

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE SAAD DAHLAB-BLIDA



FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT DE CHIMIE INDUSTRIELLE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du diplôme de Master II en Chimie Industrielle

Option : Technologie des matériaux

Dessalage Chimique du condensat non stabilisé de Hassi R'mel

Proposé par :

Promoteur : EL HADI DJAMEL

Réalisé par :

BOURAS MOHAMED

Promotion 2013

REMERCIEMENT

Je remercié en premier lieu le bon dieu pour sa pitié et le courage qu'il ma donné afin de mener ce travail à terme.

Je remercié, les plus respectueux et anticipes vont à mon encadreur **M^r KARA MOHAMED** pour ses conseils judicieux qui m'a dirigé et qui a été à la hauteur de sa noble tache.

J'adresse avec tout mon respect mon remerciements aux responsable de du module IV de Hassi R'mel et tout les opérateurs sans exception

C'est avec immense plaisir que je présente mon vives gratitude a tout ceux qui m'aidé de prés ou de loin au déroulement de ont aide

Enfin je tiens à remercier :

- ♣ L'ensemble des enseignements du département : "chimie industriel".
- ♣ Je tiens à remercier plus particulièrement **M^{me} BENHARRATS** pour tout le temps qu'elle a consacré à ses multiples relectures et ses précieuses corrections.

DEDICACE

JE DEDIE CE MODESTE TRAVAIL :

❖ A MA MERE ET MON PERE :

*JE LES REMERCIE POUR SES SACRIFICES ET SES
DEVOUEMENT ET LEURS AMOURS ET LEURS
ENCOUARGEEMNT*

❖ A MES SŒUR : SARAH ET FATIMA.

❖ A TOUT MES CAMARADES DE PROMOTION (GC) ET
SURTOUT OTMANE OTHMANE.

❖ A MES AMIS : HAMZA, HACEN, ZIANI, FETHI, HABIB,
HAMMADA, HAKIM ET YACOUB.

Résumé :

Le problème de la salinité du condensat est devenu préoccupant avec l'avancement du plan d'eau à la déplétion du gisement. Le condensat chargé de sel constituant la charge de l'unité de fractionnement présente un risque potentiel du fait de la déposition du sel sur le serpentín du four et à l'origine du bouchage très fréquent des filtres des pompes de rebouillage.

Le dessalage du condensat non stabilisé constituera une solution très intéressante pour l'exploitation du gisement de gaz en toute sécurité.

Le dessalage chimique par injection de désémulsionnant sera soumis à un essai industriel après une présélection de produits efficaces effectuée à l'échelle laboratoire.

Le dessalage chimique du condensat constitue en première expérience à Hassi R'mel et qui n'a jamais été réalisée dans tous les champs de SONATRACH.

Abstract:

The problem of salinity condensate has become a concern with the advancement of the water to the depletion of the deposit. The salt-laden condensate constituting the office of the fractionation unit presents a potential risk due to the deposition of salt on the furnace coil and causing the very frequent filter clogging pumps reboil.

Desalting of unstabilized condensate will be a very attractive solution for the exploitation of the gas safely.

Desalting chemical emulsifier injection will be tested after a screening of industrial products made effective in the laboratory scale.

Desalting chemical condensate is in the first experiment in Hassi R'mel and that has never been achieved in all fields of SONATRACH'S company.

ملخص :

أصبحت مشكلة ملوحة الجزء السائل من الغاز مصدر قلق مع تقدم ارتفاع مستوى المياه في حقل الغاز بالجزء السائل محمل بالأملاح و يشكل حمولة لوحدة التجزئة و الذي يمثل خطرا محتملا نظرا لترسب الأملاح في لولب الفرن و يؤدي أيضا الي انسداد مصفاة مضخات الفرن.

نزع الأملاح من الجزء السائل الغير معالج يكون حلا جيدا لاستغلال مناجم الغاز بكل بأمان. إن حقن المواد كيميائية فعالة لنزع الأملاح تخضع الي فحص صناعي لكن بعد الإختيار الأولي لهذه المواد لنزع الأملاح في المخبر.

إن المعالجة الكيميائية تعتبر أول تجربة في وحدات إنتاج الغاز بحاسي الرمل و التي لم تستعمل من قبل في شركة سوناطراك

Sommaire

Abréviations	I
Liste des figures	II
Liste des tableaux	III
Introduction générale	1
Présentation du problème	2

Chapitre I : Revue Bibliographique

I.1	Généralités sur le gaz naturel	3
I.1.1	Définition	3
I.1.2	Comment le gaz naturel se forme –t-il?	3
I.1.3	Quels sont les types du gaz naturel	3
I.1.4	Où trouve –t- on le gaz naturel	3
I.1.5	Utilisations du gaz naturel	4
I.1.6	Gaz naturel dans le monde	4
I.1.7	Réserves de gaz dans le monde	5
I.1.8	Demande mondiale en gaz naturel	6
I.1.9	Production de gaz naturel	7
I.1.10	Estimations de l'activité en 2011	8
I.1.11	Consommation de gaz naturel	9
I.1.12	Gaz naturel en Algérie	10
I.1.13	Réserves gazières en Algérie	11
I.1.14	Richesse Algérienne en gaz naturel	11
I.2	Présentation du champ de Hassi R'mel	12
I.2.1	Présentation de la société SONATRACH	12
I.2.2	Situation géographique	12
I.2.3	Développement du champ de Hassi R'mel	13
I.2.4	Capacité de traitement	13
I.2.5	Capacité de production actuelle	14
I.2.6	Installations gazières à Hassi R'mel	14
I.2.6.1	Stations de compression	15
I.2.6.2	Centre National Dispatching Gaz «CNDG»	15
I.2.6.3	Centre de Stockage et de Transfert des Fluides «CSTF»	15

I.2.6.4	Station Récupération des Gaz Associés «SRGA» -----	15
I.2.6.5	Modules de traitement de gaz-----	15
I.2.6.6	Procédés de traitement du gaz naturel-----	16
I.3	Description du module II de traitement de gaz -----	16
I.3.1	Définition-----	16
I.3.2	Composition du gaz d'alimentation -----	17
I.3.3	La station Boosting-----	17
I.3.4	Trains de production-----	18

Chapitre II : Salinité et technique de dessalage

II.1	Généralité sur condensat dans l'industrie pétrolière-----	20
II.1.1	Définition du Condensât -----	20
II.1.2	Caractéristiques du Condensât-----	20
II.1.3	Séparation des condensats du gaz naturel brut -----	21
II.2	Problème de la salinité -----	22
II.2.1	Origine des sels -----	22
II.2.2	Aspect géologique -----	22
II.2.3	Effet du sel sur le process de traitement du gaz -----	22
II.3	Salinité et Technique de Dessalage dans le domaine des hydrocarbures-----	23
II.3.1	Salinité-----	23
II.3.2	Différents types de dessaleurs-----	24
II.3.2.1	Lavage du condensat par injection d'eau douce-----	24
II.3.2.2	Élimination de l'eau du condensat par osmose inverse (filtre coalesceur) ---	25
II.3.2.3	Électrodialyse-----	25
II.3.2.4	Rétablissement de l'injection de glycol au niveau du séparateur-----	26
II.3.2.5	Utilisation d'un coalesceur chimique (désémulsifiant) -----	27
II.4	Dessalage chimique par désémulsionnant-----	27
II.4.1	Emulsions-----	27
II.4.2	Types d'émulsion-----	27
II.4.3	Formation d'une émulsion-----	27
II.4.4	Tension interfaciale-----	28
II.4.5	Emulsifiant-----	29

II.4.6	Propriétés et caractéristiques des émulsions -----	29
II.5	Conductivité-----	30
II.5.1	Stabilité-----	30
II.5.2	Viscosité-----	30
II.5.3	Désémulsification -----	32
II.6	Désémulsifiants-----	32
II.6.1	Application des désémulsionnants-----	33
II.6.2	Principe d'action-----	33
II.6.2.1	Mécanisme de désémulsification -----	34
II.6.2.2	Avantages et Inconvénients des désémulsifiants-----	34
II.6.2.3	Mise en œuvre du traitement -----	35

Chapitre III : Méthodologie d'analyse

III.1	Méthodes d'étude de désémulsionnant -----	36
III.1.1	Détermination de la teneur en eau (taux d'humidité) dans le condensat par méthode de Karl Fischer-----	37
III.1.1.1	Principe de la méthode-----	37
III.1.1.2	Appareillage -----	38
III.1.2	Méthode d'analyse de la salinité dans le condensat-----	38
III.1.2.1	Description de la méthode-----	38
III.1.2.2	Mesure de la conductivité-----	39
III.1.2.3	Appareillage -----	39
III.1.2.4	Logigramme de la méthode électrique-----	40
III.1.2.5	Mode opératoire-----	40
III.1.3	Préparation de la Courbe d'étalonnage-----	40
III.1.3.1	Courbe d'étalonnage-----	41
III.1.4	Principe de la chromatographie-----	42
III.1.4.1	Chromatographie en phase gazeuse -----	42
III.1.5	Mesure de la couleur du condensat par la méthode de (Tintomètre lovinbond)	45
III.1.5.1	Principe de la méthode-----	46
III.1.6		

	Détermination de la salinité selon la norme ASTM D-512-67-----	46
III.2	Compatibilité de EMULSOTRON X-8294 avec les produits utilisés a Hassi R'mel-----	47
III.3	Normes et normalisations-----	47

Chapitre IV : Résultats et discussions

IV	Introduction -----	49
IV.1	Durée et évaluation du test industriel-----	49
IV.2	Mesures particulières-----	50
IV.3	Caractérisation du condensat de Hassi R'mel-----	50
IV.3.1	La composition molaire des condensats -----	51
IV.3.2	Teneur en eau dans le condensat-----	52
IV.3.3	Emulsion eau salée dans le condensat-----	52
IV.3.4	Evolution de la salinité-----	53
IV.4	Analyse des sels dans l'eau de gisement-----	56
IV.5	Test de présélection à l'échelle laboratoire-----	56
IV.5.1	Choix des conditions opératoires-----	57
IV.5.2	Logigramme de la méthode-----	57
IV.5.3	Mode opératoire-----	57
IV.5.4	Résultat obtenus-----	58
IV.5.5	Interprétation des résultats-----	59
IV.5.6	Test de conformité du produit désémulsionnant -----	60
IV.6	Essai industriel du désémulsionnant EMULSOTRON X-8294 sur le condensat non stabilisé-----	61
IV.6.1	Choix du site dédié au test industriel-----	61
IV.6.2	Choix du point d'injection du désémulsionnant-----	61
IV.6.3	Système d'injection du désémulsionnant-----	62
IV.6.4	Procédure de l'essai industriel-----	63
IV.6.5	Ajustement des paramètres de process-----	63
IV.6.6	Variation et optimisation du débit d'injection du désémulsionnant-----	64

IV.6.7	Résultats et discussion-----	65
IV.6.8	Discussion des graphes précédents-----	66
IV.7	Impact du produit désémulsionnant sur la qualité du condensat produit-----	68
IV.8	Conséquences du traitement chimique-----	69
IV.9	Efficacités du traitement chimique-----	69
IV.10	Conclusion-----	70
IV.11	Recommandation-----	71
	Référence bibliographique-----	72
	Annexes-----	73

Introduction :

Notre travail consiste à étudier le problème du sel dans le condensat de Hassi R'mel sur la base de l'étude de l'efficacité de dessalement chimique dans le but de réduire les problèmes au niveau des installations. En effet, une chute de la pression dans le gisement ou la variation de la composition de la charge induisent des changements des paramètres d'exploitation des équipements qui entraînent une diminution significative de la production en hydrocarbures liquides.

Dans ce cadre des produits désémulsionnants ont été sélectionnés pour la région de Hassi R'mel, ces produits ont fait l'objet de tests d'efficacité au laboratoire de la région, suivi des tests industriels.

Nous avons ciblé pour cette étude des prélèvements faits au niveau des SBS, du D109 et du D105.

IV.1 Test industriel : Durée et évaluation

L'injection du produit se fait de manière continue pendant une période allant de 20 à 30 jours en maintenant le débit stable de la charge de gaz brut alimentant le module concerné par le test. Le produit à tester doit avoir le même comportement en été qu'en hiver. La durée du test a été limitée pour ne pas exposer les installations à d'éventuels risques.

L'évaluation du test industriel se fait par le comité corrosion et le CRD de Boumerdes en présence du fournisseur, elle prend en compte tous les aspects tels que l'efficacité, la consommation, les conséquences sur le process de traitement du gaz et des produits finis et les dégâts matériels causés par le produit.

A la fin du test un rapport détaillé est établi par le comité Corrosion et validé par la Direction Régionale.

IV.2 Mesures particulières:

Le test industriel peut être arrêté si :

- Les conditions du test et/ou l'efficacité réalisée affectent la sécurité des installations.
- Le produit a causé des dégâts humains ou matériels.
- Le produit perturbe le process de traitement du gaz
- Le produit affecte fortement la qualité des produits finis.

Le fournisseur doit rapatrier à ses frais, le produit restant dans le cas où le test industriel est arrêté.

IV.3 Caractérisation du condensat de Hassi R'mel:

Tableau IV.1: Caractéristiques physico-chimiques des condensats prélevés à pression atmosphérique

Point de prélèvement	Entrée séparateur D-901-C	Entrée séparateur D-105- C
Date prélèvement	09 /04/2013	
Heure prélèvement	10 h00	11h00
Masse volumique à 20°C, (g /cm ³)	0,7378	0,7353
Masse volumique à 15°C (g/cm ³)	0,7422	0,7397
Viscosité cinématique à 37.8°C	0,749	0,743
Viscosité cinématique à 50.0°C (cst)	0,668	0,665
Teneur en eau par extraction (% v/v)	≤0.1	0,2

IV.3.1 Composition molaires des condensats:

Tableau IV.2 : Composition molaires des condensats obtenue par CPG

Lieux des prélèvements : Séparateurs D-105 C et D-901C du module II - champs de Hassi R'mel

Point de prélèvement	Entrée séparateur D-901C	Sortie séparateur D-105C
Date prélèvement	09 /04/2013	
Heure prélèvement	10h00	11h00
Pression prélèvement (Bar)	66	32
Température prélèvement (°C)	46	38,7
Constituants	% 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

IV.3.2 Teneur en eau dans le condensat :

Le tableau ci-dessous montre les résultats obtenus par la méthode de Karl Fischer, L'eau existe dans le condensat sous forme d'émulsion très stable.

Tableau IV.3 : Les résultats de l'humidité dans le condensat à l'entrée du SBS :

Dates	Teneur en eau (ppm)
11/04/2013	507
12/04/2013	1328
13/04/2013	531
14/04/2013	1004,5
15/04/2013	861,2
16/04/2013	1798,2
17/04/2013	1617,7
18/04/2013	1714,6
19/04/2013	374,9
20/04/2013	965,9
21/04/2013	1405,9
22/04/2013	940
23/04/2013	1164 ,7
24/04/2013	1609,7
25/04/2013	673,9

Nous remarquons pour les échantillons prélevés au niveau du SBS que sur une période de deux semaines le taux d'humidité varie de façon très irrégulière en raison des importantes teneurs en eau des puits qui alimentent le module.

IV.3.3 Emulsion eau salée dans le condensat :

La stabilité de l'émulsion d'eau salée dans le condensat de Hassi R'mel dépend de la tension interfaciale, il a été a procédé aux mesures de la tension interfaciale (IFT). Les résultats sont donnés ci dessous :

- **IFT** : 6 à 8 dyne /cm pour une salinité de l'eau de 35 à 50 g/l
Emulsion eau dans le condensat **stable** à 20°C.
- **IFT** \leq 2 dyne/cm pour une salinité de l'eau de 100 à 300 g/l à 20° C.
Emulsion eau dans le condensat **très stable** (cas du condensat de Hassi R'mel).

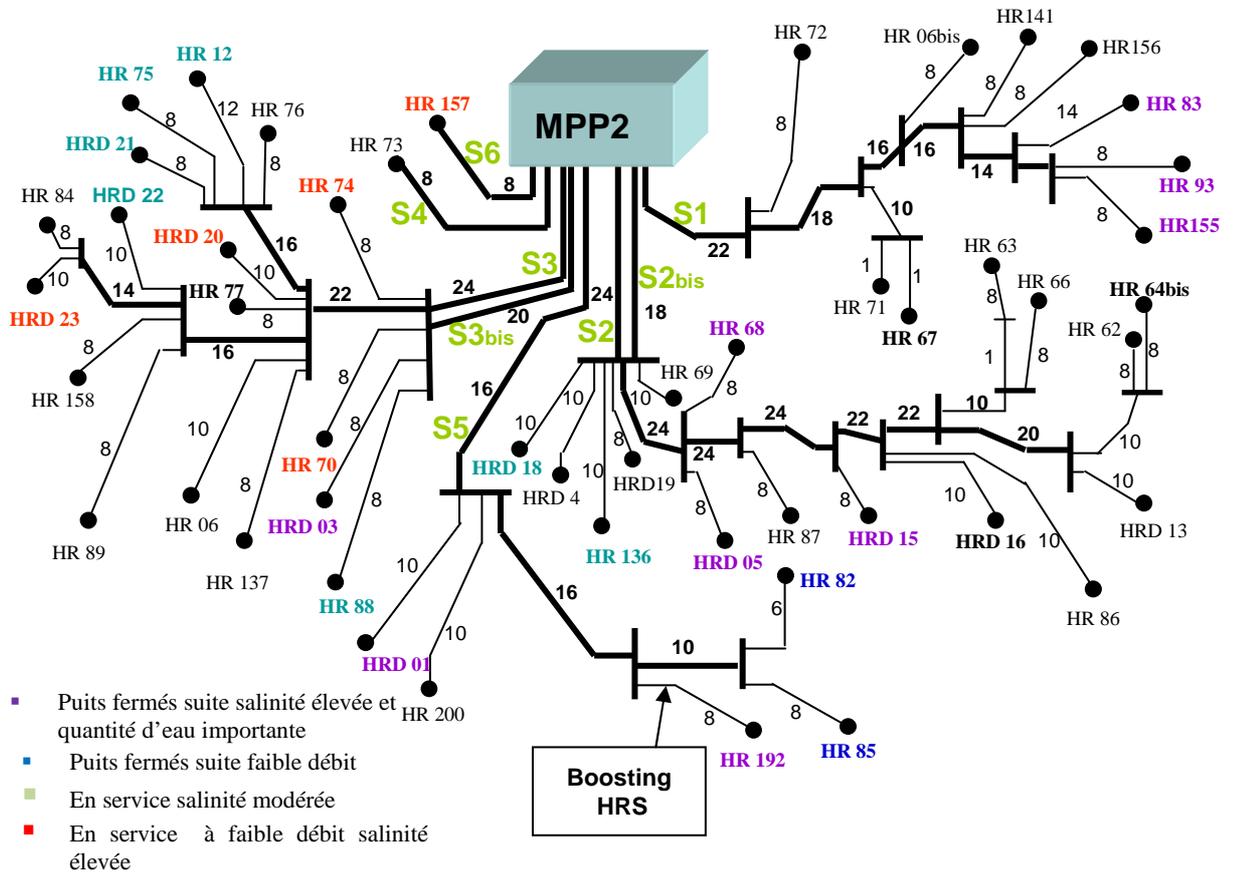


Figure IV.1 : Réseau de collecte du gaz brut MPP2.

IV.3.4 Evolution de la salinité :

Les graphes suivants montrent l'évolution des salinités en (g/l) dans certains collecteurs alimentant le Module II de traitement du gaz (voir tableau3, annexe A).

Les collecteurs S1 et S2 ont une faible salinité, le pic du collecteur S1 observé d'après le graphe ci-dessous est du à l'ouverture des puits salés (HR-93).

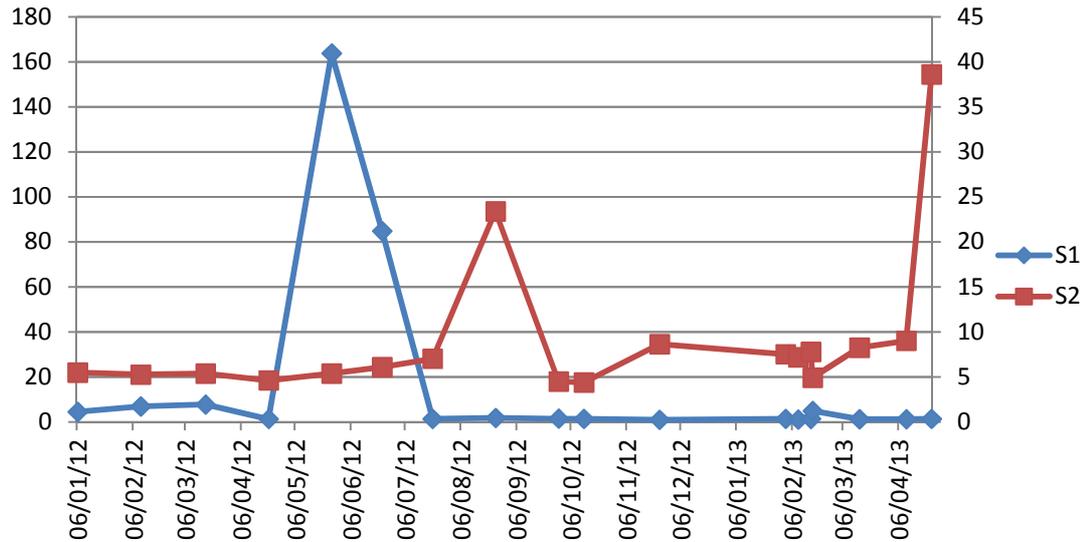


Figure IV.2 : Evolution de la salinité de collecteur S1 et S2 de MPPII

La figure IV.3 représente l'évolution de la salinité dans l'eau en (g/l) des collecteurs S3, S4. Les pics de salinité sont dus à l'ouverture des puits à forte salinité (surtout HR D03)

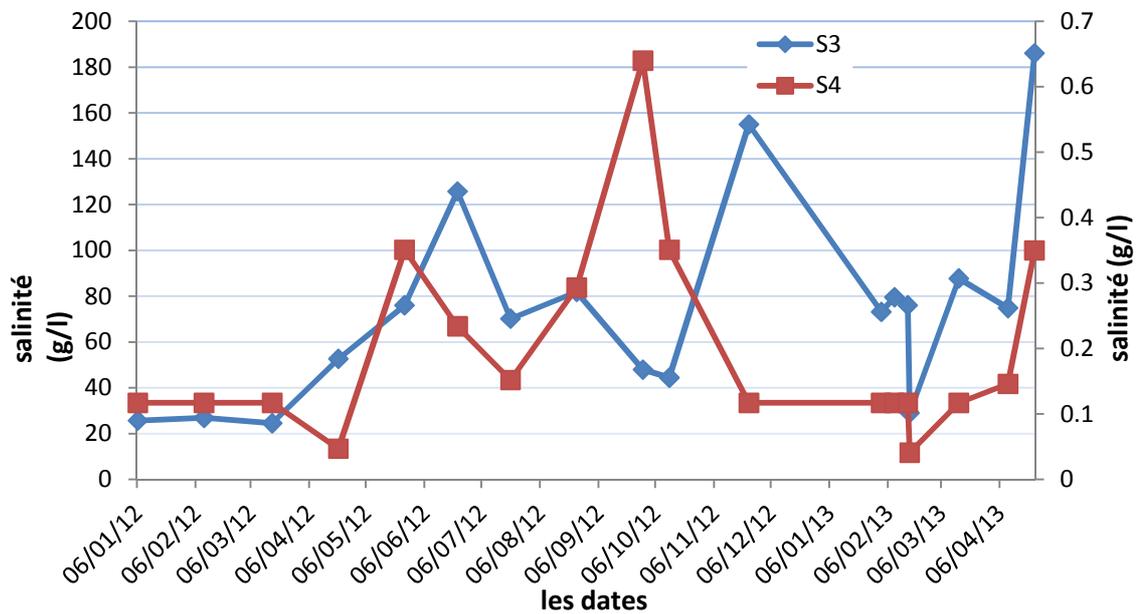


Figure IV.3 : Evolution de la salinité de collecteur S3 et S4 de MPPII

A partir de la figure IV.4 on observe que la salinité du collecteur S5 est variable. Le collecteur S6 est alimenté individuellement du puits HR157 à forte salinité mais gardé en service en raison de son importante production. Son fonctionnement est maintenu à faible débit.

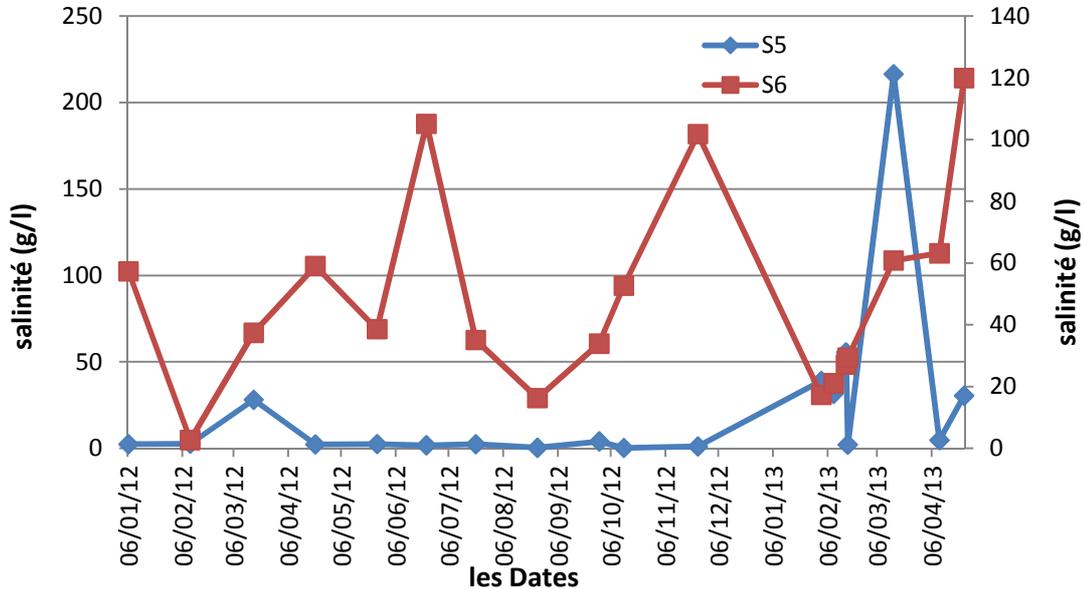


Figure IV.4 : Evolution de la salinité des collecteurs S5 et S6 de MPPII

Les analyses quantitatives des sels présents dans l'eau de gisement qui se font au niveau du premier ballon de séparation D-901 (graphe ci-dessous) montrent une évolution progressive de la teneur en sel avec le temps en raison de la salinité des puits qui l'alimentent.

