurer l'exploitation des machines turbocompresseurs (Figure I-5).

Le gaz brut sort à $112 \text{ Kg/cm}^2\text{G}$ et $75 \text{ }^\circ\text{C}$ alimente une batterie d'aéroréfrigérants (E901) qui le refroidit de $75 \text{ }^\circ\text{C}$ à $60 \text{ }^\circ\text{C}$ avant de passer à travers un diffuseur (D001) pour être distribuée d'une manière égale aux trois trains parallèles de séparation de condensât – gaz.

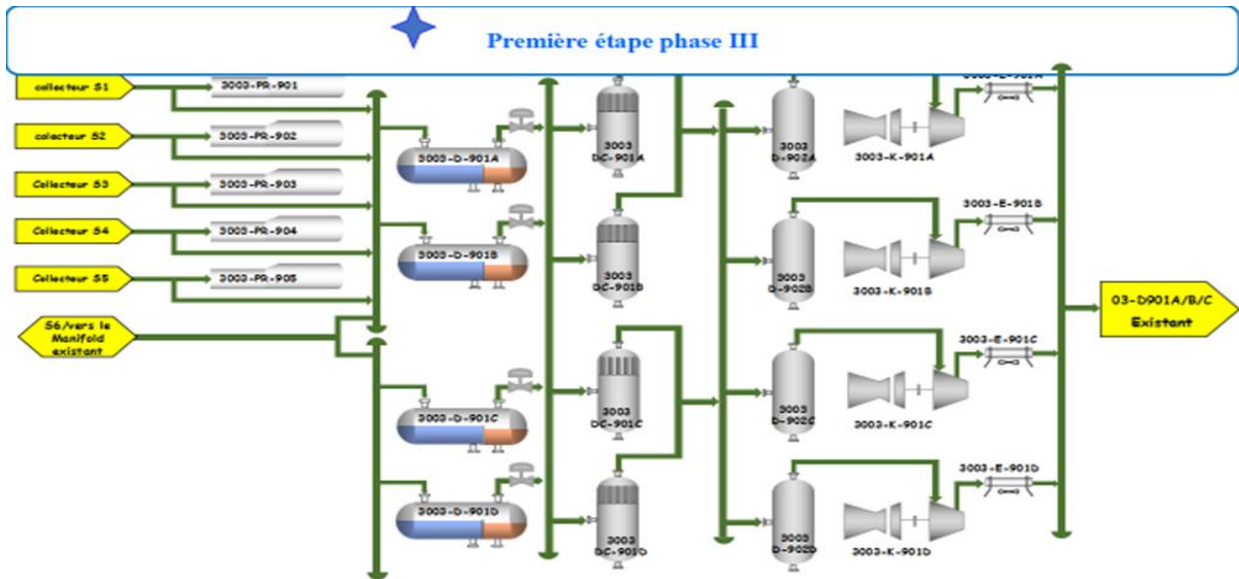


Figure I-5: Section de Boosting.

8-2-2 Description du process d'un train :

Le module II contient trois trains identiques, et le processus de traitement du gaz est le même pour chaque train. Nous allons décrire le processus d'un seul train.

Pour éviter la formation d'hydrates dans les tubes des échangeurs de chaleur, on injecte un produit chimique (désémulsifiant CHIMEC3232) de volume 30 litre/Jour avant d'alimenter le diffuseur D001.

Le gaz brut est refroidi par une batterie d'aéroréfrigérant (E101 A-K) de 60°C à 40°C puis dirigé vers le ballon (D101 A-B) pour une première séparation des hydrocarbures lourds (liquides), des hydrocarbures légers (gaz), et de l'eau, en fonction de la densité des produits (Figure I-6) [12].

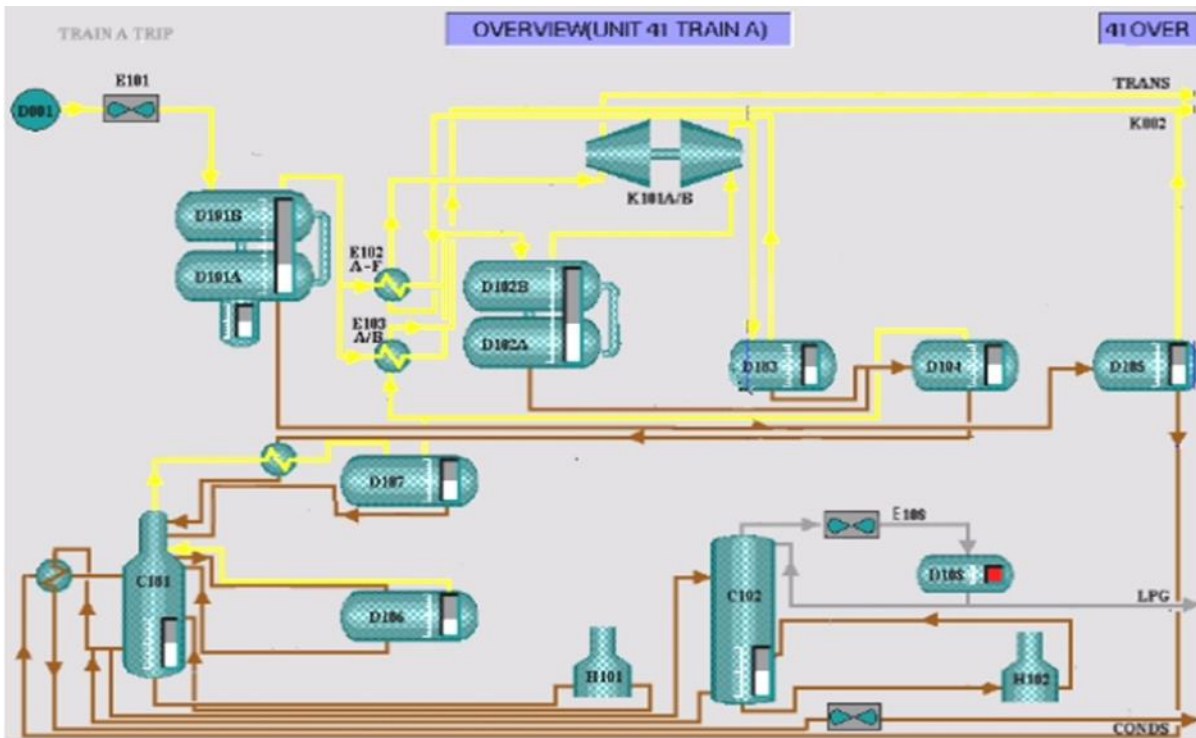


Figure I-6: Vue générale d'un train.

8- 2-3 Section haute pression :

Le gaz provenant de la tête du séparateur (D101 A-B) passe ensuite par les échangeurs E102AB/CD/EF et E103AB, disposés en série. Ces échangeurs permettent de refroidir le gaz côté tube à l'aide du gaz froid circulant en contre-courant côté calandre. La température de sortie du gaz est d'environ -6°C , et est contrôlée par une vanne de régulation (TRC 102) qui ajuste le débit du gaz bypass côté calandre (Figure I-7).

Le gaz, à une pression de 107 kg/cm^2 après avoir quitté les échangeurs, traverse ensuite une vanne Joule-Thomson (PRC 108) pour une détente qui réduit la pression à 100 kg/cm^2 . Cette détente provoque également une baisse de température, atteignant environ -12°C . Le gaz est alors dirigé vers un autre ballon (D102 AB) pour procéder à une deuxième séparation des hydrocarbures.

Le gaz provenant du ballon alimente le Turbo-Expender (K101), où il subit une détente isentropique. Le mélange gaz/liquide résultant de cette détente est collecté dans le ballon D103 ($P = 64\text{ kg/cm}^2$, $T = -34,8^{\circ}\text{C}$). Après séparation, la phase gazeuse passe à travers les échangeurs E102 côté calandre, puis est comprimée à travers le Turbo-Expender (côté compresseur) jusqu'à 75 kg/cm^2 et $44,8^{\circ}\text{C}$. Le gaz comprimé est ensuite envoyé au Centre National de Dispatching de Gaz, où il peut être éventuellement vendu au client.

Les hydrocarbures liquides provenant du (D105) passent dans un échangeur liquide/liquide (E104), où ils sont préchauffés sous le contrôle de la vanne (TIC 104) jusqu'à 120°C, avant d'alimenter la colonne C101 (côté chaude).

Les liquides récupérés dans les ballons (D102) et (D103) sont dirigés vers le ballon (D104), puis vers la section supérieure du dèethaniseur (C101) (côté froid).

Le gaz provenant du séparateur (D104) et celui venant de l'accumulateur de reflux du dèethaniseur (D107) passent ensuite à travers l'échangeur (E103), où le gaz brut est refroidi avant de s'écouler vers la section de recompression K002.

8-2-5 Section de fractionnement :

La section a pour objectif principal de produire du condensat et du GPL à partir des hydrocarbures condensés, via le fractionnement dans deux colonnes: le Dèethaniseur et le Dèbutaniseur.

➤ Dèethaniseur :

Les hydrocarbures provenant du séparateur (D104) à -40°C et 34 kg/cm² sont préchauffés dans l'échangeur E106, puis alimentent le Dèethaniseur par le 5ème plateau. Ceux du séparateur D105 (à 25°C et 33 kg/cm²) sont préchauffés dans l'échangeur E104 et alimentent le Dèethaniseur par le 21ème plateau. Le gaz sortant est condensé dans l'échangeur E106 et séparé au niveau du ballon accumulateur D107, où une injection de glycol est réalisée pour prévenir la formation d'hydrates. Les liquides descendus des plateaux supérieurs s'accumulent dans le plateau accumulateur, puis sont séparés au niveau du D106 (gaz/hydrocarbure/glycol). Le liquide est pompé vers le rebouilleur H101 pour être réchauffé à 150°C, avant de retourner à la colonne C101 ou alimenter le Dèbutaniseur C102 (Figure I-9).

➤ Dèbutaniseur :

Les vapeurs de tête du Dèbutaniseur sont condensées dans le réfrigérant E108 et entrent dans l'accumulateur de reflux D108, où la pression est augmentée par la pompe P105. Une partie du liquide est envoyée en reflux froid vers le premier plateau du Dèbutaniseur, tandis que l'autre partie constitue le GPL, qui est envoyé vers le Centre de Stockage et Transfert des Fluides (CSTF).

Une quantité du produit du fond de la colonne du Dèbutaniseur sera transférée par la pompe P104 vers le rebouilleur H102 d'où il sort avec une température de 200°C puis retourne à la partie inférieure de la colonne C102. (Figure I-9).

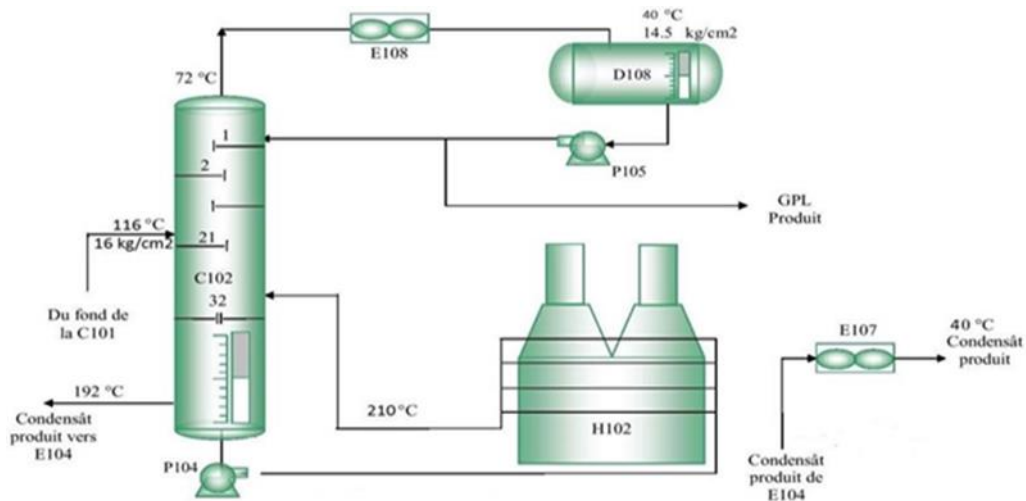


Figure I-9: Colonne de fractionnement C102.

9 -2-6 Section de Recompression et de Transfert du Gaz :

Les gaz provenant des séparateurs D105, D104 et D107, ainsi que ceux issus des deux autres lignes similaires, sont collectés ensemble. Ils sont ensuite dirigés vers le compresseur (K002), où ils sont comprimés. Après compression, le gaz est refroidi à 54,4°C dans l'échangeur réfrigérant complémentaire du compresseur (E002). Enfin, ce gaz refroidi est intégré aux gaz provenant de la section haute pression, pour être envoyé vers les étapes suivantes du processus.

8- 2-7 Stockage et Expédition du GPL :

Le GPL est produit dans le Débuteur, où il est collecté dans le ballon de reflux (D108). Une partie de ce GPL assure le reflux froid dans la colonne C101, tandis que l'autre partie est envoyée vers le ballon (D005 AB). De là, il est aspiré par les pompes (P004 AC) pour être transféré vers le Centre de Stockage et Transfert des Fluides (CSTF) comme produit final. Parfois, une portion du GPL est envoyée vers les pompes (P005 AC) pour enrichir le gaz de vente.

Le GPL hors spécifications (off-spec) est transféré vers les sphères (T002 AB) pour être retraité dans les trains via les pompes d'aspiration (P003 AB).

8-2-8 Stockage et Expédition du Condensât :

Le condensât, qu'il soit on-spec ou off-spec, est stocké dans trois bacs T001A/C. Actuellement, le condensât produit est directement transféré depuis le ballon (D003B) vers le CSTF via les pompes (P002A/C). Le condensât hors spécifications est dirigé vers le bac T001A pour un retraitement dans le Débuteur.

Au niveau des ballons D003A/C, le condensât subit un dégazage vers les torches basse pression via les vannes (PIC 003) et (PIC 027). Les bacs de stockage sont également équipés de vannes (PIC 033A/C) pour évacuer les gaz et vapeurs vers la torche basse pression, assurant ainsi la sécurité.

8-2-9 Section de Régénération de Glycol:

Elle consiste à chauffer le glycol ayant absorbé de l'eau de manière à obtenir une concentration de la solution à 80% en poids, elle possède deux unités.

Le soutirage du glycol se fait dans les points suivants :

- Ballon (D103) La vanne LIC110 V.
- Ballon (D104) La vanne LIC113 V.
- Ballon (D102) La vanne LIC106 V.
- Ballon (D106) La vanne LIC121 V.
- Ballon Accumulateurs de reflux du dééthaniseur (D107) La vanne LIC125 V.

Ce Glycol est préchauffé dans l'échangeur E303A/B puis il se dirige vers le séparateur D 301 où le gaz et le liquide d'hydrocarbure sont séparés de la solution MEG, ce dernier passe dans les filtres S302, et S303 pour éliminer les impuretés solides et adsorber les traces des hydrocarbures liquides.

Le Glycol est préchauffé dans l'échangeur E 302 pour alimenter la colonne C301 qui est raccordée avec le rebouilleur H 301.

Par simple distillation dans la colonne C 301 on obtient vapeur d'eau en tête et le MEG (80%) est pompé vers le ballon tampon D202 par la pompe P 301 après avoir subi un refroidissement au niveau des échangeurs E 302 et E 303A/B (Figure I.10) [12].

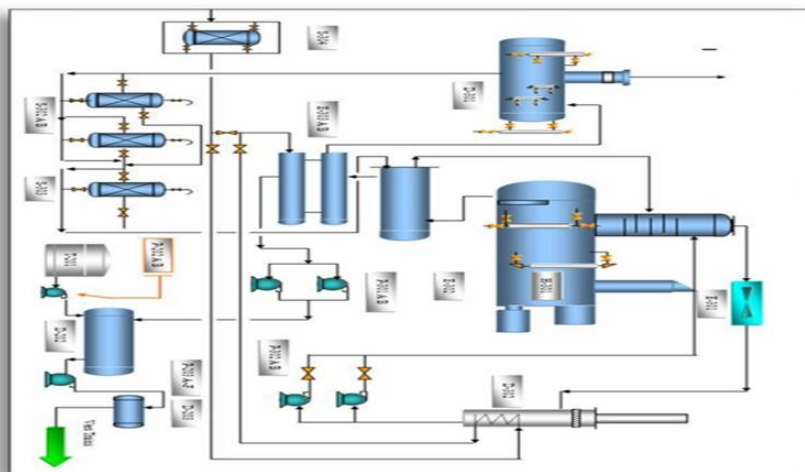


Figure I-10: vue générale de l'unité de régénération de glycol.

Conclusion:

Le gaz naturel constitue une ressource stratégique pour l'Algérie, tant sur le plan économique qu'énergétique. Le champ de Hassi R'Mel, en tant que plus grand gisement du pays, joue un rôle central dans la production et l'exportation du gaz. Cependant, les particularités de sa composition, notamment la présence de condensats et d'impuretés, imposent des traitements spécifiques pour garantir la qualité du produit final. Ces enjeux techniques justifient l'intérêt d'études approfondies sur les procédés de traitement, en particulier sur l'élimination de la salinité du condensat.

Chapitre II:
Caractérisation des
condensats et méthodes de
traitement des émulsions
salines

Introduction:**1 Généralité sur condensat dans l'industrie pétrolière :****1-1 Caractéristiques des condensats C5 :**

Le condensat est une fraction légère des hydrocarbures qui se forme généralement lors de la production de gaz naturel ou de pétrole. Il est constitué principalement d'hydrocarbures légers, mais sa composition peut varier en fonction des gisements et des conditions de production [13].

1-2 Composition chimique et propriétés physiques :

Le condensat C5 est principalement constitué d'hydrocarbures légers. Sa composition chimique comprend essentiellement :

- Des alcanes linéaires et ramifiés (paraffines),
- Des cycloalcanes (naphtènes),
- Des alcènes en quantités variables selon la source,
- De faibles traces de composés aromatiques (comme le benzène, le toluène) [13].

1-3 Propriétés Physico-Chimiques des Condensats:**Tableaux 4:** Paramètres physico-chimiques du condensat [14]:

Propriété	Valeurs typiques	Remarques
Aspect	Liquide limpide, incolore à jaune pâle	Peut contenir une phase aqueuse en émulsion
Densité API	55 – 60 °API	Fluide très léger
Densité relative (15°C)	0,68 – 0,72	Inversement proportionnelle à la densité API
Viscosité cinématique (40°C)	0,4 – 0,8 cst	Très fluide
Tension de vapeur (RVP)	0,8 – 1,2 bar	Haute volatilité
Point d'ébullition initial (IBP)	35 – 60 °C	Indique une grande part d'hydrocarbures légers
Point éclair	-10 °C à +10 °C	Inflammable
Teneur en eau	0,1 – 0,5 %	Généralement sous forme d'émulsion

Salinité (NaCl équivalent)	40 – 200 mg/L	Peut varier selon les unités et la séparation
pH de l'eau séparée	5,5 – 6,8	Légèrement acide
Soufre total	< 0,1 %	Faible – "sweet condensate"
Composés dominants	C5 à C10: pentane, hexane, BTX (benzène, toluène, xylène)	Aromatiques présents en quantités modérées

1-4 Origine et formation :

- Le condensat se forme lorsque le gaz naturel est soumis à des conditions spécifiques de pression et de température, entraînant la condensation des hydrocarbures liquides. Il est souvent associé aux gisements de gaz naturel, en particulier dans les réservoirs à haute pression et température [13].

1-5 Utilisations principales :

- **Pétrochimie:** Le condensat est une matière première précieuse pour la production de produits chimiques tels que les plastiques, les solvants et les détergents.

- **Mélange avec du pétrole brut:** Il est souvent mélangé à du pétrole brut lourd pour améliorer la fluidité et faciliter le transport.

- **Carburant:** Il peut être raffiné pour produire des carburants légers comme l'essence, le kérosène ou le diesel.

- **Exportation:** Le condensat est souvent exporté sous forme de produit brut pour être traité dans des raffineries spécialisées.

1-6 Normes et exigences de qualité du condensat (Normes et exigence)[11] :

Les normes et exigences de qualité du condensat varient en fonction de son utilisation finale, des réglementations locales et des spécifications des raffineries ou des industries pétrochimiques. Toutefois, plusieurs paramètres clés doivent être contrôlés afin de garantir sa qualité, notamment :

➤ Normes de référence pour le contrôle de qualité de condensât :

Les tests et analyses du condensat C5 doivent être réalisés selon des normes reconnues :

- **ASTM D86:** Distillation des produits pétroliers
- **ASTM D1298 / D4052:** Mesure de la densité
- **ASTM D1266 / D5453:** Teneur en soufre
- **ASTM D323 / D5191:** Pression de vapeur Reid

- **ASTM D512:** Méthodes d'essai standard pour les ions chlorure dans l'eau.
 - **ASTM D6304:** Détermination de teneur en l'eau par Karl Fischer
 - **ASTM D1125 / D3230:** Détermination des sels (méthode de conductivité ou extraction)
 - **ASTM D97:** Point d'écoulement
- **Exigences spécifiques à l'industrie :**
1. **Industrie pétrochimique:** Une Faible teneur en soufre et en azote pour éviter l'empoisonnement des catalyseurs.
 2. **Raffineries:** La présence de contaminants tels que l'eau, sels, matières en suspension pour éviter la corrosion des équipements.
 3. **Transport et stockage:** Contrôle de la pression de vapeur et de la volatilité pour des raisons de sécurité.

