

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

Université Saad Dahleb de Blida
Faculté de Technologie
Département de Chimie Industrielle



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER en Génie Chimique

Option : Chimie Physique

THEME

Dessalage Physique du Condensat non Stabilisé de Hassi R'mel

Présenté par : **OTMANE Othmane**

Encadré par : KARA M. K. Ingénieur SONATRACH
CHIKH R. Maître Assistante à l'université de Blida

Soutenu publiquement devant le jury composé de :

Année Universitaire 2012/2013

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je remercie Dieu Tout Puissant qui m'a éclairé vers le bon chemin.

Je remercie mon encadreur sur mon lieu de stage à Hassi R'mel, Monsieur KARA Mohamed Khaled, ingénieur SONATRACH, pour m'avoir accueilli et guidé tout au long de mon séjour dans son département, et pour avoir mis à ma disposition tout les moyens matériels nécessaires à la réalisation de ce mémoire.

Je remercie Madame R. CHIKH, maître assistante à l'université de Blida pour avoir accepté de corriger mon mémoire avec beaucoup de patience, ainsi que pour ses conseils judicieux et ses encouragements.

Je remercie les membres du jury, qui ont accepté de juger ce travail.

Toute ma gratitude et mes plus sincères remerciements à l'ingénieur de laboratoire, Monsieur ACHOUR, ainsi qu'à Monsieur Brahim ZARRIT pour m'avoir orienté et soutenu tout au long de ce travail.

J'exprime une énorme reconnaissance à Monsieur ADEL, ingénieur au module 4, pour m'avoir consacré de son temps, pour son aide et ses encouragements.

J'adresse mes sincères remerciements à ma famille et à mes amis qui m'ont supporté durant cette période, et à toute personne m'ayant aidé de près ou de loin à rédiger ce mémoire, spécialement ma mère.

Otmane



DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail à :

*Ceux qui m'ont mis au monde, mes très chers parents
Celle qui a veillé sur moi pendant toute ma vie
Et celui qui n'a attendu que la fin de mes études pour voir le fruit de
son labeur sur lequel il a veillé, je dédie ce travail à sa mémoire en
guise de respect à son égard.*

Mes sœurs : Nadia, Fatma Zohra, et mes petites sœur Arou, Hafsa

Mes frères: Mohamed, Ishak.

Mes oncles : Rabah, Mohamed, Abd Kader

Mes cousins : Abdallah, Bachir, Zidane, Amina, Imane.

À mes camarades de la promotion 2013 de génie des procédés

*A mes très chers amis : Mohamed (meskina), Aissa, Hakim, Yousef
Rahim, Ali, Adel, Khaled, Bachir, Mehcin, Sid Ali, Oussama,
Hocine, Cherif, Yacine, Hamza, Ilyes, Kheira, Amina, Wahiba,
Imene, Assia, Hala, Hadjer, Tata Faiza.*

*Aux stagiaires que j'ai rencontré à Hassi R'mel : Hamza, Hacene,
Ziani, djamel, Habib, Fethi, Rahim, boha, Abederrazek, Swich ,
Hamza, Hamada, Amer, Haider, Aissam, Bilal, brahim.*

*Ainsi qu'a tous mes professeurs et enseignants
Et tous mes amis du primaire jusqu'à l'université.*

Otmane



Sommaire

Liste des abréviations.	i
Liste des figures.	ii
Liste des tableaux.	iii
Introduction générale.	1

Chapitre I : Revue bibliographique

I.1 Généralités sur le gaz naturel	
I.1.1 Définition.	3
I.1.2 Origines et formation du gaz naturel.	3
I.1.3 Types de gaz naturel.	3
I.2 Le gaz naturel dans le monde.	4
I.2.1 Réserves de gaz naturel dans le monde.	4
I.2.2 Demande mondiale en gaz naturel.	5
I.2.3 Production mondiale de gaz naturel.	6
I.3 Le gaz naturel en Algérie	
I.3.1 Historique sur le gaz naturel en Algérie.	7
I.3.2 Réserves gazières en Algérie.	8
I.4 Présentation du champ de Hassi R'mel	
I.4.1 Situation géographique.	9
I.4.2 Développement du champ de Hassi R'mel.	9
I.4.3 Installations gazières à Hassi R'mel	9
I.4.3.1 Stations de compressions (SCN et SCS).	10
I.4.3.2 Centre national de dispatching de gaz (CNDG).	10
I.4.3.3 Centre de stockage et de transfert des fluides (CSTF).	11
I.4.3.4 Station de récupération des gaz associés (SRGA).	11
I.4.3.5 Modules de traitement de gaz.	11
I.4.4 Procédés de traitement du gaz naturel brut.	11
I.4.4.1 Procédé PRITCHARD.	12
I.4.4.2 Procédé HUDSON.	12
I.5 Description du module II de traitement de gaz.	12
I.5.1 Composition du gaz d'alimentation du module MPP II.	12
I.5.2 Station de boosting.	13
I.5.3 Trains de production.	14
I.5.4 Principales caractéristiques du condensât de Hassi R'mel.	16
I.5.4.1 Salinité du condensat.	16
I.5.4.2 Conséquences des sels sur le process de traitement du gaz.	16
I.6 Technique de dessalage dans le domaine des hydrocarbures.	18
I.6.1 Dessalage physique.	19
I.6.1.1 Emulsion.	19

I.6.1.2 Rupture d'une émulsion – Coalescence.	21
I.6.1.3 Tension interfaciale.	22
I.6.1.4 Agent tensioactif.	22
I.6.2 Coalesceur liquide/liquide.	23

Chapitre II : Matériels et Méthodes

II.1 Introduction.	24
II.2 Caractéristiques physico-chimiques du condensat de Hassi R'mel.	24
II.2.1 Humidité.	26
II.2.2 Emulsion d'eau salée dans le condensat.	27
II.2.3 Identification et quantification des sels dans l'eau de gisement.	27
II.2.4 Spécifications pour les produits finis.	27
II.4 Description du coalesceur liquide/liquide.	28
II.4.1 Caractéristiques techniques.	28
II.4.2 Principe de fonctionnement.	30
II.5 Déroulement des essais de dessalage du condensat de Hassi R'mel par le coalesceur liquide/liquide	
II.5.1 Point de branchement.	31
II.5.2 Procédure du test de dessalage.	32
II.6 Méthodes d'analyses.	34
II.6.1 Echantillonnage.	34
II.6.2 Détermination de la teneur en eau dans le condensat.	35
II.6.3 Mesure de la turbidité.	36
II.6.4 Mesure de la salinité du condensat par conductivimétrie.	37
II.6.5 Mesure de la salinité de l'eau libre.	39

Chapitre III : Résultats et discussions

III.1 Evolution de la salinité de l'eau séparée à la sortie du ballon D-901.	41
III.2 Résultats du test de dessalage par le coalesceur liquide/liquide en termes d'élimination des charges	
III.2.1 Elimination de la charge des matières en suspension du condensat.	41
III.2.2 Elimination de la charge d'humidité du condensat.	42
III.2.3 Elimination de la charge de sels du condensat.	43
III.3 Efficacité du dessalage en fonction du débit	
III.3.1 Rendement d'élimination de la turbidité en fonction du débit.	44
III.3.2 Rendement d'élimination de l'humidité en fonction du débit.	45
III.3.3 Rendement d'élimination de la salinité en fonction du débit.	45
Conclusion.	46

Références bibliographiques

Liste des Abréviations

Abréviatiion	Signification
OCDE	Pays ayant signé la convention relative à l'organisation de coopération et de développement économiques.
HR	Hassi R'mel
GL4-Z	Gazoduc vers Arzew
GME	Gazoducs vers skikda
GR1, GR2	Gazoduc pour vers l'Espagne via le Maroc
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
MMP	Modul processing plant
MEG	Mono éthylène glycol
CTH	Centre de traitement d'huile
SP4	Station de pompage 4
HRS	Hassi R'mel sud
BSW	Bottle sédiment water
µs/cm	unité de mesure de la conductivité
EP	Direction engineering et production
XP	Direction exploitation
SE	Division sécurité
TEC	Direction technique
MPP2	Module 2 de traitement du gaz
ppm	Partie par million (unité de mesure de la concentration)
ASTM	Américan society for testing and materiel