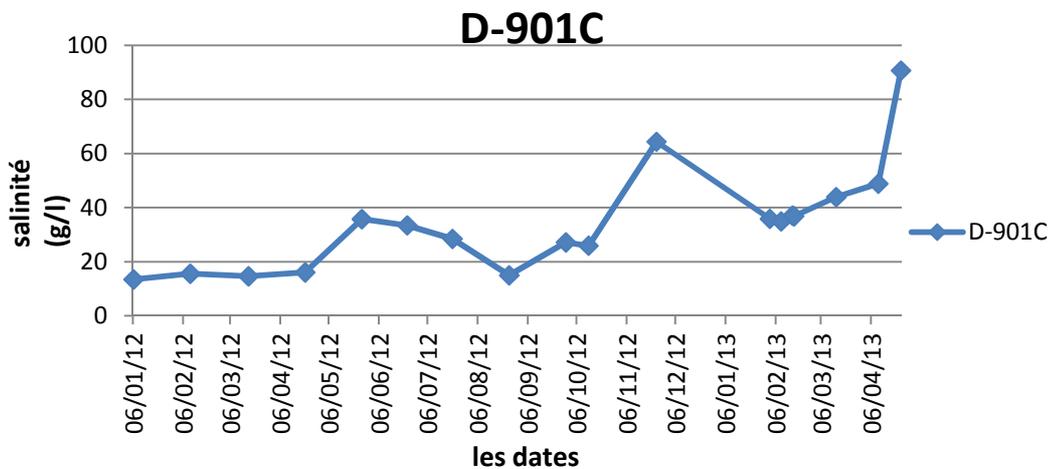


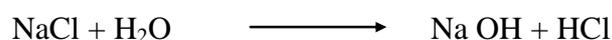
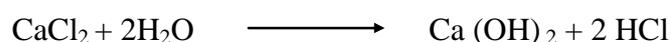
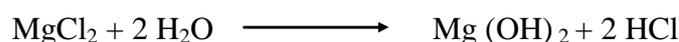
Figure IV.5 : Evolution de la salinité du ballon de séparation D-901 de MPPII

IV.4. 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 %
✓ CaCl ₂	:	35.20 %
✓ MgCl ₂	:	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 :

**IV.5 Test de présélection à l'échelle laboratoire :****IV.5.1 Choix des conditions opératoires :**

Dans le cadre de la campagne de sélection des produits désémulsionnant pour la région de Hassi R'mel, le produit EMULSOTRON X- 8294 a fait l'objet de test d'efficacité (Bottle-Test) au laboratoire.

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 condensat en matière de salinité.

Compte tenu du faible temps de séjour du condensat dans le séparateur D-901 du Boosting, la sélection des désémulsionnants à tester repose non seulement sur le critère d'efficacité mais aussi sur le temps minimal nécessaire pour casser l'émulsion (20 min).

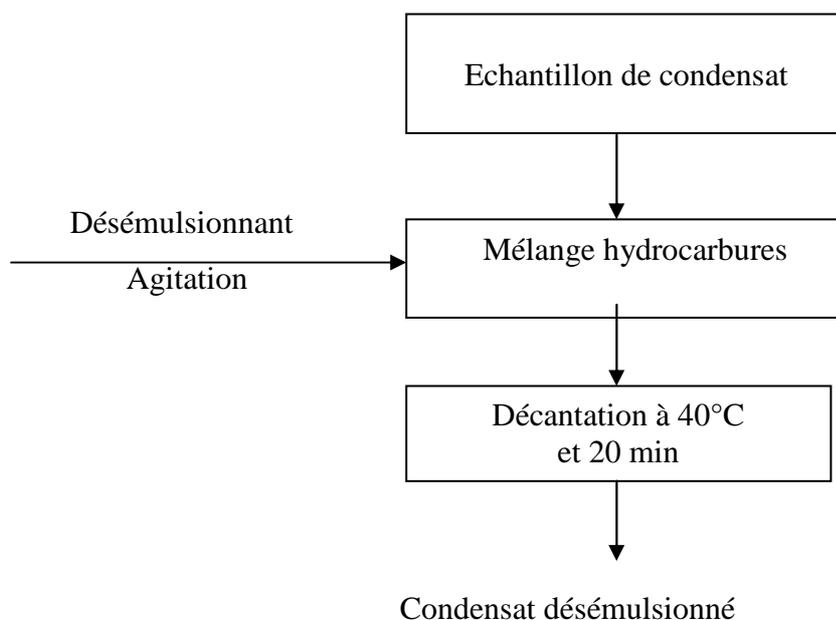
Les tests de désémulsification ont été réalisés à l'échelle de laboratoire entre 40 °C à 50 °C afin de tenir compte des conditions opératoires du process.

Dans le premier test on reprend les conditions du process à savoir : la salinité de l'eau récupérée au D-901 voisine de 96 ppm, on simule ensuite, l'ouverture des puits à forte salinité afin d'être dans les conditions les plus défavorables.

Les analyses donnent une salinité de l'ordre de 10 ppm ce qui confirme la fiabilité et l'efficacité du désémulsifiant (EMULSOTRON X- 8294).

Ces tests constituent une étude de faisabilité technique et de présélection d'un produit efficace répondant à toutes les exigences de la région. Etant donné qu'il s'agit de grandes quantités de condensat à traiter, le dosage est pris en considération pour réaliser un traitement économique.

IV.5.2 Logigramme de la méthode :



IV.5.3 Mode opératoire :

On prend 100 ml de condensat dans une éprouvette graduée de BSW de 100 ml, on ajoute 50 ppm de désémulsifiant. Après une agitation vigoureusement le mélange est laissé au repos pendant 20 min dans un bain thermostatique à 40°C. On analyse ensuite l'humidité et la salinité du condensat désémulsionné.



IV.5.4 Résultat obtenus :

Par manque de produits chimiques, l'analyse de la salinité n'a concerné que quelques échantillons pour notre étude.

Tableau IV.4: Résultats obtenus

Date	Analyses échantillons	Humidité (ppm)	Salinité (ppm)
03 /03/2013	D-901 sans traitement Et avec agitation	1466	–
	D-105 sans traitement Et sans agitation	941	–
04/03/2013	D-901 sans traitement Et avec agitation	1300	–
	D-105 sans traitement Et avec agitation	1811	–
05/03/2013	D-901 sans traitement Et sans agitation	673	–
	D-901 sans traitement Et avec agitation	1043	–
06/03/2013	D-901 avec traitement Et sans agitation	397	7
	D-901 après un jour de décantation	125	–
07/03/2013	D-901 sans traitement Et sans agitation	1140	31 .5
	D-901 sans traitement Et avec agitation	1271	40

Date	Analyses échantillons	Humidité (ppm)	Salinité (ppm)
09/03/2013	D-901 sans traitement Et avec agitation	1761	96
	D-901 avec traitement N° 2	384	20
	D901 avec traitement N° 6	368 .5	20.3
	D-901 avec traitement N° 7	299	13.7
	D901 avec traitement N° 8	305.7	19

IV.5.5 Interprétation des résultats :

Les résultats des mesures montrent que l'humidité et la salinité sans agitation et sans traitement sont faibles, lorsque l'émulsion n'est pas stable l'échantillon se décante facilement.

- ✓ L'action conjuguée de l'humidité dans le condensat provenant du D-901 (supérieur à 1000 ppm) et de la salinité de l'eau, risquent de perturber le bon fonctionnement du process et d'accentuer le phénomène de bouchage des filtres des pompes de rebouillage.
- ✓ Avec l'ouverture des puits à forte salinité l'humidité du condensat avec ou sans agitation reste la même ce qui signifie que l'émulsion eau dans le condensat est stable et justifie la nécessité d'une désémulsification.
- ✓ Pour des valeurs d'humidité supérieurs à 100 ppm, la salinité dans le condensat est élevée l'ordre de 40 ppm.

- ✓ L'humidité du condensat dans le séparateur D-105 est plus élevée que celle du D-901 avec une salinité plus faible. Ceci est dû à la contribution de l'eau de condensation de D-101 à faible salinité utilisée pour laver le condensat de D-105.
- ✓ La journée de 09/03/2013 a été marquée par une hausse de l'humidité et de la salinité ; nous avons saisi cette opportunité pour prélever des échantillons et tester les produit de désémulsification pour en sélectionner le plus efficace.
- ✓ D'après les résultats de la journée du 09/03/2013 quatre produits ont montré leur efficacité de désémulsification en permettant de réduire l'humidité du condensat de 1761 ppm à environ 300 ppm et la salinité de 96 à 20 ppm.
- ✓ Parmi ces produits, un seul désémulsifiant a démontré un grand degré de performance puisqu'il permet de diminuer l'humidité à 299 ppm et la salinité à 13 ppm et cela à un dosage relativement faible de 50 ppm.

IV.5.6. Test de conformité du produit désémulsionnant :

Le tableau IV.5 présente les résultats des analyses de contrôle de qualité. Nous retrouvons les mêmes caractéristiques physico-chimiques que celles fournis par la fiche technique (voir image 1, annexe B).

Tableau IV.5 : Les résultats des caractéristiques physico-chimiques de désémulsionnant

Paramètres	Mesure au laboratoire	Fiche technique
Aspect	Claire to légèrement brumeux liquide	Claire to légèrement brumeux liquide
Point de fusion (°C)	Pour point= \leq -25	Pour point= \leq -23
Densité relative	0,932-0,962 à 20°C	0,952 à 20°C
Valeur pH, solution diluée	4-6 a 5% dans 50:50 H ₂ O	5,5 a 5% dans 50:50 H ₂ O
Viscosité	<40 cps à 20°C	38 cps à 20°C
Point d'éclaire	-66	-68

IV.6 Essai industriel du désémulsionnant EMULSOTRON X-8294 sur le condensat non stabilisé :

IV.6.1 Choix du site dédié au test industriel :

Le champ de Hassi R'mel est caractérisé par une variation géographique de la salinité, la zone centrale est moins salée par rapport aux zones nord et sud qui présentent une forte salinité.

Le choix d'un site est en général effectué par rapport à la nappe géologique.

Cependant les puits du module II se trouvent à l'extrémité d'une zone à forte salinité, la montée du plan d'eau suite à la déplétion du gisement a donné naissance à des puits à forte salinité et par conséquent à des problèmes au niveau des unités de traitement du gaz.



Figure IV.6: Nappe Géologique de Hassi R'mel

IV.6.2 Choix du point d'injection du désémulsionnant :

Le choix du point d'injection est très important, après analyse du problème, le groupe de travail a avancé la proposition suivante :

Une distance de 20m doit être respectée entre le point d'échantillonnage SBS et le point d'injection du désémulsionnant pour avoir un bon test à blanc.

Il a été déterminé par expérience que l'ordre préférentiel le plus défavorable pour le test est le ballon D-901C.

L'injection d'un désémulsionnant en amont du D-901C améliore la séparation et l'élimination de l'eau salée dans ce ballon et par conséquent réduit la teneur en sel du condensat envoyé au D-105C. Plus le point d'injection est en amont plus son action est efficace grâce aux turbulences.

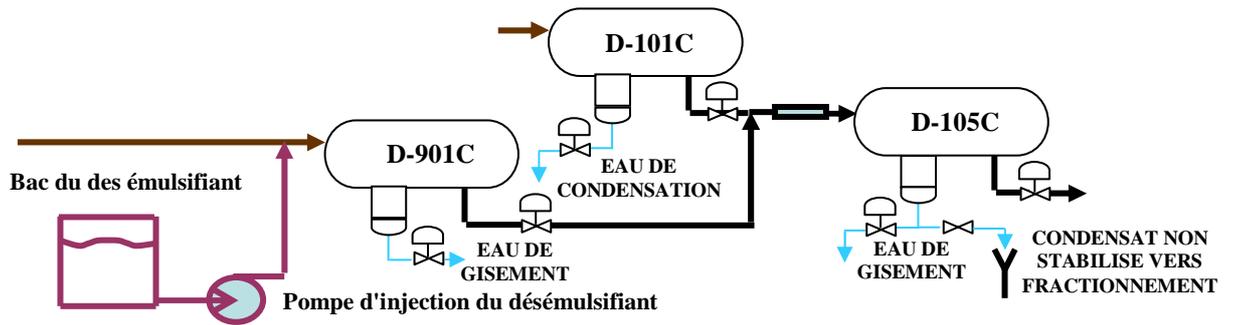


Figure IV.7 : Injection au niveau D-901

IV.6.3 Système d’injection du désémulsionnant :

Le système utilisé pour l’injection du désémulsionnant est un ancien système d’injection d’inhibiteur de corrosion au niveau de l’installation du module, les équipements utilisés sont :

- Deux pompes doseuses de grande capacité.
- Une cuve de stockage.
- Une ligne d’injection dans la nourrice de gaz brut.



Figure IV.8: Station d’injection



Figure IV.9: Point d’injection de Produit

IV.6.4 Procédure de l’essai industriel :

Cette opération a été établie par le « Comité Corrosion de Hassi R’mel » en collaboration avec les services concernés dans le cadre de la prise en charge du problème de la forte salinité des puits producteurs de gaz.

Cette expérience est la première du genre dans le domaine du traitement du gaz qui vise à atténuer de la salinité par le biais d’un traitement chimique tout en préservant la sécurité des installations. Les procédures ci-dessous ont été établies :

- ✓ Le service exploitation prend en charge l’injection du produit désémulsionnant en respectant les recommandations du fournisseur.
- ✓ Afin de ne pas perturber le procédé il est préférable d’injecter progressivement le produit en augmentant le débit jusqu’à l’optimisation.
- ✓ L’injection commence avec la situation actuelle du module (sans l’ouverture des puits salée), l’ouverture des puits à forte salinité se fait par palier.
- ✓ Le débit d’injection varie selon le palier et le produit doit être injecté pur.

Ce test est contrôlé par :

- Le service laboratoire qui prend en charge le suivi analytique du test de la qualité des produits finis. Il doit signaler toute déviation de la qualité des produits.
- Le service exploitation du module doit suivre attentivement l’état du process et doit signaler toute perturbation ou anomalie.
- Le service maintenance doit intervenir en permanence pour garantir le fonctionnement continu des pompes d’injection.
- Le service mesure et contrôle doit suivre la salinité des puits en services.

IV.6.5 Ajustement des paramètres de process :

Tableau IV.6 : Les paramètres de process de MPP2

Date	Heure	2-D-901A		2-D-901A		2-D-901B		21-D-105			22-D-105		
		Pression (Kg/cm ²)	T(°C)	Débit m ³ /H	Pression (Kg/cm ²)	T(°C)	Débit m ³ /H						
14/04/13	11H00	62,5	49,7	63,7	49,8	63,5	49,8	32	37,8	18,5	32	18,4	18,4
23/04/13	11H00	62,9	48,7	63,9	48,7	63,9	48,7	32	27,6	19,8	32	19,5	19,5

Les paramètres suivants ont été contrôlés sur le condensat traité au niveau des équipements sensibles des trains A, B et C :

- Température : 40°C à 50°C
- Pression d'entrée : 72 bars
- Pression D901 : 62 bars
- Pression D105 : 32 bars
- Niveau du liquide dans les D901 et D105 fixé à 50%.

IV.6.6 Variation et optimisation du débit d'injection du désémulsionnant :

Le service puits prend en charge l'ouverture des puits et les opérations d'augmentation ou de réduction des débits de production au niveau des puits concernés :

- L'ouverture progressive des puits à forte salinité commence après avoir réalisé l'efficacité attendue du traitement à la situation actuelle du module.

Le seuil optimum de salinité dans le condensat doit être ≤ 10 ppm pour que le produit soit jugé comme efficace dans D-105C.

- On ne peut prétendre à un palier supérieur de salinité que si le produit a démontré son efficacité après optimisation. la quantité de produit désémulsionnant consommé est un paramètre indicateur de l'efficacité.

- Le 1^{er} palier : 30 g/l dans l'eau libre
- 2^{ème} palier : 60 à 70 g/l dans l'eau libre
- 3^{ème} palier : 285 g/l dans l'eau libre

Pour les trois paliers ci-dessus, on doit trouver une valeur ≤ 10 ppm de salinité.

Dans le cas étudié nous avons trouvé les résultats suivants :

- Le 1^{er} palier : 9 ppm
- 2^{ème} palier : 13 ppm
- 3^{ème} palier : 15 à 25 ppm.

IV.6.7 Résultats et discussion :

a. Salinité dans l'eau

A partir de la figure IV.10, nous remarquons que la salinité augmente dans l'eau du ballon de séparation D-901 au cours du test. Cela est dû à l'augmentation de débit de certains puits dosés et l'ouverture progressive des puits initialement fermés pour forte salinité.

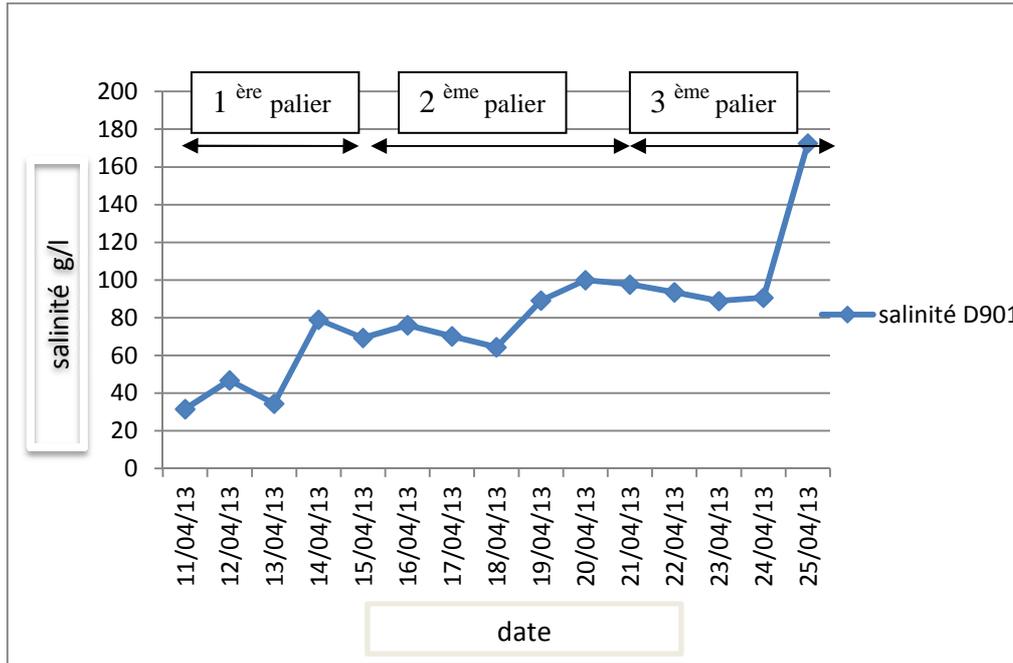


Figure IV.10 : Evolution de salinité dans l'eau du ballon de séparation D-901 de MPPII au cours de test

b. Salinité dans le condensat

L'évolution de la salinité du condensat varie avec le dosage comme le montre la figure IV.11. Nous remarquons que pour atteindre l'efficacité du produit désémulsionnant il est nécessaire d'augmenter son dosage en fonction des paliers de salinité (confère tableau 4, annexe A).

Les courbes représentant l'évolution de la salinité pour différents paliers des points D901 et D105 montrent que la salinité est inférieure à celle dans le SBS ce qui prouve l'efficacité du produit injecté.

Les valeurs de la salinité (dans le condensat) obtenues lors du test sont satisfaisantes et ne dépassent pas les valeurs enregistrées en fonctionnement normale du Module 2.

Les valeurs relativement élevées enregistrées à la fin du test sont dues à l'épuisement de du produit.

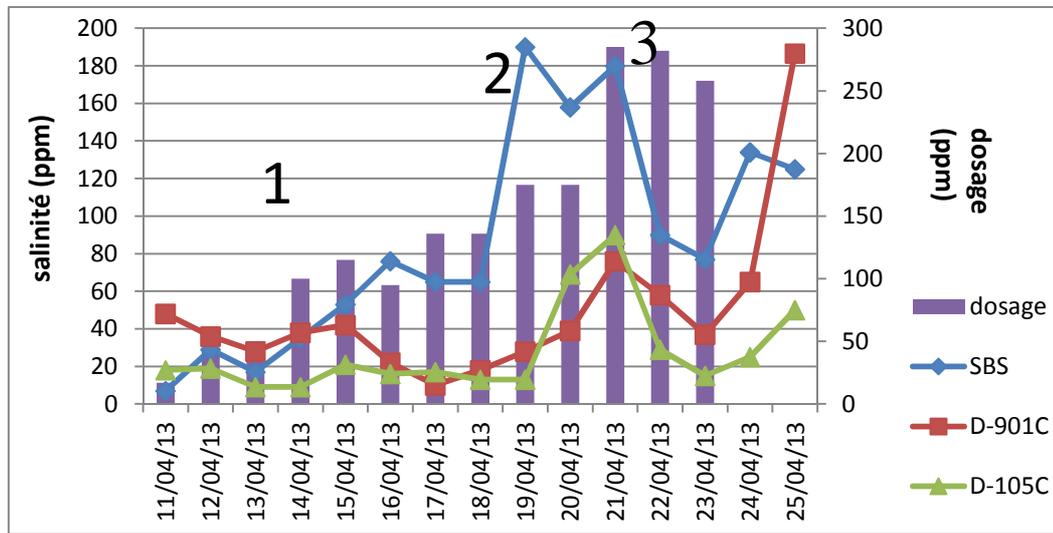


Figure IV.11 : Evolution de la salinité dans le condensat et le dosage injecter de désémulsionnant.

IV.6.8 Discussion des graphes :

L'évolution de la teneur en eau (humidité) et la salinité (fig.IV.14 et IV.15) est pratiquement proportionnelle dans les deux graphes, elle passe par trois paliers progressifs de la salinité pour atteindre une valeur maximale à cause de l'ouverture progressive des puits à forte salinité. Ce suivi a été réalisé par l'injection du produit chimique de dessalage à de différentes doses. (Voir tableau 1 et 2, annexe A).

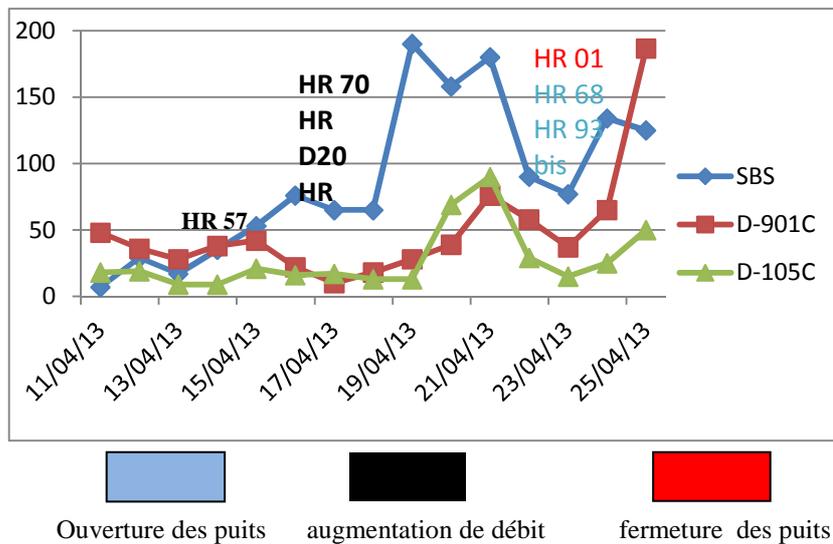
- ✓ **1^{ere} palier** se situe dans la gamme de faible salinité (30 g/l), dans l'eau libre on observe une augmentation de la teneur en eau et de la salinité au niveau du SBS par contre, on note une diminution relativement importante de ces deux substances dans les ballons de D-901 et D-105 ce, diminution justifiée par l'injection du produit chimique en dose efficace pour briser l'émulsion très stable à l'origine et réduire la salinité et l'humidité dans le condensat.
- ✓ **2^{eme} palier** est dans la gamme moyenne de salinité (60-70 g/l) dans l'eau libre, les modifications de ce paramètre sont importantes à cause de l'ouverture des puits salés. On note une augmentation de la salinité et de l'humidité dans le point d'échantillonnage SBS.

L'évolution de la salinité et de l'humidité dans les ballons D-105 et D-901 est inattendue, ces paramètres sont plus élevés au niveau du D-105 par rapport au D-901 suite à une contamination par une ligne non purgée qui a permis l'entassement du sel. pour résoudre ce problème on doit purger l'eau de la ligne de sortie D-901 ensuite le D-105 A, B, C.

L'efficacité du désémulsionnant est atteinte pour une dose d'ordre **180 ppm**.

✓ Le 23 /04/2013 : la salinité diminue d'une façon remarquable de 180 ppm a 80 ppm à cause de l'ouverture d'un puits non salé qui permet de laver le condensat.

✓ **3^{ème} palier** de la salinité moyenne (285 g/l) dans l'eau libre : après le 23 /04/2013 avec l'ouverture du puits à forte salinité (HR 157), la salinité arrive un seuil maximal de 186 ppm avec un taux d'humidité très élevé (395 ppm). Le débit d'injection du produit est augmenté pour atteindre l'efficacité du désémulsionnant et retrouver les conditions normales du process (température, pression et le nombre de puits ouverts).



Ouverture des puits augmentation de débit fermeture des puits

Figure IV.12: Evolution de la salinité dans le condensat

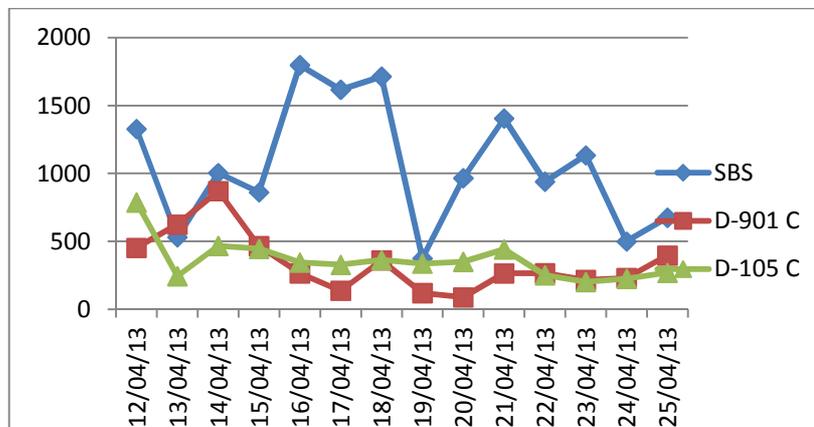


Figure IV.13: Evolution de l'humidité dans le condensat

IV.7 Impact du produit désémulsionnant sur la qualité du condensat produit :

Le tableau ci-dessous présente les résultats obtenus par les mesures de la couleur du condensat par la méthode de Tintométre LOVIBOND qui montrent clairement que le désémulsionnant n'a aucune influence sur la composition ou la structure du condensat produit.

Tableau IV.7 : résultats de mesure de la couleur de condensat produit

Dates	Couleur condensat (ASTM)
11/04/2013	0,3
12/04/2013	0,3
13/04/2013	0,3
14/04/2013	0,3
15/04/2013	0,4
16/04/2013	0,3
17/04/2013	0,3
18/04/2013	0,3
19/04/2013	0,3
20/04/2013	0,3
21/04/2013	0,2
22/04/2013	0,2
23/04/2013	0,3
24/04/2013	0,3
25/04/2013	0,3

IV.8 Conséquences du traitement chimique :

Le traitement chimique a des conséquences très positives sur le process tel que :

- Fiabilité du produit sur le process.
- Stabilisé du process au niveau de séparation et des colonnes.
- Purge non fréquente de l'eau du D-105.
- Pas de bouchage dans filtre ou de cavitation des pompes.
- Augmentation de production gaz, GPL et condensat.

L'obtention de faible taux de salinité dans le condensat traité avec l'élimination de l'eau libre au D-901 résulte du suivi périodique de la salinité des puits, collecteurs et séparateurs d'entrée du module et d'un choix judicieux de l'agent désémulsifiant et de son utilisation optimale.