2 Salinité et impacts sur les installations et les produits :

2-1 Présence de la salinité dans le condensat :

La salinité du condensat est un problème fréquent dans l'industrie pétrolière et gazière, résultant principalement du contact des hydrocarbures avec l'eau de formation et l'eau d'injection utilisée dans les processus d'extraction. Ces eaux contiennent des concentrations variables de sels dissous, principalement des chlorures (NaCl , CaCl_2 , MgCl_2), qui peuvent se retrouver piégés dans le condensat lors de la séparation des phases.[15] (*La salinité*)

2-2 Origine de la salinité dans le condensat :

Plusieurs facteurs contribuent à la présence de sels dans le condensat (*contamination saline*):

➤ L'eau de formation: Il s'agit de l'eau naturellement présente dans les réservoirs souterrains contenant des hydrocarbures. Elle est souvent riche en sels dissous et peut contaminer le condensat lors de l'extraction.

➤ L'eau d'injection: Utilisée pour maintenir la pression du réservoir, cette eau peut introduire des impuretés et des sels qui migrent ensuite dans les hydrocarbures extraits.

➤ La séparation inefficace des phases: Les procédés de séparation primaire peuvent parfois laisser des traces d'eau saline dans le condensat, entraînant une contamination résiduelle.

➤ Le phénomène d'émulsification: Certains hydrocarbures forment des émulsions stables avec l'eau saline, rendant difficile la séparation complète des sels.

2-3 Impacts de la salinité sur les installations et les produits :

L'accumulation de sels dans le condensat peut avoir des effets néfastes sur les équipements et les procédés industriels, en particulier sur les unités des ballons de séparation D901 et D501 du module II à Hassi R'Mel. Ces impacts se manifestent sous plusieurs formes, notamment la corrosion, l'encrassement et les perturbations des performances des procédés.

a) Impact sur les équipements :

La présence de sels dissous (chlorures, sulfates, carbonates, etc.) dans le condensat peut provoquer plusieurs types de dégradations matérielles :

• Corrosion des équipements métalliques :

➤ Corrosion sous dépôt de sel: L'accumulation de sels à la surface des équipements favorise la formation de cellules électrochimiques, accélérant la dégradation des matériaux.

➤ Corrosion par les chlorures: Les ions chlorure sont particulièrement agressifs et favorisent la corrosion par piqûres des aciers inoxydables et la fissuration sous contrainte.

➤ Corrosion galvanique: Lorsque différents métaux sont en contact dans un environnement humide et salin, des courants électrochimiques accélèrent la dégradation du métal le moins noble.

• Encrassement et obstruction des équipements :

➤ L'accumulation de sels dans les échangeurs de chaleur réduit l'efficacité des transferts thermiques.

➤ Le dépôt de sels dans les conduites et vannes peut entraîner des blocages, perturbant ainsi le bon fonctionnement des unités de traitement.

• Dégradation des catalyseurs et adsorbants :

➤ Certains catalyseurs utilisés dans le traitement du condensat sont sensibles aux sels qui peuvent les empoisonner et réduire leur efficacité.

➤ Les sels peuvent également colmater les lits d'adsorption, rendant leur régénération plus difficile.

b) Impact sur les procédés :

La présence de salinité dans le condensat affecte directement les performances des procédés de traitement :

• Diminution de l'efficacité de la séparation :

➤ Dans les colonnes de séparation, la présence de sels modifie les équilibres thermodynamiques et peut perturber la séparation des phases.

➤ L'augmentation de la salinité peut entraîner une émulsification des phases aqueuse et organique, rendant plus difficile l'extraction des impuretés.

• **Altération des réactions chimiques :**

➤ Certaines réactions chimiques utilisées pour le traitement du condensat (neutralisation, hydrotraitement) sont sensibles à la salinité, ce qui peut réduire leur rendement.

➤ La précipitation de sels dans les réacteurs peut limiter le contact entre les réactifs et le catalyseur, diminuant ainsi la conversion des impuretés.

2-4 Facteurs influençant la salinité dans les condensats :

➤ **Sources potentielles de contamination saline :**

Les condensats peuvent être contaminés par des sels provenant de plusieurs sources. L'eau de production, notamment en provenance de réservoirs géothermiques ou d'aquifères salins, est une source importante de contamination saline. De plus, les matériaux utilisés dans la construction des équipements industriels, tels que les tuyauteries, réservoirs et échangeurs de chaleur, peuvent libérer des sels dans les condensats au fil du temps. Les fuites ou infiltrations d'eau salée, provenant par exemple de zones environnantes ou de systèmes de traitement, peuvent également augmenter la concentration saline. Enfin, l'utilisation de produits chimiques dans le processus de traitement de l'eau peut introduire des ions salins supplémentaires dans les condensats.

➤ **Impact des conditions de production et de stockage :**

Les conditions de production et de stockage jouent un rôle important dans la salinité des condensats. Les variations de température et de pression au cours de la production peuvent influencer la solubilité des sels, ce qui peut entraîner leur dissolution ou précipitation. Des températures élevées peuvent favoriser la dissolution de sels, tandis que des baisses de température peuvent provoquer leur cristallisation. De plus, les durées de rétention dans les réservoirs de stockage, combinées à l'exposition à l'air, peuvent entraîner des phénomènes d'évaporation, augmentant ainsi la concentration saline dans les condensats. Ces conditions doivent donc être soigneusement contrôlées pour éviter une accumulation excessive de sel[16].

2-5 Conséquences des sels sur le process de traitement du gaz :

L'acheminement de l'eau à forte salinité vers la section de fractionnement du condensat a entraîné les problèmes suivants :

- La précipitation des sels dans les parties chaudes du processus (fours, échangeurs, colonnes, etc.), créant ainsi un risque de formation de points chauds dans les fours.
- Un bouchage fréquent des filtres des pompes de rebouillage des colonnes.
- Des dépôts de sels sur divers équipements, notamment les échangeurs E-104 et E-107, comme constaté lors de la dernière révision du train C. (**Figure II-1**).



Figure II-1: Précipitation des sels au niveau des parties chaudes du process Modul II.

3- l'émulsion :

3-1 Définition :

Une émulsion est un système dispersé constitué de deux liquides non miscibles, où l'un est dispersé sous forme de fines gouttelettes dans l'autre (dispersante). Ce mélange est thermodynamiquement instable et nécessite généralement la présence d'agents stabilisants, comme des tensioactifs ou des impuretés naturelles, pour éviter la *coalescence* des gouttelettes[17].

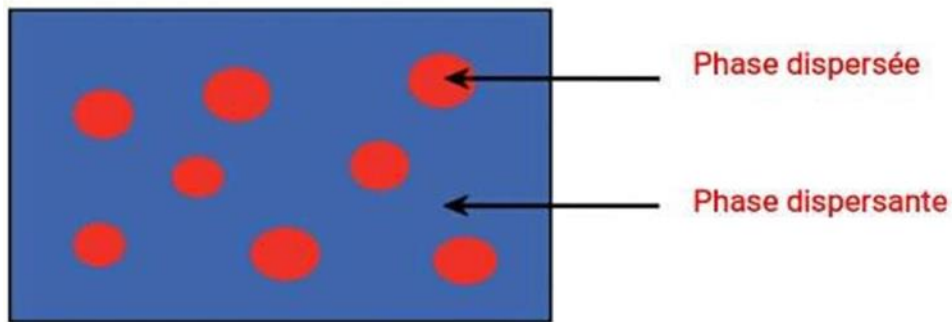


Figure II-2: Emulsion, phase dispersée et phase dispersante

Les émulsions, appartenant à la famille des colloïdes, se caractérisent par des gouttelettes dont la taille varie entre le micromètre et le nanomètre.

Dans le secteur pétrolier, l'émulsion la plus fréquemment observée est de type eau dans l'huile (E/H), également appelée émulsion directe. Dans cette configuration, l'eau constitue la phase dispersée, tandis que l'huile représente la phase continue. Ces deux liquides étant naturellement insolubles ou très peu solubles l'un dans l'autre, leur mélange ne se maintient qu'en présence de facteurs spécifiques.[4]

En revanche, une émulsion de type huile dans l'eau (H/E), connue sous le nom d'émulsion inverse, est nettement plus rare dans l'exploitation pétrolière. Elle n'apparaît généralement que dans les gisements où l'eau produite présente une faible salinité.

3-2 Formation de l'émulsion:

D'un point de vue thermodynamique, les émulsions sont des systèmes instables qui ont tendance à se séparer en deux phases au fil du temps. Cette instabilité rend indispensable la présence d'un émulsifiant, qui joue un rôle clé dans la formation et la stabilisation de l'émulsion.[18]

Les émulsifiants sont principalement des tensioactifs, aussi appelés agents de surface, qui sont généralement d'origine naturelle. Ces molécules possèdent une structure spécifique qui leur confère un effet marqué sur la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles.

Les tensioactifs sont dits amphiphiles, car ils possèdent deux parties aux affinités opposées :

- Une chaîne lipophile (ou queue hydrophobe), qui se fixe préférentiellement sur la phase huileuse.[19]
- Un groupement hydrophile (ou tête polaire), qui interagit avec la phase aqueuse.[19]

Grâce à cette structure, les molécules tensioactives ont tendance à s'adsorber aux interfaces entre les phases liquide-liquide ou liquide-solide, ce qui entraîne une réduction de la tension interfaciale. Cette diminution permet de stabiliser l'émulsion et de rendre miscibles, en apparence, deux phases initialement non miscibles.

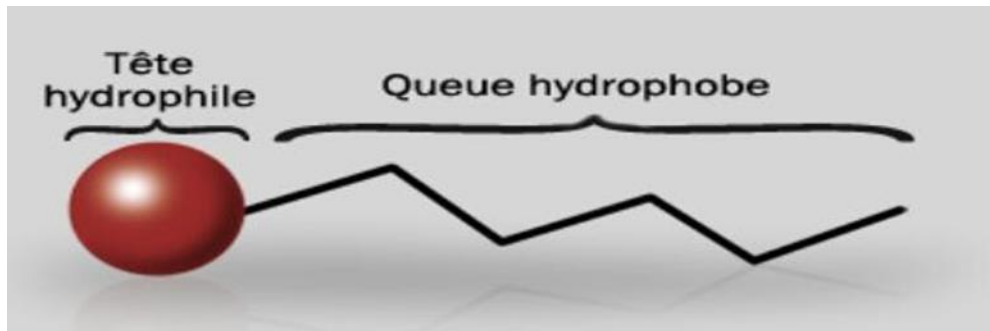


Figure II-3: Schéma simplifié d'un tensioactif. [19]

3-3 Classification des émulsions :

Les émulsions peuvent être classées en deux grandes catégories en fonction de leur structure: les émulsions simples et les émulsions multiples.[20]

3-3-1 Émulsion simple :

Une émulsion simple est composée de deux phases liquides non miscibles, où une phase est dispersée sous forme de gouttelettes dans l'autre. [20]

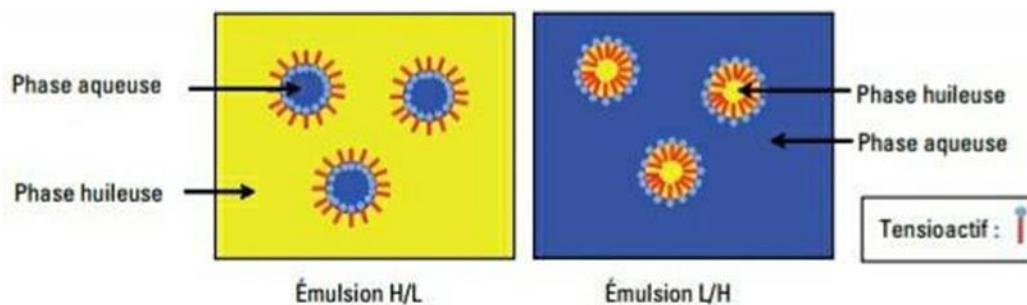


Figure II-4: Les émulsions simples

3-3-2 Émulsion multiple:

Les émulsions multiples sont des systèmes plus complexes où une émulsion simple est elle-même dispersée dans une autre phase liquide. Elles sont souvent utilisées en pharmacie et en cosmétique pour des systèmes de libération contrôlée de substances actives. [20]

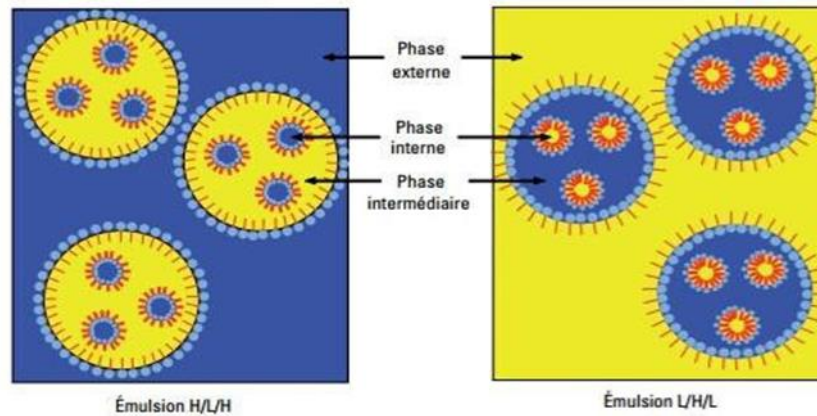


Figure II-5: Les émulsions multiples.

3-4 Les paramètres intervenant dans la stabilité d'une émulsion :

Il existe plusieurs paramètres qui influent sur la stabilité d'une émulsion :

3-4-1 La taille des gouttelettes :

Plus les gouttelettes sont petites, plus l'émulsion est stable, car une réduction de leur taille diminue leur tendance à coalescer, et cette taille est influencée par la méthode d'émulsification et l'énergie mécanique appliquée, comme l'agitation ou les ultrasons.[21]

3-4-2 Les agents émulsionnants et la tension interraciale:

Les agents émulsionnants agissent en réduisant la tension interraciale entre les deux phases immiscibles, facilitant ainsi la formation et la stabilité des émulsions en permettant aux gouttelettes de se disperser uniformément et en formant un film protecteur autour de ces gouttelettes pour prévenir leur coalescence. [21] [19].

3-4-3 La nature et la concentration du tensioactif :

Une concentration adéquate de tensioactif empêche la coalescence, mais un excès peut entraîner des interactions indésirables et modifier la viscosité, tandis que la nature du tensioactif influence la stabilité en fonction de son affinité avec la phase continue. [21]

3-4-5 Présence de sels et autres contaminants :

Dans le cas du condensat, la présence de sels dissous, tels que des sels de sodium et de calcium, peut jouer un rôle dans la formation d'une émulsion. Ces sels peuvent créer une interaction avec le démulsiifiant, soit en améliorant soit en diminuant l'efficacité de ce dernier[22] .

3-4-6 La température:

La température influence la fluidité des phases et la vitesse de séparation. À température élevée, la viscosité diminue, ce qui peut conduire à une séparation plus rapide des phases. Cependant, si la température est trop élevée, elle peut aussi dégrader le désémulsifiant ou modifier les caractéristiques des phases, altérant ainsi la stabilité de l'émulsion.

3-4-7 Le pH du milieu

Le pH de la phase aqueuse peut également affecter la stabilité de l'émulsion, car il peut influencer la charge des particules dans la phase aqueuse. Des changements dans le pH peuvent affecter l'efficacité des désémulsifiants et entraîner une déstabilisation de l'émulsion.

3-4-8 Teneur en eau :

La teneur en eau dans une émulsion joue un rôle fondamental dans sa stabilité. Si la quantité d'eau est trop élevée ou trop faible, cela peut affecter la capacité des désémulsifiants à séparer les phases. Une teneur en eau élevée peut rendre l'émulsion plus stable, mais aussi plus difficile à casser. En revanche, une teneur trop faible peut entraîner une émulsion instable, qui se déphase rapidement.[22]

Dans le cadre de mon travail, la teneur en eau du condensat C5 est particulièrement importante car elle va influencer la quantité et le type de désémulsifiants à utiliser.

3-4-9 La densité :

La densité des deux phases de l'émulsion (phase huileuse et phase aqueuse) impacte également sa stabilité. Une différence de densité trop importante entre les deux phases peut entraîner une séparation rapide, mais si les densités sont proches, cela peut favoriser la formation d'une émulsion stable qui résiste à la séparation. La densité peut être modifiée en ajustant la composition des deux phases ou en utilisant des produits chimiques pour ajuster la fluidité des phases.[23]

3-4-10 Viscosité :

La viscosité des phases aqueuse et huileuse a une influence directe sur la formation et la stabilité des émulsions. Une viscosité trop élevée peut rendre difficile la rupture de l'émulsion, tandis qu'une viscosité trop faible peut conduire à une séparation rapide des phases. L'ajout de certains produits, comme des solvants ou des polymères, peut modifier cette viscosité et aider à contrôler la stabilité.

3-4-11 Temps de contact et agitation :

Le temps de contact entre les phases et l'intensité de l'agitation influencent également la stabilité d'une émulsion. Une agitation trop vigoureuse peut favoriser la formation d'émulsions très stables, difficiles à déstabiliser ensuite. À l'inverse, une agitation insuffisante peut ne pas permettre la dispersion adéquate des phases, compromettant la formation de l'émulsion.

Ces paramètres doivent donc être soigneusement équilibrés et contrôlés afin de former une émulsion stable, mais suffisamment facile à séparer. Dans le cas du traitement du condensat, la maîtrise de ces conditions dans les équipements de séparation, notamment les ballons de séparations D901 et D105 à Hassi R'Mel, est cruciale pour optimiser l'élimination de la salinité.

3-5 La rupture de l'émulsion :

La rupture de l'émulsion peut être obtenue par différents procédés :

- Procède chimique.
- Procède thermique.
- Procède physique.
- Procède mécanique.
- Procède électrique.

3-5-1 procédé chimique :

Les désémulsifiants, utilisés dans les installations de production d'hydrocarbures, sont des agents chimiques (souvent des tensioactifs ou polymères) qui réduisent la tension interfaciale et détruisent la couche protectrice des gouttelettes, favorisant ainsi leur coalescence et la séparation des phases eau-hydrocarbures.

La rupture des émulsions par les désémulsifiants peut être obtenue par :

- Le déplacement par adsorption de l'agent émulsifiant par un produit à effet tensioactif plus puissant.
- La formation d'émulsion de types opposés (inversion des phases).
- La dissolution de la pellicule adsorbant du fait de sa réaction chimique en présence de l'agent désémulsifiant introduit dans l'émulsion.

Ce procédé est le plus utilisé dans les unités industrielles pour séparer les mélanges eau-hydrocarbures, notamment dans le traitement des condensats ou du brut.[24]

3-5-2 procédé thermique :

La déshydratation thermique est un procédé dans lequel la séparation des phases est facilitée par l'élévation de la température. L'introduction de chaleur dans l'émulsion a pour effet principal de diminuer la viscosité du pétrole, d'augmenter la mobilité des gouttelettes d'eau et de réduire la tension interfaciale entre les deux phases. Cette amélioration des conditions physiques permet une coalescence plus rapide des gouttelettes d'eau et donc une séparation plus efficace.[25]

La rupture des émulsions par voie thermique peut être favorisée par :

- La diminution de la viscosité de la phase continue,
- L'augmentation de la vitesse de sédimentation des gouttelettes d'eau,
- La réduction de la stabilité de la pellicule interfaciale sous l'effet de la température.

3-5-3 procédé mécanique:

La déshydratation mécanique est un procédé basé sur l'application de forces physiques permettant d'accélérer la séparation des phases dans une émulsion. Ce procédé repose principalement sur la différence de densité entre l'eau et les hydrocarbures, exploitée à travers des méthodes telles que la décantation, la coalescence mécanique ou la centrifugation. L'agitation joue également un rôle important dans certains cas, car une agitation modérée peut favoriser les collisions entre les gouttelettes et ainsi faciliter leur coalescence, tandis qu'une agitation excessive peut stabiliser l'émulsion.[26]

La rupture des émulsions par voie mécanique peut être réalisée par :

- La sédimentation naturelle sous l'effet de la gravité dans des séparateurs ou des décanteurs,
- L'utilisation de séparateurs centrifuges, augmentant la force de séparation par la rotation,
- L'emploi de dispositifs de coalescence favorisant l'agrégation des fines gouttelettes d'eau,
- Le contrôle de l'agitation pour optimiser la coalescence sans stabiliser l'émulsion.