Liste des Figures

- Figure I.1 Répartition des réserves de gaz naturel dans le monde
- Figure I.2 Consommation du gaz naturel de 1965 à 2006
- Figure I.3 Répartition des réserves gazières en Algérie
- Figure I.4 Le champ de Hassi R'mel
- Figure I.5 Schéma du Boosting
- Figure I.6 Trains de production de module II
- Figure I.7 Conséquences de la salinité du condensat sur les équipements de traitement de gaz brut
- Figure I.8 Réseau de collecte du gaz brut vers le module MPPII
- Figure I.9 Sens d'une émulsion
- Figure I.10 Phénomène de coalescence
-
- Figure II.1 Humidité dans le condensat à l'entrée du D-901
- Figure II.2 Schéma du coalesceur liquide/liquide AquaSep Plus L/L
- Figure II.3 Schéma de la section comportant les cartouches de coalescence
- Figure II.4 Principe de fonctionnement du coalesceur liquide/liquide
- Figure II.5 Point de branchement du coalesceur pilote liquide /liquide
- Figure II.6 Photo du coalesceur liquide/liquide sur le banc d'essai
- Figure II.7 Points d'échantillonnages d'eau et de condensat
- Figure II.8 Courbe d'étalonnage de la conductivité
-
- Figure III.1 Evolution de la salinité de l'eau libre à la sortie du ballon de séparation D-901 de l'unité MPP II
- Figure III.2 Evolution de la turbidité du condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur du 06/04/13 au 20/04/13
- Figure III.3 Evolution de la charge d'humidité dans le condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur du 06/04/13 au 20/04/13
- Figure III.4 Evolution de la charge de sels dans le condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur du 06/04/13 au 20/04/13
- Figure III.5 Condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur
- Figure III.6 Rendement d'élimination de la turbidité du condensat en fonction du débit d'alimentation du coalesceur
- Figure III.7 Rendements d'élimination de l'humidité du condensat en fonction du débit d'alimentation du coalesceur
- Figure III.8 Rendement d'élimination de la salinité du condensat en fonction du débit d'alimentation du coalesceur.

Liste des Tableaux

Tableau I.1	Bilan gazier de l'année 2011
Tableau I.2	Demande mondiale de gaz par région
Tableau I.3	composition du gaz brut
Tableau II.1	Caractéristiques physiques des condensats de HR prélevés à pression atmosphérique
Tableau II.2	Composition molaire des condensats de HR prélevés pression atmosphérique
Tableau II.3	Humidité du condensat à l'entrée du D-901
Tableau II.4	Spécification des produits finis
Tableau II.5	Préparation des solutions standards pour la mesure de la salinité

Introduction Générale

Les hydrocarbures occupent une place considérable dans la consommation énergétique à l'échelle mondiale, le pétrole et le gaz sont la source d'énergie la plus utilisée; c'est en effet une source primordiale et difficilement remplaçable. Leurs abondance et facilité de production font du négoce de pétrole et de gaz le commerce mondial le plus important.

Le gaz naturel est une source d'énergie utilisable quasiment sans transformation et facilement transportable à l'échelle continentale, c'est pour ces raisons là qu'il est devenu depuis quelque temps plus convoité, sa production a connu une forte progression depuis les années 70, le marché international qui contrôle l'offre et la demande le considère comme étant aussi stratégique que le pétrole.

En Algérie, le gaz naturel constitue une source privilégiée d'énergie domestique et industrielle. Ajouté à cela, il occupe une place importante dans la politique économique du pays et est considéré comme un outil de développement et d'édification de l'économie nationale, c'est une source financière sûre pour le commerce extérieur.

Afin de répondre aux normes et exigences internationales en matière de qualité, le gaz naturel brut subit à sa sortie du gisement un traitement spécifique. Il existe plusieurs procédés de traitement dont l'efficacité varie selon l'échelle à laquelle on travaille, certains procédés sont très efficaces à l'échelle pilote mais difficiles à exploiter à l'échelle industrielle. Dans ce dernier cas, les procédés chimiques tels que l'ajout d'inhibiteurs de corrosion, sont de plus en plus utilisés non seulement au niveau des puits de production, mais aussi au niveau du process pour rendre le traitement du brut et du gaz plus efficace et par conséquent obtenir la meilleure qualité de produits finis.

Le champ de Hassi R'mel est un gisement de gaz brut, doté d'importantes installations de production et de traitement. Le gaz brut qui y est produit est un mélange de gaz sec, de GPL, de condensat 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, est généralement très chargée en sels, sa concentration varie du mg jusqu'à saturation dans la plus part des cas.

Les fortes salinités de la charge sont à l'origine de problèmes d'exploitation dans les unités de traitement du gaz naturel [1], elles sont à l'origine de formation de dépôts de sels au niveau des fours de rebouillage du condensât, induisant ainsi le bouchage des filtres des pompes et la cavitation de ces dernières. Favorisés par les hautes températures, ces dépôts couvrent une partie des tubes et diminuent 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.

Afin de pallier à ce défaut de qualité, l'une des premières solutions qui s'impose est la réduction de la production des puits salés. C'est ce qui se fait depuis longtemps dans le champ de Hassi R'mel, la nécessité d'augmentation de la production de gaz d'une part, la propagation du phénomène de forte salinité touchant beaucoup de puits d'autre part, ont conduit à l'adoption d'un compromis entre la salinité des puits et leurs productions. Inévitablement, la réduction de la production des puits salés a affecté la production globale du champ.

Tout cela nous a amené à l'étude d'une méthode de dessalage physique au niveau du process, permettant de réduire au maximum la salinité et par conséquent d'augmenter la production en ouvrant les puits qui posent le plus de problèmes, améliorant de la sorte la production globale du champ. Notre étude porte sur certains puits qui posent des problèmes d'exploitation dû à l'évolution croissante de la salinité, en particulier la précipitation des dépôts solides de sels au niveau des pompes de rebouillage du condensat et sur les serpentins des fours.

La première partie de ce travail est consacrée à une étude bibliographique sur la production du gaz naturel en général et sur le champ de Hassi R'mel en particulier. Le problème de la salinité au niveau du « module II » y est décrit. Les différentes méthodes de dessalage y sont également passées en revue.

Dans la deuxième partie est présenté le procédé étudié à savoir, le dessalage physique par l'utilisation d'un coalesceur liquide/liquide. Les résultats obtenus et une optimisation préliminaire du procédé y sont présentés.

Chapitre I : Revue Bibliographique

I.1 Généralités sur le gaz naturel

I.1.1 Définition

Le gaz naturel est une énergie fossile, extrait de gisements naturels et composé essentiellement de méthane (CH_4). Issu de la dégradation d'anciens organismes vivants, il est souvent présent dans les mêmes zones 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 Origines et formation du gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile formé il y a des millions d'années, par la décomposition de matières végétales et animales enfouies dans des roches sédimentaires. Sous l'effet de la chaleur et de la pression, ces matières se sont transformées en hydrocarbures solides, liquides ou gazeux [1].

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures de roches sédimentaires de par les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désigné sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement" [2].

I.1.3 Types de gaz naturels

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

- **Gaz sec** : ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, ce gaz 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 [3].

I.2 Le 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 mondiaux, 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 les formations pétrolières souterraines, soit l'utiliser directement comme source d'énergie. Au cours de ces dernières années, la consommation du gaz naturel a connu un accroissement particulièrement rapide, les besoins mondiaux annuels en énergie devraient augmenter de 75 % d'ici 2050, avec 3,3 % de croissance annuelle ; le gaz naturel aura la plus grande part et pourrait être la première source d'énergie [2].