IV.9 Efficacité du traitement chimique :

Figure IV.14: Condensat de SBS sans traitement et D901 traité

Liste des tableaux

Chapitre I : Revue bibliographie

- Tableau I.1 Bilan garier de l'année 2011.
- Tableau I.2 Demande mondiale de gaz par région.
- Tableau I.3 : Production de gaz naturel (cm³).
- Tableau I.4 composition du gaz brut.

Chapitre III : Méthodologie d'analyse

- Tableau III.1 Préparation des solutions standards.
- Tableau III.2 Résultats de la courbe d'étalonnage.
- Tableau III.3 Spécification des produits finis.

Chapitre IV : Résultats et discussions

- Tableau IV.1 Caractéristiques physico-chimiques des condensats prélevés pression atmosphérique.
- Tableau IV.2 Composition molaires des condensats prélevés sur les séparateurs D105 C et D901C du module II -champs de Hassi R'mel.
- Tableau IV.3 Résultats de l'humidité du condensat à l'entrée du SBS.
- Tableau IV.4 Résultats obtenus.
- Tableau IV.5 Résultats des caractéristiques physico-chimiques de désémulsionnant.
- Tableau IV.6 Paramètres de process de mpp2.
- Tableau IV.7 Résultats de mesure de la couleur de condensat produit.

INTRODUCTION

Les hydrocarbures occupent une place considérable à l'échelle mondiale, le pétrole et le gaz sont l'énergie la plus utilisée ; c'est en effet l'énergie de référence primordiale qui reste difficilement remplaçable. Leur facilité de production fait du commerce du pétrole et du gaz le commerce mondial le plus important.

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70, c'est une source d'énergie utilisable quasiment sans transformation, facilement transportable à l'échelle continentale. Le gaz naturel est devenu depuis quelque temps une source énergétique très convoitée, le marché international qui contrôle l'offre et la demande le considère comme étant aussi stratégique que celui du pétrole.

Le gaz naturel a pris une place importante dans la politique économique de notre pays, Il est considéré comme un outil de développement et d'édification de l'économie nationale, c'est une source privilégiée d'énergie domestique et industrielle, tout cela en fait une source financière sûre pour le commerce extérieur de l'Algérie.

Le gaz naturel brut subit à sa sortie du gisement un traitement spécial afin de répondre aux normes et exigences internationales, il existe plusieurs procédés de traitement qui varient selon l'échelle à laquelle on travaille, certains procédés sont faciles à utiliser au laboratoire mais difficiles à exploiter à l'échelle industrielle. Les procédés qui font appel aux produits chimiques sont de plus en plus utilisés non seulement au niveau des puits de production tel que l'inhibiteur de corrosion, mais au niveau du process pour rendre le traitement du brut et du gaz plus efficace et par conséquent l'obtention de produits finis de meilleure qualité.

Le champ de Hassi R'mel est un gisement de gaz brut, doté d'importantes installations de production et de traitement. Le gaz brut est un mélange de gaz sec, de GPL, de condensat et d'eau. L'eau libre de gisement présente une salinité qui varie du milligramme à la saturation dans certains puits de production du gaz. Les fortes salinités de la charge sont à l'origine de problèmes d'exploitation dans les unités de traitement du gaz.

Dans ce travail nous nous proposons d'étudier le problème de la salinité au niveau du module II et de présenter la méthodologie d'analyse utilisée. Nous proposerons quelques solutions à ce problème pour l'optimisation de la consommation du désemulsifiant utilisé pour le dessalage des condensats.

PRESENTATION DU PROBLEME :

Le gaz brut est constitué d'un mélange d'hydrocarbures et d'eau. Cette eau qui peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base du gisement, soit de la roche-magasin elle-même, qui peut en retenir des quantités considérables, et généralement très chargée en sels et dans la plus part des cas jusqu'à saturation.

La forte salinité de l'eau de gisement est à l'origine de formation de dépôts de sel au niveau des fours de rebouillage du condensât, ce dépôt favorisé par les hautes températures, couvre une partie des tubes et diminue le transfert de chaleur ainsi que le rendement du four. Le respect des conditions opératoires de température accentue le phénomène de température de peau ce qui a pour conséquence la fragilisation du métal.

La limitation de la salinité est donc primordiale pour minimiser de tels problèmes. Cette limitation conduit inévitablement à une réduction de la production des puits salés et par conséquent affecte la production globale du champ.

Depuis long temps, la région de Hassi R'mel adopte un compromis entre la salinité des puits et leurs productions. L'augmentation des besoins de production en gaz d'une part, la propagation du phénomène de forte salinité touchant beaucoup de puits d'autre part et la contrainte de la forte salinité de l'eau du gisement qui accompagne la charge de condensat favorisant le bouchage fréquent des filtres de pompes de rebouillage ainsi que leur cavitation, nous a amené à réaliser cette étude pour proposer une solution technique. Il s'agit de trouver le moyen de réduire au maximum la salinité pour augmenter la production en ouvrant les puits à forte salinité. Nous proposons une méthode de dessalage chimique avec un désémulsifiant à utiliser au niveau de process.

La sélection des produits chimiques performants est imposée en premier lieu par l'essai industriel qui permet de mesurer l'efficacité du produit dans les conditions réelles du site, ceci permettra également aux ingénieurs de réservoir de suivre l'évolution réelle du phénomène de la percée d'eau. Notre étude est basée sur le suivi de l'évolution croissante de la salinité de certains puits qui posent un problème d'exploitation en raison de la précipitation des dépôts solide de sel au niveau des pompes de rebouillage du condensat plus particulièrement dans les serpentins des fours.

I.1. GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

I.1.1. Définition :

Le gaz naturel est une énergie fossile extraite de gisements naturels et composée essentiellement de méthane (CH₄). Issu de la dégradation d'anciens organismes vivants, ce gaz est souvent présent dans les mêmes zones de production que le pétrole. Trois pays se partagent plus de 50% des réserves mondiales de gaz naturel : la Russie (27%), l'Iran (15%) et le Qatar (14%) [1].

I.1.2. Comment le gaz naturel se forme –t-il?

Le gaz naturel est un combustible fossile qui se forme pendant des millions d'années par la décomposition de matière végétale et animale enfouie dans les roches sédimentaires. Sous l'effet de la chaleur et de la pression, cette matière se transforme en hydrocarbures solides, liquides ou gazeux [1].

I.1.3. Quels sont les types du gaz naturel :

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et de température dans le réservoir de gisement et en surface conduit à distinguer :

- **Gaz sec** : ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, il est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourds.
- **Gaz humide** : Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.
- **Gaz à condensât** : Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production, la phase condensée est riche en constituants lourds.
- **Gaz associé** : Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile » (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et les gaz dissous [1]

I.1.4. Ou trouve –t- on le gaz naturel?

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures de roches sédimentaires dans les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", " champ" ou "gisement".

Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. IL peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales" [1].

I.1.5. Utilisations du gaz naturel :

Le gaz naturel est la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde (après le pétrole et le charbon), principalement dans :

- La production de chaleur pour la cuisson et le chauffage.
- Le secteur industriel, comme matière première pour l'industrie chimique.
- La production d'électricité.
- Les transports: le gaz naturel pour véhicules est de plus en plus utilisé pour les transports publics urbains comme les bus ou les camions-bennes [1].

I.1.6. Gaz naturel dans le monde :

Pendant longtemps le gaz naturel à été considéré comme un parent pauvre de l'exploitation du pétrole, et l'on voyait sur les champs pétroliers mondiales, des centaines de torchères brûlants à l'air libre la plus grande partie du gaz naturel produite en même temps que le pétrole.

La plus part des pays ont rapidement réagi contre un tel gaspillage d'énergie en interdisant de brûler ainsi le gaz à l'air libre et en imposant ; soit une réinjection de ce gaz dans ces formations pétrolières souterraines, soit l'utiliser directement comme source d'énergie.

Au cours de ces dernières années la consommation du gaz naturel à connu un accroissement particulièrement rapide ; les besoins mondiaux annuels en énergie devraient passer de 180 millions de tonnes équivalents pétrole par jours en 1995 à 317 millions de tonnes en 2020 ; ce qui représente une augmentation de 75 % avec un taux de 3.3 % de croissance annuelle. Le gaz naturel aura la plus grande part et pourrait être la première source d'énergie en 2050 [2].

Tableau I.1 : Bilan gazier de l'année 2011

Pays	Production	Exportations	Importations	Demande
Amérique du Nord	848,6	129,2	146,1	865,4
CEI	821,2	323,2	141,1	639,1
Moyen Orient	524 ,5	166,1	44,2	402,6
Asie- Océanie	485,9	115,7	239,0	609,3
Europe	272,9	186,1	457,6	544,4
Afrique	196,7	98,8	5,9	103,8
Amérique Latine	159,3	39,0	24,2	144,6
MONDE	3309,1	1059,1	1058,1	3309,1

I.1.7. Réserves de gaz dans le monde :

La plus forte part (40%) des réserves totales se trouve en Europe de l'Est et en Asie du Nord. En ce qui concerne les réserves prouvées, elles se situent pour 38% en Europe de l'Est, en Asie du Nord et 31% au Proche-Orient, les parts des autres régions étant toutes inférieures à 10%.

Par comparaison avec le pétrole brut, dont les deux tiers des réserves prouvées se trouvent au Proche-Orient, le gaz naturel représente une diversification géographique des sources d'énergie dans le monde.

Après trois années de production, les réserves estimées ont encore augmenté de 4% par rapport à celles du janvier 1999. L'augmentation est particulièrement importante dans les régions d'Europe de l'Est, de l'Asie du Nord et d'Amérique du Nord [2].

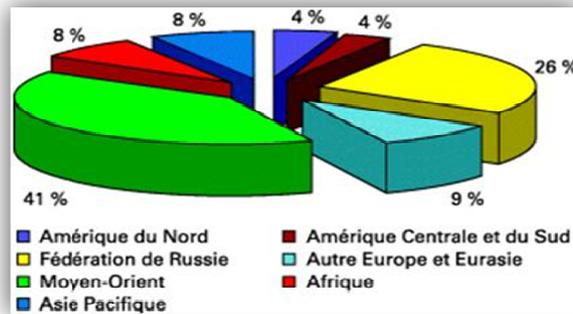


Figure I.1 : Répartition des réserves de gaz naturel [2]

I.1.8.Demande mondiale en gaz naturel :

a- Demande actuelle de gaz :

La demande mondiale en gaz naturel a augmenté en moyenne de 2,5% depuis 10 ans. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit un doublement de la consommation de gaz d'ici 2030, dû notamment au développement de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur électrique. La hausse de la demande devrait concerner en particulier les pays hors OCDE du Moyen-Orient et d'Asie, notamment la Chine et l'Inde. Toutefois, ces prévisions sont revues à la baisse en raison de l'augmentation récente du prix du gaz sur le marché.

20 % du gaz naturel produits passe dans la consommation énergétique mondiale (contre 40 % pour le pétrole).

b- Demande potentielle d'énergie et de gaz :

La consommation mondiale d'énergie a continué de croître pour atteindre 475 EJ en 2010 et 680 EJ vers 2030, soit plus de deux fois le niveau actuel. La croissance sera modérée dans les pays développés qui continueront à investir pour améliorer l'efficacité des usages de l'énergie. Au contraire, une forte augmentation est attendue dans les nouveaux pays industrialisés et les pays en voie de développement, en particulier en Asie et en Afrique, en raison de la croissance de la population et de l'implantation d'activités grosses consommatrices d'énergie aujourd'hui localisées dans les pays développés [1].

Tableau I.2 : Demande mondiale de gaz par région (Cas de base): [2]

Unité : Gm ³ (10 ⁹ m ³)	Réalisé				Potentiel	
	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Année	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	43	49	68	105	145	177
Asie Centrale & de l'Est	139	145	233	342	441	526
Asie du Sud Est & Océanie	68	74	103	132	157	185
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	614	740	812	883
Proche-Orient	128	144	203	278	337	388
Amérique du Nord	698	727	760	899	980	1,082
Amérique du Sud	68	75	99	134	164	197
Europe Centrale & Occidentale	356	384	467	560	614	650
Monde	2,048	2,12	2,547	3,19	3,650	4,088

I.1.9. Production de gaz Naturel :

Les principaux pays producteurs en 2006 étaient la Fédération de Russie et les Etats-Unis avec respectivement 21,3 % et 18.5% de la production mondiale. A noter que l'Amérique du Nord et l'ex Union soviétique ont produit 53.6% de la production globale en 2006. D'autres Etats affichent également une production notable. C'est le cas, par exemple, du Canada (6.5%), de l'Iran (3.7%), de la Norvège (3%), de l'Algérie (2.9%), du Royaume-Uni (2.8%), de l'Indonésie (2.6%), de l'Arabie Saoudite (2.6%) et des Pays-Bas (2.2%). Ces dix pays ont représenté ensemble les deux tiers de la production mondiale de gaz naturel en 2006 [2].

Tableau I.3 : Production de gaz naturel (Gm³) [2]

Pays	2010	2011	Variation (Gm ³)	Variation (%)
Amérique du Nord	804,0	848,6	44,6	5,5
CEI	784,0	821,2	36,3	4,6
Moyen Orient	471,1	524,5	53,4	11,3
Asie- Océanie	484,3	485,9	1,6	0,3
Europe	301,1	272,9	-28,2	-9,4
Afrique	208,9	196,7	-12,2	-5,8
Amérique Latine	154,8	159,3	4,5	-2,9
MONDE	3209,1	3309,1	100,0	3,1

I.1.10. Estimations de l'activité en 2011:

La production gazière mondiale augmente de 3,1 % en 2011, d'après les estimations de CEDIGAZ [2].

Malgré le ralentissement économique, la production gazière mondiale a augmenté fortement de plus de 3 % en 2011, tirée par le Moyen Orient, la CEI et les États Unis, d'après les conclusions du rapport "Panorama 2011 de l'Année Gazière" publié par CEDIGAZ, qui confirme ainsi les prévisions précédemment avancées par l'association en Décembre 2011.

Cette croissance correspond à une augmentation annuelle en volume de 100 Gm³.

En Amérique du Nord, les gaz non conventionnels gagnent du terrain, ce qui explique une forte croissance de la production régionale de 5,5 %. Outre les États-Unis, le déclin rapide de la production au Canada observé ces dernières années a pu être limité en 2011 grâce au développement des gaz non conventionnels en Colombie Britannique [2].

En Europe, la production, en baisse dans tous les principaux pays producteurs, enregistre une chute exceptionnelle de 9,4 %.

La CEI a accru fortement sa production de 4,6 % et renforce progressivement son rôle de leader en termes d'exportations de gaz naturel (exportations en hausse de 10 % en 2011, pour atteindre 1/3 du total mondial).

Le Moyen Orient, sous l'impulsion du Qatar, a déclassé l'Asie-Océanie, pour se hisser au troisième rang des régions productrices, après l'Amérique du Nord et la CEI. La production a bondi de plus de 11 %.

L'expansion particulièrement dynamique de la production gazière en **Asie Océanie** observée ces dernières années marque un coup d'arrêt en 2011, ce qui oblige à augmenter massivement les importations.

L'Afrique a été lourdement affectée par les conflits politiques, à l'image des interruptions des livraisons de la Libye vers l'Italie, ou de l'Égypte vers l'Israël. Des contraintes majeures sur l'offre de gaz expliquent une baisse de la production de 5,8 % en 2011, qui a directement impacté les exportations pour préserver les besoins domestiques [2].

I.1.11. Consommation de gaz naturel :

Le gaz naturel représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement le graphique ci-après, cette consommation a considérablement augmentée au cours des 40 dernières années. [2].

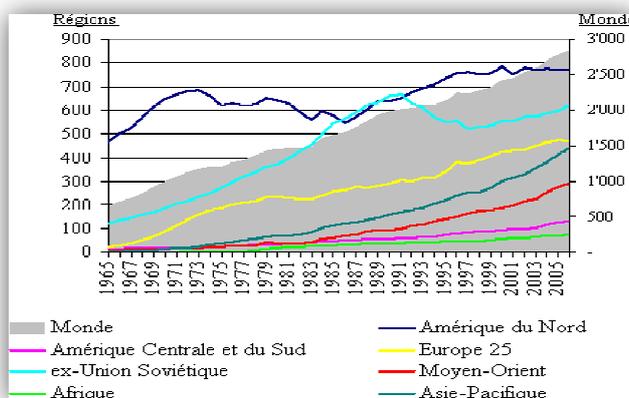


Figure I.2 : Consommation du gaz naturel de 1965 à 2006 [2]

I.1.12. Gaz naturel en Algérie :

L'Algérie est un important pays producteur de gaz au niveau mondiale, c'est vers la fin des années 50 que plusieurs compagnes de recherches 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 réalisé 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 Haoudh El Hamra via l'oléoduc [2].

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 m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 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 réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.10⁶ m³/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 des 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 gazoduc trans-méditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie [2].

I.1.13 Réserves gazières en Algérie :

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à $4,077.10^9 m^3$. Au cours des dix dernières années les bassins de Berkine et d'Ilizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'Oued Mya ou ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de Timimoun et Hassi Messaoud. Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7 Milliards de Dollars devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées [2].

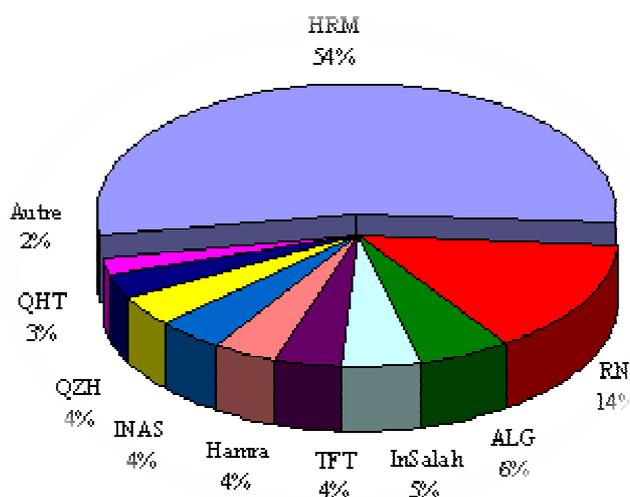


Figure I.3 : Répartition des réserves gazières en Algérie [2]

I.1.14. Richesse Algérienne en gaz naturel :

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi R'mel, qui est parmi les plus grand à l'échelle mondiale. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales. L'objectif de production en gaz naturel est d'atteindre les 80 milliards m^3 [2].

I.2. Présentation du champ de Hassi R'mel :

I.2.1. Présentation de la société SONATRACH :

SONATRACH (Société Nationale de Transport et la Commercialisation des Hydrocarbures, est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation (traitement des gaz, raffinage de pétrole...etc.), de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés.

Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

I.2.2. Situation géographique :

La Région de Hassi R'mel est située sur la plate forme saharienne, près de la bordure Nord Orientale du Sahara, à 550Km au sud d'Alger, entre Laghouat et Ghardaïa, à une altitude d'environ 730 m. Le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux. Le climat est caractérisé par une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver, les amplitudes de températures sont importantes variant de -5°C en hiver à 45°C en été [3].



Figure I.4 : carte géographique de la région de Hassi R'mel

I.2.3. Développement du champ de Hassi R'mel :

Le développement de Hassi R'mel s'est trouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde et les importantes réserves recelées par ce gisement, plus de 2000 milliards de m³ ont constitué un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays [3].

Trois étapes importantes ont marqué le développement du champ de Hassi R'mel :

a. Première étape :

- ✓ 1961 : Réalisation d'une petite unité de traitement de gaz de 1,3 milliards de m³ par an, cette réalisation a coïncidé avec la construction de la première usine de liquéfaction de gaz en 1964.
- ✓ 1969 : Cette capacité est portée à 4 milliards de m³ par an.

b. Deuxième étape :

La capacité de traitement du champ de Hassi R'mel atteint, après la nationalisation des hydrocarbures en 1971, 14 milliards de m³ par an.

c. Troisième étape :

Cette période a permis de concrétiser un plan de développement qui concerne l'ensemble du champ en mesure de répondre aux besoins énergétiques du pays ainsi qu'aux besoins de l'exportation. Ce plan a permis également de doter Hassi R'mel d'un modèle d'exploitation en mesure d'optimiser la récupération de différents produits [3].

I.2.4 Capacité de traitement:

La capacité de traitement a été portée à 94 milliards de m³ / an par :

- ✓ La réalisation de 4 complexes de traitement de 20 milliards de m³
- ✓ Le forage de 150 puits producteurs.
- ✓ Le forage également de 52 puits injecteurs.
- ✓ La réalisation des réseaux de collecte et de desserte de 1000 Km.
- ✓ La réalisation de deux stations de réinjection de gaz d'une capacité unitaire de 30 milliards de m³.
- ✓ La réalisation d'un réseau routier de 400 Km.

I.2.5.Capacité de production actuelle :

Le développement final du champ a permis d’atteindre les capacités de production suivantes :

- ✓ 100 milliards de mètre cubes de gaz par an.
- ✓ 12 millions de tonne de condensât par an.
- ✓ 3.5 millions de tonnes de GPL par an.
- ✓ 700 milles de tonnes de pétrole brut par an [3].

I.2.6.Installations gazières à Hassi R’mel :

Le plan d’ensemble des installations gazières implantées sur le champ de Hassi R’mel est élaboré de façon à avoir une exploitation rationnelle du gisement et pouvoir récupérer le maximum de liquide. Les installations mises en œuvre sont comme suit (voir fig. I.4) [3]

SECTEUR NORD	SECTEUR CENTRE	SECTEUR SUD
Module3 ; Station de Compression Nord (SCN) ;	Module 0 ; Module 1 ; Module 4 ;CSTF ; CNDG ;SBC(Station BOOSTING Centre) ;	Module 2 ; Station de compression Sud (SCS) ;SRGA ; Djebel Bessa ; HR-sud ;

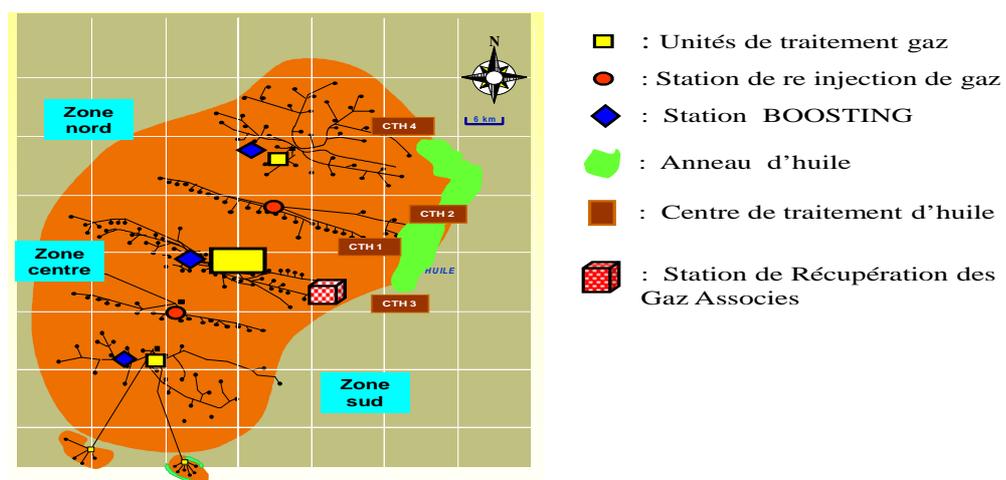


Figure I.5 : Le champ de Hassi R’mel [3]

I.2.6.1 Stations de compression :

Le but est de réinjecter le gaz au niveau du gisement pour le maintien de pression afin de récupérer le maximum de liquides. Les stations de compression nord et sud ont pour objet de réguler la pression du gaz au niveau des gisements [4].

I.2.6.2 Centre National Dispatching Gaz «CNDG» :

Son rôle est la collecte de toutes les quantités de gaz produites au niveau de Hassi R'mel et du gaz provenant de l'extrême sud via les gazoducs GR1 et GR2, ces quantités sont ensuite distribuées vers les centres de consommation, comme les centres « GNL » de SKIKDA et ARZEW, et (GR1, GR2) pour l'ITALIE via la TUNISIE, et (GME) pour l'ESPAGNE via le MAROC [4].

I.2.6.3. Centre de stockage et de Transfert des Fluides «CSTF»:

Le condensât et le GPL, produits par tous les modules sont acheminés vers le centre de stockage et de transfert des fluides, où ils sont débarrassés d'éventuelles quantités d'eau résiduelles et comptabilisées avant d'être expédié vers SP4 puis vers ARZEW.

Le CSTF comprend trois bacs de 35000 m³ et quatre bacs de 45 000 m³ chacun pour le stockage du condensât, douze sphères de 7000 m³ chacune pour le stockage du GPL. Les vapeurs formées dans les sphères sous l'effet de la température ambiante sont comprimées par des Turbo-compresseurs, condensées puis remises dans le stockage pour éviter le boil-off et le torchage du GPL [4].

I.2.6.4 Station Récupération des Gaz Associés «SRGA» :

La SRGA est une station de récupération des gaz associés prévenant des anneaux des huiles des 6 Centres de Transfert des Huiles «CTH1,...5, sud» [4].

I.2.6.5 Modules de traitement de gaz:

Un module de traitement de gaz où module processing plant «MPP», est une usine de traitement de gaz brut en produits finis :

- Gaz de vente (C₁, C₂).
- GPL (C₃, C₄).
- Le condensât (C₅⁺) [4].

I.2.6.6. Procédés de traitement du gaz naturel :

Ils sont multiples et le choix de l'un des procédés se base sur les critères suivants :

- ✓ Qualité de l'effluent brut.
- ✓ Taux de récupération des hydrocarbures liquides.
- ✓ Coûts d'investissement.

Dans la région de Hassi R'mel on utilise deux types :

a. Procédé PRITCHARD :

Utilisé dans les modules 0 et 1, il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détente isenthalpique (JOULE THOMPSON) avec l'utilisation d'une boucle de propane comme système de réfrigération afin d'atteindre des températures voisines à -18°C [5].

b. Procédé HUDSON :

Utilisé dans les modules II, III, et VI, il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par séries de détente complètes. Une détente au niveau de la vanne JOULE THOMPSON qui permet d'atteindre une température de -15°C et une autre détente au niveau d'une machine dynamique appelée « TURBO- EXPANDER » où on aura une température de -35°C . Ce dernier est plus performant car il nous permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides et dispose d'un système de refroidissement autonome [5].

I.3. Description du module II de traitement de gaz :

I.3.1. Définition :

L'usine MPPII est un ensemble d'installations qui permettent de traiter le gaz brut en provenance des puits pour produire le gaz sec, le GPL et le condensat.

Le gaz brut est un mélange de gaz, hydrocarbures liquides et eau de gisement plus ou moins salée. Ce gaz alimente l'unité Boosting où on sépare l'eau libre au niveau du premier ballon D901. Le gaz sortant est comprimé au moyen de grandes machines (Compresseurs), refroidi puis envoyé au premier ballon séparateur du train de production. Le condensat liquide récupéré au D901 est envoyé directement à la stabilisation via séparateur D105.

Une série de détente par vanne Joule Thompson et au niveau du turbo-expander permet de récupérer le gaz produit et le GPL.

Le MPP II (Module Processing Plant) se compose de trois trains, chaque train comporte les équipements de process et sont de même capacité [5].