Ce procédé, bien qu'efficace pour des émulsions peu stables, est souvent combiné à des traitements chimiques ou thermiques pour traiter des émulsions plus tenaces ou à forte teneur en eau.

3-5-4 Le procédé électrique :

La déshydratation électrique est un procédé qui utilise un champ électrique pour accélérer la coalescence des gouttelettes d'eau dispersées dans la phase huileuse. Ce procédé repose sur le principe de la polarisation des gouttelettes sous l'effet d'un champ

électrostatique, ce qui provoque leur attraction mutuelle et leur fusion en gouttes plus grosses, facilitant ainsi leur séparation.

La rupture des émulsions par voie électrique peut être obtenue par :

- L'application d'un champ électrique alternatif ou continu à haute tension,
- La polarisation des gouttelettes d'eau, induisant leur déplacement et coalescence,
- La réduction de la stabilité interfaciale par agitation électrostatique des molécules adsorbées.

Ce procédé est largement utilisé dans les déshydrateurs électrostatiques présents dans les unités de traitement du brut ou du condensat, notamment lorsque les conditions de température et les caractéristiques chimiques ne permettent pas une séparation efficace par d'autres moyens.

4 -Désémulsifiant :

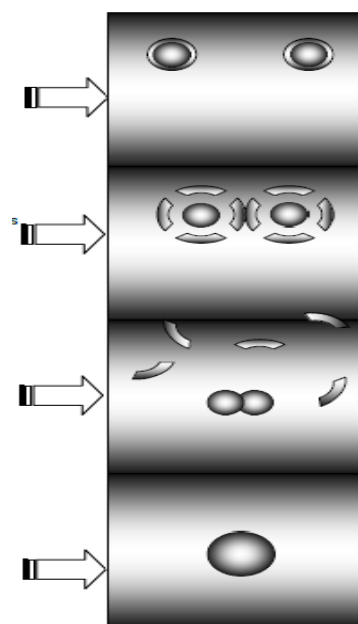
4-1 Définition :

La désémulsifiants est un produit chimique utilise pour séparation des phases d'une émulsion, généralement entre l'eau et les hydrocarbures (huile ou condensat), afin de réduire la teneur en eau, éliminer les sels dissous et améliorer la qualité du produit avant son transport ou son raffinage. Ce phénomène vise à déstabiliser et à casser l'émulsion pour récupérer les phases distinctes [25].

4-2 Mécanisme d'Action :

Le processus de désémulsification repose sur plusieurs mécanismes :

- Deux forces s'opposent : les tensions interfaciales favorisant l'homogénéisation et la résistance du film interfacial empêchant la fusion
- Rupture du film interfacial : Les désémulsionnants affaiblissent et déstabilisent le film protecteur qui empêche la coalescence des gouttelettes d'eau.
- Modification des forces intermoléculaires : En modifiant les tensions de surface et interfaciale, les désémulsionnants favorisent la fusion des gouttelettes d'eau et leur séparation rapide.
- Floculation et coalescence : Une fois déstabilisées, les gouttelettes d'eau fusionnent et deviennent plus lourdes, facilitant ainsi leur sédimentation.



4-3 Types de désémulsifiants :

Les désémulsifiants peuvent être classés en fonction de leur mode d'action et des types d'émulsions qu'ils sont capables de traiter (figureII-6):

a) désémulsifiants anioniques :

Ce sont des désémulsifiants qui comportent des groupes anioniques (négatifs) dans leur structure chimique. Ils sont efficaces dans les systèmes où les phases dispersées sont chargées positivement, notamment dans les émulsions huile-dans-eau (O/W). Ces désémulsifiants agissent en réduisant la répulsion entre les gouttelettes et facilitent leur agrégation.[27]

b) désémulsifiants cationiques :

Ce sont des désémulsifiants qui possèdent des groupes cationiques (positifs). Ils sont souvent utilisés dans les systèmes eau-dans-huile (W/O), où les gouttelettes d'eau sont dispersées dans l'huile. Les désémulsifiants cationiques favorisent la déstabilisation des émulsions en interférant avec la charge des gouttelettes d'eau. [27]

c) désémulsifiants non ioniques :

Ces désémulsifiants n'ont pas de charge nette, ce qui leur permet d'être utilisés dans des systèmes où il y a peu ou pas de charges électriques. Ils sont souvent utilisés dans des environnements plus neutres ou des formulations où des désémulsifiants ioniques ne sont pas efficaces. [27]

Ils sont classés en fonction du type de liaison qui relie la portion lipophile à la portion hydrophile, et ne génèrent pas d'ions lorsqu'ils sont dissous dans l'eau. Parmi ceux-ci, on peut mentionner :

- Esters
- Ethers
- Amides
- Mercaptans

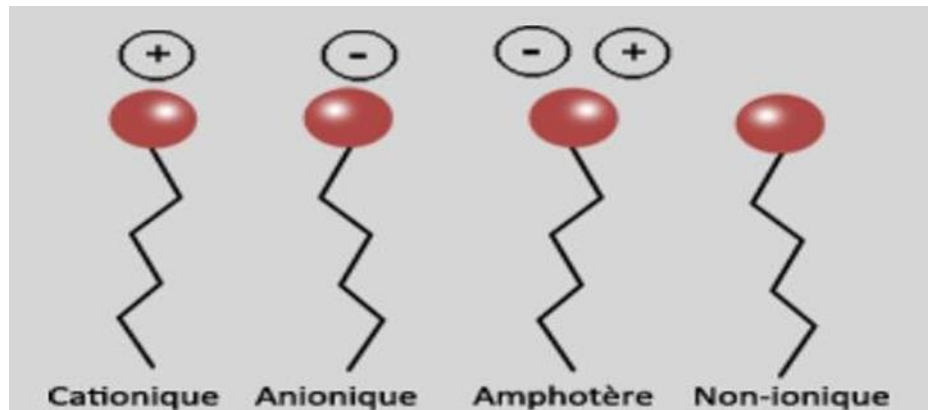


Figure II-6: Les différentes classes de désémulsifiants [27].

d) désémulsifiants polymères :

Ces désémulsifiants sont basés sur des polymères ou des copolymères et sont souvent utilisés pour traiter des émulsions particulièrement stables, comme celles rencontrées dans les condensats ou les eaux de formation associées à l'extraction du pétrole.

e) désémulsifiants à base de surfactants :

Ces désémulsifiants sont composés de molécules amphiphiles (qui ont à la fois une partie hydrophobe et une partie hydrophile), leur permettant d'interagir avec les interfaces huile-eau et de faciliter la rupture des émulsions. Ils sont particulièrement efficaces pour les émulsions complexes.

4-4 Séparation de l'Eau dans les Condensats :

Dans les installations pétrolières, en particulier lors du traitement des condensats, l'élimination efficace de l'eau est une étape cruciale pour garantir la qualité du produit final et protéger les équipements. L'ajout de désémulsifiants dans les unités de traitement, telles que les séparateurs ou les échangeurs de chaleur, permet de décomposer les émulsions eau-hydrocarbures, de récupérer l'eau séparée et de limiter la formation de mousse, ce qui améliore significativement la performance du procédé.

a) Optimisation du Processus de Séparation :

L'efficacité des équipements mécaniques tels que les séparateurs gravitaires et les décanteurs centrifuges dépend fortement de la capacité des désémulsifiants à briser les interfaces entre les phases. Ces agents facilitent la coalescence rapide des gouttelettes d'eau et permettent une séparation plus nette et plus rapide.

b) Optimisation du Désémulsionnant dans les Équipements D901 et D501 :

Dans le cadre de l'étude menée sur l'élimination de la salinité du condensat à Hassi R'Mel, une attention particulière est portée à la sélection du désémulsionnant adapté aux équipements D901 et D501. L'optimisation de son utilisation repose sur plusieurs étapes clés :

- Tests en laboratoire: pour comparer différentes formulations de désémulsionnants.
- Essais sur site: pour valider leur efficacité dans des conditions opérationnelles réelles.
- Surveillance continue: des paramètres critiques tels que la salinité, la turbidité et l'efficacité de la séparation.

c) Réduction de la Salinité dans les Condensats :

Les démulsiants jouent également un rôle indirect mais essentiel dans la réduction de la salinité du condensat. En permettant la séparation efficace de l'eau salée, ils contribuent à l'élimination des sels dissous susceptibles de provoquer la corrosion et l'encrassement des installations de traitement, de transport et de stockage.

d) Traitement des Eaux de Production :

Au-delà du traitement du condensat les désémulsifiants sont également utilisés pour le traitement des eaux de production générées lors de l'extraction pétrolière. Ces eaux contiennent souvent des résidus d'hydrocarbures, des sels et divers contaminants. Les démulsiants facilitent leur traitement en favorisant la séparation des phases et en améliorant la qualité des effluents à évacuer ou à recycler.

5 Le choix de désémulsifiants :

Le choix de l'agent désémulsifiant dépend de :

1. Type d'émulsion (huile-dans-eau ou eau-dans-huile)
2. Propriétés chimiques des phases (composition de l'huile et de l'eau, présence de sels, etc.)
3. Température d'opération ;
4. PH de l'émulsion ;
5. Viscosité de l'émulsion ;
6. Concentration en sels dissous ;
7. Efficacité de séparation attendue (rapidité et qualité de la séparation des phases) ;

8. Compatibilité avec les autres produits chimiques présents ;
9. Stabilité thermique et chimique de l'agent désémulsifiant ;
10. Coût et disponibilité ;
11. Biodégradabilité et impact environnemental ;
12. Toxicité et sécurité pour les opérateurs et l'environnement.

Conclusion :

La caractérisation du condensat, notamment en termes de salinité et de stabilité des émulsions, souligne la nécessité de recourir à des méthodes analytiques précises. Ces analyses sont essentielles pour évaluer l'efficacité des procédés de séparation et orienter les choix techniques adaptés.

CHAPITRE III:
Méthodologie d'analyse

1 -Introduction :

Dans cette partie, nous décrivons les méthodes utilisées pour analyser l'effet de la salinité. Ces méthodes permettent de mesurer les propriétés du condensat, comme la salinité et la quantité d'eau. Elles aident à mieux suivre les opérations industrielles et à obtenir des résultats fiables pour une bonne gestion du produit.

2 -Echantillonnage :

L'échantillonnage est une opération sensible, car elle implique souvent une légère fuite contrôlée du procédé. Il est donc essentiel de prendre toutes les précautions nécessaires.

Le schéma ci-dessous (Figure 1) montre les points d'échantillonnage choisis pour le suivi et le contrôle de la salinité. Les principaux points de contrôle de l'efficacité sont les unités SBS, D901 et D105.

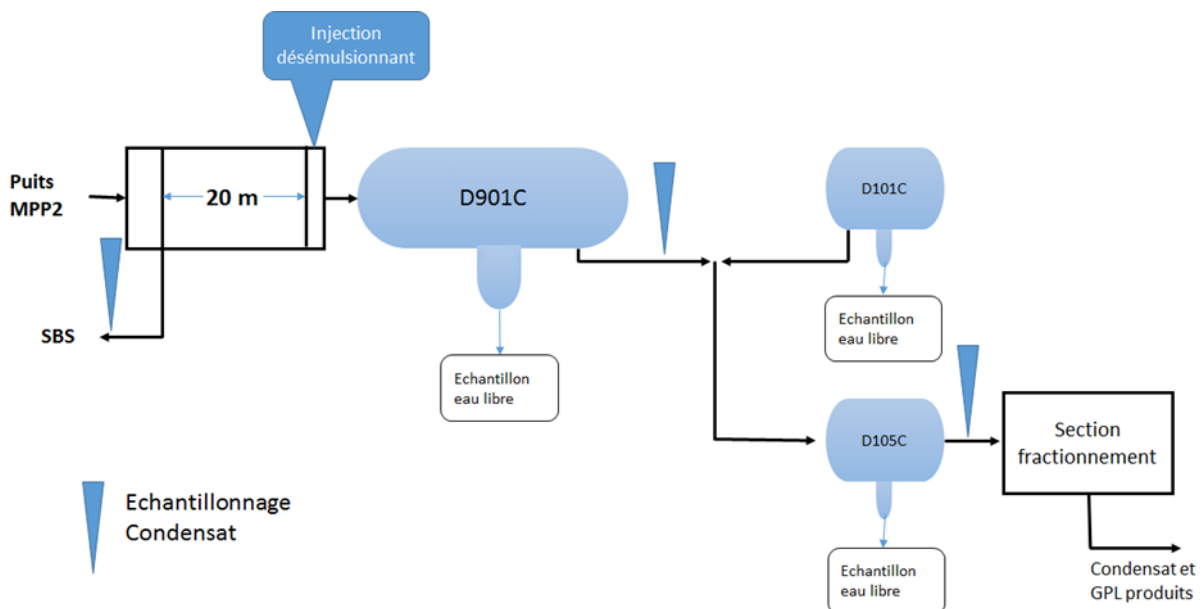


Figure III-1: Points d'échantillonnage d'eau et de condensât.

3 -Détermination des caractéristiques physico-chimiques du condensat :

3-1 La pression de vapeur Reid :

a) Définition :

Selon la norme NA 422 (équivalente à l'ASTM D5191), la tension de vapeur Reid des produits pétroliers est une mesure importante pour évaluer la volatilité et la tendance à l'évaporation des liquides pétroliers tels que les hydrocarbures, les carburants et les condensats. Cette mesure est cruciale pour des raisons de sécurité, de stockage, de transport et de traitement des produits pétroliers [28].

b) Principe :

La TVR mesure la pression de la vapeur d'un liquide à une température donnée, en général à 37,8°C (100°F), ce qui est la température standard utilisée pour cette mesure. Cette pression de vapeur est un indicateur de la facilité avec laquelle un produit pétrolier peut s'évaporer dans des conditions normales, ce qui est essentiel pour évaluer son comportement dans le cadre de son utilisation et de son transport.

c) Matériel :

- Réservoir Reid: Un récipient fermé conçu pour résister à la pression interne générée par l'évaporation du liquide.
- Bain-marie ou thermostat: Pour maintenir la température à 37,8°C (100°F).
- Manomètre: Pour mesurer la pression de la vapeur à l'intérieur du réservoir.
- Échantillon de produit pétrolier: Le liquide dont la TVR est à mesurer.

d) Description

La mesure de la tension de vapeur Reid (TVR) permet d'évaluer la volatilité des produits pétroliers légers. L'échantillon, préparé à température ambiante et représentatif du produit final, est introduit dans un réservoir (rempli à 70 %) qui est ensuite hermétiquement scellé. Ce réservoir est chauffé à 37,8 °C pour permettre l'évaporation partielle du liquide. Une fois l'équilibre entre les phases liquide et vapeur atteint, la pression générée par la vapeur est mesurée à l'aide d'un manomètre. Cette pression, appelée TVR, indique la tendance du produit à s'évaporer, ce qui est essentiel pour assurer sa sécurité, son stockage et son transport.

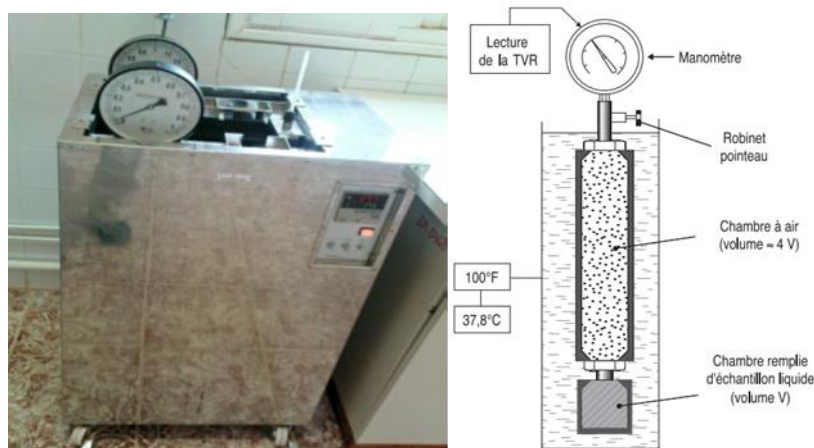


Figure III 2: Appareil pour la mesure de TVR.

3-2 Détermination de la viscosité cinématique :

Définition :

Selon la norme NA 1443, équivalente à l'ASTM D 445, la viscosité cinématique mesure la résistance à l'écoulement d'un liquide, c'est-à-dire la facilité avec laquelle ses molécules se déplacent les unes par rapport aux autres. Elle est définie comme le rapport entre la viscosité dynamique (ou absolue) et la densité du liquide à une même température. Son unité est le centistoke (cst). La viscosité cinématique est déterminée en mesurant le temps d'écoulement d'un volume précis d'échantillon à travers un tube capillaire calibré, selon des conditions normalisées.[29].

La viscosité cinématique ϑ (nu) est définie par la formule :

$$\vartheta = \frac{\mu}{\rho}$$

Ou:

- ϑ : Viscosité cinématique (en m²/s) ou (cSt),
- μ (ou η): Viscosité dynamique (en Pa·s ou Ns/m²) ;
- ρ : Densité du fluide (en kg/m³) ;

a) Matériel :

- Viscometer Ubbelohde
- Bain thermostat
- Pompe ;
- Chronomètre.

b) Description :

L'échantillon est d'abord chauffé à une température standard (souvent 40 °C ou 100 °C), puis introduit dans un viscomètre capillaire. Après élimination des bulles d'air, on mesure à l'aide d'un chronomètre le temps nécessaire pour que le liquide s'écoule entre deux repères. Cette mesure est répétée pour assurer la fiabilité des résultats.



Figure III-3: L'appareillage de mesure de la viscosité cinématique.

3-3 Détermination de la densité du condensât par la méthode à Aéromètre :

a) Définition :

Selon la norme NA 417 équivalente à ASTM D 1298, La densité a 15 °C est considérée comme étant un indicateur important de la qualité, Cette méthode couvre les déterminations au laboratoire, au moyen d'un hydromètre en verre, de la densité du pétrole brut et des produits pétroliers, normalement manipulés à l'état liquide et ayant une tension de vapeur Reid (TVR) de 1.8 kg/cm² ou moins. Des valeurs sont mesurées à une température convenable (12-18°C) et les lectures de la densité sont ramenées à 15/4°C [30].

La densité d'une huile, souvent consignée dans les documents techniques, est le rapport de la masse d'un certain volume de cette huile « masse spécifique », à une température donnée (généralement 15°C ou 20°C), à celle du même volume d'eau à 4°C. Elle est désignée par d (15/4) ou d (20/4) et elle est sans dimension.

NB: La masse volumique d'eau à 4°C = 0.99997 g/cm³.

b) Matériel :

- Aéromètre: Un tube généralement gradué et fabriqué en verre ou en plastique, muni d'un poids à son bas pour garantir une flottabilité correcte.
- Échantillon du condensat: Le liquide dont la densité est à mesurer.
- Cylindre gradué ou un autre récipient: Pour contenir le liquide dans lequel l'aéromètre sera immergé.
- Thermomètre: Pour mesurer la température du liquide, car la densité varie avec la température.

c) Description :

On verse la prise d'essai du échantillon dans une éprouvette de 500 ml propre, puis on introduit le densimètre approprié et le thermomètre dans le liquide et on laisse le densimètre remonter lorsqu'il se trouve en position d'équilibre, on lui donne un léger mouvement de rotation lorsqu'on le lâche afin d'éviter qu'il s'approche trop près de la paroi interne de l'éprouvette. On attend pour que le densimètre soit complètement au repos et pour que toutes les bulles d'air arrivent à la surface. Ensuite on note la température et la densité du produit analyse, Puis on convertit ces dernières en d₄¹⁵ en utilisant la table de conversion de la densité a 15 °C [31].

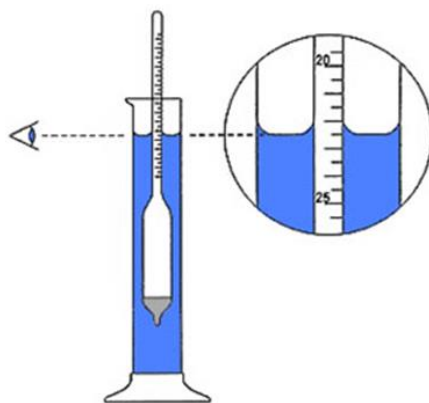


Figure III-4: La lecture exacte de l'aéromètre.

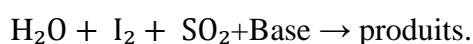
3-4 Détermination de la teneur en eau par la méthode de KARL FISCHER :

Selon la norme NA 421 équivalente à ASTM D 95, L'apparition de l'eau dans le condensat provient par des phénomènes de condensation lors des différentes phases de stockage en présence d'air et réservoir en métal léger, et ces derniers favorisent la formation d'émulsions dans le carburant. Elle est souvent exprimée en % du volume [32].