Tableau I.1 : Bilan gazier de l'année 2011 (en milliard de m³) [2]

Pays	Production	Exportation	Importation	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.2.1 Réserves de gaz naturel dans le monde

La plus forte part des réserves totales (40 %) 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 et 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 à travers le monde.

Après trois années de production, les réserves estimées ont encore augmenté de 4 % par rapport à celles de janvier 1999. L'augmentation est particulièrement importante dans les régions de l'Europe de l'Est, d'Asie du Nord et d'Amérique du Nord (figure I.1) [3].

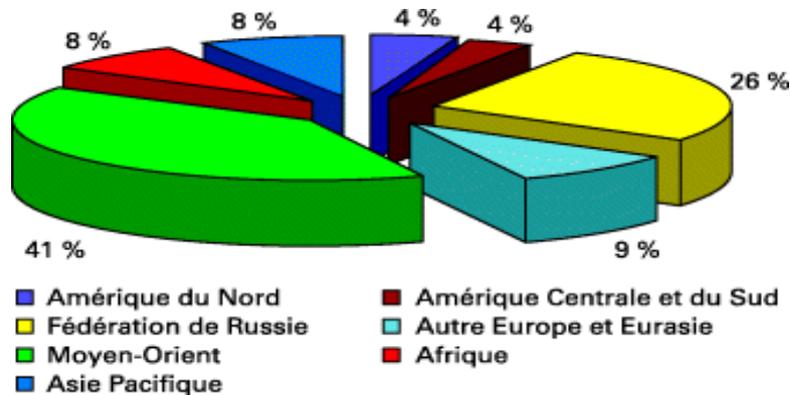


Figure I.1: Répartition des réserves de gaz naturel dans le monde

I.2.2 Demande mondiale en gaz naturel

La demande mondiale en gaz naturel a augmenté en moyenne de 2,5 % depuis 10 ans. L'Agence Internationale de l'Energie (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.

Actuellement, le gaz naturel représente 20 % de la consommation énergétique mondiale (contre 40 % pour le pétrole), donc un cinquième de la consommation énergétique mondiale. [H1] Comme le montre clairement le graphique ci-après (figure I.2), cette consommation a considérablement augmenté au cours des 40 dernières années.

Les principaux pays consommateurs de gaz naturel en 2006 étaient les Etats-Unis avec 22 % de la consommation totale, et la Fédération de Russie avec 15,1 %. L'Amérique du Nord et l'ex Union Soviétique ont consommé ensemble environ 49 % de la production de gaz naturel. La part de l'Europe dans la consommation totale de gaz naturel était de 16,3 %. Ces trois zones ont compté à elles seules pour près des deux tiers de la consommation globale en 2006, ceci est bien détaillé dans la figure I.2 [1].

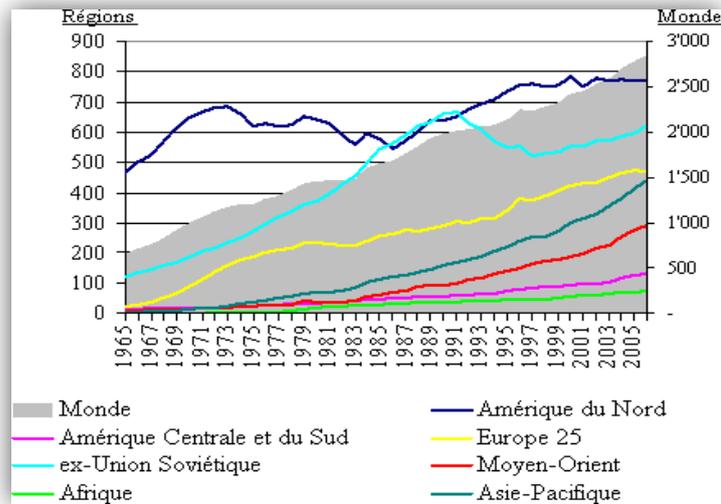


Figure I.2 : Consommation de gaz naturel de 1965 à 2006[H2]

Tableau I.2 : Demande mondiale de gaz par région [4]

Unité : Gm ³ (10 ⁹ m ³)	Réalisé				Potentiel	
	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	1082
Amérique du Sud	68	75	99	134	164	197
Europe Centrale & Occidentale	356	384	467	560	614	650
Monde	2048	2120	2547	3190	3650	4088

I.2.3 Production mondiale 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.

La production mondiale totale en 2006 était de 2865 milliards de mètres cubes, en croissance de 3 % par rapport à l'année précédente, une croissance supérieure à la moyenne annuelle sur la période 1990-2006 (2,3 %). Une hausse de la production de gaz naturel dans le monde est attendue en raison des projets d'exploration et d'expansion planifiés en anticipation d'une demande future haussière [1].

I.3 Le gaz naturel en Algérie

I.3.1 Historique sur le gaz naturel en Algérie

L'Algérie est un important pays producteur de gaz au niveau mondial, c'est vers la fin des années cinquante que plusieurs compagnies 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 (HR) 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 a permis de préciser les viciés[H3] des niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent. Quatre puits sont alors reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ. Dès février 1961, deux unités ont commencé à livrer du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi-R'mel à Arzew, le condensât était évacué à Haouh El Hamra via un 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 passa de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât passa de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974 : des études des réservoirs ont permis 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 de 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 fameux gazoduc trans-méditerranée qui relie l'Algérie à l'Italie et à la Slovénie via la Tunisie [2].

I.3.2 Réserves gazières en Algérie

L'Algérie recèle des réserves immenses de gaz naturel en possédant 10 % environ des réserves mondiales, elle est placée au quatrième rang. Les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie sont estimées à $4077 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Au cours des dix dernières années, les bassins de Berkine et d'Ilizi ont enregistré les taux de production les plus élevés dans l'exploration, avec respectivement 51 % et 50 %.

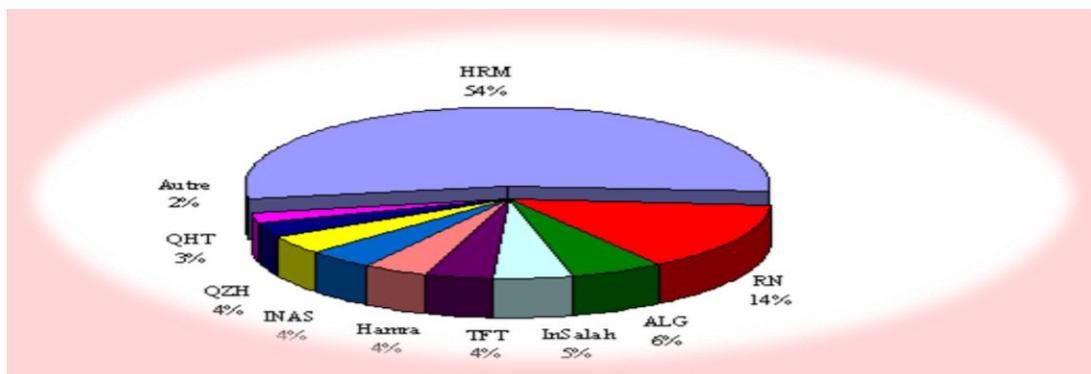


Figure I.3 : Répartition des réserves gazières en Algérie

[H6] Parmi les bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueux, figure le bassin d'Oued Mya où une autre découverte de gaz et de pétrole a été réalisée en 2002, ainsi que les bassins de Timimoun et de Hassi Messaoud. Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7 milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées [1]. L'objectif de production de l'Algérie en gaz naturel est d'atteindre les 80 milliards m^3 [4]. [H7]

I.4 Présentation du champ de Hassi R'mel

I.4.1 Situation géographique

Le champ de Hassi R'mel est considéré parmi les plus importants à l'échelle nationale, voire mondiale. [H8] Il est situé sur la plate forme saharienne, près de la bordure nord orientale du Sahara, à 550 Km au sud d'Alger, entre Laghouat et Ghardaïa. A une altitude d'environ 730 m, le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux, son 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.

I.4.2 Développement du champ de Hassi R'mel

Le développement du champ 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 m^3 , ont constitué un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays [2].