I.3.2 Composition du gaz d'alimentation :

La composition du gaz brut alimentant le module II est comme suit [6] :

Tableau I.4 : composition du gaz brut

Composition	(% Molaire)	Composition	(% Molaire)
N ₂	5.56	C ₆ H ₁₄	0.59
CO ₂	0.20	C ₇ H ₁₆	0.56
CH ₄	78.36	C ₈ H ₁₈	0.45
C ₂ H ₆	7.42	C ₉ H ₂₀	0.37
C ₃ H ₈	2.88	C ₁₀ H ₂₂	0.27
I-C ₄ H ₁₀	0.62	C ₁₁ H ₂₄	0.24
N-C ₄ H ₁₀	1.1	C ₁₂ H ₂₆	0.57
I-C ₅ H ₁₂	0.36		
N-C ₅ H ₁₂	0.48		

- 1 - Teneur en eau: saturée à 310 Kg/Cm³ et 90°C.
- 2 - Pression : 60 bars à l'entrée du module.
- 3 - Température: 65°C maximum ; 45°C minimum.

I.3.3 Station Boosting :

La pression d'entrée du gaz brut aux modules décroît avec le temps, ce qui influe sur la quantité et la qualité des produits de chaque catégorie, et sur l'usine car il est capable de fonctionner à une pression d'entré comprise entre 100 à 140 bars. Les stations Boosting ont pour but la recompression de ces gaz brut provenant des puits producteurs de 60 bars à 102 bars afin d'avoir une détente importante, dont la récupération optimale des liquides [5].

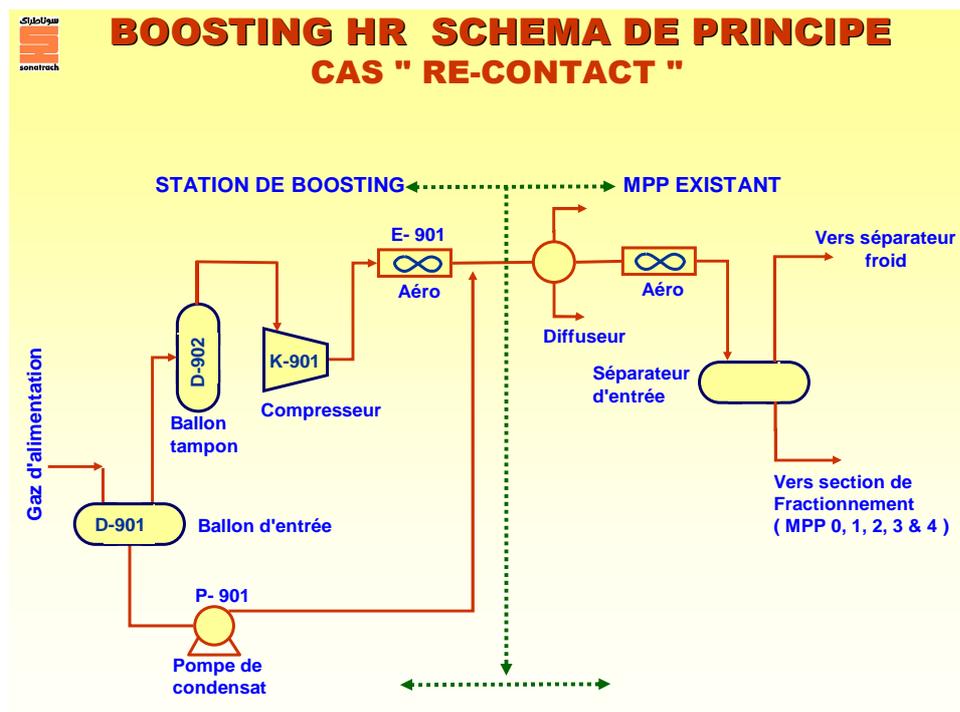


Figure I.6 : schéma de Boosting

I.3.4 Trains de production :

Le gaz brut venant du BOOSTING arrive au diffuseur (D001) à une pression d'environ de 102 bars et une température de 60°C. Il est ensuite reparti sur trois trains de traitement A, B et C. L'entrée de chaque train le gaz refroidi dans les aéro-réfrigérants (E101) jusqu'à 40°C, vers le séparateur à haute pression (D101) où les hydrocarbures liquides et l'eau sont séparés du gaz.

Ensuite, le gaz est refroidi à nouveau dans l'échangeur gaz/gaz (E102/E103) cote tube et dirigé vers le séparateur final à haute pression (D102) où il est séparé à nouveau des liquides.

Pour éviter la formation d'hydrates, on injecte du glycol au niveau des échangeurs (E102 /E103) après séparation des hydrocarbures/MEG au niveau du (D102).

Les gaz sortant du (D102) se détendent dans le turbo-expander (K101) pour atteindre une température de (-35°C), ce qui permet de récupérer le maximum des hydrocarbures liquides dans le séparateur à moyen pression (D103).

Du (D103), le gaz est refroidi dans l'échangeur (E102) cote calandre avant d'être comprimé dans le compresseur du turbo-expander (K101) et envoyé en tant que gaz sec (gaz produit).

Les hydrocarbures liquides séparés dans le (D101) et du (D901 section Boosting) sont dirigés vers le séparateurs condensât riche (D105) qui alimente la partie inférieure du dééthaniseur (C101).

Les liquides provenant des séparateurs (D102) et (D103) se réunissent dans le séparateur à basse pression (D104).

Le liquide récupéré dans le (D104) alimente la tête du dééthaniseur ou une partie est envoyée vers le rebouilleur (H101) pour les réchauffages et les autres résidus sont envoyés directement vers le débutaniseur (C102).

A partir du débutaniseur le liquide est réchauffé à nouveau dans le rebouilleur (H102) et ce pour avoir une bonne séparation des ses composants.

Le gaz de tête de débutaniseur est liquéfié dans les aéro-réfrigérants (E108) puis récupéré dans le (D108). Le GPL récupéré est expédié par la pompe (P105) vers le CSTF.

Les autres résidus sont extraits en tant que condensât produit vers le CSTF [5].

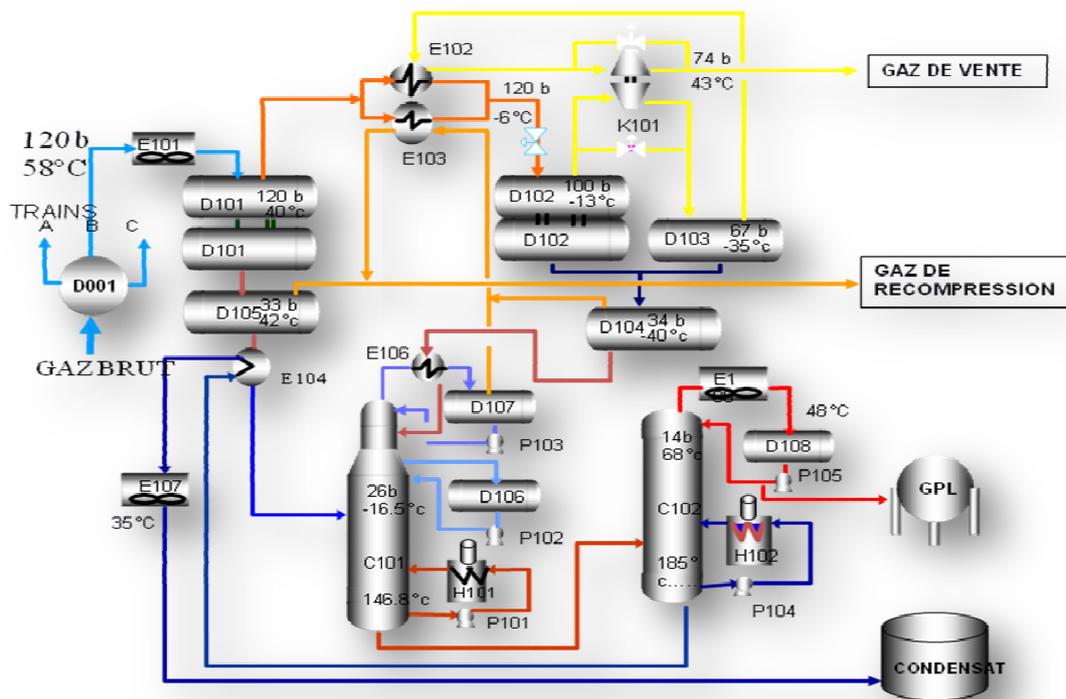


Figure I.7 : Trains de production de module II

II-1 Généralité sur condensat dans l'industrie pétrolière

II.1.1 Définition du Condensat :

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de (C₅H₁₂) jusqu'au (C₁₂H₂₆) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression [7].

II.1.2 Caractéristiques du Condensat :

Les principales caractéristiques du condensât sont :

- ✓ **Aspect** : C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.
- ✓ **Poids spécifique** : Poids spécifique du condensât est compris entre 0,7 à 0,8.
- ✓ **Point d'éclair** : Son point d'éclair est inférieure à -40°C.
- ✓ **Limites d'inflammabilités** : Il est très inflammable, car il a un point d'éclair inférieur à zéro, ses limites d'inflammabilités sont approximativement : 1,4 et 7,6% (dans l'air).
- ✓ **Densité de vapeur** : Les vapeurs du condensât sont plus lourdes que l'air, la densité de ces vapeurs est de 3 à 4 plus grande que celle de l'air.
- ✓ **Explosivité** : Le condensât est un fluide hautement inflammable et évaporable à température et pression normales, du fait qu'il n'est pas électro-conducteur, il présente un danger d'inflammabilité ou explosivité du fait de l'étincelage électrostatique amorcé par coulage, filtration, chute, pulvérisation,...etc.
- ✓ **Toxicité physiologique** : Les vapeurs du condensât sont toxiques. Lorsque l'homme s'y expose le premier symptôme constaté est l'irritation des yeux suivie de symptômes névropathies (étourdissements).
- ✓ **Précautions hygiéniques** : Pour prévenir l'intoxication, on doit réaliser une ventilation convenable des locaux de travail et maintenir la concentration des vapeurs du condensât à moins de 300 ppm [6].

Composition du condensât de Hassi R'mel :

Le condensât de Hassi R'mel est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques de l'iso- pentane jusqu'au dodecane et plus, contenant un peu de fractions légères :

C₂ < 0.3% molaire

C₃ < 2.49% molaire

I C₄ < 7.09% molaire

N C₄ < 5.35% molaires.

La tension de vapeur Reid est de 10 PSI max, et sa densité à 15°C égale à 0.76 [6].

II.1.3 Séparation des condensats du gaz naturel brut :

Le Schéma de procédé ci-contre n'en décrit qu'un des nombreux exemples possibles. Le flux de gaz provenant d'un ou plusieurs puits est refroidi, assez pour atteindre le point de condensation des hydrocarbures ce qui provoque la condensation de l'eau et d'une bonne partie des «condensats» d'hydrocarbure les plus lourds. Le mélange monophasique ou diphasique gaz sec + eau condensée et condensats de gaz est ensuite acheminé vers un séparateur à haute pression où l'eau et les hydrocarbures condensés (qui surnagent sur l'eau parce que moins denses qu'elle) sont séparés. Le gaz naturel provenant de la séparatrice haute pression peut alors être envoyé au compresseur principal vers un gazoduc [7].

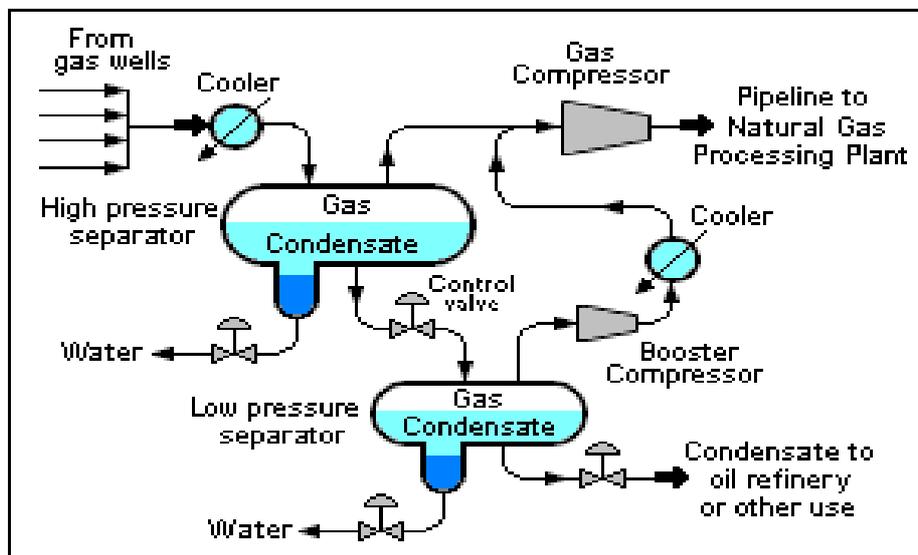


Figure II.1 : Représentation schématique de la séparation des condensats du gaz naturel brut [7]

En sortie du séparateur haute-pression, le condensat de gaz est débarrassé d'une partie de son eau et s'écoule à travers une vanne automatique vers un second séparateur (à basse pression cette fois). La brutale décompression du liquide après la vanne de contrôle provoque une vaporisation partielle du condensat, dite « évaporation flash » ou « vaporisation instantanée ». De là, la fraction gazeuse est envoyée avec le gaz naturel via un «booster» (compresseur) puis vers un refroidisseur et vers le compresseur principal de gaz. Ce dernier augmente la pression des gaz provenant des séparateurs (de haute et basse pression) jusqu'au niveau nécessaire au transport dans le gazoduc vers une unité de raffinage du gaz naturel.

La pression finale nécessaire dépend de la longueur de la conduite conduisant le gaz à l'usine de traitement du gaz où le gaz sera mieux déshydraté, désoufré, nettoyé de ses dernières impuretés. Puis l'éthane (C_2), le propane (C_3), les butanes (C_4), et les pentanes (C_5) pourront être séparés d'hydrocarbures de poids moléculaire plus élevés que $C_5 +$ valorisables comme sous-produits. L'eau retirée des deux séparateurs (haute et basse pression) doit être épurées (de son sulfure d'hydrogène au moins (H_2S)) avant de pouvoir être éliminée ou réutilisée [8].

II.2 Problème de la salinité :

II.2.1 Origine des sels :

Le gaz naturel se trouve dans des réservoirs souterrains soit des roches poreuses prenant la forme de nappes aquifères, soit dans des cavités creusées dans des couches de sel, les puits forés dans ces dernières nappes ont une teneur en sel élevée.

L'eau libre chargée en sel est en contact direct avec le condensat. Le mélange se trouvant dans des conditions de pression, de température et de turbulence favorise l'émulsion de gouttelettes d'eau dans le condensat [9].

II.2.2 Aspect géologique :

La déplétion du gisement conséquence prévisible de la longue période d'exploitation du champ de Hassi R'mel a conduit à la montée du plan d'eau, ce dernier au contact de la zone salifère augmente la quantité d'eau salée dans gisement de gaz brut [9].

II.2.3 Conséquences du sel sur le process de traitement du gaz :

Les entrainements de cette eau à **forte salinité** vers la section de fractionnement de condensat provoquent les problèmes suivants :

- Précipitation des sels au niveau des parties chaudes du process (fours, colonnes...) d'où le risque de formation des points chauds au niveau des fours.
- Bouchage fréquent des filtres des pompes de rebouillage des colonnes.
- Dépôts de sel au niveau des différents équipements tels que les échangeurs E104 et E107 (constat de la dernière révision du train C) [9].



Figure II.2: bouchage de la pompe P-101B



Figure I.3: Bouchage de la pompe de rebouillage.

II.3 Salinité et Technique de Dessalage dans le domaine des hydrocarbures :

II.3.1 Salinité :

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

MgCl_2 (chlorure de magnésium) = 20%.

CaCl_2 (chlorure de calcium) = 10%.

NaCl (chlorure de sodium) = 70%.



Figure II.4 : Chlorure de Sodium

Une augmentation de la salinité du brut est souvent due à une venue d'eau, visible ou en surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. Il est donc nécessaire de prévoir les installations de traitement dès le départ, les installations sont chères et difficiles à modifier. Les chlorures étant pratiquement insolubles dans l'huile, un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre salée, soit émulsionné avec de l'eau salée, ou parce que, l'eau s'étant vaporisée en cours de transfert, elle a abandonné des microcristaux des sels qui sont restés en suspension dans l'huile [9].

II.3.2 Différents types de dessaleurs :

Le brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau, la première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par dessalage pour réduire, le colmatage et l'encrassement. Le dessalage chimique, la séparation électrodialyse et la filtration sont des méthodes typiques de dessalage du brut [1].

Les systèmes utilisés sont :

II.3.2.1 Lavage du condensat par injection d'eau douce :

✓ Au niveau des puits :

L'effluent brut provenant du gisement est un mélange complexe chargé des impuretés et de sels.

La salinité de l'effluent au niveau des puits est de 300g/l, l'accumulation de ces sels dans le tubing provoque son bouchage et peut aller jusqu'à l'obturation total et par conséquent l'arrêt de la production pour cela il faut faire un dessalage primaire au niveau des puits pour diluer les sels et réduire cette salinité jusqu'à $S=100\text{g/l}$.

Ce dessalage se fait par l'injection en continu d'eau douce à l'aide des pompes BSB ou par le pompage de l'eau dans les tubings et les lignes de production [9].

✓ Au niveau de séparateur :

Cette méthode consiste à utiliser le point d'injection de glycol existant en amont du D105 pour injecter de l'eau douce afin de diluer l'eau de gisement contenue dans le condensat.

Cette alternative représentant une bonne solution au problème de sel est relativement facile à réaliser et ne nécessite qu'un skid comportant un bac et une pomperie, cependant il est nécessaire de s'assurer de la capacité du Ballon à séparer toute l'eau injectée et garder une teneur en eau acceptable à l'entrée de la colonne, dans le cas contraire l'installation d'un filtre coalesceur en aval du D105 serait indispensable (voir la figure ci-dessous) [9].

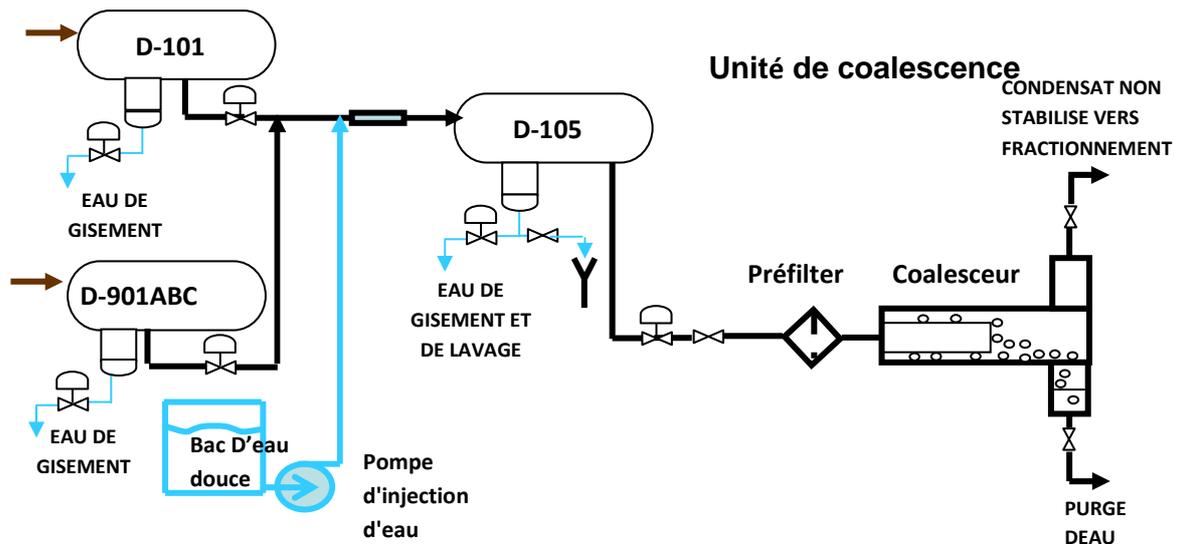


Figure II.5 : l'injection de l'eau douce en amont au niveau de séparateur D105.

II.3.2.2 L'élimination de l'eau du condensat par osmose inverse (filtre coalesceur) :

Cette technique « membranaire » repose sur une ultrafiltration sous pression à travers des membranes dont les pores sont si petits que même les sels sont retenus (voir la figure) [9].

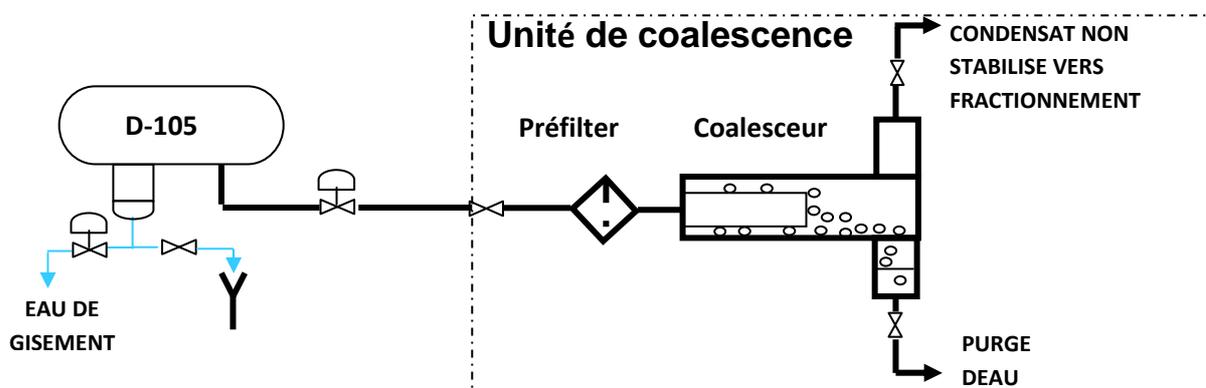


Figure II.6: Installation d'un filtre coalesceur en aval de séparateur [9].

II.3.2.3 Électrodialyse :

On applique un courant électrique qui fait migrer les ions vers les électrodes à l'aide d'un dessaleur électrique. Ce système est très rentable pour les faibles concentrations, l'énergie à mettre en jeu dépend de la concentration en sel [9].



Figure II.7 : Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique sur skid sortie usine

II.3.2.4 Rétablissement de l'injection de glycol au niveau du séparateur :

Cette alternative consiste à déshydrater le condensat par le rétablissement de l'injection de glycol en utilisant le point d'injection existant en amont du ballon D105. Le sel contenu dans le glycol hydraté récupéré au niveau du D105 se déposera dans les équipements de l'unité de régénération, ce qui rendra cette alternative évitable à moins de trouver une solution pour dessaler cette quantité de glycol avant de la renvoyer vers l'unité de régénération de glycol ou de combiner cette option avec le lavage du condensat voir la figure [9].

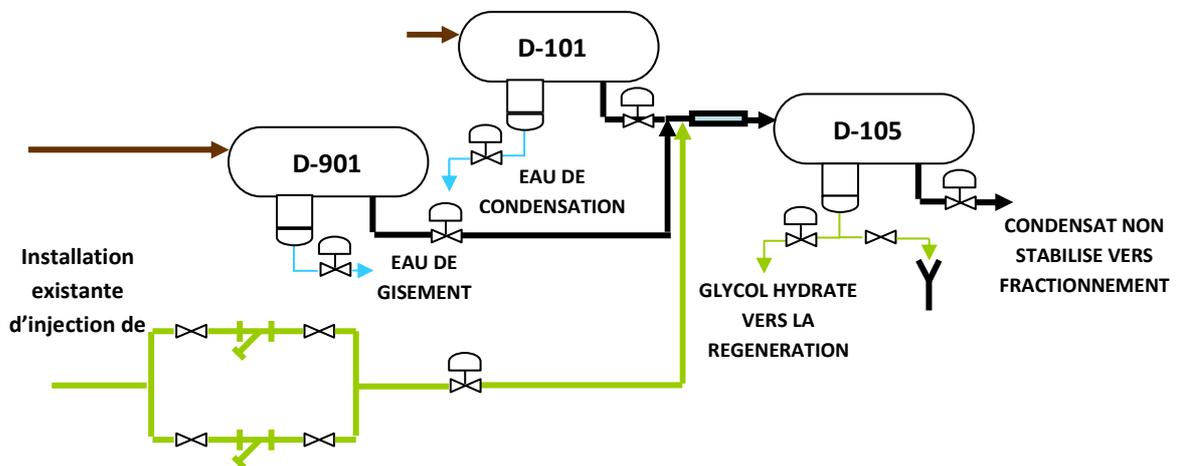


Figure II.8: Injection de glycol au niveau de séparateur D105

II.3.2.5 Utilisation d'un coalesceur chimique (désémulsifiant) :

Dans les procédures de dessalage chimique on ajoute sur site des produits chimiques, les désémulsifiants [9].

II.4 Dessalage chimique par désémulsionnant :

II.4.1 Emulsions :

II.4.1 Définition :

Une émulsion est une dispersion de gouttes d'une phase liquide dans une autre, les deux phases étant non miscibles. La persistance de l'état dispersé est assurée par la présence d'un composé stabilisant, en général un agent de surface appelé surfactant ou tensio-actif [10].

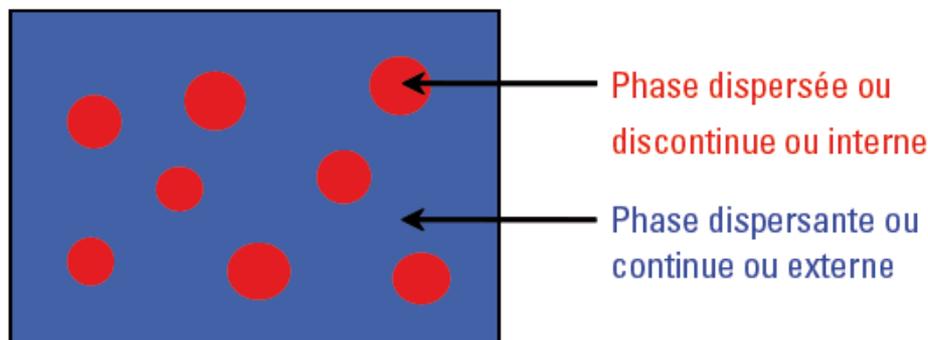


Figure II.9 : émulsion (phase dispersée et phase dispersante) [10].

II.4.2 Type d'émulsion :

Il existe différents types d'émulsions, représentés sur les figures (II.5, II.6, et II.7).

Les émulsions simples où des gouttes d'eau ou d'huile sont dispersées respectivement dans l'huile ou l'eau sont appelées E/H et H/E. Il existe également des structures plus complexes appelées émulsions doubles ou émulsions multiples où la phase dispersée contient à son tour des gouttelettes. Les deux types d'émulsions doubles sont notées E/H/E et H/E/H où la phase la plus interne et la phase la plus externe sont soit aqueuses, soit huileuses [10].