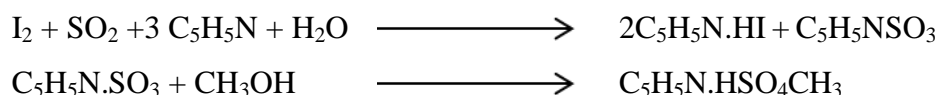
a) Description méthode:

La méthode de Karl Fischer repose sur une réaction chimique spécifique qui permet de doser l'eau dans un échantillon. Elle est basée sur une réaction de titration entre l'eau présente dans l'échantillon et un réactif de Karl Fischer (un mélange de réactifs chimiques).

La réaction chimique principale est la suivante :



Dans cette méthode combinant la coulométrie au titrage par la méthode Karl Fisher, l'échantillon est mélangé avec une solution pyridine méthanol contenant un excès d'ion (I) et du SO_2 , l'iode produit à l'anode par électrolyse réagit avec l'eau. Dans ce cas, l'iode est produit directement en proportion à la quantité d'électricité suivant la loi de Faraday :



- Iodine (I_2): L'iode est utilisé dans la réaction comme réactif titrant.
- Dioxyde de soufre (SO_2): Il est présent dans le réactif et facilite la réaction.
- Base (souvent pyridine ou imidazole): La base neutralise l'acidité et soutient la réaction.

En appliquant ce principe, il est possible de déterminer la quantité d'eau en $\mu\text{g H}_2\text{O}$ directement à partir de la quantité d'électricité produite par l'électrolyse.

La concentration d'humidité est calculée suivant l'équation ci-dessous :

$$\text{Concentration d'humidité (ppm)} = \frac{\text{Humidite absolue}(\mu\text{g})}{\text{Quantite dechantillon}(\text{g})}$$

b) Matériel :

- Titrateur de Karl Fischer.
- Réactifs de Karl Fischer: Un mélange de réactifs qui contiennent de l'iode, du dioxyde de soufre et une base.
- Échantillon à analyser.
- Solvant: comme le méthanol
- Électrode de détection: pour détecter la fin du titrage.



Figure III.5: Appareil de KARL FISCHER.

4 Analyse de la salinité du condensât :

4-1 Méthode gravimétrique :

a) Principe :

La méthode gravimétrique est une technique d'analyse quantitative utilisée pour déterminer la quantité d'une substance présente dans un échantillon, en mesurant la masse d'un produit obtenu par une transformation chimique spécifique. Elle est très utilisée en chimie analytique, pour Calculer la salinité dans un condensat par méthode gravimétrique est tout à fait possible, surtout quand on veut déterminer la teneur en sels dissous (souvent exprimée en mg/l ou ppm), notamment NaCl, dans un échantillon de condensat [33].

b) Matériel :

- Éprouvette graduée (pour mesurer un volume précis de condensat)
- Capsule de pesée (ou creuset).
- Balance analytique.
- Étuve ou plaque chauffante.
- Dessiccateur.
- Gants + pince.

c) Description :

- Préparer un creuset propre et sec
- Le mettre à l'étuve à 105 °C pendant 30 minutes.
- Le placer dans un dessiccateur, le laisser refroidir et le peser (m_0).
- Par exemple $V_{eh} = 50$ ml.
- Verser ce volume dans le creuset.
- Évaporer doucement le condensat.
- Sur une plaque chauffante ou dans une étuve à $\sim 105^\circ\text{C}$ jusqu'à ce qu'il reste un résidu sec (les sels).
- Refroidir dans un dessiccateur, puis peser de nouveau (m_1).
- Calcule la salinité:
$$\text{salinite (g/l)} = \frac{\text{Masse de residie sec(g)}}{\text{Voulume de lechontillon(l)}}$$

NB: Cette méthode donne la salinité totale (tous les sels dissous, pas uniquement NaCl).



Figure III-6: Mesure la salinité par analyse gravimétrique.

4-2 Méthode de mohr :

La méthode de Mohr est une méthode de titrage des chlorures. Elle consiste en un dosage argentimétrique des ions chlorures par le nitrate d'argent (AgNO_3) en présence de

chromate de sodium (K_2CrO_4). Ce dernier est l'indicateur coloré qui réagit en fin de dosage pour former le chromate d'argent, apparaissant comme un précipité rouge brique (Réaction I, II). Cette méthode doit son nom au pharmacien allemand *Karl Friedrich Mohr* [34] .



a) Matériel:

- Nitrate d'argent $AgNO_3$ de concentration connue (ex. 0,1 N)
- Indicateur de chromate de potassium (K_2CrO_4) à 5 %
- Eau distillée
- Éprouvettes graduées
- Pipettes (10 ml – 25 ml).
- Échantillon contenant du chlorure (eau du condensat)
- Agitateur magnétique ou manuel.
- Bécher (100 à 250 ml)
- Burette graduée

b) Mode opératoire :

➤ Préparation de l'échantillon: Prélever 10 ml de l'échantillon aqueux issu du condensat (contenant des sels dissous) à analyser dans un bécher propre. Si l'échantillon est trop concentré, il peut être dilué avec de l'eau distillée.

➤ Ajout de l'indicateur: Ajouter 1 à 2 ml de solution de chromate de potassium (K_2CrO_4 à 5%). La solution devient jaune claire. Cet indicateur permet de visualiser la fin du titrage.

➤ Remplissage de la burette: Remplir une burette graduée avec la solution de nitrate d'argent ($AgNO_3$) de concentration connue (généralement 0,0141 N). Noter le volume initial avec précision.

➤ Titrer l'échantillon en ajoutant goutte à goutte la solution de nitrate d'argent tout en agitant constamment le mélange.

➤ Détection du point d'équivalence: Observer attentivement le changement de couleur.

➤ Lecture et note du volume: Lire et noter avec précision le volume de nitrate d'argent consommé pour atteindre ce point.

➤ Calcul de la teneur en chlorures :

$$\text{Teneur en sel en (ppm)} = \frac{V_1 \times N_1 \times 58.5}{V_2}$$

V_1 : volume verse d'AgNO₃ ; V_2 : volume de la prise d'échantillon,

N_1 : concentration a AgNO₃.

➤ les ions Chlorures Cl⁻ contenus en solutions formant ainsi le complexe AgCl de couleur blanche suivant l'équation de la réaction (I)

➤ les ions chromates CrO₄²⁻ formant le complexe Ag₂CrO₄ de coloration rouge brique suivant l'équation de la réaction (II).

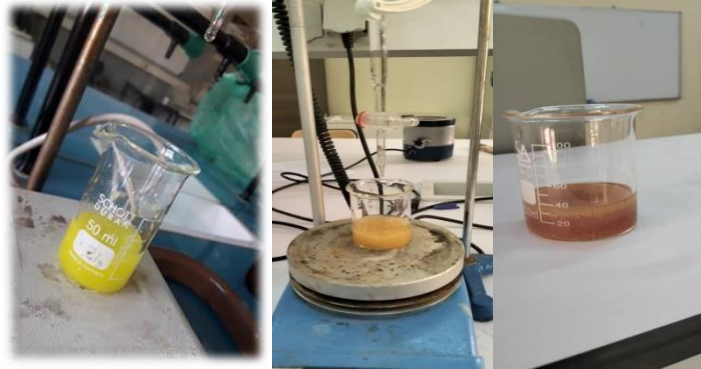


Figure III-7: Dosage des Chlorures (Méthode de Mohr).

4-3 Détermination de la salinité par conductimétrie :

a. Description de la méthode :

Cette méthode est basée sur la conductivité, c'est une méthode électrique directe. La mesure conductimétrique est celle de la conductance $G = 1/R$ d'un volume de solution comprise entre deux électrodes de platine identiques, de surface S et de distance l'une de l'autre est la longueur L [35] .La relation suivante s'applique:

$$G = \sigma \times \frac{S}{L}$$

Où :

- G : La conductance (en siemens, S),
- σ : La conductivité de la solution (en S/m),
- S : La surface des électrodes (en m²),
- L : La distance entre les électrodes (en m).

Si on applique une différence de potentiel entre les deux électrodes, l'une sera chargée positive et l'autre négative. Les anions seront attirés par l'anode et les cations par la cathode. Le déplacement des ions va créer un flux de charges entre les deux électrodes ; cette migration correspond à la génération d'un courant électrique (i) et la conductance mesurée (G) est proportionnelle à (i).

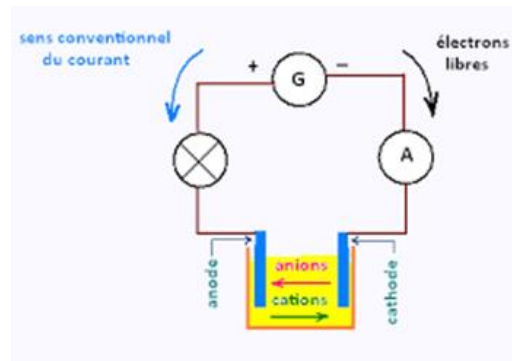


Figure III 8: Electrodes du Conductimètre.

c) Mesure de la conductivité :

La présence des ions Na^+ et Cl^- confère au mélange eau/condensât ; une conductivité qui est due à la migration rapide de ces ions sous l'effet d'un potentiel. On a exploité cette propriété pour confirmer la linéarité de la réponse de conductivité avec la concentration des sels.

Le condensât est un mélange des hydrocarbures non polaires, la mesure de sa conductivité est conditionnée par l'ajout d'un solvant organique polaire. Pour cette raison que le condensât est mélangé au Xylène, l'alcool méthylique et l'alcool butylique.

Cette méthode consiste donc à mesurer directement la conductivité de l'échantillon après l'ajout des solvants polaires [36].



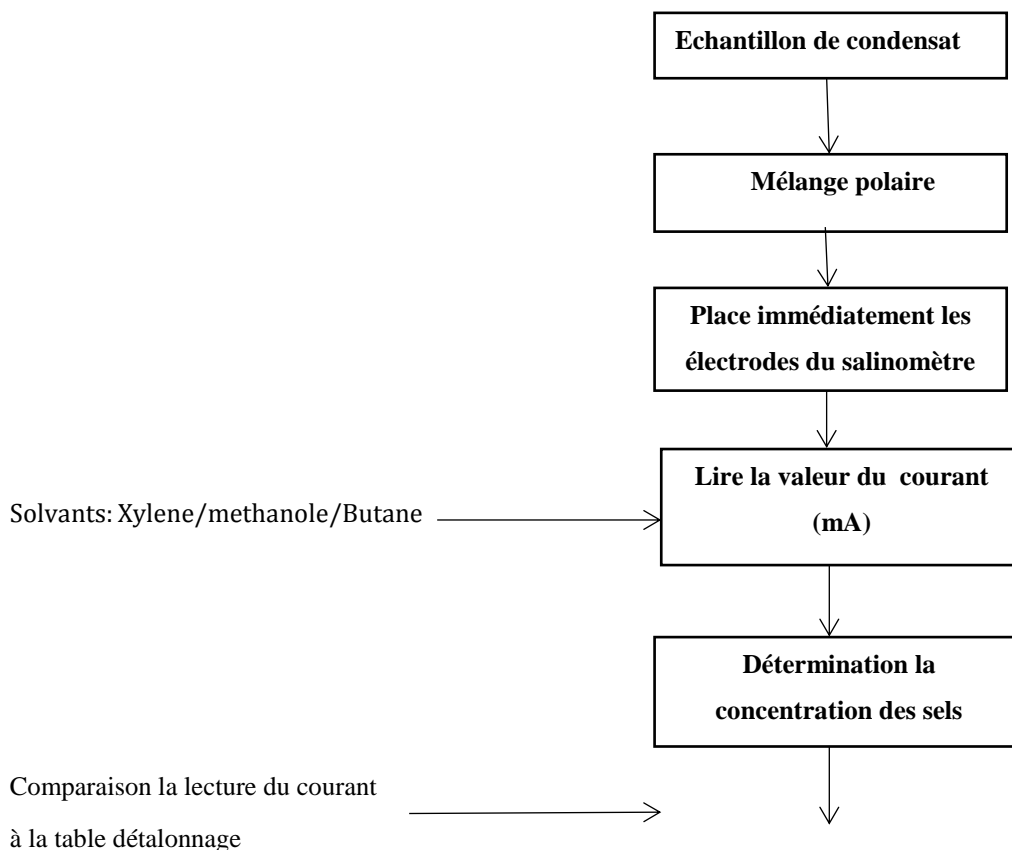
Figure III 9: Appareils de Conductimétrie.

d) Matériel :

- Conductimètre (portable ou de laboratoire).
- Cellule de mesure (électrode de conductivité).
- Thermomètre (ou capteur de température intégré).

- Échantillon de condensat.

4-4 Logigramme de la méthode électrique :



a) Mode opératoire :

Selon la norme ASTM D3230, Dans une éprouvette à bouchon de 100 ml ajoutez 15 ml de xylène. À partir d'une pipette sèche et propre ajoutez 10 ml de l'échantillon à analyser. Rincez la pipette avec du xylène jusqu'à ce qu'elle soit exempte du condensat. Compléter le volume à 50 ml avec du xylène. Fermer et secouer vigoureusement l'éprouvette pendant environ 60 s. Diluer à 100 ml avec le mélange alcoolique. Agitez à nouveau vigoureusement l'éprouvette pendant environ 30 s et laisser reposer la solution environ 5 min. Versez la solution dans un bécher d'essai sec [37, 38].

Placez immédiatement les électrodes du salinomètre dans la solution, en s'assurant que le bord supérieur des plaques d'électrodes est en-dessous de la surface de la solution. Ajustez la tension d'électrode à une valeur de 125 V. Notez la lecture du courant, retirez l'électrode de la solution, rincez au xylène puis laissez-les sécher. La table montre la teneur en chlorure (g/m^3) en fonction de la valeur du courant (mA) (voir annexe).

4-5 Mesure de la couleur du condensat par la méthode de (Tintomètre LOVIBOND)

Le colorimètre LOVIBOND est un appareil de mesure optique utilisé pour déterminer la couleur des liquides de manière précise et objective. Il exprime la couleur en unités rouge, jaune, bleu et neutre, selon les échelles chromatiques Sybolt et ASTM, couramment utilisées dans l'analyse des carburants, huiles, pétroles et produits pétrochimiques.

L'appareil est équipé d'une source lumineuse standardisée, d'un système de filtres couvrant les longueurs d'onde de 420 à 710 nm, et d'une cellule chauffante optionnelle. L'échantillon, qui doit être limpide (sans particules en suspension), est placé dans une cellule pour éviter toute dispersion de la lumière pouvant fausser les résultats[39].



Figure III-10: Appareil de Tintométrie LOVIBOND PFX880

Conclusion :

En conclusion, les méthodes d'analyse permettent un contrôle rigoureux de la qualité et de la composition des condensats. Elles sont cruciales pour le suivi des processus industriels, la validation des performances des équipements et l'optimisation des traitements appliqués.

CHAPITRE IV:
Analyse du condensât de
Hassi R'mel

1. Analyse du condensât de Hassi R'mel:

1.1. Caractérisation physico-chimique:

Tableau 5: caractéristiques physico-chimiques des condensât prélevés à pression atmosphérique (prélèvement le 07-02-2025):

Point de prélèvement	Entrée séparateur D901	Entré séparateur D105
Masse volumique à 20°C (g/cm ³)	0.7395	0.7420
Masse volumique à 15°C (g/cm ³)	0.7355	0.7380
Viscosité cinématique à 37.8°C (cst)	0.5690	0.5940
Viscosité cinématique à 50°C (cst)	0.667	0.664
TVR à 37.8°C (psi) de condensât d'expédition	0.66 (kg /cm2) 9.388 psi	

On note que

- La densité d'une huile est un bon indicateur de la valeur commerciale de cette huile. Où le condensât a une valeur de densité entre 0.5 et 0.8 à 15°C.
- La TVR fait l'objet d'un contrôle lors du chargement d'une cargaison de condensât, sa valeur indique la stabilisation du produit. Cette dernière doit être ≤ 10 psi à 37.8°C pour être considéré comme une valeur acceptable.
- L'analyse de viscosité cinématique est toujours réalisée en spot et sur demande particulière des fournisseurs de produit désémulsionnant avant les tests industriels.
- Le condensât de Hassi R'mel est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques de l'iso-pentane jusqu'au dodecane et contient un peu de fractions légères. C'est un liquide incolore avec une légère odeur d'essence.

1-2 Composition molaires des condensats:**Tableau 6 :**Composition molaires des condensats obtenue par CPG Lieux des prélèvements :

Séparateurs liquide D-105 C et D-901C du module II – champs de Hassi R'mel :

Point de prélèvement	séparateur D- 901C	séparateur D-105C
Constituents	% Molaire	
N ₂	0,553	1,470
CO ₂	0,060	0,039
C ₁	20,137	9,114
C ₂	6,594	5,622
C ₃	4,719	5,501
Ic ₄	1,602	1,990
nC ₄	3,447	4,644
Ic ₅	1,947	2,434
nC ₅	3,046	5,415
C ₆	8,725	10,156
C ₇	9,263	10,455
C ₈	10,012	10,841
C ₉	10,299	11,244
C ₁₀	7,950	8,517
C ₁₁	5,167	5,607
C ₁₂	2,958	3,094
C ₁₃	1,813	1,972
C ₁₄	0,881	0,940
C ₁₅	0,462	0,710
C ₁₆	0,199	0,228
C ₁₇	0,105	0,113
C ₁₈	0,035	0,059
C ₁₉	0,023	0,027
C ₂₀	0,003	0,008
TOTAL	100,000	100,000
Masse Molaire (g/mole)	83,247	81,460

3 Evolution de la salinité dans le module II :

Le schéma présenté ci-dessous illustre la situation de réseau de collecte du gaz brut du MPP II :

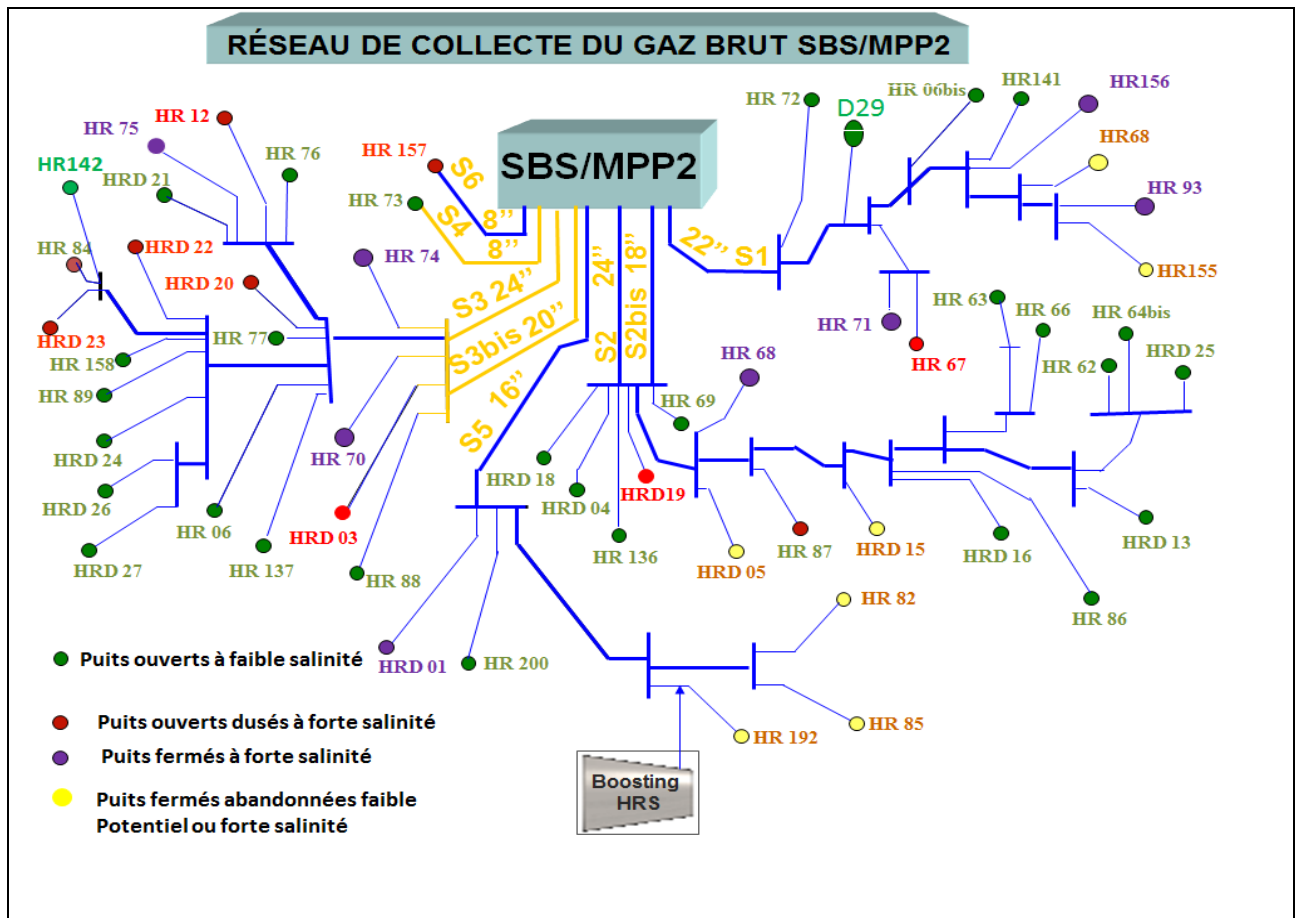


Figure IV-1 : Situation de réseau de collecte du gaz brut MPP II.