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

Première étape

- ✓ 1961 : Réalisation d'une petite unité de traitement de gaz de 1,3 milliards de m^3 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 m^3 par an.

Deuxième étape

La capacité de traitement du champ de Hassi R'mel atteint, après la nationalisation des hydrocarbures en 1971, 14 milliards de m^3 par an.

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 ses partenaires. Ce plan a permis également de doter Hassi R'mel d'un modèle d'exploitation en mesure d'optimiser la récupération de différents produits [2].

I.4.3 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

recupérer le maximum de liquide [2]. Les installations mises en œuvre sont représentées sur la figure I.4.

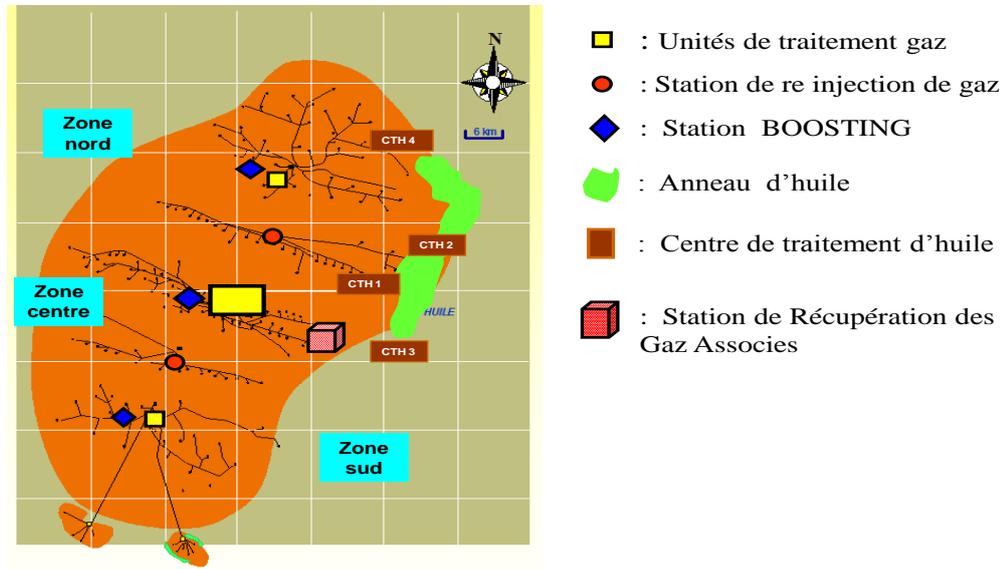


Figure I.4 : Représentation schématique du champ de Hassi R'mel

Secteur Nord	Secteur Centre	Secteur Sud
- Module 3 - 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 [H10] - HR-sud [H11]

I.4.3.1 Station de compression (SCN et SCS)

Son 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 [2].

I.4.3.2 Centre national de dispatching de gaz (CNDG)

Son rôle est la collecte de toutes les quantités de gaz produites au niveau de Hassi R'mel et le 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, ou exportées vers l'Italie via la Tunisie (GR1, GR2)[H12] et vers l'Espagne via le Maroc (GME) [2].

I.4.3.3 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 expédiés vers SP4 puis vers Arzew.

Le CSTF comprend trois bacs de 35 000 m³ et quatre bacs de 45 000 m³ chacun pour le stockage du condensât, douze sphères de 7 000 m³ chacune pour le stockage du GPL. Les vapeurs formées dans les sphères sous l'effet de la température ambiante sont comprimées par des turbocompresseurs, condensées puis remises dans le stockage pour éviter le boil-off et le torchage du GPL [2].

I.4.3.4 Station de récupération des gaz associés (SRGA)

La SRGA récupère les gaz associés provenant des anneaux d'huiles des 6 centres de transfert des huiles (CTH1,...5, sud) [2].

I.4.3.5 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).
- Condensât (C₅₊) [4].

[H13]

I.4.4 Procédés de traitement du gaz naturel brut

La composition du gaz naturel brut extrait varie considérablement selon les puits, le gaz peut être constitué d'hydrocarbures gazeux, de gaz naturel liquide, d'hydrocarbures liquides, d'eau et d'autres gaz. Afin de séparer tout ces composants en produits commercialisables, un traitement du gaz brut s'impose, il commence à la tête du puits et comprend tous les processus nécessaires à sa purification. Les procédés de traitement 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 de l'investissement.

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

I.4.4.1 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-Thomson), avec l'utilisation d'une boucle de propane comme système de réfrigération afin d'atteindre des températures voisines à -18 °C [5].

I.4.4.2 Procédé HUDSON

Utilisé dans les modules 2, 3, et 4, il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des séries de détente complètes. Une détente au niveau de la vanne Joule-Thomson qui permet d'atteindre une température de -15 °C et une autre détente au niveau d'une machine dynamique appelée « turbo-expander » où une température de -35 °C sera atteinte.

Ce dernier procédé est plus performant car il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides et dispose d'un système de refroidissement autonome [5].

I.5 Description du module II de traitement de gaz

L'usine MPP II 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, d'hydrocarbures liquides et d'eau de gisement plus ou moins salée.

I.5.1 Composition du gaz d'alimentation du module MPP II

La composition du gaz brut alimentant le module II est donnée dans le tableau 1.3 [6].

Tableau I.3 : Composition du gaz brut de Hassi R'mel

Composant	(% molaire)	Composant	(% molaire)
N ₂	5,56	N-C ₅ H ₁₂	0,48
CO ₂	0,20	C ₆ H ₁₄	0,59
CH ₄	78,36	C ₇ H ₁₆	0,56
C ₂ H ₆	7,42	C ₈ H ₁₈	0,45
C ₃ H ₈	2,88	C ₉ H ₂₀	0,37
I-C ₄ H ₁₀ [H14]	0,62	C ₁₀ H ₂₂	0,27
N-C ₄ H ₁₀ [H15]	1,10	C ₁₁ H ₂₄	0,24
I-C ₅ H ₁₂	0,36	C ₁₂ H ₂₆	0,57

Pression : 72 bar à l'entrée du module.

Température : 65 °C maximum, 45 °C minimum.

I.5.2 Station de 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 le rendement de l'usine, conçue pour fonctionner à une pression d'entrée comprise entre 100 et 140 bars. Les stations de boosting ont pour but la recompression de ces gaz bruts provenant des puits producteurs de 72 bars à 102 bars, afin d'avoir une détente importante et permettre une récupération optimale des liquides [5].

Le gaz brut alimente l'unité de boosting où une première séparation en gaz, condensat et eau libre est réalisée au niveau du premier ballon D-901 (fig.I.5).

Le gaz issu de cette séparation est comprimé au moyen de grandes machines (compresseurs), refroidi puis envoyé au premier ballon séparateur du train de production.

Le condensat liquide récupéré du D-901 est envoyé directement à la stabilisation via le séparateur D-105. Une série de détente par vannes Joule-Thompson et au niveau du turbo-expander permet de récupérer le gaz produit et le GPL.