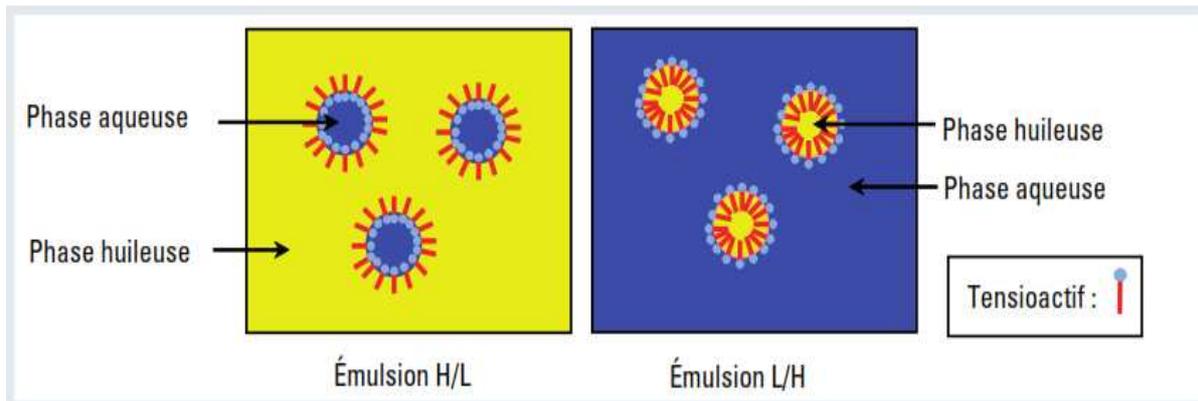


Figure II.10 : Emulsion huile dans eau

Figure II.11 : Emulsion eau dans huile [10].

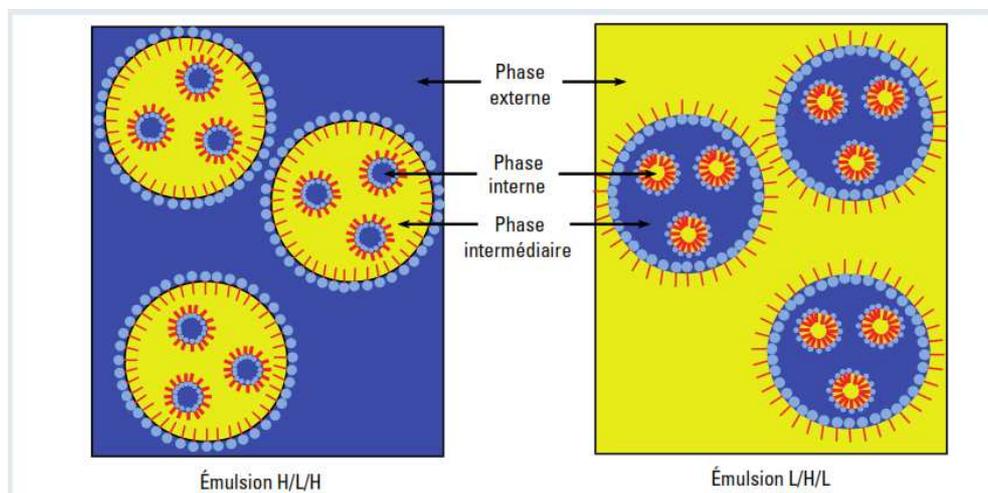


Figure II.12 : les deux types de l'émulsion double [10].

II.4.3 Formation d'une émulsion

Pour qu'une émulsion puisse se former trois conditions sont nécessaires :

- ✓ Les liquides ne doivent pas être miscibles (cas de l'huile et de l'eau)
- ✓ L'ensemble doit subir une agitation suffisante, pour le brut cette agitation se fait lors de son écoulement dans le gisement et les installations de fond et de surface.
- ✓ Pour qu'une émulsion soit stable, quelle que soit sa finesse, il est nécessaire d'ajouter un agent émulsifiant [10].

II.4.4 Tension interfaciale :

Les molécules se trouvant à l'interface entre deux liquides ne sont pas en équilibre, car elles ne sont pas uniformément entourées de molécules de même nature. Les forces développées à l'interface ne sont pas en équilibre, les résultantes de ces forces sont dirigées vers l'intérieur des liquides respectifs et ont pour effet de contracter la surface de contact entre les deux liquides. La force que l'on devrait appliquer parallèlement à l'interface pour contrebalancer exactement ces forces résultantes s'appelle la tension inter faciale [10].

II.4.5 Emulsifiant :

Un tensioactif ou agent de surface est un composé qui modifie la tension superficielle entre deux surfaces. Les composés tensioactifs sont des molécules amphiphiles, c'est-à-dire qu'elles présentent deux parties de polarité différente, l'une lipophile (qui retient les matières grasses) et apolaire, l'autre hydrophile (miscible dans l'eau) et polaire [10].

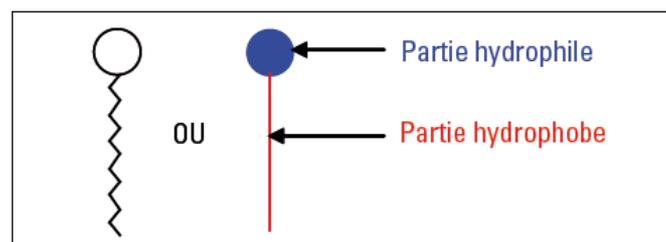


Figure II.13 : Emulsifiant

Il permet ainsi de solubiliser deux phases non miscibles, en interagissant avec l'une apolaire (c'est-à-dire lipophile donc hydrophobe), par sa partie hydrophobe; tandis qu'avec l'autre phase qui est polaire, il interagira par sa partie hydrophile [10].

Suivant la nature de la tête polaire, un tensioactif peut être :

- anionique; il s'ionise négativement en phase aqueuse (par exemple $R-COO^-$),
- cationique; il s'ionise positivement en phase aqueuse (par exemple $R-NH_3^+$),
- amphotère (ou Zwitterionique); il possède alors les deux types de charges (par exemple un groupement carboxylate et un ammonium quaternaire $NH_3^+-R-R'-COO^-$),
- ou non ionique; il ne se dissocie pas en phase aqueuse (par exemple $R-OH$, R étant un groupe alkyle) [10].

II-5 Propriétés et caractéristiques des émulsions :

II-5-1 Conductivité :

La nature de la phase externe, et par conséquent le type d'émulsion, peuvent être détectés par différentes techniques, notamment par des expériences de dispersibilité d'un petit volume d'émulsion dans une phase aqueuse ou huileuse. Par exemple, si l'échantillon prélevé est dispersible dans l'eau (respectivement dans l'huile), l'émulsion est de type H/E (respectivement E/H).

La nature de la phase externe peut aussi être déterminée par des mesures de conductivité. En effet, dans la majorité des cas, l'eau, contrairement à l'huile, contient un électrolyte. La conductivité de la phase aqueuse est donc 100 à 1000 fois plus élevée que celle de l'huile.

La valeur de la conductivité d'une émulsion dépendant de sa phase externe, il est donc relativement facile de déterminer si l'émulsion est de type E/H ou de type H/E [11].

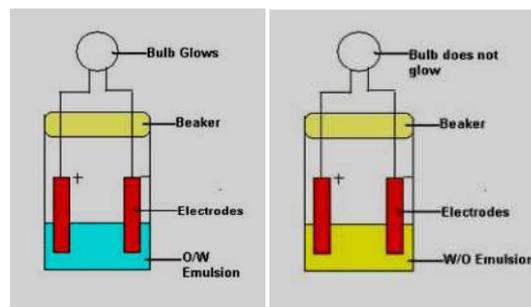


Figure II.14 : teste de la conductivité

II.5.2 Stabilité :

Le concept de stabilité n'est pas simple à définir en raison du nombre de phénomènes intervenant dans la déstabilisation d'une émulsion. On parle plutôt de processus de déstabilisation, lesquels auront des répercussions sur la structure et les propriétés du système.

On peut distinguer plusieurs processus représentés sur la **figure II.15** [11].

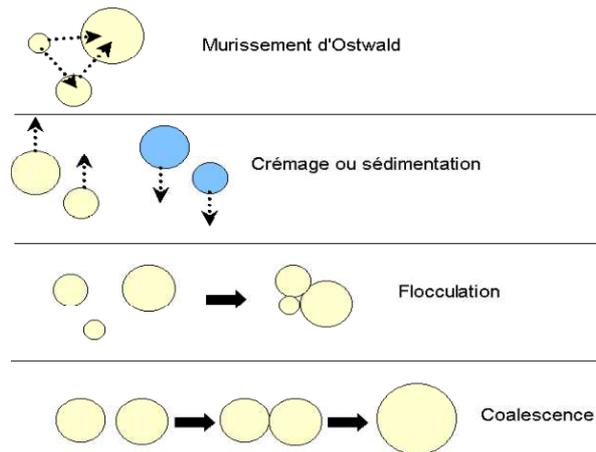


Figure II.15 : Processus de déstabilisation d'une émulsion [12].

- **Mûrissement d'Ostwald** correspond à la diffusion de la phase dispersée des petites gouttes vers les gouttes les plus grosses [12].
- **Crémage**, ou **la sédimentation** : les floes de gouttelettes migrent, selon la densité des deux phases, vers le bas (sédimentation) ou vers le haut (crémage) du récipient contenant l'émulsion. La vitesse de sédimentation de gouttelettes sphériques indéformables et sans interaction [12].
- **Flocculation** correspond à l'agrégation de gouttes sans rupture du film interfacial, provoquée par la présence de forces attractives [12].
- **Coalescence** est due au rapprochement de gouttes par des forces d'interactions. Ici, le film interfacial se rompt pour donner naissance à une seule goutte. Ce phénomène se décompose en trois étapes : le rapprochement des deux gouttes, le drainage puis la rupture du film interfacial [12].

Dans les cas de flocculation et de coalescence, la présence de surfactifs à l'interface provoque une action répulsive entre les gouttes et influe sur le drainage du film interfacial. Il existe trois types de répulsions : La répulsion électrique, la répulsion stérique, la répulsion entropique [12].

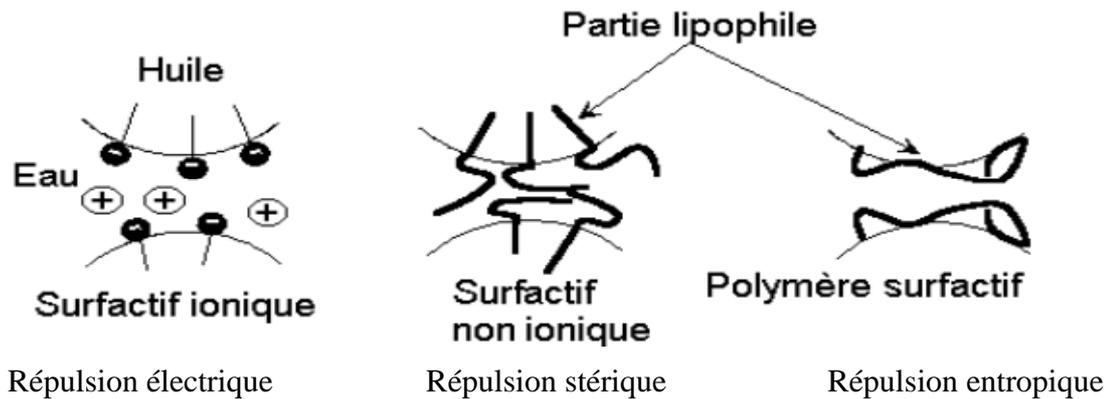


Figure II.16: Trois cas de répulsions entre deux gouttes [12].

II.5.3 Viscosité :

La viscosité d'une émulsion est très complexe. Notons que plus la phase externe est visqueuse et plus l'émulsion est stable. La stabilité ne résulte pas d'un facteur thermodynamique mais plutôt cinétique [12].

II.6 Désémulsification :

Introduction :

La désémulsification est nécessaire à plusieurs applications pratiques telles l'industrie pétrolière, le revêtement, la peinture et le traitement des eaux usées dans la technologie environnement. Elle requiert de plus d'importance, car l'utilisation de la vapeur, de l'injection caustique ou de la pression de combustion pour la récupération de brut lourd est compliquée par la production d'émulsions visqueuses de condensat, d'eau et d'argile.

La désémulsification chimique est la méthode la plus largement appliquée dans le traitement des émulsions eau-en-huile et huile-en-eau et comprend l'utilisation d'additifs chimiques afin d'accélérer le processus de rupture des émulsions.

II.6.1 Désémulsifiants

II.6.1.1 Définition :

Un désémulsifiant est un produit chimique utilisé pour briser les émulsions afin de séparer les deux phases. La sélection du désémulsionnant dépend du type d'émulsion, soit de l'huile dans l'eau ou l'inverse. La méthode la plus commune de la rupture des émulsions est basée sur l'utilisation de désémulsionnant et du dessalage par produits chimiques [13].

II.6.1.2 Application de désémulsionnant:

L'industrie du pétrole et du gaz a connu récemment de nouveaux produits dans la zone d'application des antimousses traditionnels, les désémulsifiants.

Domaine d'application des désémulsifiants :

- ✓ Contrôle de la mousse d'huile de séparation dans les gaz.
- ✓ Contrôle de la mousse à chaque fraction au niveau des raffineries.
- ✓ Procédés d'adoucissement et de déshydratation (Amine).
- ✓ Désémulsification d'un mélange huile-eau.
- ✓ Etanchéité et réparation des puits de pétrole [13].

II.6.2 Principe d'action :

Les désémulsifiants sont des briseurs d'émulsion, sont à base de macromolécules organiques sulfonées ou aminées qui ont la propriété de casser le film de stabilisants naturels qui entourent les gouttelettes d'eau, l'efficacité dépend du rayon de ces gouttelettes, de la différence de masse volumique des deux phases et de la viscosité (loi de Stokes).

Le principe est d'augmenter la taille des gouttelettes d'eau, abaisser la tension Interfaciale et faciliter la coalescence, ce qui a pour effet de séparer l'eau de l'huile [13].

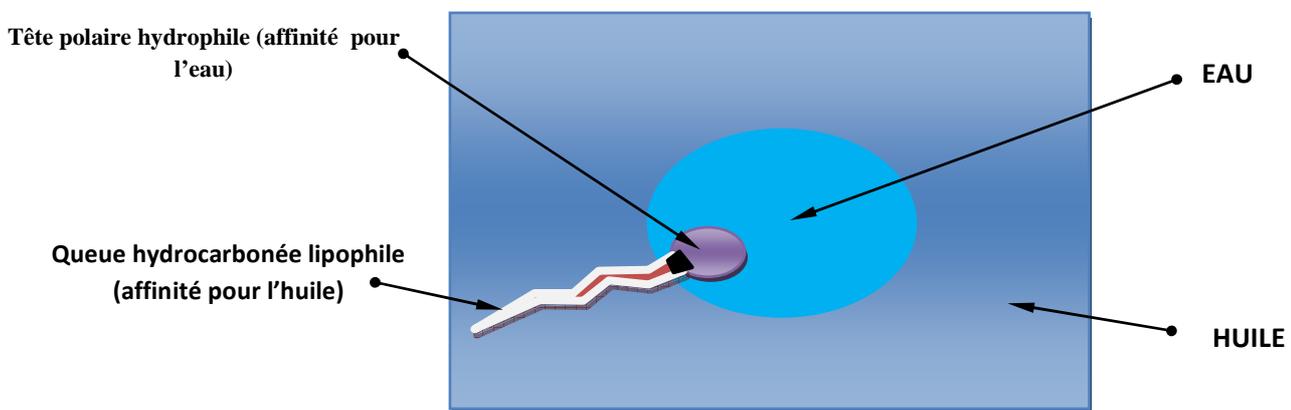
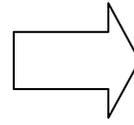


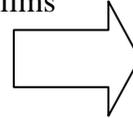
Figure II.17: Action de Désémulsionnant

II.6.2.1 Mécanisme de désémulsification [14]:

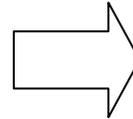
1- Les tensions interfaciales des deux liquides tendent à homogénéiser chaque phase et diminuer la résistance du fil Interfaciale qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.



2- La réduction de l'émulsion se ramène donc à briser les films Interfaciaux par une action chimique.



3- Ainsi les gouttes dispersées peuvent fusionner.



4- Une fois que les gouttes d'eau se sont rapprochées, Puis fusionnée la séparation par gravité peut s'effectuer

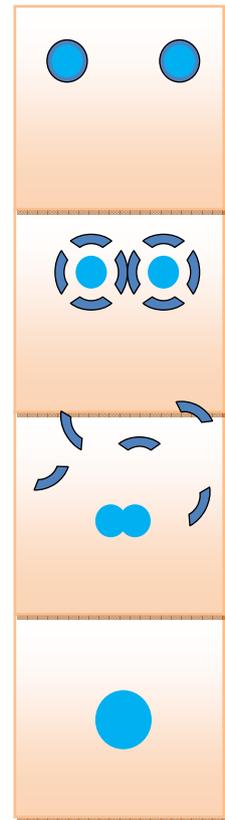
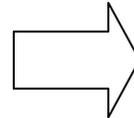


Figure II.18: Mécanisme de désémulsification.

II.6.2.2 Avantages et les Inconvénients des désémulsifiants :

La séparation de l'eau mélangée au brut de la production est importante pour plusieurs raisons :

- ✓ Obtenir un brut conforme à l'exigence des raffineurs.
- ✓ Améliorer le rendement des installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les tubes par la réduction de la viscosité (écoulement diphasique) et en diminuant les volumes à transporter.
- ✓ Réduire les risques de corrosion et les coûts de transport en séparant rapidement la phase eau qui peut être facilement éliminée.
- ✓ Stabiliser l'émulsion à forte dose [14].

II.6.2.2 Mise en œuvre du traitement :

Le produit désémulsifiant est injecté soit au niveau des puits producteurs d'huile, soit à l'entrée de l'unité de production d'huile. L'eau libre décantée est récupérée au niveau d'un séparateur. Le produit continue à travailler le long du process et au niveau du bac de décantation [14].

Introduction :

Nous consacrons cette partie à la description des méthodes d'analyse utilisées dans cette étude pour la détermination de la composition, la teneur en eau et la salinité du condensat.

III.1 Méthodes d'étude de la désémulsification :**a) Analyses de laboratoire :**

Les analyses ont été effectuées au laboratoire d'exploitation par un personnel qualifié.

Le suivi analytique se divise en deux parties : la première partie concerne l'efficacité du traitement de désémulsification, la deuxième l'étude des paramètres de corrosion.

Le laboratoire XP est chargé du suivi de la corrosivité du milieu et de la protection des installations pour cela les paramètres à étudier sont :

- La teneur en eau dans le condensat non stabilisé (méthode de KARL FISCHER).
- La salinité dans le condensat non stabilisé (METHODE électrique).
- La couleur du condensat (Tintométre LOVIBOND).

b) Echantillonnage :

Le schéma présenté ci-dessous décrit la section fractionnement uniquement et non pas tout le process du module de traitement du gaz. Il montre également les points d'échantillonnage sélectionnés pour réaliser le suivi et le contrôle de l'efficacité du traitement chimique.

- les analyses et mesures sont quotidiennes
- Les points d'échantillonnages du contrôle d'efficacité sont : SBS, D901 et D105 train C.
- La ligne d'échantillonnage est légèrement purgée avant de prendre la quantité de l'échantillon à analyser.

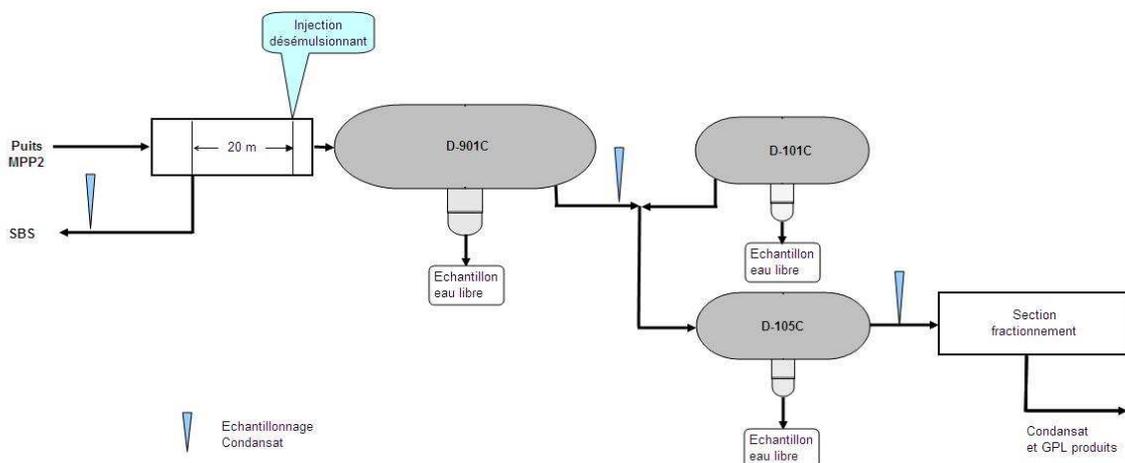


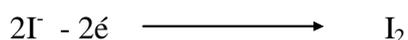
Figure III.1 : points d'échantillonnages eau et condensat

III.1.1 Détermination de la teneur en eau (taux d'humidité) dans le condensat par la méthode de Karl Fischer :

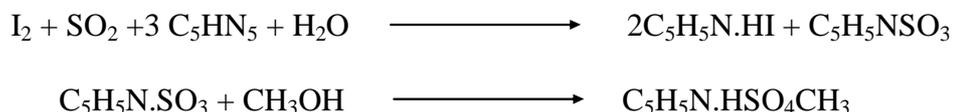
A priori, la présence de l'eau dans le condensat semble être un paradoxe car elle n'est pas soluble dans un fluide hydrocarbure apolaire. L'analyse de l'humidité dans le condensat par la méthode de Karl Fischer permet la détermination des traces d'humidité avec une très grande précision [15].

III.1.1.1 Description de la méthode :

Dans cette méthode combinant la coulometrie au titrage par la méthode Karl Fisher, l'échantillon est mélangé à une solution de pyridine-méthanol contenant un excès d'ion iode (I^-) et de 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 :



Par ailleurs, comme le montre l'équation suivante, il existe une relation stœchiométrique dans la réaction entre une molécule d'eau et une molécule d'iode, telle que 10.71 coulombs équivalent à 1mg d'eau.



En appliquant ce principe, il est possible de déterminer la quantité d'eau en $\mu g H_2O$ directement à partir de la quantité d'électricité produite par l'électrolyse .

A la fin de l'analyse le résultat est donné sur le compteur digital en microgramme de H_2O en valeur absolue d'humidité et la concentration d'humidité est calculée suivant l'équation ci-dessous [15] :

$$\text{Concentration d'humidité en (ppm)} = \frac{\text{Résultat de la mesure } (\mu g.H_2O)}{\text{Quantité d'échantillon (en gramme)}}$$

III.1.1.2 Appareillage :



Figure III.2: Appareille de Karl Fischer

III.1.2 Méthode d'analyse de la salinité dans le condensat :

Depuis quelques années, le laboratoire de Hassi R'mel a mis au point une méthode d'analyse directe de la salinité dans le condensat. Ce travail a été réalisé par un étudiant de l'université AMMAR TELIDJI de LAGHOUAT dans le cadre d'un stage de fin d'étude.

III.1-2.1 Description de la méthode :

Cette méthode est basée sur la conductivité, il s'agit de mesurer la conductance $G = 1/R$ d'un volume de solution comprise entre deux électrodes de platine identiques, de surface S distantes l'une de l'autre de la longueur L .

Si on applique une différence de potentiel entre les deux électrodes, l'une sera chargée positivement et l'autre négativement. 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 les conductances mesurées G est proportionnelle à i [15].

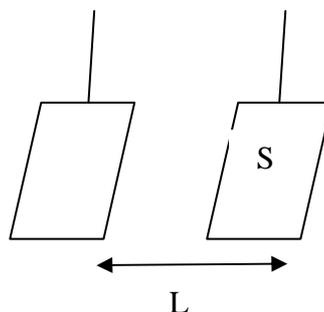


Figure III.3: Electrodes du Conductimètre

III.1.2.2 Mesure de la conductivité :

La présence des ions Na^+ et Cl^- confère au mélange eau / condensat une conductivité qui est due à la migration rapide de ces ions sous l'effet d'un potentiel. On exploite cette propriété pour confirmer la linéarité de la conductivité avec la concentration en sels. Le condensat étant un hydrocarbure non polaire, la mesure de sa conductivité est conditionnée par l'ajout d'un solvant organique polaire. Pour cela le condensat est mélangé au xylène, l'alcool méthylique et l'alcool butylique [15].

III.1.2.3 Appareillage:

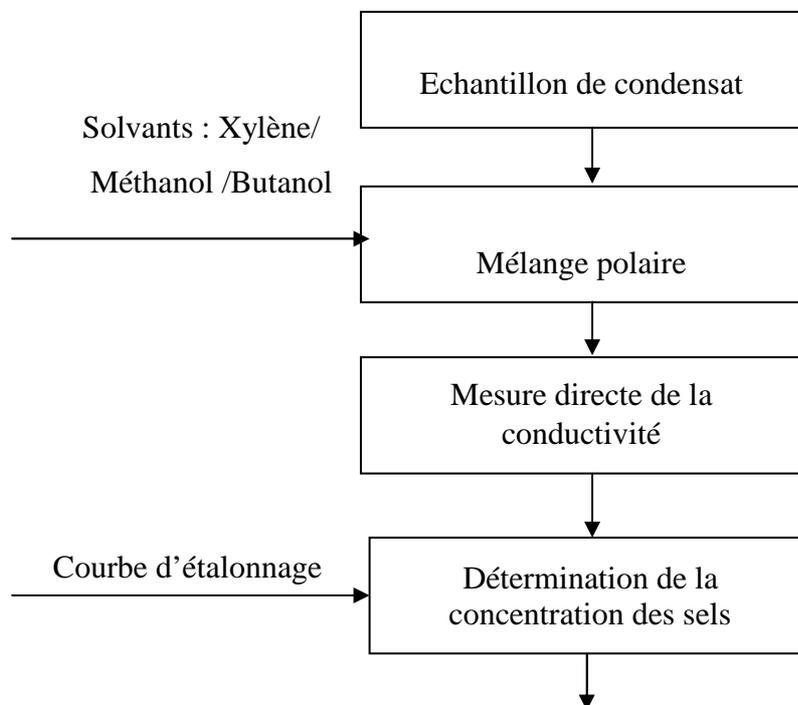
Conductivimètre de marque : TOA CM – 40S.

Constante de cellule : 0.968.



Figure III.4 : Appareil de Conductivimétrie

III.1.2.4 Logigramme de la méthode électrique :



III.1.2.5 Mode opératoire :

On prend 10 ml de condensat dans une éprouvette de 100 ml auxquels on ajoute 50 ml de xylène pur et 40 ml de mélange d'alcools (20 ml de butanol et 20 ml de méthanol). Après agitation, la solution est laissée au repos pendant 1 min puis placée dans la cellule pour la mesure de la conductivité

III.1.3 Préparation de la Courbe d'étalonnage :

Cette courbe a été tracée en utilisant des solutions standards préparées à partir de solutions aqueuses diluées dans un mélange (éthanol, toluène). C'est-à-dire en mesurant la conductivité des solutions standards de concentration croissante préparées à partir d'une solution mère de NaCl à 5 g/l [16].

Tableau III.1 : regroupant la préparation des solutions standards

Concentration de solution standard (ppm)	10	30	50	70
Volume de solution mère (ml)	0,2	0,6	1	1.4
Volume éthanol (ml)	20	20	20	20
Volume de toluène (ml)	Volume nécessaire pour compléter 100 ml			
Volume final (ml)	100 ml			

N.B : Dans la préparation des solutions standards à forte concentration, il est recommandé d'ajouter lentement le mélange pour éviter la turbulence de la solution qui risque d'influencer les mesures de la conductivité.