Situation des puits

- Les puits d'usés : D22 / D20 / D23 / D03 / HR67 / HR12 / HRD19 / HR157 / HR70.
- HR200 / HR87 : puits d'usés par EP suivi de Salinité qui augmente.
- Les puits fermés HR71 / HR156 / D01 / HR75 / HR68 / HR93 / HR74.
- Les nouveaux puits ouverts HR142 / D29.

Les graphes suivants montrent l'évolution des salinités en (g/l) dans certains collecteurs alimentant le Module II de traitement du gaz :

3.1 Evolution de la salinité de collecteur S1 et S2 de MPPII :

La figure VI.2 représente l'évolution de la salinité dans l'eau en (g/l) des collecteurs S3, S4

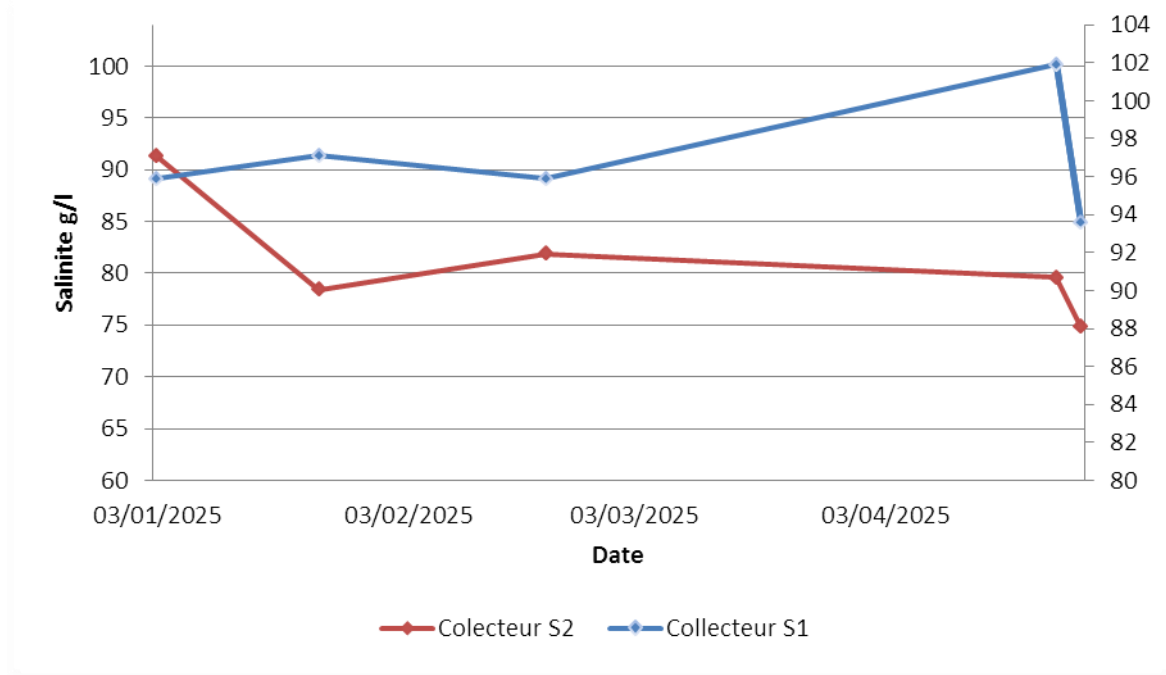


Figure IV-2: Evolution de la salinité de collecteur S1 et S2 de MPPII.

3.2 Evolution de la salinité de collecteur S3 et S4 de MPPII :

La figure 1.13 représente l'évolution de la salinité dans l'eau en (g/l) des collecteurs S3, S4:

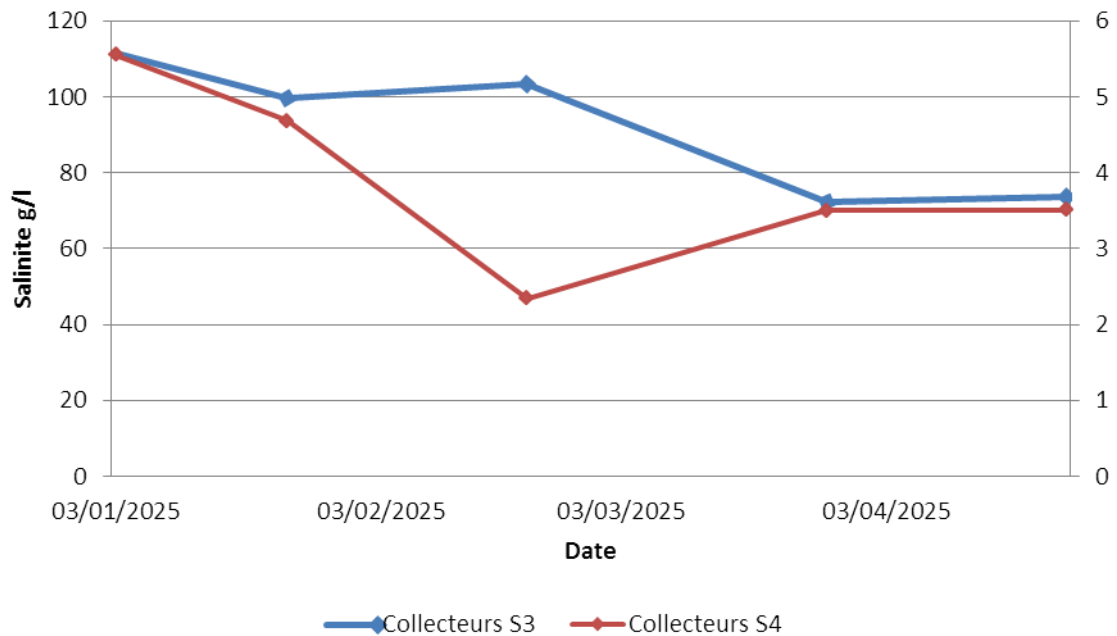


Figure IV-3 : Evolution de la salinité de collecteur S3 et S4 de MPPII.

3-3 Evolution de la salinité de collecteur S5 et S6 de MPPII :

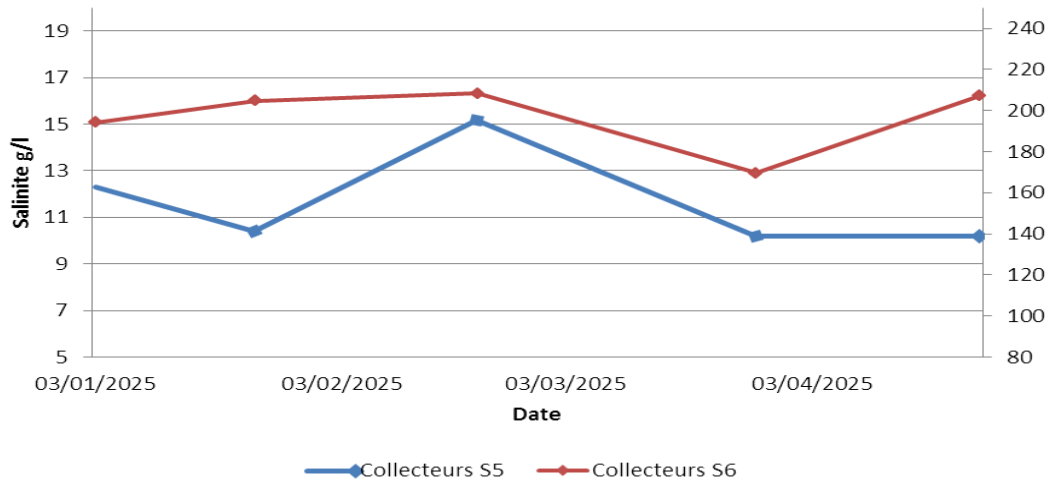


Figure IV-4 : Evolution de la salinité de collecteur S5 et S6 de MPPII.

3-5 Evolution de la salinité de l'eau séparée à la sortie du ballon D-901D :

La figure VI.5 montre l'évolution de la salinité en g/L à la sortie du ballon de séparation D-901D du Module II, entre le 03/01/2025 et 24/04/2012.

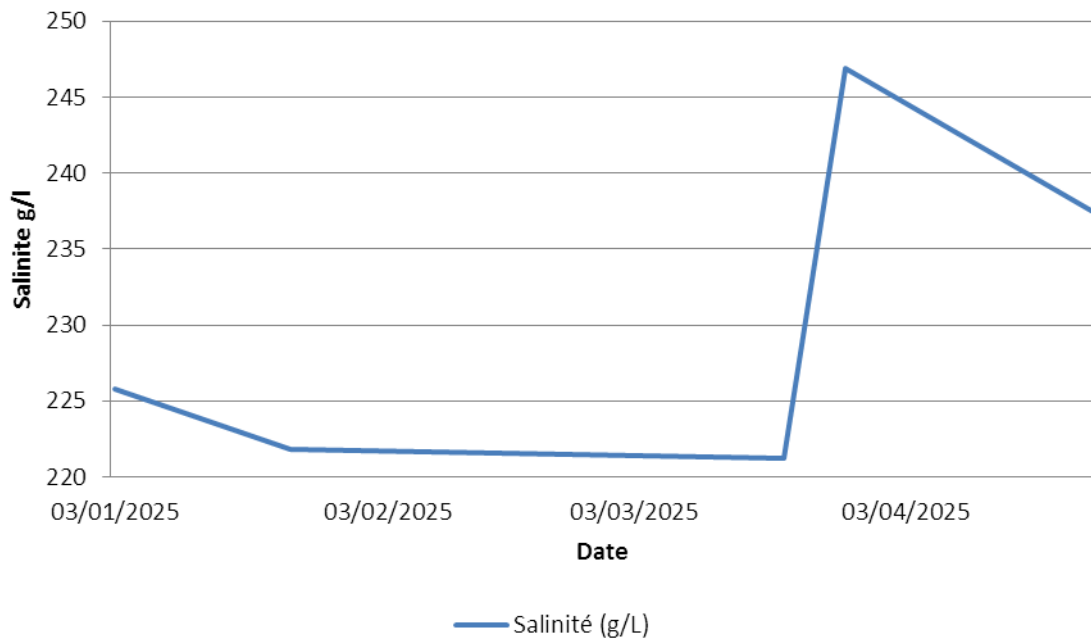


Figure IV.5 : Evolution de la salinité de l'eau séparée à la sortie du ballon D-901D

3-6 Résultat et discussion:

- Les valeurs de salinité des collecteurs S1 et S2 restent relativement modérées et le pic observé dans le collecteur S1 en avril peut être dû à l'ouverture de puits fortement salés.
- Le collecteur S3 présente une salinité élevée, dépassant 100 g/L au début de la période, avec une forte baisse en mars, probablement due à la fermeture de puits fortement salés. Le collecteur S4, en revanche, affiche des salinités très faibles (entre 2,3 et 5,5 g/L), ce qui indique une très faible contamination en sels. Cela peut provenir d'une zone géologique pauvre en eau salée ou d'un bon désengagement naturel de l'eau.
- Le collecteur S5 a toujours une salinité élevée, peut-être à cause d'un débit important qui alimente le Module II. Le collecteur S6, quant à lui, montre une salinité très faible.
- Une évolution progressive de la salinité a été observée au fil du temps, ce qui peut être attribué à la variation de la salinité des puits alimentant le séparateur D901 D.
- Un pic de salinité a été atteint, dépassant les 246 g/L, ce qui indique un niveau critique. Cela justifie la nécessité d'un traitement adéquat pour réduire la teneur en sel, afin de protéger les équipements de procédé contre la corrosion et l'encrassement....

3-7 Evaluation la salinité du condensat par injection d'eau distillée :

Dans le cadre d'une expérimentation en laboratoire nous avons injecter une quantité contrôlée d'eau distillée dans le condensat, afin de transférer les sels dissous vers la phase aqueuse par extraction liquide-liquide. Après agitation et séparation des phases par centrifugation, la salinité de l'eau récupérée est mesurée pour évaluer l'efficacité du traitement. Les principaux paramètres influençant cette méthode sont le rapport volumique eau/condensat, la température du mélange et la durée d'agitation, chacun jouant un rôle important dans la mobilité ionique, la solubilité des sels et l'efficacité du transfert de masse entre les deux phases.

3-7-1 Matériel et équipements utilisés :

- Condensat brut prélevé de l'unité de traitement (entre D901).
- Eau distillée de haute pureté.
- Béchers gradués (100 ml).
- Agitateur magnétique avec plaque chauffante.
- Centrifugeuse pour séparation des phases.
- Produit nitrate d'argent AgNO_3 (0.1M) et bicarbonate potassium K_2CrO_4 .

- Conductimètre pour la mesure de la conductivité de l'eau récupérée.
- Pipettes graduées.
- Éprouvettes graduées.
- Thermomètre.

a) Effet du volume d'eau distille injecte :

❖ **Protocole :**

- Prélever 50 ml de condensat brut dans un bécher propre ;
- Condensat + différentes proportions d'eau distillée (5%, 10%, 20%, 30% du volume du condensat) ;
- Agitation constant et a température ambiant (24°) ;
- Décantation 15 min,

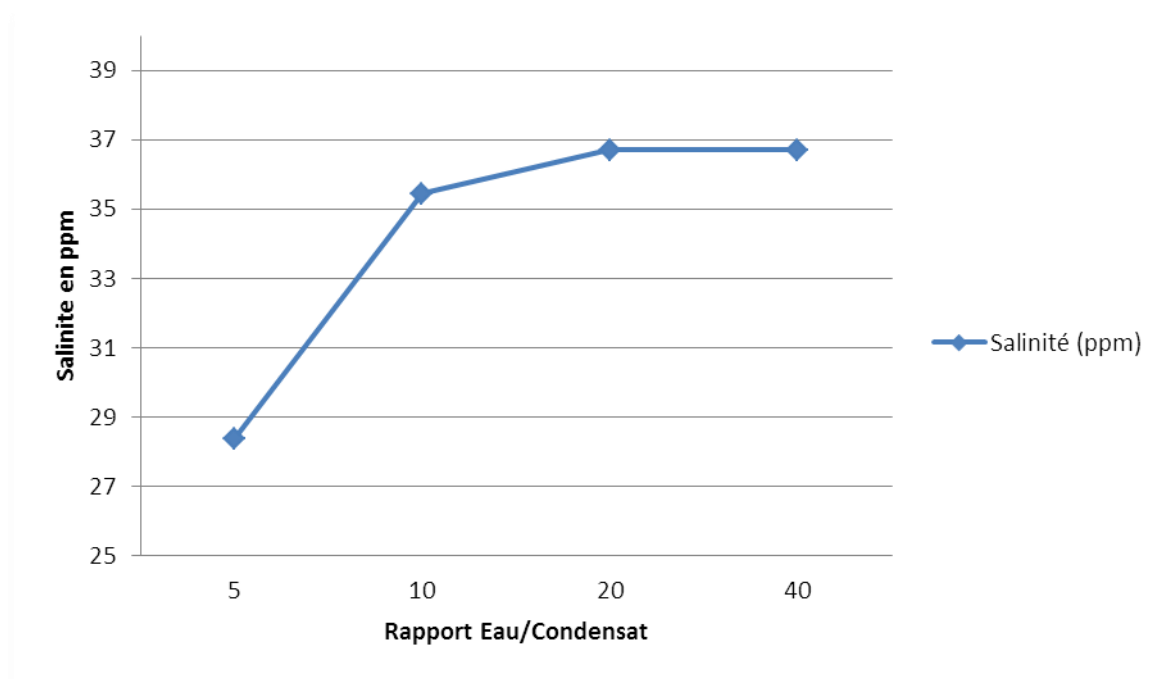


Figure IV 6: Evolution de la salinité en fonction du rapport Eau/Condensat.

b) Effet de la température:

❖ **Protocole:**

- Volume d'eau/condensat fixe (20%).
- Agitation magnétique constant et a température varies (20, 30, 40, 60).
- Décantation 15 min.

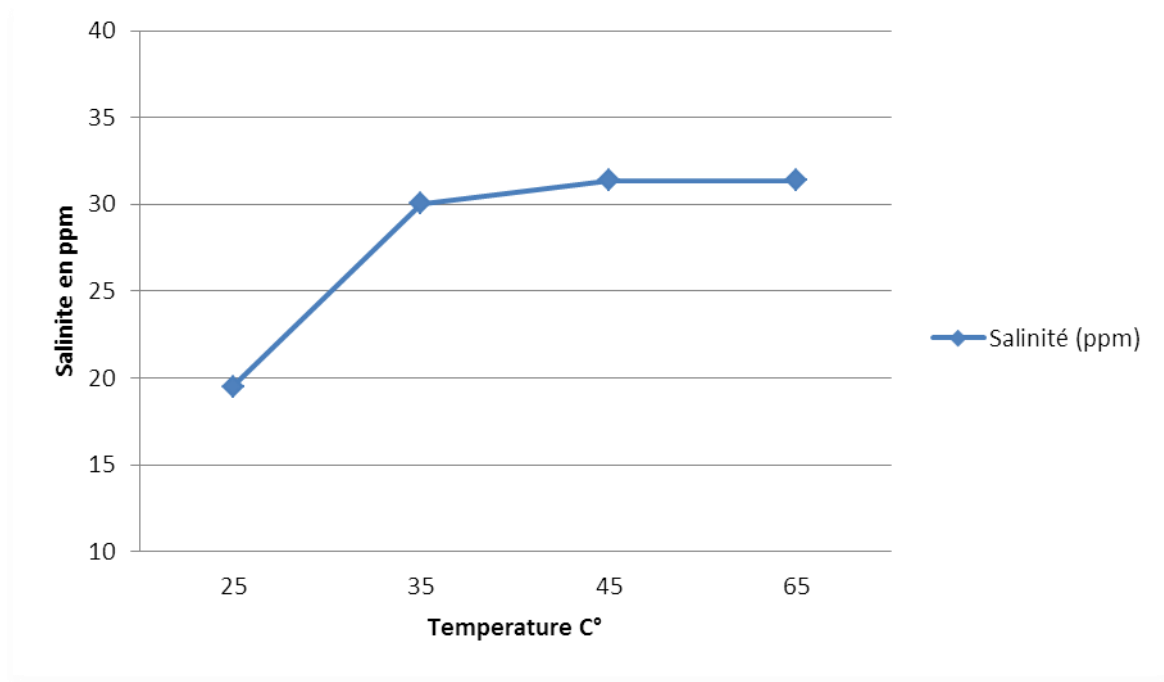


Figure IV-7 : Evolution de la salinité en fonction de température.

c) Durée d'agitation :

❖ Protocole :

- Volume d'eau/condensat fixe (20%).
- Température fixe (45C°).
- Agitation centrifugation (3000 tr/min pendant 10,20 ,30 min).
- Décantation 15 min.

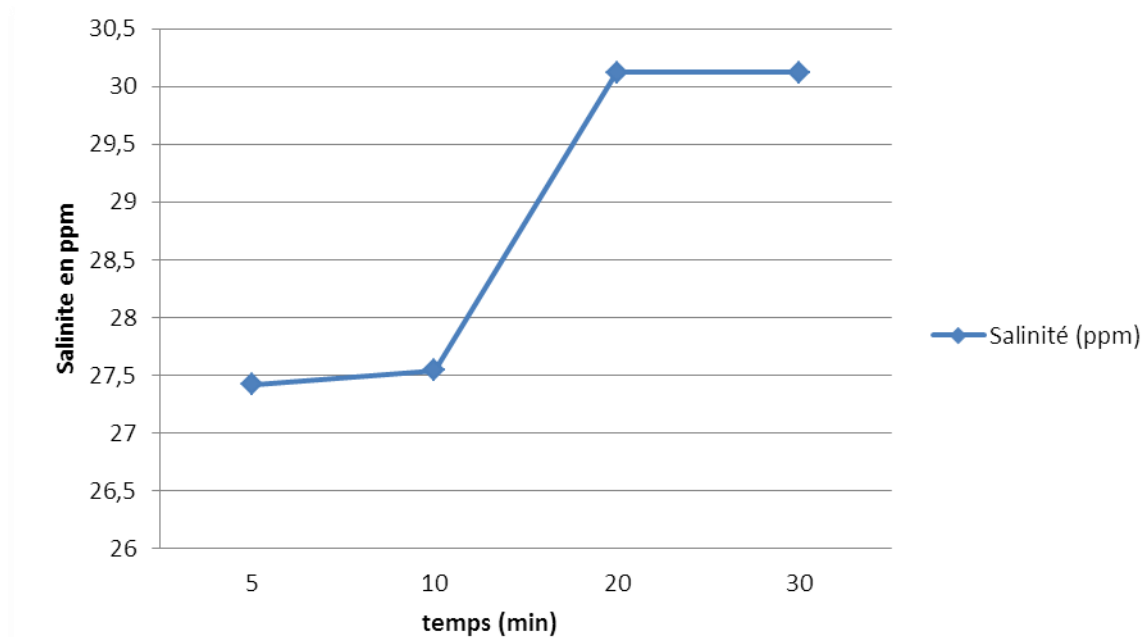


Figure IV-8 Evolution de la salinité en fonction du temps.