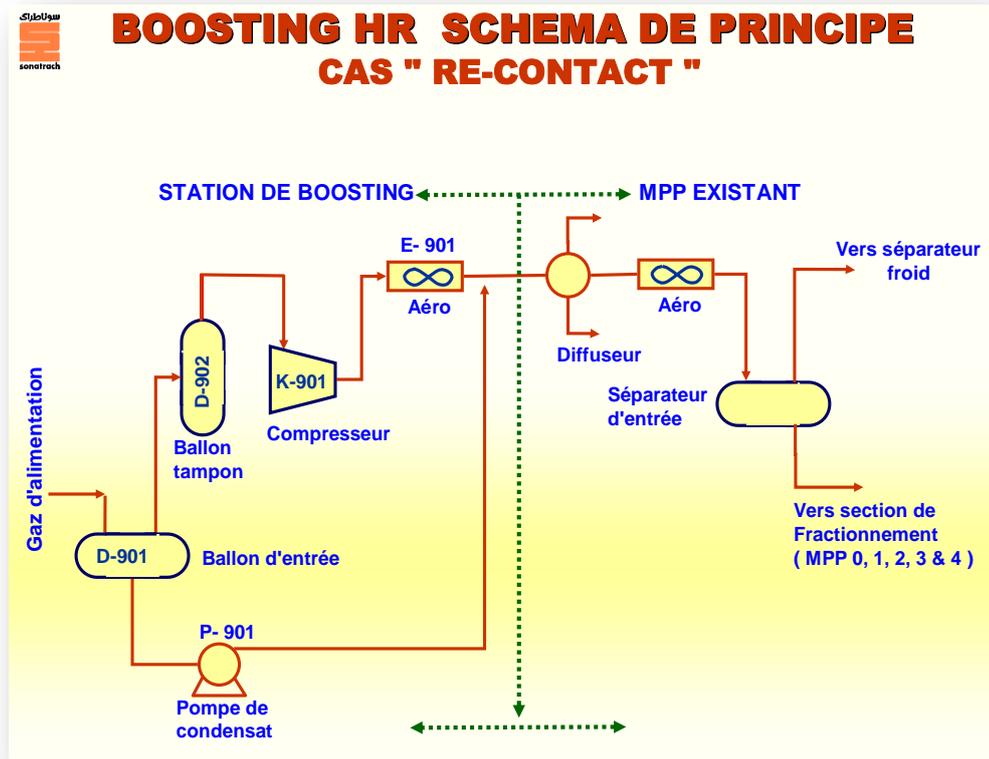


Figure I.5 : Schéma d'une unité de Boosting

I.5.3 Trains de production

Le module MPP II se compose de trois trains de production, chaque train comporte les mêmes équipements de process qui sont de mêmes capacités (figure I.6) [5].

Le gaz brut venant du boosting arrive au diffuseur D-001 à une pression d'environ 102 bars et à une température de 60 °C, puis il est réparti sur trois trains de traitement A, B et C. A l'entrée de chaque train, le gaz est refroidi dans des aéro-réfrigérants E-101 jusqu'à 40 °C, puis envoyé vers le séparateur à haute pression D-101 où les hydrocarbures liquides et l'eau sont séparés du gaz.

Ensuite, le gaz est refroidi à nouveau dans les échangeurs gaz/gaz E-102/E-103 côté tubes et est dirigé vers le séparateur final à haute pression D-102, permettant la séparation hydrocarbures/MEG car, à [H16]ce niveau là, pour éviter la formation d'hydrates, on injecte du glycol. Les gaz sortant du D-102 sont détendus dans le turbo-expander K-101 pour atteindre une température de -35 °C, ce qui permet de récupérer le maximum d'hydrocarbures liquides dans le séparateur à moyenne pression D-103.

Du séparateur D-103, le gaz est refroidi dans l'échangeur E-102 côté calandre, avant d'être comprimé dans le compresseur du turbo-expander K-101 et envoyé en tant que gaz sec (gaz de vente). Les hydrocarbures liquides séparés dans le D-101 et le D-901 de la section de boosting, sont dirigés vers le séparateurs de condensât riche D-105 qui alimente la partie inférieure du dééthaniseur C-101.

Par ailleurs, les liquides provenant des séparateurs D-102 et D-103 sont réunis dans le séparateur à basse pression D-104 et alimentent le dééthaniseur, où une partie est envoyée vers le rebouilleur H-101 pour les réchauffages et les autres résidus sont envoyés directement vers le débutaniseur C-102.

A partir du débutaniseur, le liquide est réchauffé à nouveau dans le rebouilleur H-102 et ce pour avoir une bonne séparation des ses composants.

Le gaz de tête du débutaniseur est liquéfié dans les aéro-réfrigérants E-108, puis récupéré dans le D-108. Le GPL récupéré est expédié par la pompe P-105 vers le CSTF. Les autres résidus sont extraits en tant que condensât produit et envoyés également vers le CSTF [5].

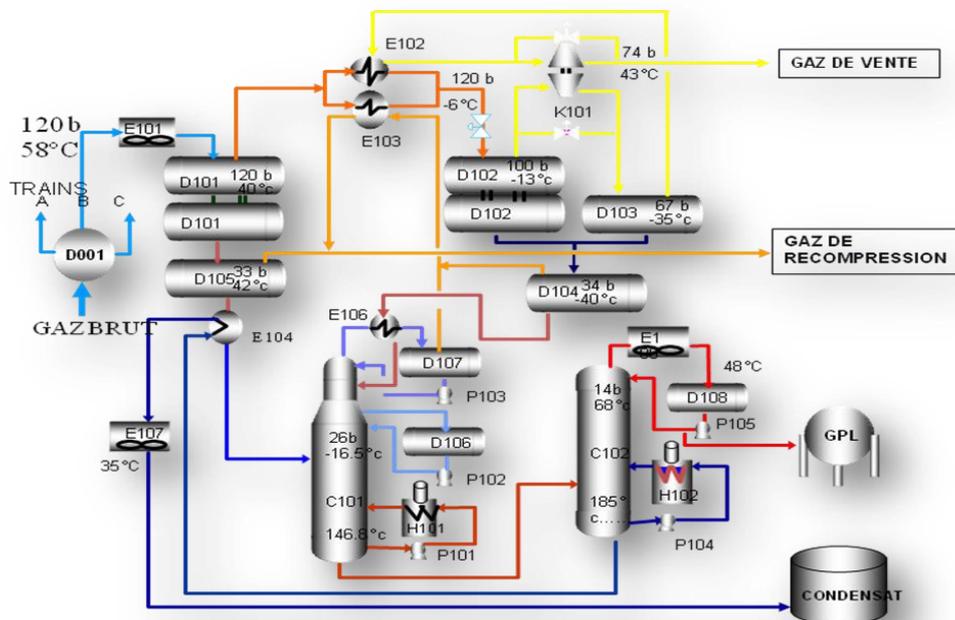


Figure I.6 : Train de production du module MPP II

I.5.4 Principales caractéristiques du condensât de Hassi R'mel

Le condensât de Hassi R'mel est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de C_5H_{12} jusqu'à $C_{12}H_{26}$ et plus. Généralement extrait des gisements de gaz à condensât, il contient un peu de fractions légères ; il est sous forme liquide incolore dans les conditions normales de température et de pression, avec une légère odeur d'essence. Son point d'éclair est inférieur à 0 °C, ce qui en fait une substance très inflammable. Ses limites d'inflammabilités sont approximativement comprises entre 1,4 et 7,6 % (dans l'air). La densité des vapeurs du condensat est de 3 à 4 fois plus grande que celle de l'air [7].

La particularité du condensât réside dans son utilisation dans deux secteurs industriels entièrement stratégiques, à savoir la pétrochimie et le raffinage [7].

I.5.4.1 Salinité du condensat

Le gaz naturel se trouvant dans des réservoirs souterrains, soit dans des roches poreuses prenant la forme de nappes aquifères, soit dans des cavités creusées dans des couches de sels, il est en contact direct avec l'eau libre souterraine qui présente une salinité élevée. Les conditions de pression, de température et de turbulence favorisent l'émulsion de gouttelettes d'eau salée dans le condensat.

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 le gisement de gaz brut.

I.5.4.2 Conséquences des sels sur le process de traitement du gaz

L'entraînement de l'eau à forte salinité vers la section de fractionnement de condensat a provoqué les problèmes suivants :

- Précipitation des sels au niveau des parties chaudes du process (fours, colonnes...), d'où le risque de formation de points chauds au niveau des fours.
- Bouchage fréquent des filtres des pompes de rebouillage des colonnes.
- Dépôts de sels au niveau des différents équipements tels que les échangeurs E-104 et E-107 (constat de la dernière révision du train C).