III.1.3.1 Courbe d'étalonnage :

Dans le but d'utiliser cette méthode pour notre étude, nous avons procédé à l'établissement d'une nouvelle courbe d'étalonnage selon la disponibilité des produits.

Tableau III.2: Résultats de la courbe d'étalonnage

Concentration (ppm)	10	30	50	70	90
Conductivité ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	0.638	1.614	2.574	3.295	4.01

N.B : conductivité = conductivité lue – conductivité du blanc

Conductivité blanc = 0.385 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

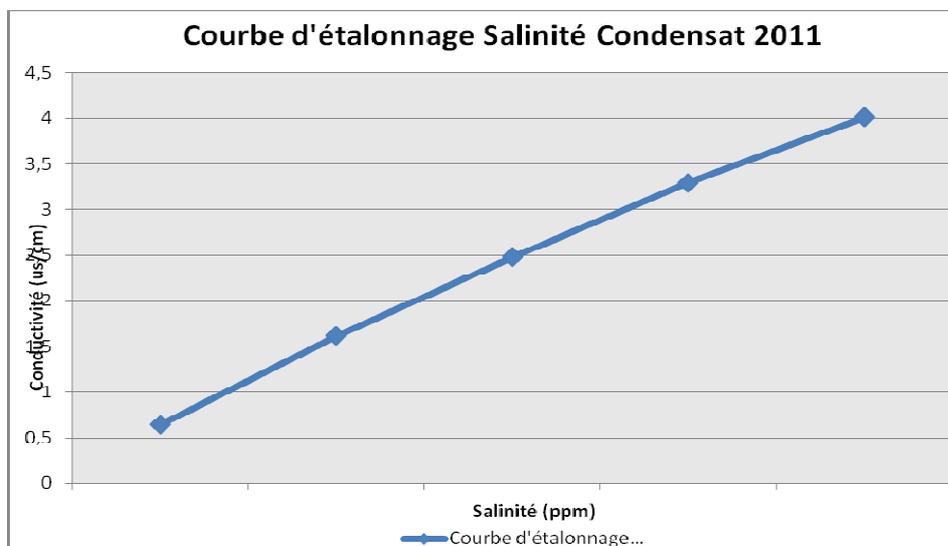


Figure III.5: Courbe d'étalonnage

III.1.4 Principe de la chromatographie :

La chromatographie est une méthode de séparation des constituants d'un mélange même très complexe, il existe trois principaux types de chromatographie :

La chromatographie en phase gazeuse (CPG), la chromatographie en phase liquide à haute performance (HPLC) et la chromatographie en couche mince (CCM).

Etant donné que notre échantillon est un liquide on a opté pour la chromatographie en phase gazeuse (voir image 1 annexe A) [17].

III.1.4.1. Chromatographie en phase gazeuse :

III.1.4.1.1 Définition :

La chromatographie en phase gazeuse est une méthode de séparation basée sur la migration différentielle des constituants du mélange à analyser au travers d'un substrat choisi.

On opère sur des produits volatilisés sans qu'il y ait volatilisation du substrat [17].



Figure III.6 : chromatographie en phase gazeuse

III.1.4.1.2 Gaz vecteur :

H₂, He ou N₂ sont les plus utilisés sous forme de bouteille industrielle sous pression à un degré de pureté connue [17].

III.1.4.1.3 Système d'injection :

Le mélange à introduire dans le chromatographe peut être un gaz ou un liquide, pourvu que la vaporisation totale soit assurée instantanément [17].

✓ Injecteur pour gaz :

Vanne d'injection ou système de robinet à voies multiples qui permettent par un simple mouvement de rotation, d'introduire un échantillon gazeux. Le volume de la boucle d'échantillonnage est de quelques ml [17].

✓ Injecteur pour liquide :

Le gaz vecteur préchauffé entre dans une chambre chauffée obturée par une pastille d'élastomère 'le septum' qui assure l'étanchéité. A l'aide d'une seringue, on pique la membrane de sorte que l'aiguille arrive au-dessous du niveau d'arrivée du gaz vecteur puis on pousse le piston pour réaliser l'injection.

L'injecteur est maintenu à une température au moins 30°C plus élevée que celle du four contenant la colonne.

Le septum doit avoir une bonne résistance à la température avec aussi une bonne élasticité (aptitude à se refermer dès que la capacité de la seringue est de l'ordre du microlitre) [17].

III.1.4.1.4 Le four :

Un bain d'air équipé de résistances chauffantes et d'un système de ventilation et de brassage pour l'homogénéisation de la température. Sa régulation est réalisée par un régulateur électronique précis dont la variation est de plus ou moins 0.2°C pour un intervalle de fonctionnement allant de la température ambiante jusqu'à 400°C. L'analyse doit être effectuée à température programmée afin d'avoir une bonne séparation [17].

III.1.4.1.5 Détecteur :

Le détecteur utilisé est le TCD (détecteur à conductivité thermique) basé sur le principe du pont de Weatston à Catharomètre.

III.1.4.1.6 La colonne :

La colonne chromatographique est le cœur du système où se produit la migration différentielle des solutés qui conduit à leur séparation. Le substrat est un produit liquide fixé sur un solide, introduit dans le tube formant la colonne [17].

III.1.4.1.7 Phase stationnaire :

Des produits à l'état liquide dont la pression de vapeur est très faible pour éviter son entraînement par le gaz vecteur.

Ces liquides sont lourds formés de molécules à longue chaîne et polymères.

En chromatographie gaz liquide, la séparation est basée sur la migration différentielle provenant des différences de solubilité des solutés dans la phase stationnaire, s'ajoute a cela des interactions soluté solvant issues de leurs moments dipolaires respectifs.

La combinaison de ces deux phénomènes confer à la chromatographie de grandes possibilités de séparation.

Sur cette base, on a classé les phases stationnaires selon leur polarité, d'où les phases polaires et les phases apolaires

Sur une phase apolaire, les solutés apolaires sont plus retenus par rapport aux solutés polaires et inversement [17].

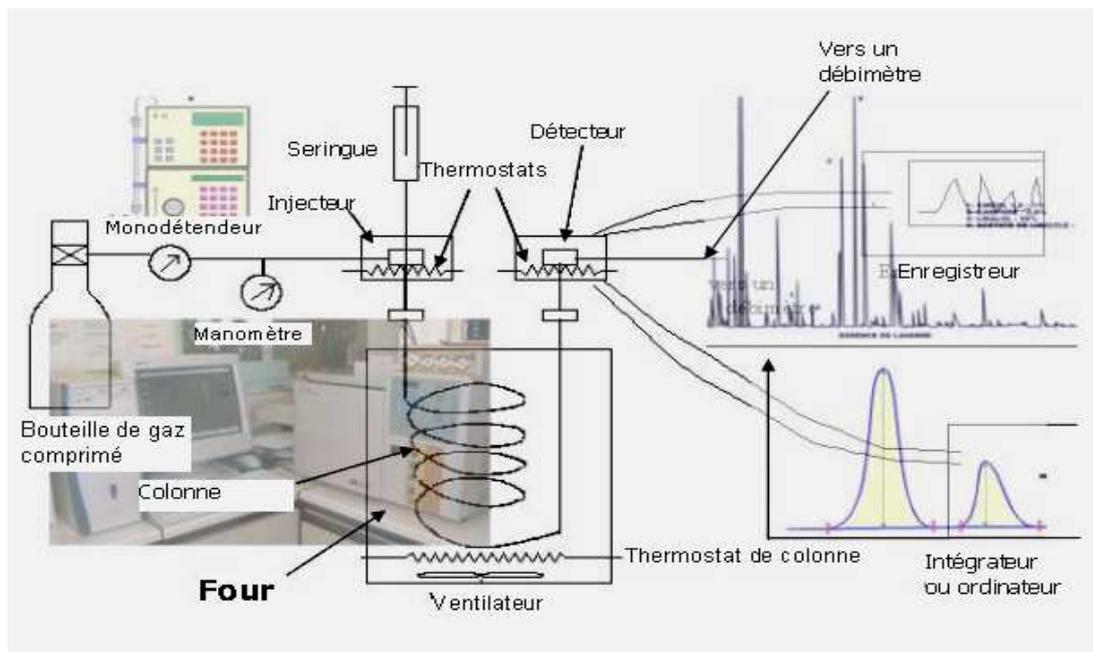


Figure III.7 : vue intérieure de la chromatographie en phase gazeuse

III.1.4.1.8 Calcul :

La concentration des constituants du mélange est donnée par la formule suivante :

$$C_i = \frac{S_i \cdot F_i}{\sum S_i \cdot F_i} \times 100$$

Où :

C_i : % molaire de l'élément i ; S_i : surface intégrée de l'élément i ; F_i : Facteur de correction de l'élément " i " ; $\sum S_i \cdot F_i$: la surface totale des pics multiplier par le facteur correctif de sensibilité de chaque élément [17].

III.1.5.Mesure de la couleur du condensat par la méthode de (Tintomètre LOVIBOND) :

III.1.5.1 Principe de la méthode :

Les instruments LOVIBOND sont colorimètres spectroscopiques de haute précision conçus pour la mesure objective des couleurs de liquides. LOVIBOND fonctionne comme colorimètre autonome possédant sa propre source lumineuse normalisée et une chambre d'échantillon avec chauffage optionnel, détecteur de lumière, monochromateur, les longueurs d'onde 420-710nm sont isolées par 16 filtres.

Le LOVIBOND exprimer les couleurs en unité rouges, jaunes, bleues et neutres qui forment l'échelle chromatique, et aussi utiliser pour l'analyse de couleur des carburants, des huiles, le pétrole ainsi les produits pétrochimique conformément aux l'échelles chromatique Sybolt et ASTM.

Les échantillons doivent être limpides car les matières en suspension peuvent engendrer la dispersion du faisceau lumineux, en donnant lieu a des valeurs de transmission basses qui ne correspondent pas à la couleur de l'échantillon.

Une cellule contenant l'échantillon [18].



Figure III.8 : Tintométre LOVIBOND

III1.6. Détermination de la salinité selon la norme ASTM D-512-67 :

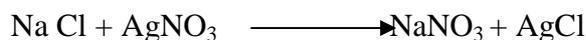
a. Les réactifs:

- Eau distillée
- Nitrate d'argent AgNO_3 (0,10N)
- Chromate de potassium K_2CrO_4 (5%)

b. Mode opératoire :

- A l'aide d'une pipette de 10 ml On mesure le volume d'eau à étudier que l'on verse dans un bécher.
- On compléter à 50 ml l'aide de l'eau distillée.
- L'agitation 2 à 4 gouttes de solution de K_2CrO_4 à 5%.

- Bien mélanger et le titrage au moyen d'une solution de AgNO_3 0,1 N jusqu'au virage du jaune au brun au claire [15].



c. Calcul :

$$\text{Teneur en sel en (ppm)} = V_1 \times 58.5 \times 0.1/V_2$$

V_1 : volume verse d' AgNO_3 ; V_2 : volume de la prise d'échantillon

III.2 Compatibilité de EMULSOTRON X-8294 avec les produits utilisés a Hassi R'mel:

Le produit pur doit être mélangé dans des proportions définies avec l'inhibiteur de corrosion injecté dans cette zone et avec le glycol utilisé dans le module concerné par le test industriel. Le temps d'observation doit être d'au moins 24 H. Le produit en question ne doit pas générer des dépôts organiques, des précipitations ou autres réactions chimiques qui peuvent altérer la qualité de l'inhibiteur et du glycol ou leurs propriétés inhibitrices et les résultats obtenus montre la compatibilité de désémulsionnant avec les produits de Hassi R'mel.

Tableau III.3 : spécification des produits finis

PRODUIT	NORME ASTM	SPECIFICATIONS
GAZ	D 1945	PCS : 9350 – 9450 kcal /cm ³ Teneur C ⁺ : < 0,5 %
	D 1744	Humidité ≤ 50 ppm
	D 1142	PRH ≤ - 6 à 80 bars
GPL	D 2163	Teneur C ²⁻ < 3 %
	D 2598	Teneur C ⁵⁺ < 0,4 %
CONDENSAT	D 1298	Densité 15/4 (selon richesse)
	D 323	T.V.R à 37,8 °C ≤ 10 psi

Introduction :

Notre travail consiste à étudier le problème du sel dans le condensat de Hassi R'mel sur la base de l'étude de l'efficacité de dessalement chimique dans le but de réduire les problèmes au niveau des installations. En effet, une chute de la pression dans le gisement ou la variation de la composition de la charge induisent des changements des paramètres d'exploitation des équipements qui entraînent une diminution significative de la production en hydrocarbures liquides.

Dans ce cadre des produits désémulsionnants ont été sélectionnés pour la région de Hassi R'mel, ces produits ont fait l'objet de tests d'efficacité au laboratoire de la région, suivi des tests industriels.

Nous avons ciblé pour cette étude des prélèvements faits au niveau des SBS, du D109 et du D105.

IV.1 Test industriel : Durée et évaluation

L'injection du produit se fait de manière continue pendant une période allant de 20 à 30 jours en maintenant le débit stable de la charge de gaz brut alimentant le module concerné par le test. Le produit à tester doit avoir le même comportement en été qu'en hiver. La durée du test a été limitée pour ne pas exposer les installations à d'éventuels risques.

L'évaluation du test industriel se fait par le comité corrosion et le CRD de Boumerdes en présence du fournisseur, elle prend en compte tous les aspects tels que l'efficacité, la consommation, les conséquences sur le process de traitement du gaz et des produits finis et les dégâts matériels causés par le produit.

A la fin du test un rapport détaillé est établi par le comité Corrosion et validé par la Direction Régionale.

IV.2 Mesures particulières:

Le test industriel peut être arrêté si :

- Les conditions du test et/ou l'efficacité réalisée affectent la sécurité des installations.
- Le produit a causé des dégâts humains ou matériels.
- Le produit perturbe le process de traitement du gaz
- Le produit affecte fortement la qualité des produits finis.

Le fournisseur doit rapatrier à ses frais, le produit restant dans le cas où le test industriel est arrêté.

IV.3 Caractérisation du condensat de Hassi R'mel:

Tableau IV.1: Caractéristiques physico-chimiques des condensats prélevés à pression atmosphérique

Point de prélèvement	Entrée séparateur D-901-C	Entrée séparateur D-105- C
Date prélèvement	09 /04/2013	
Heure prélèvement	10 h00	11h00
Masse volumique à 20°C, (g /cm ³)	0,7378	0,7353
Masse volumique à 15°C (g/cm ³)	0,7422	0,7397
Viscosité cinématique à 37.8°C	0,749	0,743
Viscosité cinématique à 50.0°C (cst)	0,668	0,665
Teneur en eau par extraction (% v/v)	≤0.1	0,2

IV.3.1 Composition molaires des condensats:

Tableau IV.2 : Composition molaires des condensats obtenue par CPG

Lieux des prélèvements : Séparateurs D-105 C et D-901C du module II - champs de Hassi R'mel

Point de prélèvement	Entrée séparateur D-901C	Sortie séparateur D-105C
Date prélèvement	09 /04/2013	
Heure prélèvement	10h00	11h00
Pression prélèvement (Bar)	66	32
Température prélèvement (°C)	46	38,7
Constituants	% 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

IV.3.2 Teneur en eau dans le condensat :

Le tableau ci-dessous montre les résultats obtenus par la méthode de Karl Fischer, L'eau existe dans le condensat sous forme de émulsion très stable.

Tableau IV.3 : Les résultats de l'humidité dans le condensat à l'entrée du SBS :

Dates	Teneur en eau (ppm)
11/04/2013	507
12/04/2013	1328
13/04/2013	531
14/04/2013	1004,5
15/04/2013	861,2
16/04/2013	1798,2
17/04/2013	1617,7
18/04/2013	1714,6
19/04/2013	374,9
20/04/2013	965,9
21/04/2013	1405,9
22/04/2013	940
23/04/2013	1164 ,7
24/04/2013	1609,7
25/04/2013	673,9

Nous remarquons pour les échantillons prélevés au niveau du SBS que sur une période de deux semaines le taux d'humidité varie de façon très irrégulière en raison des importantes teneurs en eau des puits qui alimentent le module.

IV.3.3 Emulsion eau salée dans le condensat :

La stabilité de l'émulsion d'eau salée dans le condensat de Hassi R'mel dépend de la tension interfaciale, il a été a procédé aux mesures de la tension interfaciale (IFT). Les résultats sont donnés ci dessous :

- **IFT** : 6 à 8 dyne /cm pour une salinité de l'eau de 35 à 50 g/l
Emulsion eau dans le condensat **stable** à 20°C.
- **IFT** \leq 2 dyne/cm pour une salinité de l'eau de 100 à 300 g/l à 20° C.
Emulsion eau dans le condensat **très stable** (cas du condensat de Hassi R'mel).

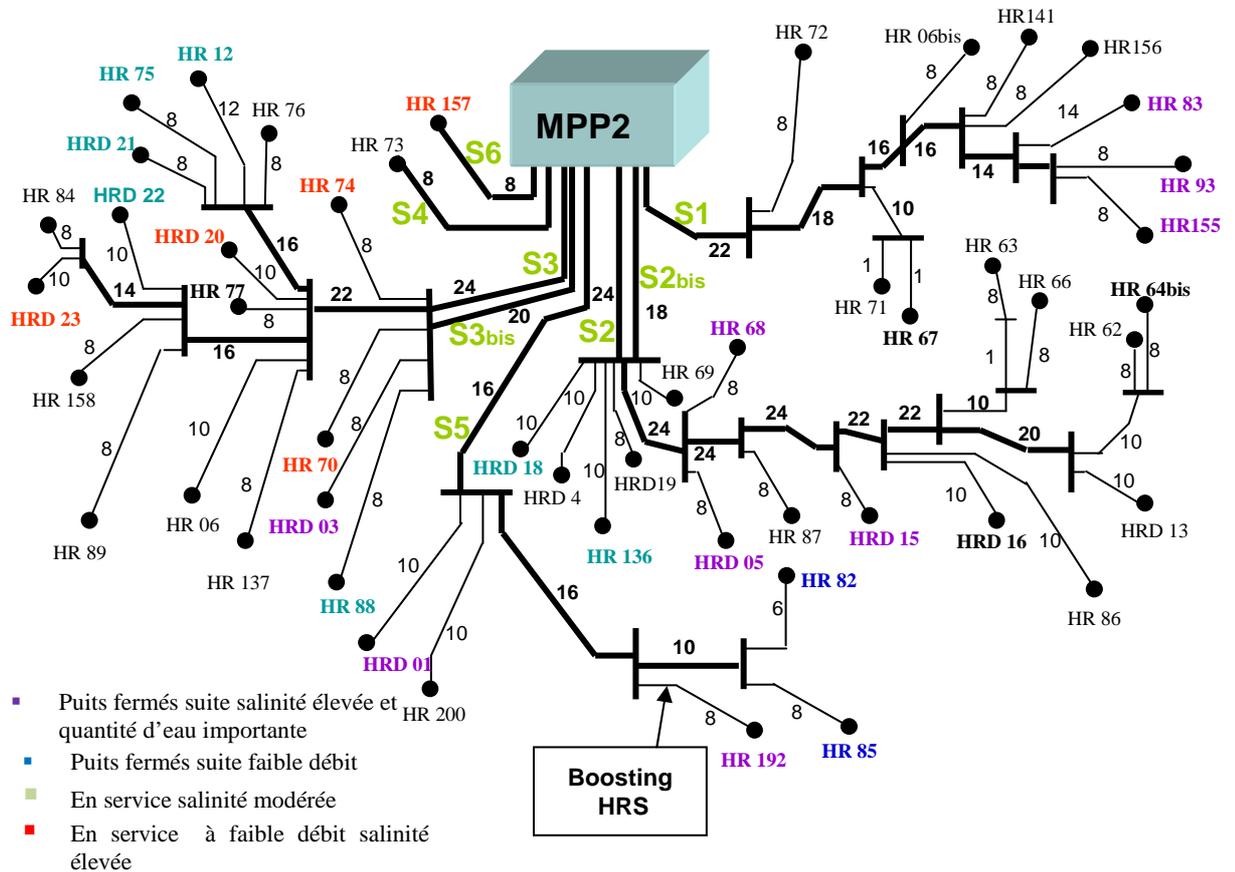


Figure IV.1 : Réseau de collecte du gaz brut MPPII.

IV.3.4 Evolution de la salinité :

Les graphes suivants montrent l'évolution des salinités en (g/l) dans certains collecteurs alimentant le Module II de traitement du gaz (voir tableau3, annexe A).

Les collecteurs S1 et S2 ont une faible salinité, le pic du collecteur S1 observé d'après le graphe ci-dessous est du à l'ouverture des puits salés (HR-93).

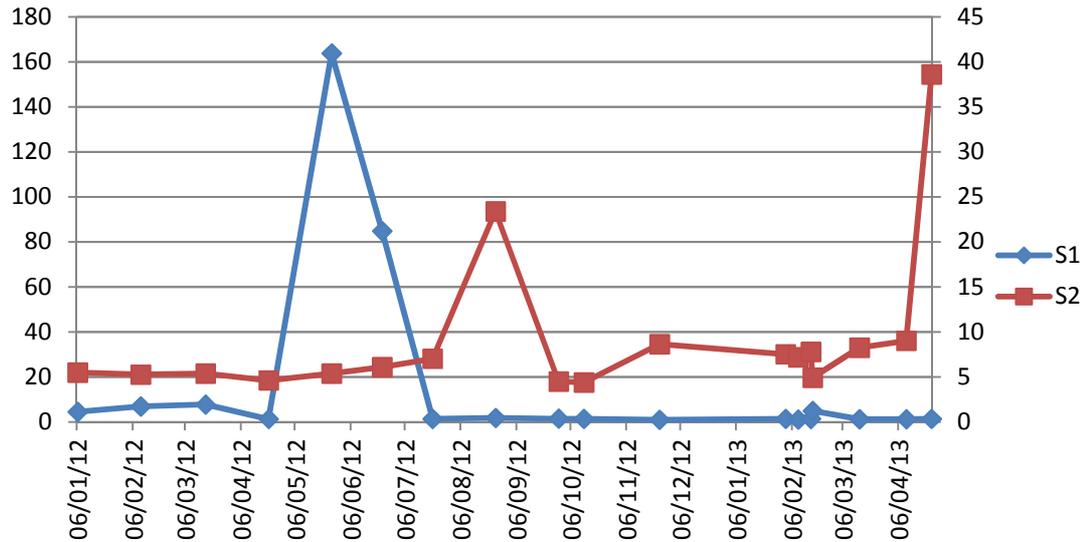


Figure IV.2 : Evolution de la salinité de collecteur S1 et S2 de MPPII

La figure IV.3 représente l'évolution de la salinité dans l'eau en (g/l) des collecteurs S3, S4. Les pics de salinité sont dus à l'ouverture des puits à forte salinité (surtout HR D03)

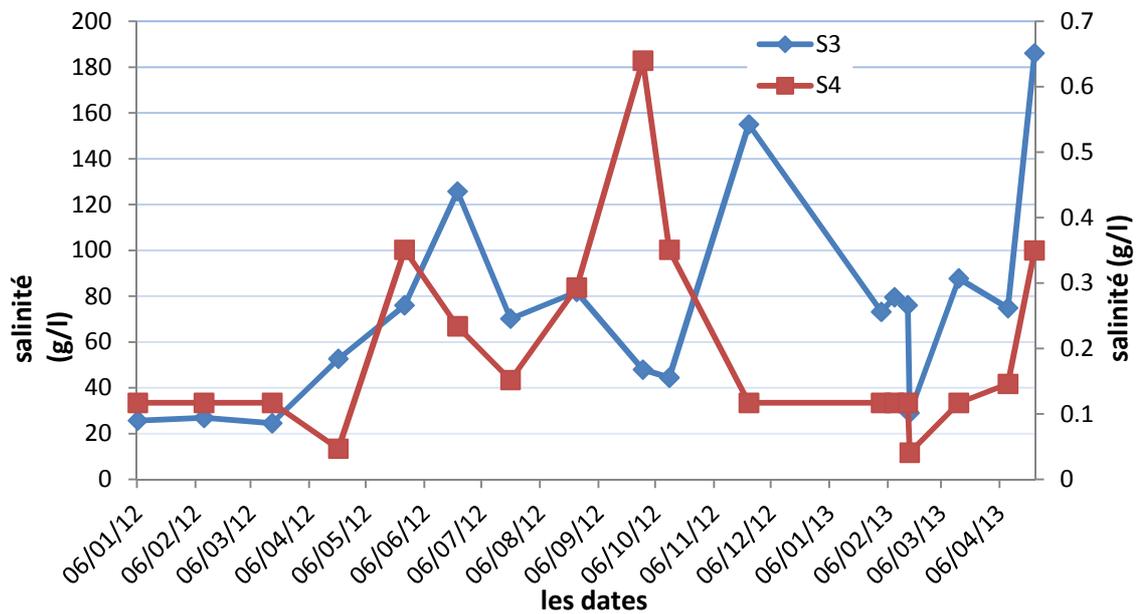


Figure IV.3 : Evolution de la salinité de collecteur S3 et S4 de MPPII

A partir de la figure IV.4 on observe que la salinité du collecteur S5 est variable. Le collecteur S6 est alimenté individuellement du puits HR157 à forte salinité mais gardé en service en raison de son importante production. Son fonctionnement est maintenu à faible débit.

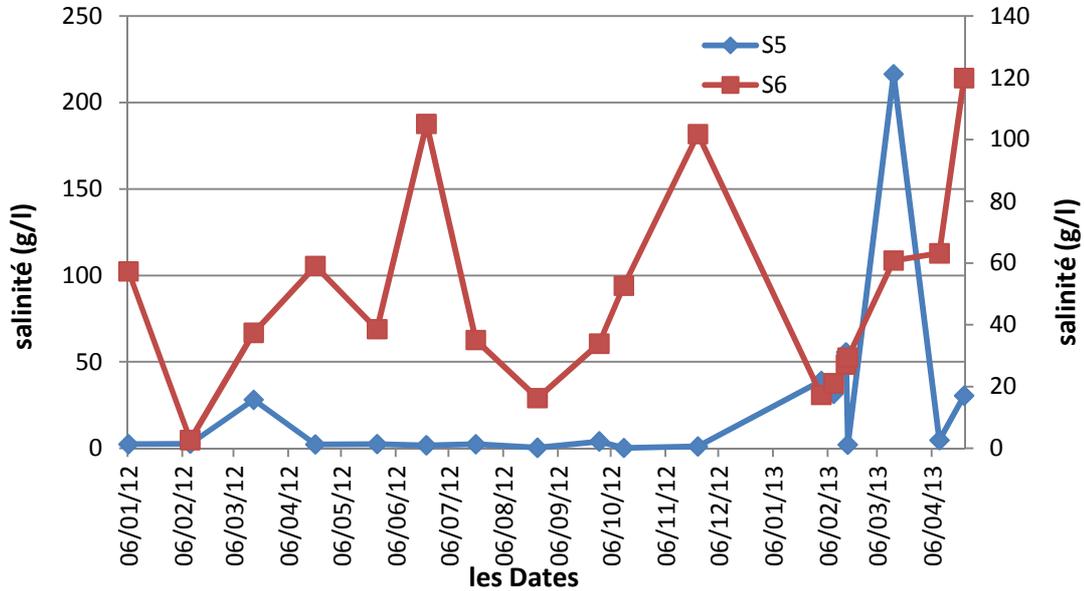


Figure IV.4 : Evolution de la salinité des collecteurs S5 et S6 de MPPII

Les analyses quantitatives des sels présents dans l'eau de gisement qui se font au niveau du premier ballon de séparation D-901 (graphe ci-dessous) montrent une évolution progressive de la teneur en sel avec le temps en raison de la salinité des puits qui l'alimentent.