3-7-2- Résultats et discussion :

- La courbe montre l'évolution de la salinité (en ppm) en fonction du rapport Eau/Condensat (%). On observe que la salinité dans l'eau augmente rapidement entre 5 % et 20 %, ce qui signifie que l'ajout d'eau permet de mieux extraire les sels présents dans le condensat. À partir de 20 %, la salinité reste stable, ce qui indique que la quantité d'eau est suffisante pour dissoudre tous les sels disponibles. On peut considérer que le rapport Eau/Condensat maximale des sels est 20%.
- la courbe montrant l'évolution de la salinité en fonction de la température, Lorsque la température du mélange augmente, la salinité de l'eau augmente au début en raison du transfert des sels du condensat vers l'eau, puis elle se stabilise à partir de 45 °C, indiquant que l'extraction des sels a atteint un équilibre et que la température n'a plus d'effet significatif au-delà de ce point.
- L'analyse de l'évolution de la salinité dans la phase aqueuse a permis de déterminer que le temps optimal de centrifugation est de 20 minutes, à partir duquel la salinité devient stable, indiquant une extraction maximale des sels du condensat.

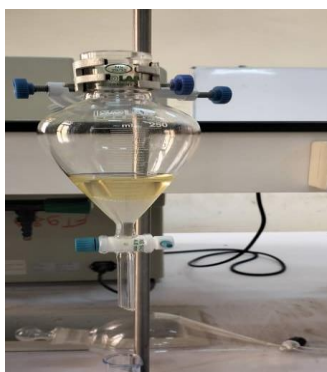


Figure IV-9 : Evaluation de la salinité par injection Léau distillée.

3-1-3 Avantage et désavantage de l'injection or lavage de d'eau distille:**❖ Avantage :**

- Réduction de la salinité: L'eau distillée dissout et emporte les sels solubles (NaCl, CaCl₂, etc.).
- Amélioration de la qualité du condensat: Moins de corrosion et d'encrassement dans les équipements en aval.
- Procédé simple: Ne nécessite pas d'équipement complexe, facile à intégrer au procédé.

- Respect des normes d'exportation: Permet d'atteindre les seuils réglementaires de sels (<50 ppm dans certains cas).
- Réduction de la corrosion: En éliminant les ions chlorure, on protège les pipelines et les cuves.
- ❖ **Inconvénient:**
- Consommation d'eau: Utilisation d'un volume important d'eau distillée, parfois coûteuse à produire.
- Nécessité de séparation ultérieure: Il faut ensuite séparer l'eau du condensat (décantation, centrifugation...).
- Risque d'émulsion: Si mal contrôlé (temps, température, agitation), formation d'émulsions stables.
- Production d'un effluent: L'eau usée chargée en sels doit être traitée et éliminée correctement.
- Temps de traitement plus long: Décantation et/ou centrifugation nécessaire pour récupérer le condensat sec.

Bien que le lavage du condensat par l'eau distillée permette une réduction partielle de la salinité, cette méthode ne permet pas d'éliminer totalement les sels dissous. Elle constitue donc un prétraitement nécessaire mais insuffisant à lui seul.

4 Humidité

L'humidité dans le condensat a été analysée par la méthode de Karl Fischer. La figure IV 10 ci-dessous montre que les résultats obtenus pour différents prélèvements montrent l'existence de l'eau dans le condensat sous forme de microémulsions très stables.

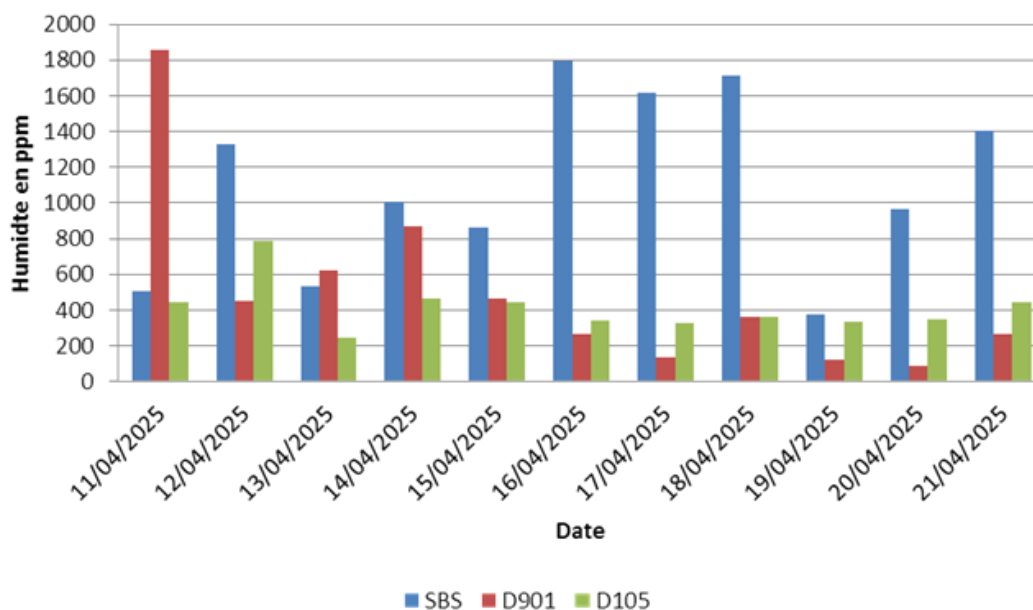


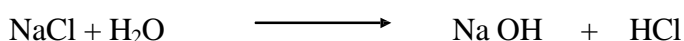
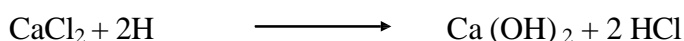
Figure IV.10 : Humidité dans le condensat pour différents prélèvements (SBS, D901C et D105) du 21/05/12 au 31/05/12.

5- Analyse des sels dans l'eau de gisement:

D'après les analyses effectuées au laboratoire de Hassi R'mel par la méthode de Mohr, la composition des sels dans l'eau du gisement du champ de Hassi R'mel est la suivante:

- ✓ NaCl : 61.70 %
- ✓ CaCl₂ : 35.20 %
- ✓ MgCl₂ : 03.10 %

NaCl, CaCl₂ et MgCl₂ sont des sels hydrolysables, qui dans les conditions de T° élevée, ils forment l'acide chlorhydrique selon les réactions suivantes :



6 -Tests de l'efficacité du produit désémulsionnant :

Ces essais représentent une première étape pour vérifier si le traitement est possible et pour choisir un produit efficace qui convient aux conditions spécifiques de la région.

Comme il s'agit de grandes quantités de condensat à traiter, le bon dosage du produit est important pour garantir un traitement à la fois efficace et économique.

6-1 Test de présélection à l'échelle laboratoire :

Avant d'utiliser le produit désémulsionnant sur le site industriel, il faut d'abord vérifier s'il peut bien séparer l'eau du condensat. Pour cela, on fait un test d'efficacité en laboratoire, appelé "Bottle-Test", dans des conditions proches de celles du terrain. Ce test permet de choisir les produits les plus performants.

a) Choix des conditions opératoires:

Il s'agit d'une méthode de traitement chimique basée sur l'ajout d'une faible dose d'un désémulsionnant pour casser l'émulsion et améliorer la qualité du condensât en matière de salinité.

Les tests de désémulsification ont été réalisés à l'échelle de laboratoire entre 40 °C à 50°C afin de tenir compte des conditions opératoires du process.

Dans le premier test on commence le travail dans les conditions du process suivants :

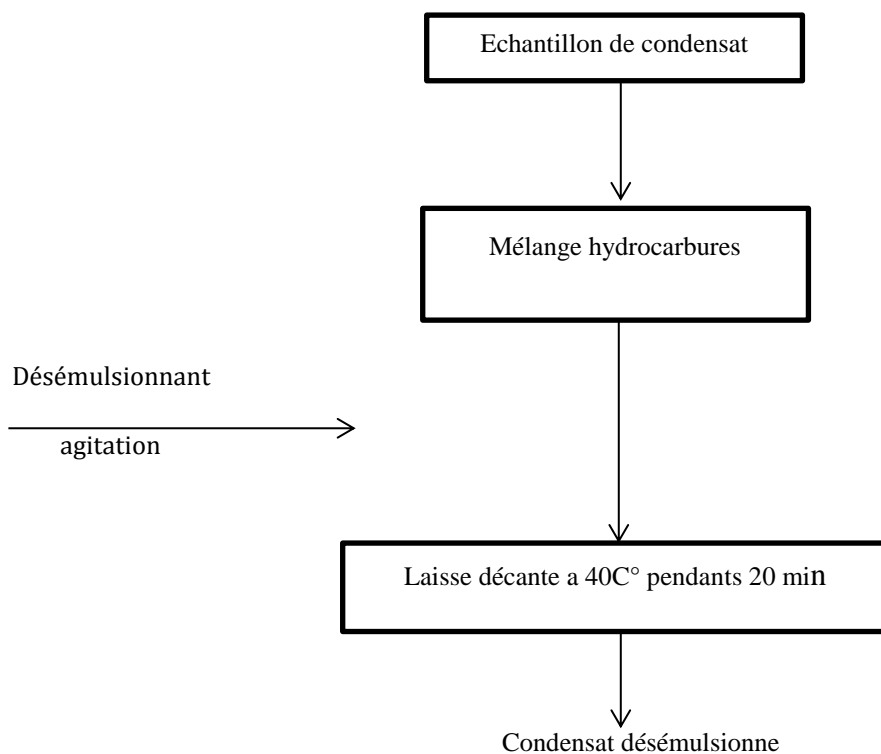
La salinité du condensât récupéré au D901 avoisine les 94 ppm. Ensuite, l'essai a connu l'ouverture des puits à forte salinité afin de se mettre dans les conditions les plus défavorables. Les analyses ont donné une salinité de l'ordre de 10 ppm ce qui confirme l'efficacité des désémulsifiants étudiés.

Étant donné le temps de séjour très court du condensat dans le séparateur D901 de l'unité Boosting, le choix des désémulsionnants à tester (chimec 2330) doit tenir compte non seulement de leur efficacité, mais aussi de leur capacité à casser rapidement l'émulsion.

b) Mode opératoire:

- Prendre 100 ml de condensât dans une éprouvette graduée de 100 ml.
- Ajouter la quantité de désémulsionnant précisée par le fournisseur.
- Agiter vigoureusement le mélange.
- Laisser reposer le mélange pendant 20 min dans un bain thermostatique à 40°C.
- Analyser l'humidité et la salinité du condensât désémulsionné.

a) Logigramme de la méthode:



c) Exemple sur le test :

Tableau 7 : Humidité et salinité de condensât sans et avec traitement prélèvement de séparateur D901 :

Essai	Analyses échantillons	Humidité (ppm)	Salinité (ppm)
N1	Sans traitement	1820	94
	Sans traitement Avec agitation	1790	90
N2	Sans traitement	1820	94
	Avec traitement Sans agitation	768.5	40
N3	Sans traitement	1820	94
	Avec traitement et Avec agitation	299	13

NB : Quantité ajoutée de désémulsionnant chimec 2332 est 50ppm.

Discussion :

Le traitement chimique avec agitation permet de réduire efficacement la salinité et l'humidité du condensat. Grâce à ce procédé, la salinité a fortement diminué jusqu'à atteindre environ 15 ppm. Cela montre que le traitement par désémulsifiant est efficace pour améliorer la qualité du condensat.

6-2 Test industriel du désémulsifiant Chimec 2330:

À cause de la baisse de pression dans le gisement, le niveau d'eau a remonté, entraînant une production importante d'eau très salée dans certains puits du Module II. Cela a fait augmenter la salinité dans l'eau libre et dans le condensat, sous forme d'émulsion difficile à séparer. Cette salinité élevée cause des dépôts de sel dans plusieurs équipements (fours, pompes, rebouilleur), ce qui perturbe le fonctionnement normal de l'unité et augmente les risques d'incidents graves comme des incendies ou des explosions. Pour limiter ces risques, plusieurs puits à forte salinité ont été réduits en débit ou arrêtés, ce qui a diminué la capacité de production du module.

Un suivi strict de la salinité et des nettoyages fréquents sont devenus nécessaires, nécessitant parfois l'arrêt complet de l'unité. Pour faire face à ce problème, la Direction Régionale de Hassi R'mel, en collaboration avec la Division PED, a lancé un test de traitement chimique visant à éliminer le sel du condensat non stabilisé, en injectant un désémulsifiant avant la section de séparation. Ce traitement vise à relancer la production de certains puits arrêtés tout en assurant la sécurité des installations. Il permet aussi de recueillir des données utiles pour mieux gérer la production d'eau et optimiser le potentiel des puits dans le futur.

a. Propriété physicochimique de Chimec2330 :

Le tableau 8 présente les propriétés physiques et chimiques du désémulsifiant 2330 (voir annexe).

Nom commercial	Chimec 2330
Famille chimique	Mélange de dérivés polymérique en solvant aromatique à haut point d'ébullition
Etat physique a 20C°	Liquide
Couleur	Jaune à ombre
Odeur	aromatique

Changement d'état	760 mm Hg
Point d'ébullition	178C°
Viscosité a 20C°(cp)	<50
Masse volumique a 20C° (g/cm ³)	0.92±0.02
Soluble dans Léau	insoluble

b. Principe de fonctionnement :

Le traitement chimique du condensat non stabilisé permettra d'éliminer le maximum d'eau libre salée de gisement dans les premiers ballons séparateurs D901 du Boosting (BSB).

Le dessalage du condensat sera complété au ballon séparateur D105 qui alimente le fractionnement.

c. Schéma Simplifié Alimentation en condensat du MPP2 :

Voici à la figure IV.11, une représentation simplifiée du cheminement du condensat vers le MPP2.

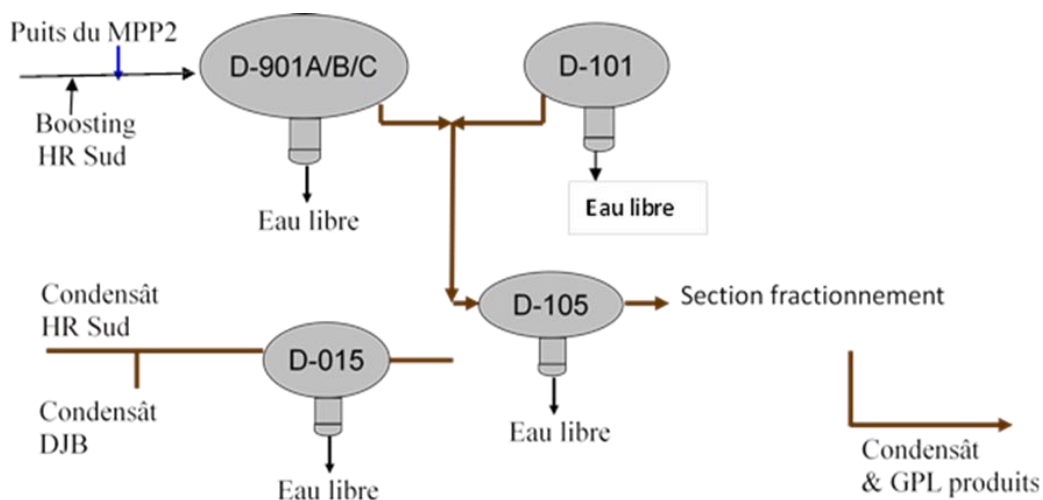


Figure IV-11 : Schéma Simplifié alimentation en condensat du MPP2.

- Le ballon D105 est alimenté par le condensat venant des D901, des D101 et D015 regroupant le condensat de HR SUD et DJB.
- L'eau libre est éliminée au niveau des D901, D015 et D105.
- L'eau de condensation est éliminée au niveau du D101.

6.3 Démarrage du test industriel et Conditions :

- L'injection du produit a démarré le 21 mai 2012.
- Débit d'injection 1.5 litres/ h équivalent à 25 ppm. Mesure instantané à l'éprouvette.
- Débit de production fixé à 48 MM m³/j.
- Charge totale liquide (Condensat + Eau): 1450 m³/j.
- Premier palier de salinité: 40 g/l dans l'eau du D901.
- Pression d'entrée: 64 bars.
- Température d'entre 45C°.

6.4 Réalisation des paliers de salinité dans l'eau D901 & Entrée SBS :

Pour ce test, nous avons simplifié les paliers en réalisant le passage direct de 40 g/l à 100 g/l sans passer par le palier de 60 g/l afin d'économiser le produit pour mieux expérimenter les paliers de 100 et 200 g/L qui représentent les situations les plus critiques en terme de salinité, quantité d'eau et charge à traiter.

- Premier Palier 40g/l : Situation initiale du module II sans aucun mouvement de puits.
- Deuxième Palier 100g/l : Augmentation débit de certains puits à forte salinité à partir à partir du 23 mai 2012.
- Troisième Palier 200g/l : Diminution volontaire de la pression d'aspiration du Boosting de 63.7 à 62 bars pour favoriser le soutirage et par conséquent augmenter la salinité dans l'eau.

6.5 Résultats analytiques :

6.5 .1 Situation initiale avant test :

Tableau 9 Situation initiale du Module II sans aucun mouvement de puits et avant test

Date	Salinité dans l'eau du D901 (g/l)	Suivi de la consommation du produit desemulsionne		Salinité condensat D905 (ppm)	Salinité condensat D105 (ppm)
		Débit l/J	Dose ppm		
14 mai	20	0	0	42	23
15 mai	24	0	0	55	44
19 mai	39.78	0	0	38	23
20 mai	40.63	0	0	49	24

- En situation de fonctionnement normale (Salinité dans l'eau 40 g/l), la salinité dans le condensat du D105 se situe entre 20 et 25 ppm.

6-5 -2 Situation Premier palier 40 g/l dans l'eau libre D901:

Tableau 10 Situation Premier palier 40 g/l :

Date	Pression Entrée (bar)	Débit Gaz $\times 10^3 sm^3$ /J	Salinité Eau libre D901 g/l	Salinité condensat SBS (ppm)	Salinité condensat D901 (ppm)	Salinité condensat D105 (ppm)	Débit dinjection l/J	Dosage (ppm)
21 mai	63.5	47930	41,535	29	43	22	0	0
22 mai Matin	63.4	47944	43,29	68	55	7	36	27.8
22 mai A-midi	63.6	47938	43,29	66	32	6	36	27.8
23 mai Matin	63	48210	46,215	64	44	5	36	27.4
23 mai A-midi	62.9	48213	46,215	68	29	8	36	27.4

- ❖ Avec un débit d'injection desemulsifiant 36 l/j (27ppm) donne les valeurs de salinité dans le condensat du D105 sont inférieures à 10 ppm.