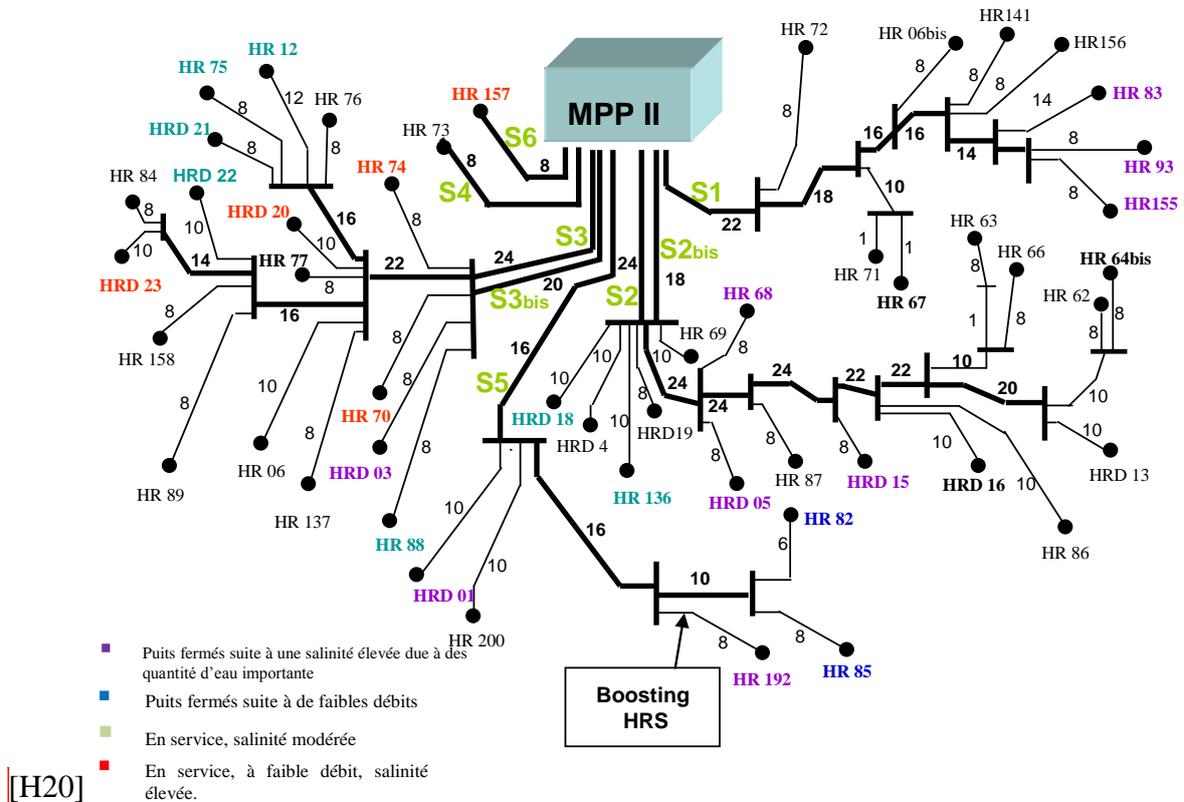
Bouchage de la pompe P-101 A



Bouchage de la pompe de rebouillage

Figure I.7 : Conséquences de la salinité du condensat sur les équipements de traitement de gaz brut

Afin de prévenir ces dommages sur les installations de traitement, les puits à forte salinité sont fermés pour limiter le taux de salinité dans le brut à l'entrée du module de traitement. Ainsi, plusieurs puits recelant d'importantes réserves à Hassi R'mel ont été fermés (figure I.8)



[H21] **Figure I.8 :** Réseau de collecte du gaz brut vers le module MPP II

I.6 Technique de dessalage dans le domaine des hydrocarbures

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

NaCl (chlorure de sodium) : 70 %

MgCl₂ (chlorure de magnésium) : 20 %

CaCl₂ (chlorure de calcium) : 10 %

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 des équipements de dessalage dès le départ, les installations de raffinage étant chères et difficiles à modifier.

Les chlorures sont 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 de sels qui sont restés en suspension dans l'huile [8].

En plus de l'eau et des sels inorganiques, le brut peut contenir 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 physique, chimique et électrostatique, sont des méthodes typiques de dessalage du brut [8].

Les systèmes utilisés sont : [H22]

- Lavage du condensat par injection d'eau douce, ce qui permet la dissolution des sels en suspensions.
- Dessalage électrostatique : on applique un courant électrostatique qui fait migrer les gouttelettes d'eau en suspensions vers le fond d'un bac de décantation.
- Dessalage chimique : on ajoute de l'eau douce et des produits chimiques (désémulsionnants), la phase aqueuse dispersée décante alors et se retrouve au fond.
- Dessalage physique : par coalescence mécanique ou par filtration sur filtre poreux (terre de diatomée).

I.6.1 Dessalage physique

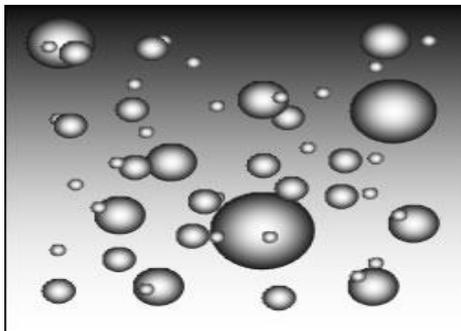
Il consiste à contraindre le fluide émulsionné à traverser des dispositifs mécaniques multipliant les probabilités de collision des gouttelettes. Il en résulte une affinité qui s'oppose à leur réentraînement.

I.6.1.1 Emulsion

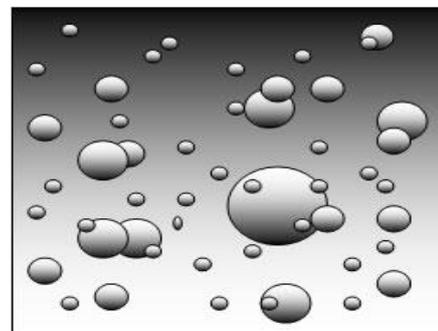
Une émulsion est formée de deux liquides non miscibles, dont l'un est finement réparti dans l'autre sous forme de gouttelettes dont le diamètre est généralement supérieur à $0,1 \mu\text{m}$. La phase dispersée est aussi appelée phase interne ou discontinue, la phase dispersante peut être appelée phase externe ou continue [9].

Nous distinguons deux types d'émulsions :

- huile-dans-eau (H/E) : la phase continue est l'eau, les gouttelettes d'huile forment la phase dispersée [9].
- eau-dans-huile (E/H) : la phase continue est l'huile, les gouttelettes d'eau forment la phase dispersée [9].



Emulsion huile dans l'eau



Emulsion eau dans l'huile

Figure I.9 : Sens d'une émulsion

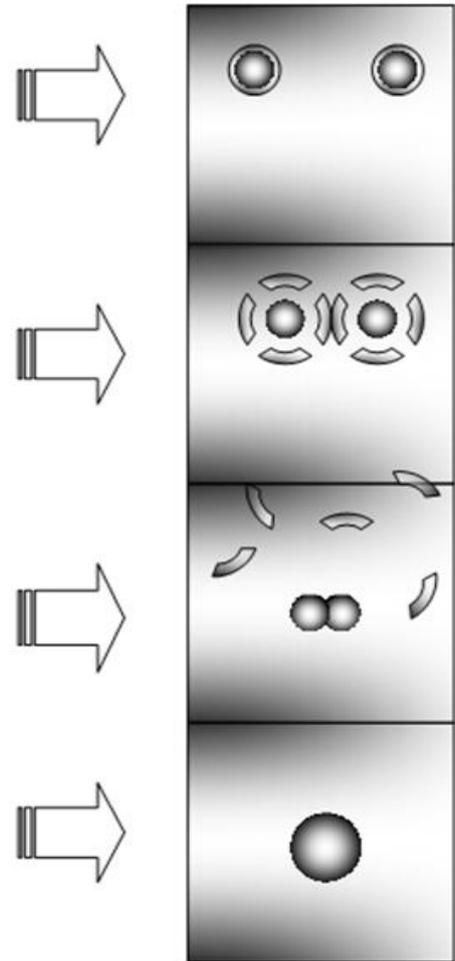
Le principe de l'émulsion est le suivant

Deux forces s'opposent : les tensions interfaciales des deux liquides qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase, et la résistance du film interfacial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.

Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films interfaciaux par une action chimique ou électrique.

Ainsi, les gouttes dispersées peuvent fusionner. On dispose pour cela des moyens chimiques, électriques et mécaniques.

Une fois que les gouttes d'eau se sont rapprochées et ont fusionné, la séparation par gravité peut s'effectuer.



La stabilité d'une émulsion d'hydrocarbures dépend de :

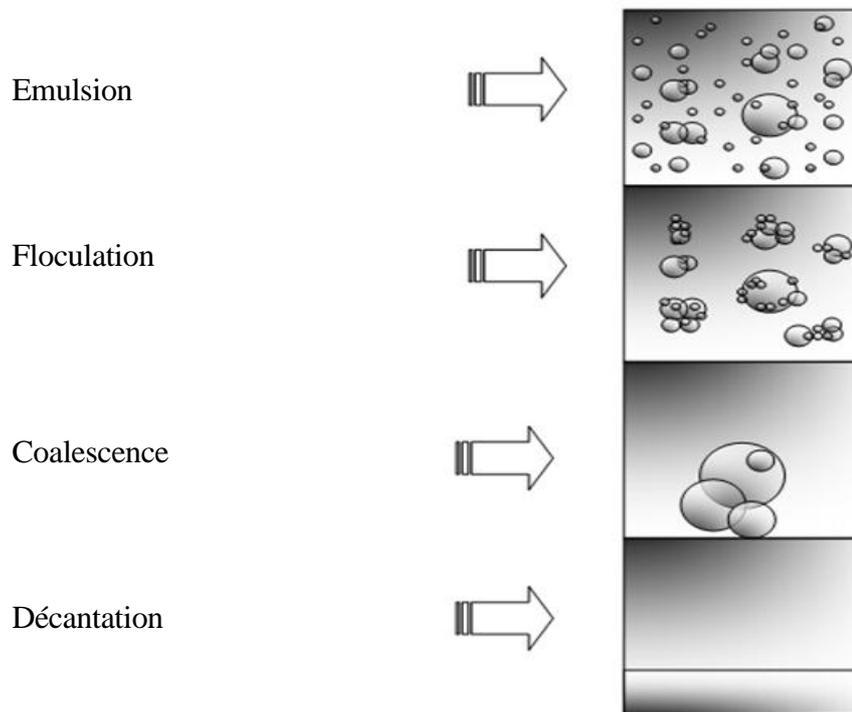
- ✓ la densité du brut.
- ✓ la tension superficielle de l'eau.
- ✓ les impuretés chimiques ou contaminants quelconques.
- ✓ les matières paraffiniques contenues dans le brut.
- ✓ les acides organiques.

Tous ces facteurs affectent la taille des gouttelettes d'eau. Des gouttelettes plus petites d'eau forment une émulsion plus forte plus difficile à casser qu'une émulsion faible formée par de plus grandes gouttelettes d'eau.

I.6.1.2 Rupture d'une émulsion - Coalescence

La rupture efficace d'une émulsion passe par deux étapes :

- ❖ la floculation
- ❖ la coalescence



Les petites gouttelettes d'eau suspendues dans l'huile restent telles qu'elles ou prendront une très longue période de temps pour se séparer du pétrole. Si deux gouttes ou plus se réunissent (coalescent), elles formeront une plus grande gouttelette. Si deux ou plus de ces plus grandes gouttelettes s'unissent à leur tour, elles formeront une goutte encore plus grande. Finalement, la goutte d'eau sera assez grande pour se séparer du condensat par gravité, il s'agit du phénomène de coalescence.

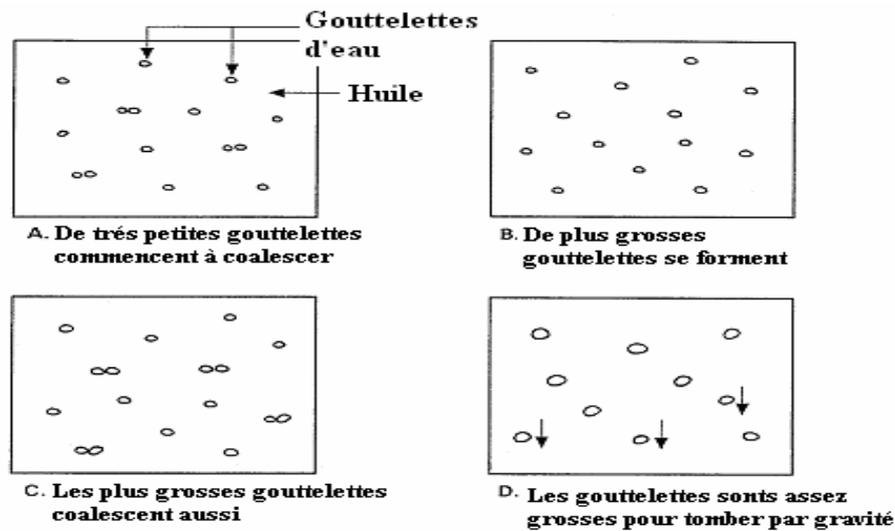


Figure I.10 : Phénomène de coalescence

I.6.1.3 Tension inter faciale

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 donc 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 est appelée la tension inter faciale [10].

Remarque

Dans le cas de deux milieux liquides, on parle de tension inter faciale (énergie inter faciale, énergie d'interface). Lorsque le milieu dense est un gaz ou solide, on parle de tension superficielle (tension de surface, énergie de surface).

I.6.1.4 Agent tensioactif

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 polarités différentes, l'une

lipophile (qui retient les matières grasses) et apolaire, l'autre hydrophile (miscible à l'eau) et polaire [10].

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.

I.6.2 Coalesceur liquide/liquide

Un coalesceur liquide/liquide est un appareil utilisé pour briser les émulsions afin de séparer leurs deux phases. Ils sont à la base constitués de filtres spécifiques qui ont la propriété de casser le film de stabilisants naturels entourant les gouttelettes d'eau. La tension interfaciale ainsi abaissée, les gouttelettes flocculent et leur coalescence est facilitée [11].

La sélection du filtre coalesceur dépend du type d'émulsion, huile dans l'eau ou l'inverse. L'efficacité d'un coalesceur dépend du rayon des gouttelettes, de la différence de masse volumique des deux phases et de la viscosité.

Les coalesceurs liquide/liquide sont surtout utilisés dans le dessalage d'hydrocarbures.

Leurs avantages :

- Obtenir un gaz conforme aux exigences des clients.
- Améliorer le rendement des installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les pipes, par la réduction de la viscosité et en diminuant les volumes à transporter.
- Réduire les risques de corrosion.

[H23]

Leurs inconvénients :

- Ils sont très chers.
- La durée de vie d'une cartouche de filtre est d'une année au maximum.
- Le nombre de cartouches est important.
- Ils occupent un espace important [H24].

Chapitre II : Matériels et Méthodes

II.1 Introduction

Après complétion des puits, les hydrocarbures peuvent être produits en surface. Ils quittent le réservoir et circulent dans le puits sous l'effet du différentiel entre la pression de gisement et la pression de fond de puits. Au fur et à mesure de la production, la pression chute dans le gisement, réduisant d'autant la capacité éruptive des hydrocarbures et de l'huile en particulier [16]. Ainsi, la composition de la charge tend vers un changement graduel et significatif, ce qui induit un changement des paramètres d'exploitation des équipements. L'augmentation du taux de sels dans le condensat est l'une des caractéristiques de la charge qui augmentent dans le temps, ce qui affecte considérablement le fonctionnement des installations en aval. L'objet de notre travail consiste en l'étude d'une méthode de dessalage physique du condensat de Hassi R'mel. Cette méthode est basée sur l'utilisation d'un coalesceur liquide /liquide destiné à casser l'émulsion eau dans l'huile, séparant de la sorte la majeure partie des sels de l'huile.