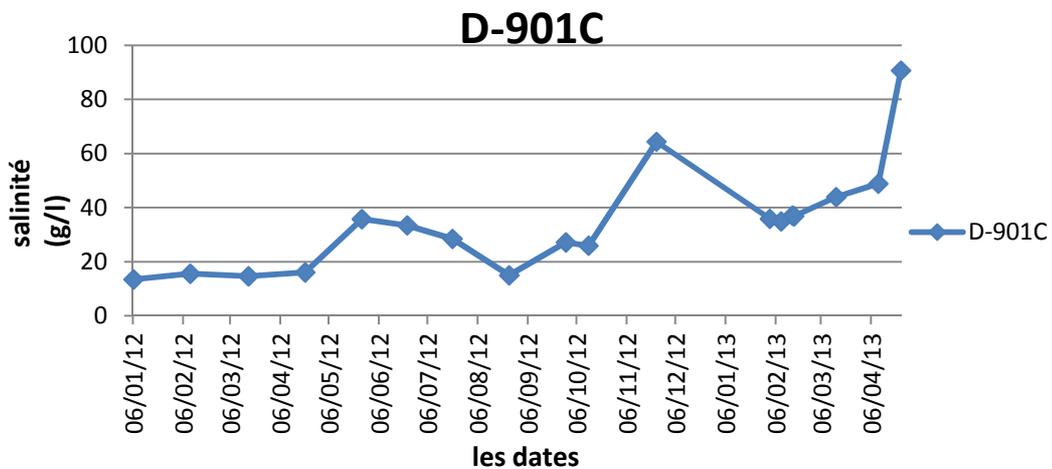


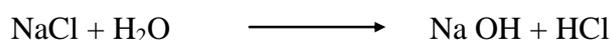
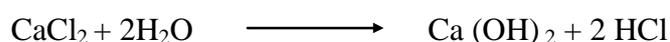
Figure IV.5 : Evolution de la salinité du ballon de séparation D-901 de MPPII

IV.4. 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 %
✓ CaCl ₂	:	35.20 %
✓ MgCl ₂	:	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 :

**IV.5 Test de présélection à l'échelle laboratoire :****IV.5.1 Choix des conditions opératoires :**

Dans le cadre de la campagne de sélection des produits désémulsionnant pour la région de Hassi R'mel, le produit EMULSOTRON X- 8294 a fait l'objet de test d'efficacité (Bottle-Test) au laboratoire.

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 condensat en matière de salinité.

Compte tenu du faible temps de séjour du condensat dans le séparateur D-901 du Boosting, la sélection des désémulsionnants à tester repose non seulement sur le critère d'efficacité mais aussi sur le temps minimal nécessaire pour casser l'émulsion (20 min).

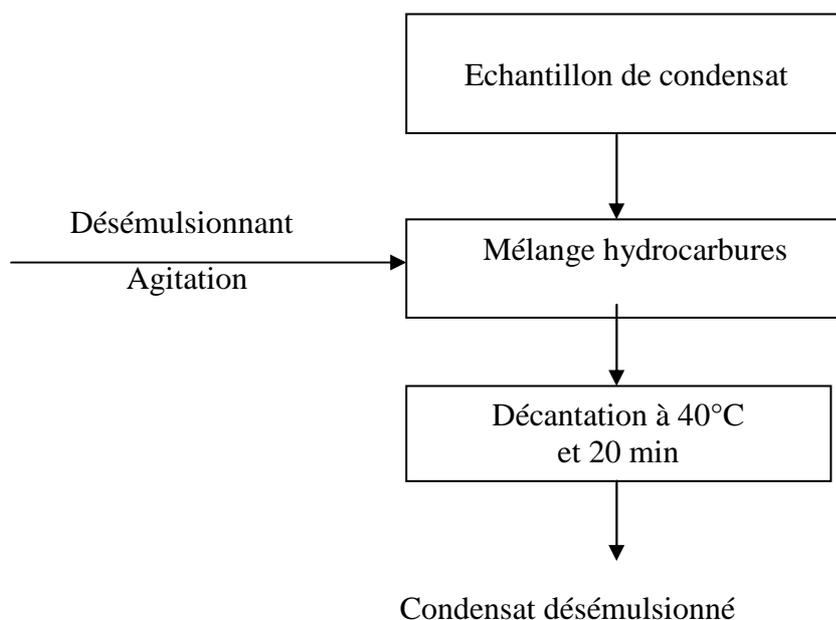
Les tests de désémulsification ont été réalisés à l'échelle de laboratoire entre 40 °C à 50 °C afin de tenir compte des conditions opératoires du process.

Dans le premier test on reprend les conditions du process à savoir : la salinité de l'eau récupérée au D-901 voisine de 96 ppm, on simule ensuite, l'ouverture des puits à forte salinité afin d'être dans les conditions les plus défavorables.

Les analyses donnent une salinité de l'ordre de 10 ppm ce qui confirme la fiabilité et l'efficacité du désémulsifiant (EMULSOTRON X- 8294).

Ces tests constituent une étude de faisabilité technique et de présélection d'un produit efficace répondant à toutes les exigences de la région. Etant donné qu'il s'agit de grandes quantités de condensat à traiter, le dosage est pris en considération pour réaliser un traitement économique.

IV.5.2 Logigramme de la méthode :



IV.5.3 Mode opératoire :

On prend 100 ml de condensat dans une éprouvette graduée de BSW de 100 ml, on ajoute 50 ppm de désémulsifiant. Après une agitation vigoureusement le mélange est laissé au repos pendant 20 min dans un bain thermostatique à 40°C. On analyse ensuite l'humidité et la salinité du condensat désémulsionné.



IV.5.4 Résultat obtenus :

Par manque de produits chimiques, l'analyse de la salinité n'a concerné que quelques échantillons pour notre étude.

Tableau IV.4: Résultats obtenus

Date	Analyses échantillons	Humidité (ppm)	Salinité (ppm)
03 /03/2013	D-901 sans traitement Et avec agitation	1466	–
	D-105 sans traitement Et sans agitation	941	–
04/03/2013	D-901 sans traitement Et avec agitation	1300	–
	D-105 sans traitement Et avec agitation	1811	–
05/03/2013	D-901 sans traitement Et sans agitation	673	–
	D-901 sans traitement Et avec agitation	1043	–
06/03/2013	D-901 avec traitement Et sans agitation	397	7
	D-901 après un jour de décantation	125	–
07/03/2013	D-901 sans traitement Et sans agitation	1140	31 .5
	D-901 sans traitement Et avec agitation	1271	40

Date	Analyses échantillons	Humidité (ppm)	Salinité (ppm)
09/03/2013	D-901 sans traitement Et avec agitation	1761	96
	D-901 avec traitement N° 2	384	20
	D901 avec traitement N° 6	368 .5	20.3
	D-901 avec traitement N° 7	299	13.7
	D901 avec traitement N° 8	305.7	19

IV.5.5 Interprétation des résultats :

Les résultats des mesures montrent que l'humidité et la salinité sans agitation et sans traitement sont faibles, lorsque l'émulsion n'est pas stable l'échantillon se décante facilement.

- ✓ L'action conjuguée de l'humidité dans le condensat provenant du D-901 (supérieur à 1000 ppm) et de la salinité de l'eau, risquent de perturber le bon fonctionnement du process et d'accentuer le phénomène de bouchage des filtres des pompes de rebouillage.
- ✓ Avec l'ouverture des puits à forte salinité l'humidité du condensat avec ou sans agitation reste la même ce qui signifie que l'émulsion eau dans le condensat est stable et justifie la nécessité d'une désémulsification.
- ✓ Pour des valeurs d'humidité supérieurs à 100 ppm, la salinité dans le condensat est élevée l'ordre de 40 ppm.

- ✓ L'humidité du condensat dans le séparateur D-105 est plus élevée que celle du D-901 avec une salinité plus faible. Ceci est dû à la contribution de l'eau de condensation de D-101 à faible salinité utilisée pour laver le condensat de D-105.
- ✓ La journée de 09/03/2013 a été marquée par une hausse de l'humidité et de la salinité ; nous avons saisi cette opportunité pour prélever des échantillons et tester les produit de désémulsification pour en sélectionner le plus efficace.
- ✓ D'après les résultats de la journée du 09/03/2013 quatre produits ont montré leur efficacité de désémulsification en permettant de réduire l'humidité du condensat de 1761 ppm à environ 300 ppm et la salinité de 96 à 20 ppm.
- ✓ Parmi ces produits, un seul désémulsifiant a démontré un grand degré de performance puisqu'il permet de diminuer l'humidité à 299 ppm et la salinité à 13 ppm et cela à un dosage relativement faible de 50 ppm.

IV.5.6. Test de conformité du produit désémulsionnant :

Le tableau IV.5 présente les résultats des analyses de contrôle de qualité. Nous retrouvons les mêmes caractéristiques physico-chimiques que celles fournis par la fiche technique (voir image 1, annexe B).

Tableau IV.5 : Les résultats des caractéristiques physico-chimiques de désémulsionnant

Paramètres	Mesure au laboratoire	Fiche technique
Aspect	Claire to légèrement brumeux liquide	Claire to légèrement brumeux liquide
Point de fusion (°C)	Pour point= \leq -25	Pour point= \leq -23
Densité relative	0,932-0,962 à 20°C	0,952 à 20°C
Valeur pH, solution diluée	4-6 a 5% dans 50:50 H ₂ O	5,5 a 5% dans 50:50 H ₂ O
Viscosité	<40 cps à 20°C	38 cps à 20°C
Point d'éclaire	-66	-68

IV.6 Essai industriel du désémulsionnant EMULSOTRON X-8294 sur le condensat non stabilisé :

IV.6.1 Choix du site dédié au test industriel :

Le champ de Hassi R'mel est caractérisé par une variation géographique de la salinité, la zone centrale est moins salée par rapport aux zones nord et sud qui présentent une forte salinité.

Le choix d'un site est en général effectué par rapport à la nappe géologique.

Cependant les puits du module II se trouvent à l'extrémité d'une zone à forte salinité, la montée du plan d'eau suite à la déplétion du gisement a donné naissance à des puits à forte salinité et par conséquent à des problèmes au niveau des unités de traitement du gaz.



Figure IV.6: Nappe Géologique de Hassi R'mel

IV.6.2 Choix du point d'injection du désémulsionnant :

Le choix du point d'injection est très important, après analyse du problème, le groupe de travail a avancé la proposition suivante :

Une distance de 20m doit être respectée entre le point d'échantillonnage SBS et le point d'injection du désémulsionnant pour avoir un bon test à blanc.

Il a été déterminé par expérience que l'ordre préférentiel le plus défavorable pour le test est le ballon D-901C.

L'injection d'un désémulsionnant en amont du D-901C améliore la séparation et l'élimination de l'eau salée dans ce ballon et par conséquent réduit la teneur en sel du condensat envoyé au D-105C. Plus le point d'injection est en amont plus son action est efficace grâce aux turbulences.

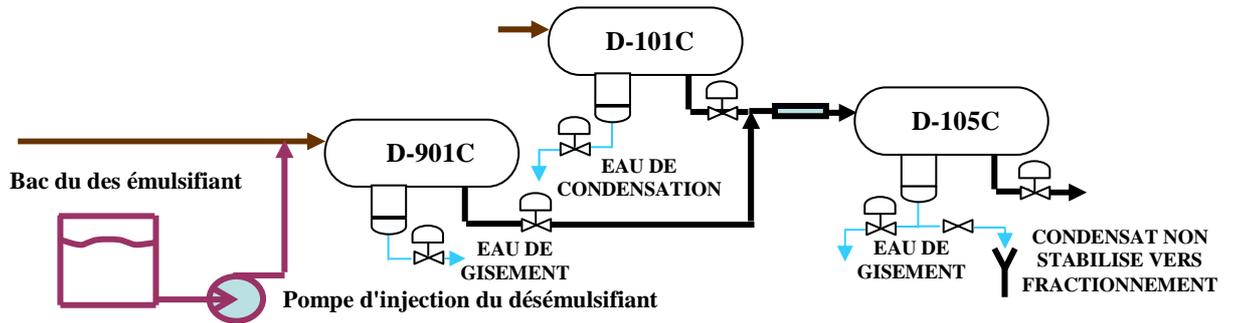


Figure IV.7 : Injection au niveau D-901

IV.6.3 Système d'injection du désémulsionnant :

Le système utilisé pour l'injection du désémulsionnant est un ancien système d'injection d'inhibiteur de corrosion au niveau de l'installation du module, les équipements utilisés sont :

- Deux pompes doseuses de grande capacité.
- Une cuve de stockage.
- Une ligne d'injection dans la nourrice de gaz brut.



Figure IV.8: Station d'injection



Figure IV.9: Point d'injection de Produit

IV.6.4 Procédure de l’essai industriel :

Cette opération a été établie par le « Comité Corrosion de Hassi R’mel » en collaboration avec les services concernés dans le cadre de la prise en charge du problème de la forte salinité des puits producteurs de gaz.

Cette expérience est la première du genre dans le domaine du traitement du gaz qui vise à atténuer de la salinité par le biais d’un traitement chimique tout en préservant la sécurité des installations. Les procédures ci-dessous ont été établies :

- ✓ Le service exploitation prend en charge l’injection du produit désémulsionnant en respectant les recommandations du fournisseur.
- ✓ Afin de ne pas perturber le procédé il est préférable d’injecter progressivement le produit en augmentant le débit jusqu’à l’optimisation.
- ✓ L’injection commence avec la situation actuelle du module (sans l’ouverture des puits salée), l’ouverture des puits à forte salinité se fait par palier.
- ✓ Le débit d’injection varie selon le palier et le produit doit être injecté pur.

Ce test est contrôlé par :

- Le service laboratoire qui prend en charge le suivi analytique du test de la qualité des produits finis. Il doit signaler toute déviation de la qualité des produits.
- Le service exploitation du module doit suivre attentivement l’état du process et doit signaler toute perturbation ou anomalie.
- Le service maintenance doit intervenir en permanence pour garantir le fonctionnement continu des pompes d’injection.
- Le service mesure et contrôle doit suivre la salinité des puits en services.

IV.6.5 Ajustement des paramètres de process :

Tableau IV.6 : Les paramètres de process de MPP2

Date	Heure	2-D-901A		2-D-901A		2-D-901B		21-D-105			22-D-105		
		Pression (Kg/cm ²)	T(°C)	Débit m ³ /H	Pression (Kg/cm ²)	T(°C)	Débit m ³ /H						
14/04/13	11H00	62,5	49,7	63,7	49,8	63,5	49,8	32	37,8	18,5	32	18,4	18,4
23/04/13	11H00	62,9	48,7	63,9	48,7	63,9	48,7	32	27,6	19,8	32	19,5	19,5

Les paramètres suivants ont été contrôlés sur le condensat traité au niveau des équipements sensibles des trains A, B et C :

- Température : 40°C à 50°C
- Pression d'entrée : 72 bars
- Pression D901 : 62 bars
- Pression D105 : 32 bars
- Niveau du liquide dans les D901 et D105 fixé à 50%.

IV.6.6 Variation et optimisation du débit d'injection du désémulsionnant :

Le service puits prend en charge l'ouverture des puits et les opérations d'augmentation ou de réduction des débits de production au niveau des puits concernés :

- L'ouverture progressive des puits à forte salinité commence après avoir réalisé l'efficacité attendue du traitement à la situation actuelle du module.

Le seuil optimum de salinité dans le condensat doit être ≤ 10 ppm pour que le produit soit jugé comme efficace dans D-105C.

- On ne peut prétendre à un palier supérieur de salinité que si le produit a démontré son efficacité après optimisation. la quantité de produit désémulsionnant consommé est un paramètre indicateur de l'efficacité.

- Le 1^{er} palier : 30 g/l dans l'eau libre
- 2^{ème} palier : 60 à 70 g/l dans l'eau libre
- 3^{ème} palier : 285 g/l dans l'eau libre

Pour les trois paliers ci-dessus, on doit trouver une valeur ≤ 10 ppm de salinité.

Dans le cas étudié nous avons trouvé les résultats suivants :

- Le 1^{er} palier : 9 ppm
- 2^{ème} palier : 13 ppm
- 3^{ème} palier : 15 à 25 ppm.

IV.6.7 Résultats et discussion :

a. Salinité dans l'eau

A partir de la figure IV.10, nous remarquons que la salinité augmente dans l'eau du ballon de séparation D-901 au cours du test. Cela est dû à l'augmentation de débit de certains puits dosés et l'ouverture progressive des puits initialement fermés pour forte salinité.

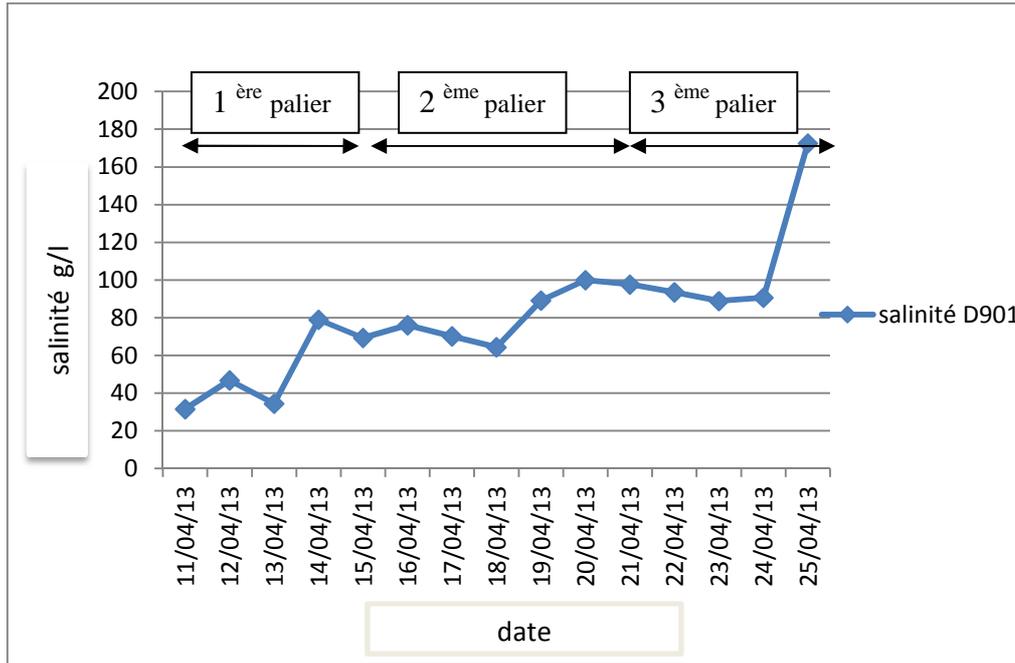


Figure IV.10 : Evolution de salinité dans l'eau du ballon de séparation D-901 de MPPII au cours de test

b. Salinité dans le condensat

L'évolution de la salinité du condensat varie avec le dosage comme le montre la figure IV.11. Nous remarquons que pour atteindre l'efficacité du produit désémulsionnant il est nécessaire d'augmenter son dosage en fonction des paliers de salinité (confère tableau 4, annexe A).

Les courbes représentant l'évolution de la salinité pour différents paliers des points D901 et D105 montrent que la salinité est inférieure à celle dans le SBS ce qui prouve l'efficacité du produit injecté.

Les valeurs de la salinité (dans le condensat) obtenues lors du test sont satisfaisantes et ne dépassent pas les valeurs enregistrées en fonctionnement normale du Module 2.

Les valeurs relativement élevées enregistrées à la fin du test sont dues à l'épuisement de du produit.

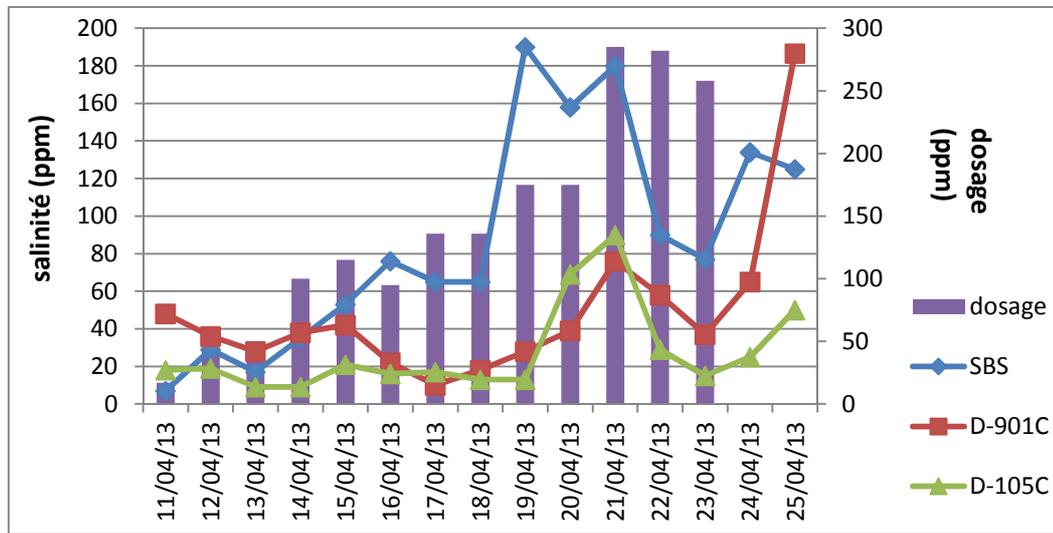


Figure IV.11 : Evolution de la salinité dans le condensat et le dosage injecter de désémulsionnant.

IV.6.8 Discussion des graphes :

L'évolution de la teneur en eau (humidité) et la salinité (fig.IV.14 et IV.15) est pratiquement proportionnelle dans les deux graphes, elle passe par trois paliers progressifs de la salinité pour atteindre une valeur maximale à cause de l'ouverture progressive des puits à forte salinité. Ce suivi a été réalisé par l'injection du produit chimique de dessalage à de différentes doses. (Voir tableau 1et 2, annexe A).

- ✓ **1^{ere} palier** se situe dans la gamme de faible salinité (30 g/l), dans l'eau libre on observe une augmentation de la teneur en eau et de la salinité au niveau du SBS par contre, on note une diminution relativement importante de ces deux substances dans les ballons de D-901 et D-105 ce, diminution justifiée par l'injection du produit chimique en dose efficace pour briser l'émulsion très stable à l'origine et réduire la salinité et l'humidité dans le condensat.
- ✓ **2^{eme} palier** est dans la gamme moyenne de salinité (60-70 g/l) dans l'eau libre, les modifications de ce paramètre sont importantes à cause de l'ouverture des puits salés. On note une augmentation de la salinité et de l'humidité dans le point d'échantillonnage SBS.

L'évolution de la salinité et de l'humidité dans les ballons D-105 et D-901 est inattendue, ces paramètres sont plus élevés au niveau du D-105 par rapport au D-901 suite à une contamination par une ligne non purgée qui a permis l'entassement du sel. pour résoudre ce problème on doit purger l'eau de la ligne de sortie D-901 ensuite le D-105 A, B, C.

L'efficacité du désémulsionnant est atteinte pour une dose d'ordre **180 ppm**.

✓ Le 23 /04/2013 : la la salinité diminue d'une façon remarquable de 180 ppm à 80 ppm à cause de l'ouverture d'un puits non salé qui permet de laver le condensat.

✓ **3^{ème} palier** de la salinité moyenne (285 g/l) dans l'eau libre : après le 23 /04/2013 avec l'ouverture du puits à forte salinité (HR 157), la salinité arrive un seuil maximal de 186 ppm avec un taux d'humidité très élevé (395 ppm). Le débit d'injection du produit est augmenté pour atteindre l'efficacité du désémulsionnant et retrouver les conditions normales du process (température, pression et le nombre de puits ouverts).

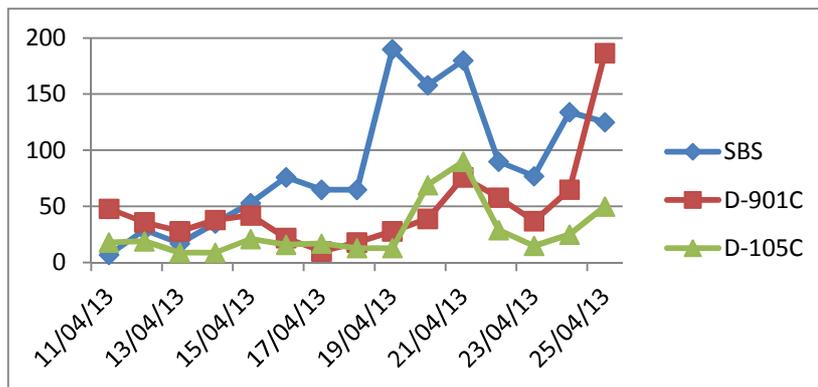


Figure IV.12: Evolution de la salinité dans le condensat

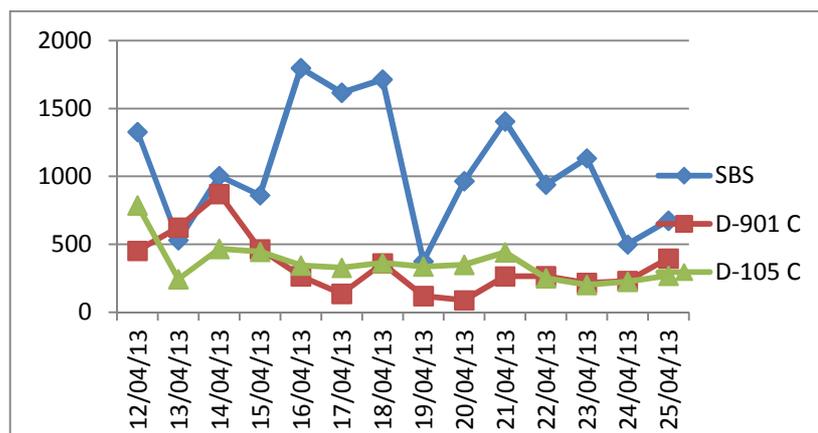


Figure IV.13: Evolution de l'humidité dans le condensat

IV.7 Impact du produit désémulsionnant sur la qualité du condensat produit :

Le tableau ci-dessous présente les résultats obtenus par les mesures de la couleur du condensat par la méthode de Tintomètre LOVIBOND qui montrent clairement que le désémulsionnant n'a aucune influence sur la composition ou la structure du condensat produit.

Tableau IV.7 : résultats de mesure de la couleur de condensat produit

Dates	Couleur condensat (ASTM)
11/04/2013	0,3
12/04/2013	0,3
13/04/2013	0,3
14/04/2013	0,3
15/04/2013	0,4
16/04/2013	0,3
17/04/2013	0,3
18/04/2013	0,3
19/04/2013	0,3
20/04/2013	0,3
21/04/2013	0,2
22/04/2013	0,2
23/04/2013	0,3
24/04/2013	0,3
25/04/2013	0,3

IV.8 Conséquences du traitement chimique :

Le traitement chimique a des conséquences très positives sur le process tel que :

- Fiabilité du produit sur le process.
- Stabilisé du process au niveau de séparation et des colonnes.
- Purge non fréquente de l'eau du D-105.
- Pas de bouchage dans filtre ou de cavitation des pompes.
- Augmentation de production gaz, GPL et condensat.