6-5 -3 Situation deuxième palier 100 g/l dans l'eau libre D901 :**Tableau 11** Situation deuxième palier 100 g/l :

Date	Pression Entrée (bar)	Débit Gaz $\times 10^3 sm^3$ /J	Salinité Eau libre D901 g/l	Salinité condensat SBS (ppm)	Salinité condensat D901 (ppm)	Salinité condensat D105 (ppm)	Débit d'injection l/J	Dosage (ppm)
27 mai Matin	63.1	50552	86.58	75	52	22	115	95.4
27mai A-midi	63.1	50350	87.7	75	30	21	115	95.4
28 mai Matin	62.8	50278	84.83	75	50	12	139.2	113.9
28mai A-midi	63.5	50344	84.83	75	46	16	139.2	113.9
30 mai Matin	63.7	50249	105.3	82	42	8	187	160.2
30mai A-midi	63.3	50244	105	82	50	7	187	160.2

6-5-3 Situation du Troisième palier 200 g/l dans l'eau libre D901 :**Tableau 12** présente résultats analytiques troisième palier:

Date	Pression Entrée (bar)	Débit Gaz $\times 10^3 sm^3$ /J	Salinité Eau libre D901 g/l	Salinité condensat SBS (ppm)	Salinité condensat D901 (ppm)	Salinité condensat D105 (ppm)	Débit d'injection l/J	Dosage (ppm)
02 juin Matin	62.9	53357	140	83	37	13	216	161
02 juin A-midi	72.5	53352	128	215	10	10	216	161
03 juin Matin	72.7	49767	94.8	85	23	15	240	169.4
03 juin A-midi	72.7	49760	243	85	20	15	240	169.4
04 juin Matin	72.7	50300	137	82	84	13	216	172.5
04 juin A-midi	72.7	50300	140	82	20	13	216	172.5

- **Discussion :**

a) Analyse des paliers :

- En situation de fonctionnement normale (Salinité dans l'eau 40 g/l), la salinité dans le condensat du D105 se situe entre 20 et 25 ppm.
- Augmentation progressive de la salinité de la charge de condensat (Entrée SBS) durant les deux premiers paliers.
- Augmentation importante de la salinité durant le troisième palier suite à l'ouverture des puits initialement fermés.
- La salinité de la charge traitée est toujours inférieure à celle du condensat non traité (Efficacité du traitement chimique).
- Durant les trois paliers, la salinité du Condensat alimentant le fractionnement (D105) est presque toujours inférieure à 10 ppm. Ces valeurs réalisées permettent aux installations de fonctionner en toute sécurité.
- Les deux premiers paliers de salinité ont été réalisés avec un dosage allant de 27 à 140 ppm. Le troisième palier avec un dosage moyen de 160 ppm.
- Une petite augmentation de dosage peut traiter efficacement une charge avec une salinité plus élevée.

b) Salinité dans l'eau :

D'après la figure 12, on voit que la salinité de l'eau dans le ballon de séparation D-901 augmente pendant le test. Cela s'explique par l'augmentation du débit de certains puits traités et par l'ouverture progressive de puits qui étaient fermés à cause de leur forte salinité.

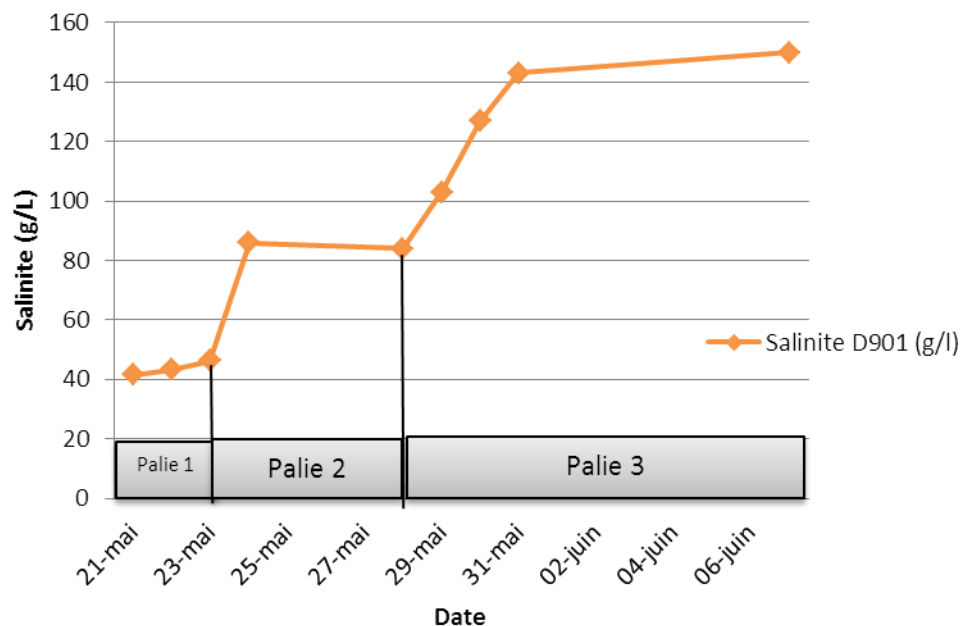


Figure IV-12: Evolution de salinité dans l'eau du ballon de séparation D-901 de MPPII au cours de test.

c) Salinité dans condensat :

L'évolution de la salinité du condensat varie selon la dose de désémulsionnant, comme le montre la figure VI-13. On constate qu'il faut augmenter la dose injectée pour atteindre une bonne efficacité, selon les différents niveaux de salinité.

Les courbes des salinités mesurées aux points D901 et D105 montrent des valeurs plus basses que celles au point SBS, ce qui confirme l'effet du produit injecté.

Les valeurs de salinité obtenues pendant le test sont acceptables et restent en dessous des niveaux observés lors du fonctionnement normal du Module II.

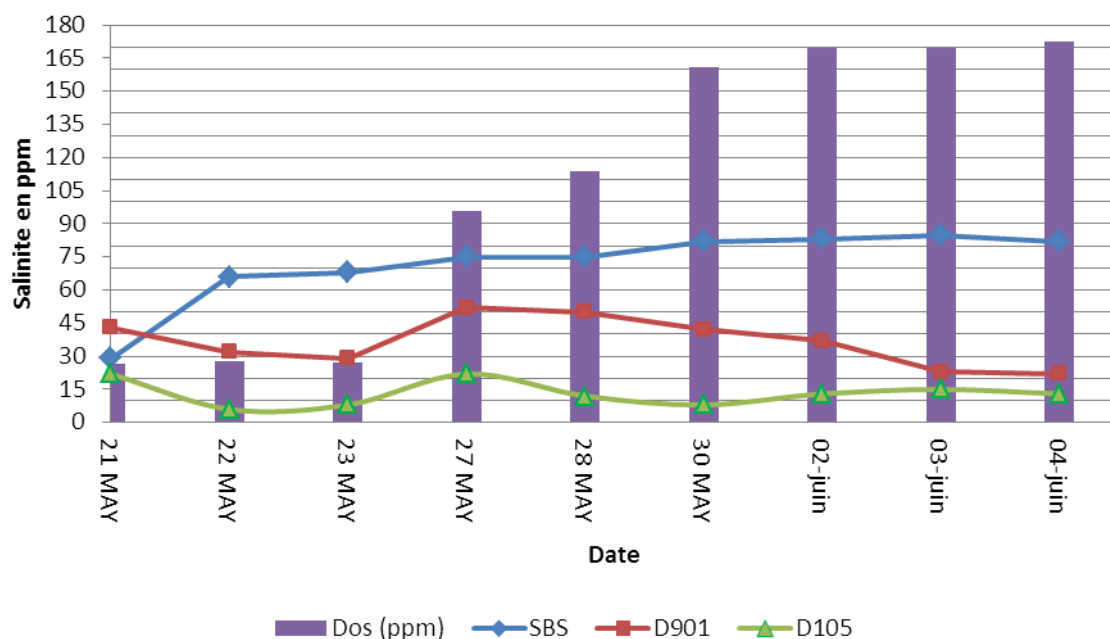


Figure IV-13 : Evolution de la salinité dans le condensat et le dosage injecter de désémulsionnant.

d) Situation du Process avant le test :

- Niveaux parfois instables dans les séparateurs et les colonnes.
- Bouchages fréquents des filtres des pompes de rebouillage du condensat P101 / P104.
- Interface trouble Eau/Condensat dans D901.
- Purges fréquentes de l'eau des D105.
- Le condensat échantillonné aux D901 et D105 contient de l'eau libre.

e) Situation du Process durant le test :

- Niveaux très stables dans les séparateurs et les colonnes.
- Aucun signe de bouchage des filtres des pompes de rebouillage du condensat.
- Interface nette Eau/Condensat dans D901.
- Le condensat échantillonné aux D901 et D105 est exempt d'eau libre.
- Diminution de la fréquence des purges de l'eau des D105.
- T° de peau des fours H101 & H102 du Train C:

Premier Palier:	225	à 307 °C
Deuxième Palier:	243	à 309 °C
Troisième Palier:	225	à 329 °C

f) Les avantages désémulsifiant :

- Protection des équipements ;
- Réduction des coûts de traitement ;
- Amélioration de la performance environnementale ;
- Amélioration de la qualité du condensat et GPL.

g) Photos des échantillons sans et avec traitement au désémulsionnant CHIMEC 2330 :



Figure IV-14: Echantillons condensats sans et avec traitement.

- ✓ **SBS** : Echantillon de condensat non traité (Charge d'entrée) ;
- ✓ **D901** : Echantillon de condensat traité ;
- ✓ **D105** : Echantillon du condensat traité qui alimente le fractionnement.

6.6 : Suivi de la salinité du condensât avec les paramètres actuels :

- ✓ **Evolution de la salinité du condensât avec la production en gaz et en condensât :**

Le suivi de la salinité après le traitement avec le produit désémulsionnant nous a donné les valeurs regroupées dans le tableau suivant:

Tableau 13: suivi de l'injection du désémulsifiant:

Salinité condensat entré SBS	Production Gaz Sm ³ /J	Production condensat m ³ /j	Salinité condensat D105 (ppm)	injection désémulsifiant (ppm)
13 /05/25	37200	2250	5	48
06/05/25	3740	1920	4	52
29/04/25	3750	2160	4	48
22/04/25	3720	2090	4	33
15/04/25	3720	1800	23	38
08/04/25	3750	2320	4	39
01/04/25	3750	2110	4	87
25/03/25	3760	2090	3	18

Conclusion général

Conclusion générale

L'eau présente naturellement dans le gaz, accompagnée de sédiments, constitue un facteur majeur de dégradation des installations de traitement par corrosion, encrassement ou colmatage. Ce mémoire a permis d'évaluer l'efficacité du traitement du condensat C5⁺ par démulsiifiant afin d'éliminer les fines gouttelettes d'eau responsables d'une salinité élevée.

Les essais réalisés avec le produit CHIMEC 2330 ont montré une bonne performance même en présence de fortes salinités, jusqu'à 165 g/l dans l'eau du D901, et une capacité de traitement extensible à 200 g/l par augmentation de la dose. Le produit a également conservé son efficacité malgré des variations de débit ou la remise en service de puits fermés, tant que les conditions restaient dans les plages testées.

Toutefois, pour optimiser ce traitement chimique et garantir une qualité constante du condensat, il est recommandé de mettre en place une stratégie intégrée incluant:

- Un lavage préalable du condensat non traité pour réduire la charge saline initiale ;
- L'installation de capteurs de salinité en ligne à des points critiques du procédé ;
- Et surtout, la mise en œuvre d'un système automatisé de régulation de l'injection du démulsiifiant, capable d'ajuster dynamiquement les dosages en fonction de la salinité mesurée en temps réel.

Cette automatisation permettrait de stabiliser le procédé, de réduire la consommation de produit chimique, et de mieux anticiper les fluctuations du champ de production. Elle offrirait aussi un meilleur suivi des performances et une protection renforcée des équipements de fractionnement et des unités de Boosting.

En conclusion, cette approche orientée vers le contrôle intelligent et adaptatif du traitement chimique constitue une solution durable pour améliorer la gestion de la salinité dans le condensat C5 et prolonger la durée de vie des installations.

Référence

- [1] S. Boussena and C. Locatelli, "Le nouveau rôle de l'Etat dans l'industrie pétrolière en Russie: le privé sous tutelle?," *Medenergie*, no. 20, pp. 32-38, 2006.
- [2] S. ZIARA and A. ZEGAIT, "Caractérisation géologique et pétrophysique du réservoir Cambro-Ordovicien du champ de Hassi R'mel Sud d'Algerie."
- [3] Z. GHERBI, Y. AMRANI, and O. LEGHRIB, "Etude l'efficacité de recyclage de gaz sur la récupération de condensat au champ de Hassi R'mel Sud."
- [4] A. André-Abrant, J.-L. Taverdet, and J. Jay, "Microencapsulation par évaporation de solvant," *European polymer journal*, vol. 37, no. 5, pp. 955-963, 2001.
- [5] R. Fosset, "Pétrole et gaz naturel au Sahara," in *Annales de géographie*, 1962, vol. 71, no. 385, pp. 279-308: JSTOR.
- [6] L. Salentey, "Etude expérimentale du comportement de brûleurs à jets séparés: application à la combustion gaz naturel-oxygène pur," Rouen, 2002.
- [7] A. Rojey, *Gaz naturel (Le): De la production aux marchés*. Editions Technip, 2013.
- [8] L. Espinal, D. L. Poster, W. Wong-Ng, A. J. Allen, M. L. J. E. s. Green, and technology, "Measurement, standards, and data needs for CO2 capture materials: a critical review," vol. 47, no. 21, pp. 11960-11975, 2013.
- [9] G. Zaccour, "Théorie des jeux et marchés énergétiques: marché européen du gaz naturel et échanges d'électricité," École des hautes études commerciales, 1987.
- [10] J. J. R. d. é. i. Toledano, "A propos des filières industrielles," vol. 6, no. 1, pp. 149-158, 1978.
- [11] L. CHEBLI and Y. ABBASSI, "Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38); traitement de gpl)" module iii à Hassi R'mel", 2012.
- [12] A. BENLAGHA and A. SETTI, "Optimisation des paramètres opératoires relatifs à la section de stabilisation en vue de récupérer le maximum de produits finis (GPL, condensat)," 2012.
- [13] R.-M. Chevrier and F. J. B. v. Le Guern, "Prélèvement et analyses des condensats de fumerolles sur volcans actifs: Soufrière de la Guadeloupe (1976–1977) et Pouzzoles et Vulcano (Italie)(1978)," vol. 45, pp. 173-178, 1982.
- [14] S. A. Bahrani, "Modification des propriétés physico-chimiques de l'amidon par procédés hydrothermiques: Contribution à l'étude des transferts couplés chaleur-masse," Université de La Rochelle, 2012.
- [15] T. H. Debieche, "Evolution de la qualité des eaux (salinité, azote et métaux lourds) sous l'effet de la pollution saline, agricole et industrielle: application à la basse plaine de la Seybouse Nord-Est algérien," Besançon, 2002.
- [16] W. D. Hintz and R. A. J. F. b. Relyea, "A review of the species, community, and ecosystem impacts of road salt salinisation in fresh waters," vol. 64, no. 6, pp. 1081-1097, 2019.
- [17] C. J. P. i. p. s. Chern, "Emulsion polymerization mechanisms and kinetics," vol. 31, no. 5, pp. 443-486, 2006.
- [18] P. Walstra, "Principles of emulsion formation," *Chemical engineering science*, vol. 48, no. 2, pp. 333-349, 1993.
- [19] H. Kunieda and K. Shinoda, "Phase behavior in systems of nonionic surfactant/water/oil around the hydrophile-lipophile-balance-temperature (HLB-temperature)," *JOURNAL OF DISPERSION SCIENCE AND TECHNOLOGY*, vol. 3, no. 3, pp. 233-244, 1982.
- [20] S. Tamilvanan and S. Benita, "The potential of lipid emulsion for ocular delivery of lipophilic drugs," *European Journal of pharmaceuticals and Biopharmaceutics*, vol. 58, no. 2, pp. 357-368, 2004.

- [21] F. J. S. P. Stauffer, "La préparation d'émulsions doubles par un système microfluidique," vol. 26, 2014.
- [22] M. Belkhodja and Y. Bidai, "La réponse des graines d'Atriplex halimus L. à la salinité au stade de la germination," *Science et changements planétaires/Sécheresse*, vol. 15, no. 4, pp. 331-335, 2004.
- [23] C. J. R. i. e. s. Antonin, "Après le choc pétrolier d'octobre 1973, l'économie mondiale à l'épreuve du pétrole cher," vol. 91, no. 3, pp. 139-149, 2013.
- [24] L. Fan *et al.*, "Understanding gas-condensate reservoirs," vol. 17, no. 4, pp. 14-27, 2005.
- [25] C. Selka and A. Kelaiaia, "TRAITEMENT DE L'EMULSION PAR LE DESSALAGE ET LES PRODUITS CHIMIQUES."
- [26] A. R. MESSAOUDI and B. DRISS, "TRAITEMENT DES DEPOTS DE SELS DANS LES EQUIPEMENTS DE TRAITEMENT (ETUDE DE CAS)."
- [27] M.-A. Bérubé, "Évaluation de l'impact des fines sur la résistance à l'arrachement des traitements de surface et caractérisation des mastics bitumineux des matériaux à base d'émulsion de bitume," École de technologie supérieure, 2019.
- [28] D. J. Gaspar *et al.*, "Measuring and predicting the vapor pressure of gasoline containing oxygenates," vol. 243, pp. 630-644, 2019.
- [29] H. Noureddini, B. Teoh, and L. J. J. o. t. A. O. C. S. Davis Clements, "Viscosities of vegetable oils and fatty acids," vol. 69, no. 12, pp. 1189-1191, 1992.
- [30] R. Alcantara *et al.*, "Catalytic production of biodiesel from soy-bean oil, used frying oil and tallow," vol. 18, no. 6, pp. 515-527, 2000.
- [31] R. J. Barbour, D. C. Fayle, G. Chauret, J. Cook, M. B. Karsh, and S. J. C. J. o. F. R. Ran, "Breast-height relative density and radial growth in mature jack pine (*Pinus banksiana*) for 38 years after thinning," vol. 24, no. 12, pp. 2439-2447, 1994.
- [32] U. Rashid and F. J. F. Anwar, "Production of biodiesel through optimized alkaline-catalyzed transesterification of rapeseed oil," vol. 87, no. 3, pp. 265-273, 2008.
- [33] M. Borrel and R. J. A. C. A. Pâris, "Analyse thermogravimétrique des principaux oxinates métalliques," vol. 4, pp. 267-285, 1950.
- [34] S. Vedantham, S. C. Goodwin, B. McLucas, G. J. A. j. o. o. Mohr, and gynecology, "Uterine artery embolization: an underused method of controlling pelvic hemorrhage," vol. 176, no. 4, pp. 938-948, 1997.
- [35] C. Laperrousaz and L. J. B. Barbiéro, INRA, IRD, UPMC, Geofcan, Géophysique des sols et des Formations Superficielles. Orléans, "Influence de la variabilité du faciès chimique sur la conductivité électromagnétique," pp. 63-66, 1999.
- [36] B. R. James and D. J. C. J. o. C. Mahajan, "Bis (ditertiaryphosphine) complexes of rhodium (I). Synthesis, spectroscopy, and activity for catalytic hydrogenation," vol. 57, no. 2, pp. 180-187, 1979.
- [37] H. Sokker, N. M. El-Sawy, M. Hassan, and B. E. J. J. o. h. M. El-Anadouli, "Adsorption of crude oil from aqueous solution by hydrogel of chitosan based polyacrylamide prepared by radiation induced graft polymerization," vol. 190, no. 1-3, pp. 359-365, 2011.
- [38] H. Benoit, Z. Grubisic, P. Rempp, D. Decker, and J.-G. J. J. d. C. P. Zilliox, "Etude par chromatographie en phase liquide de polystyrenes lineaires et ramifiées de structures connues," vol. 63, pp. 1507-1514, 1966.
- [39] Y. A. Tan, A. Kuntom, C. K. Lee, and K. S. J. J. o. t. A. O. C. S. Low, "Comparative evaluation of palm oil color measurement using a prototype palm oil colorimeter," vol. 81, no. 8, pp. 733-736, 2004.

ANNEXE

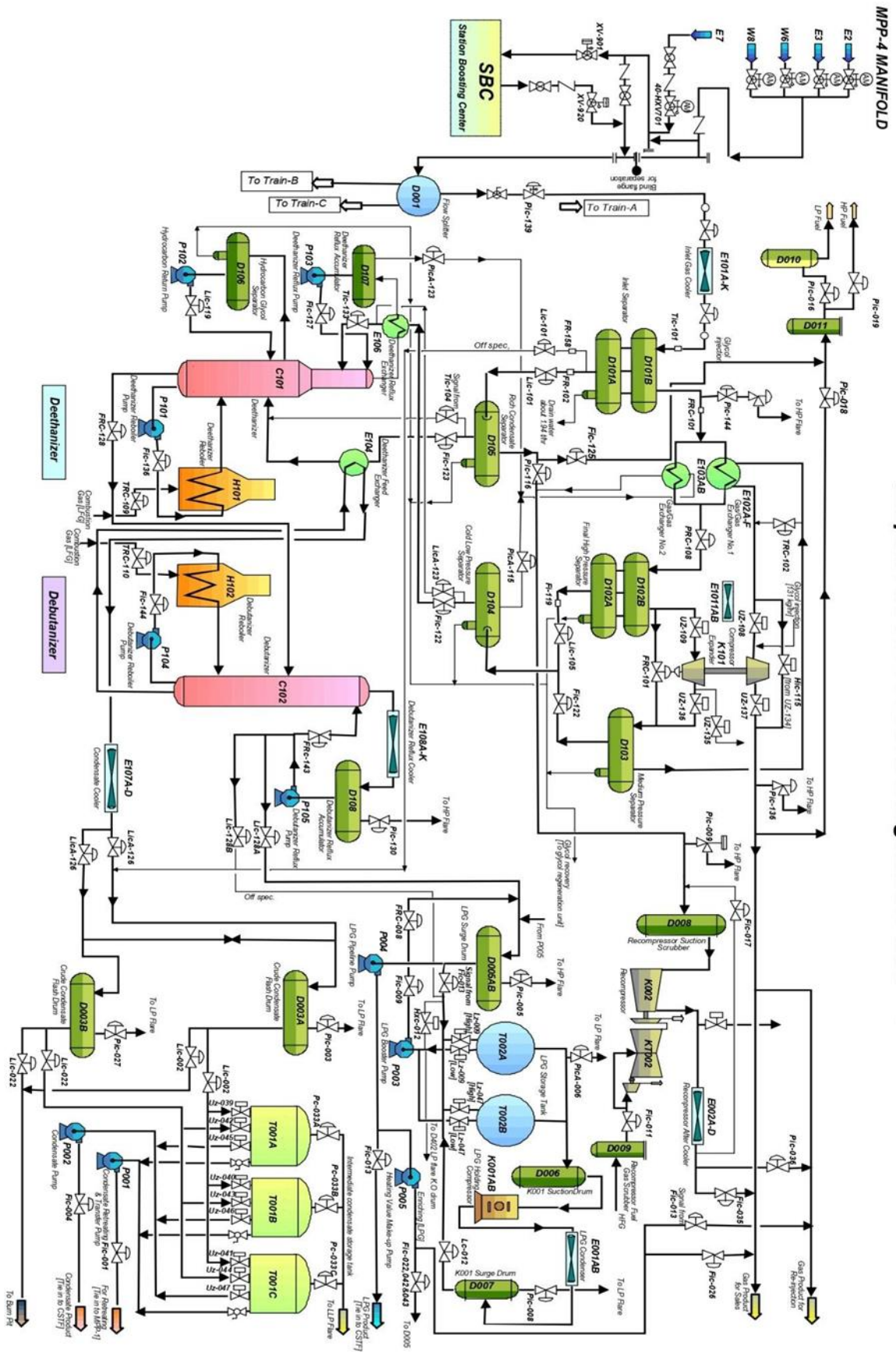


ANNEXE

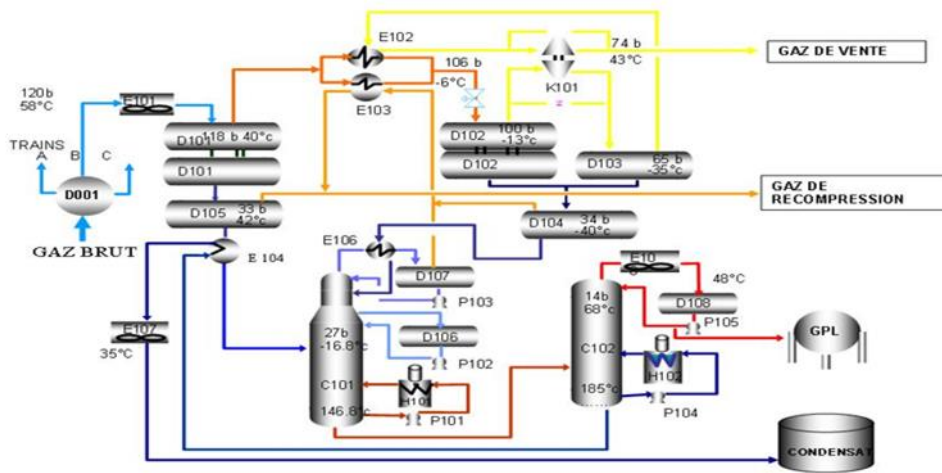
Salinité (g/m3)	Courant (mA)	Salinité (g/m3)	Courant (mA)	Salinité (g/m3)	Courant (mA)	Salinité (g/m3)	Courant (mA)	Salinité (g/m3)	Courant (mA)
1	0,197	11	0,426	21	0,656	31	0,885	41	1,114
2	0,220	12	0,449	22	0,678	32	0,908	42	1,137
3	0,243	13	0,472	23	0,701	33	0,931	43	1,160
4	0,266	14	0,495	24	0,724	34	0,954	44	1,183
5	0,288	15	0,518	25	0,747	35	0,977	45	1,206
6	0,311	16	0,541	26	0,770	36	1,000	46	1,229
7	0,334	17	0,564	27	0,793	37	1,023	47	1,252
8	0,357	18	0,587	28	0,816	38	1,046	48	1,275
9	0,380	19	0,610	29	0,839	39	1,068	49	1,298
10	0,403	20	0,633	30	0,862	40	1,091	50	1,321
51	1,344	61	1,573	71	1,803	81	2,032	91	2,261
52	1,367	62	1,596	72	1,826	82	2,055	92	2,284
53	1,390	63	1,619	73	1,848	83	2,078	93	2,307
54	1,413	64	1,642	74	1,871	84	2,101	94	2,330
55	1,436	65	1,665	75	1,894	85	2,124	95	2,353
56	1,458	66	1,688	76	1,917	86	2,147	96	2,376
57	1,481	67	1,711	77	1,940	87	2,170	97	2,399
58	1,504	68	1,734	78	1,963	88	2,193	98	2,422
59	1,527	69	1,757	79	1,986	89	2,216	99	2,445
60	1,550	70	1,780	80	2,009	90	2,238	100	2,468
101	2,491	111	2,720	121	2,950	131	3,179	141	3,408
102	2,514	112	2,743	122	2,973	132	3,202	142	3,431
103	2,537	113	2,766	123	2,996	133	3,225	143	3,454
104	2,560	114	2,789	124	3,018	134	3,248	144	3,477
105	2,583	115	2,812	125	3,041	135	3,271	145	3,500
106	2,606	116	2,835	126	3,064	136	3,294	146	3,523
107	2,628	117	2,858	127	3,087	137	3,317	147	3,546
108	2,651	118	2,881	128	3,110	138	3,340	148	3,569
109	2,674	119	2,904	129	3,133	139	3,363	149	3,592
110	2,697	120	2,927	130	3,156	140	3,386	150	3,615
151	3,638	161	3,867	171	4,097	181	4,326	191	4,556
152	3,661	162	3,890	172	4,120	182	4,349	192	4,578
153	3,684	163	3,913	173	4,143	183	4,372	193	4,601
154	3,707	164	3,936	174	4,166	184	4,395	194	4,624
155	3,730	165	3,959	175	4,188	185	4,418	195	4,647
156	3,753	166	3,982	176	4,211	186	4,441	196	4,670
157	3,776	167	4,005	177	4,234	187	4,464	197	4,693
158	3,798	168	4,028	178	4,257	188	4,487	198	4,716
159	3,821	169	4,051	179	4,280	189	4,510	199	4,739
160	3,844	170	4,074	180	4,303	190	4,533	200	4,762
201	4,785	211	5,014	221	5,244	231	5,473	241	5,703
202	4,808	212	5,037	222	5,267	232	5,496	242	5,726
203	4,831	213	5,060	223	5,290	233	5,519	243	5,748
204	4,854	214	5,083	224	5,313	234	5,542	244	5,771
205	4,877	215	5,106	225	5,336	235	5,565	245	5,794
206	4,900	216	5,129	226	5,358	236	5,588	246	5,817
207	4,923	217	5,152	227	5,381	237	5,611	247	5,840

ANNEXE

208	4,946	218	5,175	228	5,404	238	5,634	248	5,863
209	4,968	219	5,198	229	5,427	239	5,657	249	5,886
210	4,991	220	5,221	230	5,450	240	5,680	250	5,909
251	5,932	261	6,161	271	6,391	281	6,620	291	6,850
252	5,955	262	6,184	272	6,414	282	6,643	292	6,873
253	5,978	263	6,207	273	6,437	283	6,666	293	6,896
254	6,001	264	6,230	274	6,460	284	6,689	294	6,918
255	6,024	265	6,253	275	6,483	285	6,712	295	6,941
256	6,047	266	6,276	276	6,506	286	6,735	296	6,964
257	6,070	267	6,299	277	6,528	287	6,758	297	6,987
258	6,093	268	6,322	278	6,551	288	6,781	298	7,010
259	6,116	269	6,345	279	6,574	289	6,804	299	7,033
260	6,138	270	6,368	280	6,597	290	6,827	300	7,056



Simplified Process Flow Diagram for MPP- 4



Procédé HUDSON



FICHE DE SECURITE

Nom Commercial

CHIMEC 2330

Date d'émission: 10/05/2010

Cette Fiche de Sécurité est conforme aux Directives 91/155/EC, 93/112/EC, 2001/58/EC, 2008/58/EC, 2001/60/EC et aux amendements suivants.

N. de code 2802

1 Identification de la substance & de la société

Identification de la substance	
Nom commercial	CHIMEC 2330
Famille chimique	mélange de dérivés polymériques en solvant aromatique à haut point d'ébullition.
Type de produit et usage	desémulsionnant.
Identification de la société	
Responsable de la mise sur le marché	CHIMEC S.p.A.
Adresse et numéro de téléphone	CHIMEC S.p.A. - Via Ardeatina Km 22,500 00040 S. Palomba - Pomezia (ROMA) Tel. +39.06.918251 - Fax +39.06.91825260 e-mail: infosds@chimec.it

2 Identification des dangers

Principaux dangers	<p>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.</p> <p>les produit est toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.</p>
--------------------	--

3 Composition / informations sur les composants

Substance(s) dangereuse(s)	<p>naphtalène Nocif (Xn), Dangereux pour l'environnement (N). R:22,40,50/53. Carc. Cat.3. TLV (OEL): 10 ppm. CAS Nr. 91-20-3. EC Nr. 202-049-5. Conc. < 10%</p> <p>solvant aromatique. Nocif (Xn), Dangereux pour l'environnement (N). R:51/53,65,66,67. TLV (OEL): 100 ppm. CAS Nr. 64742-94-5, Einesc Nr.265-198-5 Conc. 60 - 70 %</p>
----------------------------	---

4 Premiers secours

Nom Commercial	CHIMEC 2330
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. appeler un médecin.
- 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.

5 Mesures de lutte contre l'incendie

Moyen d'extinction	
- Approprié	dioxyde de carbone, poudre, mousse ou eau pulvérisée (brouillard).
- A ne pas utiliser	eau sous forme de jets.
Risques particuliers	éviter l'accumulation d'électricité statique; prévoir la mise à la terre. éviter le contact des vapeurs avec des sources d'allumage (flammes libres, étincelles, surfaces très chaudes).
Protection incendie	le personnel chargé de l'extinction de l'incendie doit endosser des vêtements de protection et être équipé d'un respirateur autonome. les bidons, s'ils sont exposés aux flammes ou à des températures élevées dues à un incendie, peuvent se rompre en raison de l'augmentation de la pression interne: refroidir avec de l'eau et les éloigner. l'eau contaminée utilisée pour l'extinction doit être éliminée conformément aux dispositions en vigueur.

6 Mesures en cas de dispersion accidentelle

Mesures après fuite / épandage	
- sur le sol	isoler la zone, porter des vêtements de protection. Eloigner toute source possible d'allumage et limiter la perte avec du matériau inerte. puis recueillir dans des récipients appropriés et éliminer ou brûler dans un lieu autorisé. éviter la dispersion de grandes quantités de produit dans les égouts ou les cours d'eau. les vapeurs, plus lourdes que l'air, se propagent au niveau du sol et peuvent créer des risques d'explosion et d'intoxication dans les sous-sols ou les caves.
- sur l'eau	bloquer l'écoulement à l'origine; limiter la perte; enlever le produit versé de la surface par des moyen mécaniques ou avec des substances absorbantes. si le produit versé a contaminé des cours d'eau ou des égouts ou encore le sol ou la végétation, avertir les autorités compétentes et adopter des mesures pour réduire au minimum les effets sur la nappe d'eau. avertir l'autorité compétente (portuaire, etc.) et tenir éloigné les autres embarcations: seulement après permis des autorités compétentes, on peut recourir à l'envoi par le fond et/ou à la dispersion par des substances appropriées.

7 Manipulation et stockage

Manipulation	prendre des mesures de précaution contre les décharges d'électricité statique pouvant se produire lors d'opérations de mélange et de transfert. éviter le contact avec les yeux et la peau. manipuler le produit à proximité de douches de secours ou se procurer des bouteilles pour le lavage des yeux. protéger les yeux contre les vapeurs et les brumes.
--------------	--

Nom Commercial	CHIMEC 2330
Stockage	<ul style="list-style-type: none"> conserver dans des récipients bien fermés. conserver dans un lieu frais et bien ventilé, loin de substances incompatibles. éviter les hautes températures de stockage. conserver les récipients dans des lieux ayant des installations électriques de sécurité et protégés contre les décharges atmosphériques.
Matériaux adéquats pour le stockage	<ul style="list-style-type: none"> acier au carbone et inoxydable, teflon.
Matériaux non adéquats pour le stockage	<ul style="list-style-type: none"> caoutchouc naturel et butylique, EPDM, polystyrène, polyéthylène, polypropylène, PVC, polyvinylalcool, polyacrylonitrile.

8 Contrôle de l'exposition / protection individuelle

Limites d'exposition professionnelle	ce produit est un mélange complexe et contient les composants suivants avec une valeur OEL recommandée ou reconnue.
VLE (mg/m ³)	<ul style="list-style-type: none"> naphtalene - 50 mg/m³ n.d.
VLE (ppm)	N.D.
VLE (du solvant) (mg/m ³)	556 - TWA
VLE (du solvant) (ppm)	100 - TWA
Protection individuelle	
- Protection respiratoire	<ul style="list-style-type: none"> une aspiration localisée est nécessaire en cas de formation de vapeurs à chaud. aucune dans des conditions normales. il suffit de maintenir une bonne ventilation. dans les lieux fermés ou en cas de ventilation insuffisante, employer un masque avec filtre pour vapeurs organiques.
- Protection de la peau	<ul style="list-style-type: none"> gants de protection en nitrile ou PVA, approuvés pour la protection contre des substances chimiques (marque CEE - directives 89/686 et 93/68).
- Protection des yeux	<ul style="list-style-type: none"> lunettes anti-éclaboussures ou un écran facial avec des lunettes de sécurité.
- Autres	<ul style="list-style-type: none"> vêtements de protection appropriés. bouteille pour le lavage des yeux avec de l'eau propre.
Hygiène industrielle	<ul style="list-style-type: none"> conserver à l'écart de toute source d'ignition - ne pas fumer. prévoir une bonne ventilation de la pièce. ne pas manger ni boire durant l'utilisation du produit. changer de vêtements dès qu'ils sont imprégnés et de toute façon à la fin du travail. produit à manipuler en suivant une bonne hygiène industrielle et des procédures de sécurité.

9 Propriétés physiques et chimiques

Aspect	
Etat physique à 20°C	liquide.
Couleur	jaune à ambre.
Odeur	aromatique.
Changement d'état à 760 mm Hg	
Point de congélation (°C)	n.d.
Point d'ébullition (°C)	178 °C
Point d'écoulement limite (ASTM D97) (°C)	< -10
Masse volumique à 20°C (gr/cm ³)	0.92 ± 0.02
Viscosité à 20°C (cP)	< 50
Solubilité dans l'eau (% poids)	insoluble.
Soluble dans	hydrocarbures aromatiques et aliphatiques. solvants organiques.
pH dans l'eau distillée	n.d.
Point d'éclair (ASTM D93) (°C)	> 62

Nom Commercial	CHIMEC 2330
Temp. d'autoinflammation (°C)	> 450
Limites d'explosivité	
- Inférieures (% vol)	0.6
- Supérieures (% vol)	7.0
Décomposition thermique (°C)	stable s'il est utilisé dans des conditions normales.
Autres données	Les propriétés physiques et chimiques rapportées dans le présent document ne doivent pas être considérées comme des caractéristiques techniques et ne constituent donc pas une obligation contractuelle.

10 Stabilité et réactivité

Conditions à éviter	éviter le contact avec des acides forts et des oxydants énergiques.
Matières à éviter	evitez le contact avec des oxydants forts.
Lors de la combustion, forme	oxydes de carbone et autres gaz et vapeurs toxiques.
Produits de décomposition dangereux	le produit ne forme pas de composés dangereux par décomposition.
Réactions dangereuses	aucun à notre connaissance.

11 Informations toxicologiques

Admin. orale (rat) DL50 (mg/kg)	> 2000 OECD 401
Inhalation	par surexposition aux vapeurs: irritation des yeux, du nez et de la gorge, mal de tête, vertiges, somnolence. par des expositions répétées et prolongées: effets dépressifs possibles sur le système nerveux central. 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	cancerogène suspecte - preuves insuffisantes; carc. cat.3.
Effets mutagènes	pas d'évidence de ce type d'effet.
Effets tératogènes	pas d'évidence de ce type d'effet.

12 Informations écologiques

Information sur les effets écologiques	utiliser selon les bonnes pratiques de travail, en évitant la dispersion du produit dans l'environnement. les produit est toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.
Mobilité	avec une immission correcte dans les installations d'épuration biologique, on ne prévoit pas d'inconvénients pour l'activité de dégradation des boues actives.
CL50-96 Heures- poisson (mg/l)	14 (OECD 403)
Persistance et dégradabilité	
Biodégradation (%)	le produit n'est pas soluble dans l'eau. Il est donc attaqué seulement assez lentement par les micro-organismes.
Potentiel de bio-accumulation	le produit ne présente pas de dangers d'accumulation biologique dans les plantes aquatiques ou les poissons.
Classe WGK (Allemagne)	2 - dangereux.
AOX -Composés org. allogènes absorbables	le produit ne contient pas d'allogènes organiques.

Nom Commercial CHIMEC 2330



13 Considérations relatives à l'élimination

Elimination des déchets	détruire selon les règlements locaux/ nationaux en vigueur. na 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	
Proper shipping name	Environmentally hazardous substances, liquid, n.o.s.
Classe ADR	9 - Miscellaneous dangerous substances and articles
Packaging group	III
Etiquette(s)	9 - Dangers other than those covered by the other classes.
Subsidiary Risk Label(s)	environmentally hazardous substance
Numéro d'identificat. danger (supérieur)	90
Numéro d'identific. matériel (inférieur)	3082
Tremcard type	P
No. ONU	3082
IMO-IMDG	
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).
Proper shipping name	Environmentally hazardous substances, liquid, n.o.s.
Contient	naphtalène alkyl (C3 - C5) benzènes.
Packaging group	III
Emergency Schedule (EmS)	F-A, S-F
Segregation Group	IMDG Code segregation group - none

15 Informations réglementaires

CE			
- Symbole(s)	Nocif Xn Dangereux pour l'environnement: N		
- Contient	naphtalène alkyl (C3 - C5) benzènes.		
- Phrase(s) R	cancerogene suspecte - preuves insuffisantes; carc. cat.3. R 40 :Effet cancerogene suspecte ? preuves insuffisantes R 51/53: Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique. R 65 : Nocif. peut provoquer une atteinte des poumons en cas d'ingestion. R 66: L'exposition prolongée peut provoquer sécheresse de la peau ou gerçures R 67: Les vapeurs peuvent provoquer somnolence et vertiges		
- Phrase(s) S	S 36/37 :Porter un vêtement de protection et des gants appropriés. ce matériel et son bidon doivent être écoulés comme déchets dangereux.		

Nom Commercial	CHIMEC 2330
	S 62 : en cas d'ingestion, ne pas faire vomir: consulter immédiatement un médecin et lui montrer l'emballage ou l'étiquette.
16 Autres informations	
Autres données	<p>R 50/53: Très toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.</p> <p>R 40 :Effet cancerogène suspecte ? preuves insuffisantes</p> <p>R 10 :Inflammable.</p> <p>R 20 :Nocif par inhalation.</p> <p>R 36/37/38 :Irritant pour les yeux, les voies respiratoires et la peau.</p> <p>R 51/53: Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.</p> <p>R 65 : Nocif: peut provoquer une atteinte des poumons en cas d'ingestion.</p> <p>R 66: L'exposition prolongée peut provoquer sécheresse de la peau ou gerçures</p> <p>R 67: Les vapeurs peuvent provoquer somnolence et vertiges</p>
Sources des données utilisées	<p>N.Irving SAX - Dangerous properties of Industrial Materials (Sixth edition) - Edited by Van Nostrand Reinhold Company - 1984</p> <p>TLV - Threshold Limit Values for Chemical Substances in Work Environment - Adopted by ACGIH - 2000</p> <p>A.D.R. - European Agreement concerning the international carriage of Dangerous Goods by Road - United Nation Publication</p> <p>Karel VERSCHUEREN - Handbook of Environmental data on organic chemicals - 1977</p>
Informations destinées au médecin	
Chapitres révisés	

ST1 - 2802 10/05/2010 - 1

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.