L'obtention de faible taux de salinité dans le condensat traité avec l'élimination de l'eau libre au D-901 résulte du suivi périodique de la salinité des puits, collecteurs et séparateurs d'entrée du module et d'un choix judicieux de l'agent désémulsifiant et de son utilisation optimale.

IV.9 Efficacité du traitement chimique :

Figure IV.14: Condensat de SBS sans traitement et D901 traité

IV.10 Conclusion :

L'eau est naturellement présente dans le gaz. Sa présence excessive avec des sédiments dans le condensat engendre dans les installations de traitement du gaz des problèmes liés à la corrosion des équipements ou au bouchage des tubes des fours et des échangeurs.

Le but de notre travail était d'étudier l'élimination des gouttelettes d'eau dispersées qui provoquent, selon leur origine, une augmentation de la salinité plus ou moins importante dans le condensat.

L'amélioration de cette salinité reste une préoccupation technique majeure de la Sonatrach.

Au niveau de Hassi R'Mel, la Sonatrach a opté pour le dessalage chimique du condensat à l'aide d'agent désemulsionnant pour résoudre ce problème.

Nous avons effectué lors de notre séjour sur site (Hassi R'Mel) des prélèvements au niveau de plusieurs points pour doser les taux d'humidité et de salinité des condensats.

Le produit de désémulsification EMULSOTRON X-8294 a été utilisé pendant 20 jours sur différents échantillons pour étudier son efficacité et optimiser sa concentration.

Les résultats des analyses montrent que le produit possède un pouvoir dessalant très satisfaisant sur le condensat à partir d'une dose de traitement de 285 ppm, il donne une valeur de la salinité de 50ppm.

Les conclusions de cette étude sont encourageantes et confirment l'efficacité de la technique de dessalage chimique du condensat non stabilisé à l'échelle industrielle.

L'application du dessalage chimique va permettre la remise en service des puits fermés à cause de leur forte salinité et par conséquent d'augmenter la production tout en préservant la sécurité des installations.

Conclusion

IV.11 Recommandation:

Après l'analyse des différentes propositions, et en vue de mettre en œuvre une solution qui sera valable non seulement pour le cas de fonctionnement actuel, mais aussi dans les conditions futures en tenant compte de la déplétion du gisement :

- Détermination de la teneur en eau et en sel dans le condensat aux différents points de la section de fractionnement en vue de réaliser un bilan de matière sur le sel pour pouvoir déterminer les points où ce dernier est susceptible de se déposer.

Faire d'autres tests avec d'autres produits désémulsionnants pour chercher le produit le plus efficace et le plus rentable économiquement

Abréviation

Abréviation	Signification
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economiques
HRM	Hassi R'mel
GL4-Z	Gazoduc vers Arzew
GME	Gazoducs vers skikda
Gr1, Gr2	Gazoduc pour L'Espagne via le Maroc
GNL	Gaz Naturel liquéfié
GPL	Gaz Pétrole Liquéfié
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
MMP	Modul Processing Plant
MEG	Mono éthylène Glycol
CTH	Centre Traitement d'Huile
SP4	Station de Pompage4
HRS	Hassi R'mel Sud
BSW	Bottle Sédiment Water
CRD	Centre de Recherche- Développement
EP	Engineering et Production
XP	Direction Exploitation
SE	Division Sécurité
TEC	Direction Technique
MN	Direction Maintenance
MPP2	Module 2 de Traitement du gaz
HR Sud	Unité de HRM Sud située a la zone sud du champ de Hassi R'mel
ppm	Partie Par Million
ASTM	Américain System for Testing Material.
P101	Pompe de rebouillage du condensat du déethaniseur
P104	Pompe de rebouillage du condensat du débutaniseur
D901	Séparateur du Boosting (Charge= gaz brut)
D105	Séparateur gaz de recompression et condensat du train
D101	Séparateur HP gaz / condensat / eau du train

Abréviation

--	--

Abréviation

Liste des figures

Chapitre I : Revue Bibliographie

- Figure I.1** : Répartition des réserves de gaz naturel.
- Figure I.2** : Consommation du gaz naturel de 1965 à 2006.
- Figure I.3** : La répartition de réserves gazières en Algérie.
- Figure I.4** : Carte géographique de Hassi R'mel.
- Figure I.5** : Le champ de Hassi R'mel.
- Figure I.6** : schéma de Boosting.
- Figure I.7** : trains de production de module II.

Chapitre II : Salinité et technique de dessalage

- Figure II.2**: bouchage de la pompe P-101B.
- Figure II.3**: Bouchage de la pompe de rebouillage.
- Figure II.4** : Chlorure de Sodium.
- Figure II.5** : L'injection de l'eau douce en amont au niveau de séparateur D105.
- Figure II.6**: Installation d'un filtre coalesceur en aval de séparateur.
- Figure II.7** : Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique sur skid sortie usine.
- Figure II.8**: Injection de glycol au niveau de séparateur D105.
- Figure II.9** : Emulsion ; phase dispersée et phase dispersante.
- Figure II.10** : Emulsion huile dans eau.
- Figure II.11**: Emulsion eau dans huile.
- Figure II.12** : Types de l'émulsion double.
- Figure II.13** : Emulsifiant.
- Figure II.14** : Teste de la conductivité.
- Figure II.15** : Processus de déstabilisation d'une émulsion.
- Figure II.16**: Trois cas de répulsions entre deux gouttes.
- Figure II.17**: Action de Désémulsionnant.
- Figure II.18**: Mécanisme de désémulsification.

Chapitre III : Méthodologie d'analyse

- Figure III.1** : points d'échantillonnages eau et condensat.
- Figure III.2**: Appareille de Karl Fischer.
- Figure III.3**: Les électrodes de Conductimétrie.
- Figure III.4** : Appareil de Conductivimétrie.
- Figure III-5**: Courbe d'étalonnage.
- Figure III.6** : Chromatographie en phase gazeuse.
- Figure III.7** : Vue intérieure de la chromatographie en phase gazeuse.
- Figure III.8** : Tintomètre LOVIBOND.

Chapitre IV : Résultats et discussions

Figure IV.1 : Réseau de collecte du gaz brut MPPII.

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

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

Figure V.4 : Evolution de la salinité des collecteurs S5 et S6 de MPPII.

Figure IV.5 : Evolution de la salinité du ballon de séparation D-901 de MPPII.

Figure IV.6: Nappe Géologique de Hassi R'mel.

Figure IV.7 : Injection au niveau D-901.

Figure IV.8: Station d'injection.

Figure IV.9: Point d'injection de Produit.

Figure IV.10 : Evolution de salinité dans l'eau du ballon de séparation D-901 de MPPII au cours de test.

Figure IV.11 : Evolution de la salinité dans le condensat et le dosage injecter de désémulsionnant.

Figure IV.12: Evolution de la salinité dans le condensat.

Figure IV.13: Evolution de l'humidité dans le condensat.

Figure IV.14: Condensat de SBS sans traitement et D901 traité.

Chapitre I

Revue Bibliographique

Chapitre II

Salinité et techniques de dessalage

Chapitre III

Méthodologie d'analyse

Chapitre IV

Résultat et discussion

Bibliographie

- 1- **A. ROJEY, B. DURAND, C.JAFFRET, S. JULLIAN, M.VALAIS**, livre « le gaz naturel production, traitement, transport », Institut Français du Pétrole (France), (1994).
- 2- Revue trimestriel de Sonatrach N° 15, Décembre 2011.
- 3- Revue Sonatrach « fiche technique de la région de Hassi R'mel », (2002).
- 4- Revue Sonatrach « traitement du gaz » Edition technique, (1978).
- 5- Revue Sonatrach « manuel opératoire process module II », (1978).
- 6- Revue Sonatrach « exploitation d'un laboratoire d'analyse chimique MPPII », (1978).
- 7- http://en.wikipedia.org/wiki/Natural_gas_condensate.
- 8- **S.F.MANING, E.RICHARD HOMPSON**, «oilfield processing of petroleum: natural gas», Oklahouma, volume1, (1991).
- 9- **A.BENFADEL, O.LAZIZ, M.MOKHTARI, Y.BENAYED, H.HEBBEL, Y.BALMANI, C.BEGHIBEGH, S.LABOID, L.GUEDED, C.ZAHRAOUI, M. CHEA**, Revue Sonatrach «Le rapport salinité de condensat au module II sonatrach », Hassi R'mel, p 3-18, (2009).
- 10- **O. DOUMEIX**, « Les émulsions », Opération unitaire, génie biologique, BIOTECH, Biologie technique TOM1, p 10-98, (2011).
- 11- **P.BROCHETTE**, « Emulsification, élaboration et étude d'émulsions », technique de l'ingénieur, traité génie procédés, j2150, (2009).
- 12- **J.ALLOUCHE**, Thèse de Doctorat « développement de nouvelles méthodes pour l'élaboration d'émulsions multiple eau/huile/eau », Université de PAU, p7-12, (2003).
- 13- **J.P.CANSELLIER, M.POUX**, « procédé d'émulsification et mécanisme de formation des émulsions », Technique de l'Ingénieur, j12152, Université de Toulouse, (2004).
- 14- **M.KHAMSSA**, « la séparation et ses problèmes rencontre à Hassi R'mel », Thèse de Doctorat ,Université de Ouargla, (2005).
- 15- Manuel opératoire du laboratoire module II, (1978).
- 16- Manuel de formation, utilités, laboratoire EXP-PR-UT110, (1978).
- 17- **J.TRANCHANT**, «Chromatographie en phase gazeuse », Technique de l'Ingénieur, p1485, (1996).
- 18- Manuel d'instrumentation, **LOVIBOND PEX880**, (2003).

ANNEX A

Tableau 3 : Résultats des analyses de l'eau des collecteurs et du D-901 (g/l)

DATE	S1	S2	S3	S4	S5	S6	D-901 C
06/01/12	4.46	5.49	25.74	0.117	2.34	57.33	13.45
10/02/12	6.9	5.26	26.91	0.117	2.63	2.691	15.6
17/03/12	7.72	5.38	24.57	0.117	28.08	37.44	14.63
21/04/12	1.287	4.62	52.65	0.047	2.28	59.08	16.09
26/05/12	163.8	5.38	76.05	0.351	2.45	38.61	35.78
23/06/12	84.82	6.08	125.77	0.234	1.75	105.08	33.46
21/07/12	1.34	7.02	70.2	0.152	2.34	35.1	28.47
25/08/12	1.814	23.4	81.9	0.293	0.294	16.26	15
29/09/12	1.463	4.5	47.97	0.64	3.97	33.93	27.18
13/10/12	1.346	4.388	44.46	0.351	0.234	52.65	25.93
24/11/12	0.995	8.63	155.03	0.117	1.053	101.79	64.35
02/02/13	1.346	7.527	73.175	0.117	39.035	17.285	35.88
09/02/13	1.053	7.196	79.56	0.117	31.59	21.06	34.93
16/02/13	1.404	7.781	76.05	0.117	55.575	27.203	37.05
17/02/13	4.914	4.914	29.08	0.041	2.106	29.385	36.85
15/03/13	1.229	8.25	87.75	0.117	216.45	60.84	43.88
10/04/13	1.229	9.009	74.88	0.146	4.68	63.18	48.84
24/04/13	1.346	38.61	186.1	0.35	30.42	119.93	90.68

Tableau 4 : Dosage de produit désémulsifiant injecté (ppm)

les dates	dosage (ppm)
13/04/13	17
14/04/13	42
15/04/13	50
16/04/13	100
17/04/13	115
18/04/13	95
19/04/13	136
20/04/13	136
21/04/13	175
22/04/13	175
23/04/13	285
24/04/13	282
25/04/13	258

Tableau 1 : Résultat des mesures de la salinité du condensat (ppm)

date	SBS	D-901 C	D-105 C
11/04/13	7	48	18
12/04/13	29	36	19
13/04/13	17	28	9
14/04/13	35.09	38	9
15/04/13	53	42	21
16/04/13	76	22	16
17/04/13	65	10	17
18/04/13	65	18	13
19/04/13	190	28	13
20/04/13	158	39	69
21/04/13	180	76	90
22/04/13	90	58	29
23/04/13	77	37	15
24/04/13	134	65	25
25/04/13	125	186.6	50

Tableau 2 : Résultats des mesures d'humidité du condensat (ppm)

date	SBS	D-901 C	D-105
11/04/13	507	1856	446
12/04/13	1328	452	787
13/04/13	531	624	244
14/04/13	1004.5	870.8	466.9
15/04/13	861.2	464.3	444.8
16/04/13	1798.2	264.5	344.6
17/04/13	1617.7	136.4	327.3
18/04/13	1714.6	360.1	363.4
19/04/13	374.9	119.3	336.5
20/04/13	965.9	87.9	350.2
21/04/13	1405.9	264.2	440.9
22/04/13	940	264.6	250.6
23/04/13	1134.3	216.3	201.2
24/04/13	498.9	230.7	224.8
25/04/13	673.9	395.4	268.8



chromatographie en phase gazeuse



Appareille de Karl Fischer



Conductimètre



Appareil de Tintométrie LOVIBOND PFX880

ANNEX B



Produit désémulsionnant EMULSOTRON X-8294



Eau de gisement salée –HR-D01



Tuyauterie bouchée



Faisceau tubulaire bouché



Dépôt de sel



Vue de l'intérieure du four

FICHE DE DONNEES DE SECURITE
Emulsotron X-8294

1 IDENTIFICATION DE LA SUBSTANCE/PREPARATION ET DE LA SOCIETE/L'ENTREPRISE

NOM DU PRODUIT : Emulsotron X-8294
 DISTRIBUTEUR : Champion Technologies
 Minto Avenue
 Altens Industrial Estate
 Aberdeen, AB12 3JZ
 00 44 1224 879022
 00 44 1224 876022
 eh.productstewardship@champ-tech.com
 NO DE PRODUIT : X-8294
 UTILISATION : Agent désémulsionnant
 NUMÉRO DE TÉLÉPHONE EN CAS D'URGENCE : [24Hr] 00 44 (0)1224 879022

2 IDENTIFICATION DES DANGERS

L'exposition répétée peut provoquer dessèchement ou gerçures de la peau. L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges. Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.
 CLASSIFICATION (1999/45) : N;R51/53. R66, R67.

3 COMPOSITION/INFORMATIONS SUR LES COMPOSANTS

Appellation	No EC :	No. CAS	Contenu	Classification (67/548)
Solvant naphtha (petroleum), heavy aromatic	265-198-5	64742-94-5	30-60%	Xn;R65. N;R51/53. R66,R67.
XYLÈNE	215-535-7	1330-20-7	1-10%	R10 Xn;R20/21 Xi;R38
ETHYLBENZÈNE	202-849-4	100-41-4	< 1%	F;R11 Xn;R20
NAPHTALÈNE	202-049-5	91-20-3	< 1%	Carc. Cat. 3;R40 Xn;R22 N;R50/53
BENZÈNE	200-753-7	71-43-2	<0.01%	F;R11 Carc. Cat. 1;R45 Muta. Cat. 2;R46 T;R48/23/24/25 Xn;R65 Xi;R36/38
TOLUÈNE	203-625-9	108-88-3	<0.01%	F;R11 Repr. Cat. 3;R63 Xn;R48/20,R65 Xi;R38 R67

Le texte intégral pour toutes les phrases R est présenté dans la rubrique 16.

4 PREMIERS SECOURS

INHALATION

Éloigner immédiatement la victime de la source d'exposition. Consulter un médecin si les troubles persistent. En cas de problèmes respiratoires : pratiquer la respiration artificielle et/ou donner de l'oxygène.

INGESTION

NE JAMAIS FAIRE VOMIR OU BOIRE UN LIQUIDE UNE PERSONNE INCONSCIENTE ! Rincer immédiatement la bouche et beaucoup d'eau (200-300 ml). NE PAS faire vomir. Consulter immédiatement un médecin. En cas de vomissement, garder la tête basse pour éviter une pénétration du contenu de l'estomac dans les poumons.

CONTACT AVEC LA PEAU

Enlever immédiatement les vêtements souillés et laver la peau avec de l'eau et du savon. Consulter rapidement un médecin si des symptômes surviennent après le lavage.

CONTACT AVEC LES YEUX

Prendre soin d'enlever les lentilles de contact des yeux avant de rincer. Laver rapidement les yeux avec beaucoup d'eau en soulevant les paupières. Continuer à rincer pendant au moins 15 minutes et consulter un médecin.

5 MESURES DE LUTTE CONTRE L'INCENDIE

MOYENS D'EXTINCTION

En cas d'incendie, utiliser la mousse, le dioxyde de carbone, la poudre ou l'eau pulvérisée.

Emulsotron X-8294

PROCÉDURES DE LUTTE CONTRE L'INCENDIE

Éviter de respirer les vapeurs du feu. Se placer avec le dos contre le vent pour éviter les fumées. Refroidir les récipients exposés aux flammes avec de l'eau et continuer même une fois le feu éteint. Éviter un jet d'eau direct, qui dispersera et éteindra le feu. Éviter de verser dans l'égout ou une source d'eau. Établir une digue pour retenir l'eau.

RISQUES D'INCENDIE/D'EXPLOSION RARES

Peut s'allumer à une température élevée.

RISQUES PARTICULIERS

Un feu ou une haute température créé : Oxydes de : Carbone.

ÉQUIPEMENT DE PROTECTION POUR LE PERSONNEL DE LUTTE CONTRE LE FEU

Porter un vêtement de protection complet. En cas d'incendie porter un appareil respiratoire à adduction d'air.

6 MESURES À PRENDRE EN CAS DE DISPERSION ACCIDENTELLE

PRÉCAUTIONS INDIVIDUELLES

Porter des vêtements de protection comme décrit dans la rubrique 8 de cette fiche de données de sécurité. En cas de ventilation insuffisante, porter un appareil respiratoire approprié. Interdiction de fumer et d'utiliser une flamme ouverte ou d'autres sources d'inflammation. Éviter le contact avec la peau et les yeux.

PRÉCAUTIONS POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Ne pas rejeter à l'égout, dans l'environnement terrestre ou dans les cours d'eau.

MÉTHODES DE NETTOYAGE

Arrêter la fuite si cela est possible sans risque. Absorber avec de la vermiculite, du sable sec ou de la terre, puis placer en récipient. Les récipients avec la matière déversée doivent être correctement étiquetés selon leur contenu et avec les symboles de danger. Ne pas laisser les effluents contaminer les bassins et réseaux d'eau.

7 MANIPULATION ET STOCKAGE

PRÉCAUTIONS D'USAGE

Éloigner de la chaleur, des étincelles et des flammes nues. Faire très attention de ne pas renverser la matière et éviter du contact avec la peau et les yeux. Bien aérer et éviter de respirer les vapeurs. Choisir un appareil respiratoire approuvé si la contamination de l'air est supérieure au taux acceptable.

PRÉCAUTIONS DE STOCKAGE

Conserver dans l'emballage d'origine à fermeture étanche et dans un endroit sec et frais. Mettre le récipient et l'équipement de la terre afin d'éviter la formation d'étincelles d'électricité statique.

8 CONTRÔLE DE L'EXPOSITION/PROTECTION INDIVIDUELLE

Appellation	Norme	VME - 8 hrs		VLE - 15 min		Remarques
BENZÈNE	VLEP	1 ppm	3,25 mg/m ³			C1, M2
ETHYLBENZÈNE	VLEP	100 ppm	442 mg/m ³	200 ppm	884 mg/m ³	*
NAPHTALÈNE	VLEP	10 ppm	50 mg/m ³			C3
Solvant naphtha (petroleum), heavy aromatic		17 ppm	100 mg/m ³			
TOLUÈNE	VLEP	100 ppm	375 mg/m ³	150 ppm	550 mg/m ³	R3
XYLÈNE	VLEP	50 ppm	221 mg/m ³	100 ppm	442 mg/m ³	*

VLEP = Valeurs limites d'exposition professionnelle.

C1 = Substance classée cancérigène de catégorie 1

M2 = Substance classée mutagène de catégorie 2

R3 = Substance classée toxique pour la reproduction catégorie 3

* = Risque de pénétration percutanée

C3 = Substance classée cancérigène de catégorie 3

ÉQUIPEMENTS DE PROTECTION



MESURES D'INGÉNIEURIE

Assurer une ventilation générale et localisée appropriée.

Emulsotron X-8294

PROTECTION RESPIRATOIRE

Une protection respiratoire doit être utilisée si la contamination dans l'air dépasse le niveau acceptable. Porter un masque complet de gaz pour les substances organiques.

PROTECTION DES MAINS

Porter des gants de protection. Trouver le gant le plus approprié en concertation avec le fournisseur des gants qui peut indiquer la matière constitutive du gant. Le liquide peut pénétrer les gants. Par conséquent, changer de gants souvent.

PROTECTION DES YEUX

Porter des lunettes de sécurité approuvées.

AUTRES MESURES DE PROTECTION

Porter des vêtements appropriés pour éviter tout contact avec le liquide et un contact répété ou prolongé avec les vapeurs.

MESURES D'HYGIÈNE

Se laver après le travail et avant de manger, de fumer et avant d'aller aux toilettes. Enlever promptement tout vêtement contaminé. Ne pas manger, boire ou fumer pendant l'utilisation. Se laver rapidement à l'eau savonneuse en cas de contamination de la peau. Utiliser une crème mains appropriée pour éviter un dessèchement de la peau.

9 PROPRIÉTÉS PHYSIQUES ET CHIMIQUES

ASPECT	Clair to légèrement brumeux Liquide
POINT DE FUSION (°C)	Pour Point = < -25
DENSITÉ RELATIVE	0.932 - 0.962 @ 20 DegC
VALEUR PH, SOLUTION DILUÉE	4-6 @ 5% in 50:50 IPA:H2O
VISCOSITÉ	<40 cps @ 20 DegC
POINT D'ÉCLAIR (°C)	~66

10 STABILITÉ ET RÉACTIVITÉ

STABILITÉ

Stable à température normale et l'emploi recommandé.

CONDITIONS À ÉVITER

Éviter la chaleur, les flammes et d'autres sources d'inflammation.

MATIÈRES À ÉVITER

Acides forts. Oxydants forts.

PRODUITS DE DÉCOMPOSITION DANGEREUX

Un feu ou une haute température créé : Oxydes de : Carbone.

11 INFORMATIONS TOXICOLOGIQUES

INFORMATIONS GÉNÉRALES

L'exposition prolongée et répétée aux solvants pendant une longue période peuvent entraîner des problèmes de la santé

INHALATION

Irritant pour l'appareil respiratoire. Une forte concentration de vapeurs peut irriter l'appareil respiratoire et provoquer des maux de tête, des nausées et des vomissements.

INGESTION

Nocif : peut provoquer une atteinte des poumons en cas d'ingestion. Une pneumonie peut être provoquée par une entrée dans les poumons des matières vomies contenant des solvants.

CONTACT AVEC LA PEAU

Irritant pour la peau. Agit comme un agent de délipidation de la peau. Peut causer un craquement de la peau et de l'eczéma. L'exposition prolongée ou répétée peut provoquer une grave irritation.

CONTACT AVEC LES YEUX

Pas de mises en garde spécifiques pour la santé. Le gaz et la vapeur dans les yeux peuvent causer des irritations et des douleurs.

12 INFORMATIONS ÉCOLOGIQUES

ÉCOTOXICITÉ

Ce produit contient des substances qui sont toxiques pour les organismes aquatiques, et qui peuvent avoir des effets néfastes sur l'environnement aquatique. Dangereux pour l'environnement en cas de déversement dans les cours d'eau.

MOBILITÉ

Le produit est insoluble dans l'eau et se dispersera sur la surface de l'eau.

POTENTIEL DE BIO-ACCUMULATION

Ce produit contient des substances qui sont potentiellement bio-accumulables.

DÉGRADABILITÉ

Le produit est potentiellement dégradable.

13 CONSIDÉRATIONS RELATIVES À L'ÉLIMINATION

MÉTHODES D'ÉLIMINATION

Éliminer les déchets et résidus conformément aux règlements municipaux. Récupérer et régénérer ou recycler si possible.

CLASSIFICATION DECHETS

Pour ce produit et en accordance avec le catalogue europeen des déchets (EWC), le numéro de catalogue ne peut etre fournis que s'il est établi une proposition d'abord, le numéro de catalogue doit etre donné en fonction du process local de traitement des déchets.

14 INFORMATIONS RELATIVES AU TRANSPORT



DÉSIGNATION OFFICIELLE DE TRANSPORT	ENVIRONMENTALLY HAZARDOUS SUBSTANCE, LIQUID, n.o.s. (contains solvent naphtha)
NO. UN ROUTE	3082
N°CLASSIFICATION ADR	9
CLASSIFICATION ADR	Classe 9 : Matières et objets dangereux divers.
GROUPE D'EMBALLAGE ADR	III
NO. UN MER	3082
CLASSE IMDG	9
GROUPE D'EMBALLAGE IMDG	III
EMS	F-A S-F
POLLUANT MARIN	



NO. UN, AIR	3082
CLASSE AIR	9
GROUPE D'EMBALLAGE AÉRIEN	III

15 INFORMATIONS RELATIVES A LA REGLEMENTATION

ÉTIQUETAGE



Dangereux pour l'environnement

PHRASES DE RISQUE

R51/53	Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.
R66	L'exposition répétée peut provoquer dessèchement ou gerçures de la peau.
R67	L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges.

CONSEILS DE PRUDENCE

S37	Porter des gants appropriés.
S57	Utiliser un récipient approprié pour éviter toute contamination du milieu ambiant.
S61	Éviter le rejet dans l'environnement. Consulter les instructions spéciales/la fiche de données de sécurité.

DIRECTIVES EUROPÉENNES

Directive sur les substances dangereuses 67/548/CEE. Directive sur les préparations dangereuses 1999/45/CE.

16 AUTRES INFORMATIONS

COMMENTAIRES DE MISE À JOUR

Première édition.

ÉMISE PAR

GC

DATE DE RÉVISION 22/06/2013

NO DE REV. /REEMPL. FDS 1

GÉNÉRÉE LE

PHRASES - R (TEXTE INTÉGRAL)

R40	Effet cancérigène suspecté : preuves insuffisantes.
R11	Facilement inflammable.
R10	Inflammable.
R38	Irritant pour la peau.
R36/38	Irritant pour les yeux et la peau.
R66	L'exposition répétée peut provoquer dessèchement ou gerçures de la peau.
R67	L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges.
R65	Nocif : peut provoquer une atteinte des poumons en cas d'ingestion.
R48/20	Nocif : risque d'effets graves pour la santé en cas d'exposition prolongée par inhalation.
R22	Nocif en cas d'ingestion.
R20/21	Nocif par inhalation et par contact avec la peau.
R20	Nocif par inhalation.
R46	Peut provoquer des altérations génétiques héréditaires.
R45	Peut provoquer le cancer.
R63	Risque possible pendant la grossesse d'effets néfastes pour l'enfant.
R48/23/24/25	Toxique : risque d'effets graves pour la santé en cas d'exposition prolongée par inhalation, par contact avec la peau et par ingestion.
R51/53	Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.
R50/53	Très toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ

The information provided in this SDS is correct to the best of our knowledge, information and belief at the date of its publication. The information is provided as a guidance for safe handling, use, processing, storage, transportation, disposal, and release and is not to be considered a warranty. The information relates only to the specific material designated and may not be valid for such material used in combination with any other materials or in any process unless specified in the text.