II.2 Caractéristiques physico-chimiques du condensat de Hassi R'mel

Tableau II.1: Caractéristiques physiques des condensats de HR prélevés à pression atmosphérique

Point de prélèvement	sortie séparateur D-901-C	Entrée séparateur D-105-C
Date prélèvement	26 /03/2013	
Heure de prélèvement	10h 00	11h 00
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 °C (cst)	0,668	0,665
Teneur en eau par extraction (% v/v)	< 0,1	0,2

Tableau II.2 : Composition molaire des condensats de HR prélevés à pression atmosphérique

Point de prélèvement	sortie séparateur D-901-C	Sortie séparateur D-105-C
Date de prélèvement	26 /03/2013	
Heure de prélèvement	10h 00	11h 00
Pression de prélèvement (bar)	66	32
Température de 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/mol)	83,247	81,460

II.2.1 Humidité

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

Tableau II.3 : Humidité dans le condensat à l'entrée du D-901

Date	Teneur en eau (ppm)
06/04/2013	507
07/04/2013	1328
08/04/2013	531
09/04/2013	1004,5
10/04/2013	861,2
11/04/2013	1798,2
12/04/2013	1617,7
13/04/2013	1714,6
14/04/2013	374,9
15/04/2013	965,9
16/04/2013	1405,9
17/04/2013	940
18/04/2013	1164,7
19/04/2013	1609,7
20/04/2013	673,9

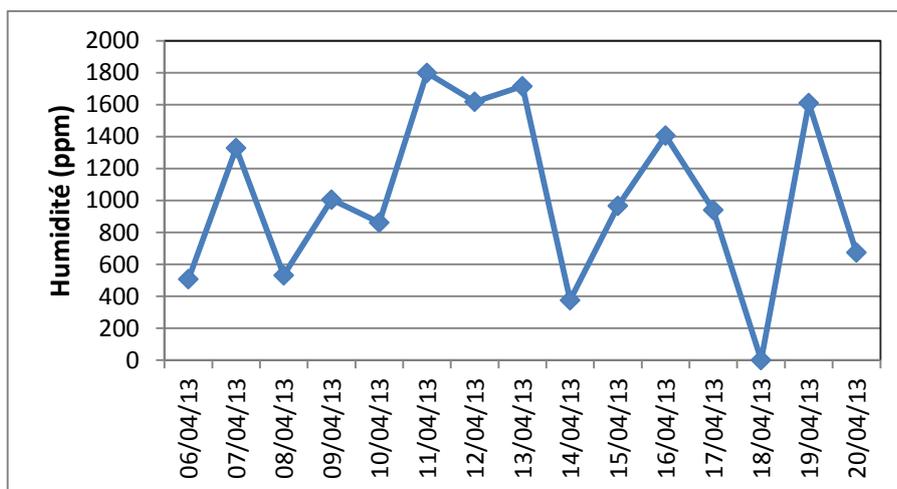


Figure II.1 : Humidité dans le condensat à l'entrée du D-901 du 06/04/13 au 20/04/13

II.2.2 Emulsion d'eau salée dans le condensat

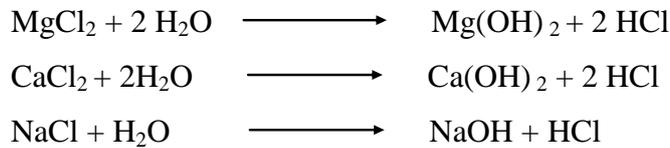
La stabilité de l'émulsion d'eau salée dans le condensat de Hassi R'mel dépend de la tension interfaciale ; pour cela, la SONATRACH a fait analyser des échantillons pour mesurer la tension interfaciale (IFT) par un laboratoire étranger. Les résultats ont indiqué des valeurs IFT < 2 dyne/cm pour une salinité dans l'eau de 100 à 300 g/L à 20 °C, ce qui fait du condensat de Hassi R'mel une émulsion très stable.

III.2.3 Identification et quantification des sels dans l'eau de gisement

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

- ✓ NaCl : 61,70 %
- ✓ CaCl₂ : 35,20 %
- ✓ MgCl₂ : 03,10 %

NaCl, CaCl₂ et MgCl₂ sont des sels hydrolysables, qui dans les conditions de température élevée, forment l'acide chlorhydrique selon les réactions suivantes :



II.2.3 Spécifications pour les produits finis

Tableau II.4 : Spécifications des produits finis

Produit	Norme ASTM	Spécification
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

II.4 Description du coalesceur liquide/ liquide

Le coalesceur liquide/liquide AquaSep Plus L/L, du constructeur PALL Corporation, est un pilote transportable, composé de deux parties (fig. II.2) :

- un pré filtre pour la protection du coalesceur de la pollution particulaire.
- un coalesceur en configuration horizontale ou verticale.

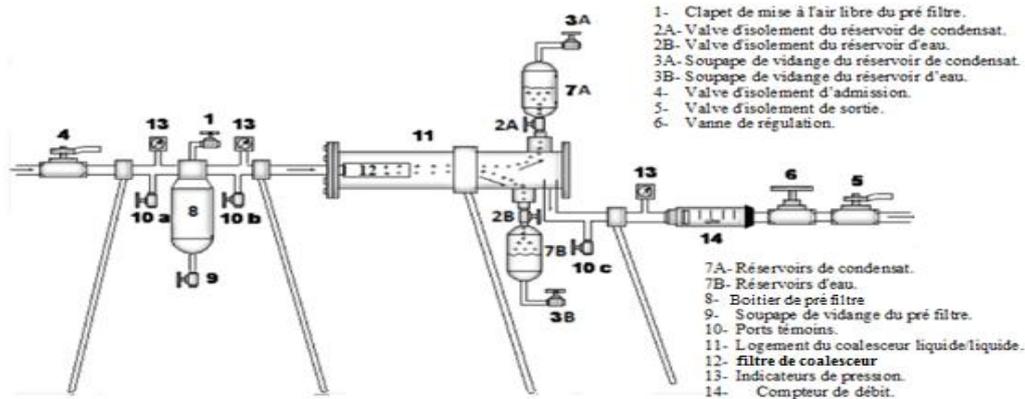


Figure II.2 : Schéma du coalesceur liquide/liquide AquaSep Plus L/L

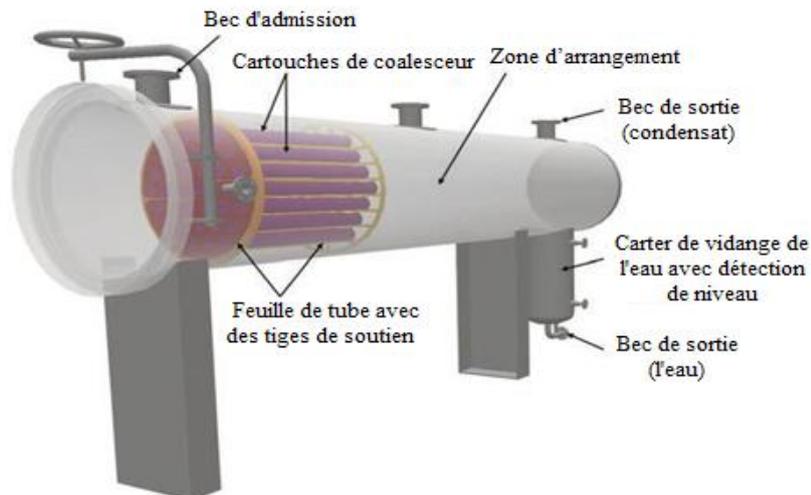


Figure II.3 : Schéma de la section comportant les cartouches de coalescence

II.4.1 Caractéristiques techniques

Matériaux de construction :

- corps de filtre : acier inox 316 L
- corps coalesceur : acier inox 316 L

- vannes et raccords : acier inox 304 et 316 L
- joints : VITON, PTFE et VITON encapsulé FEP

Paramètres de fonctionnement :

- P service max : 40 bar
- T service max : 120 °C

Le pilote n'est pas équipé de double enveloppe, aussi une isolation (type laine de verre) pourrait être requise pour garantir une température constante au travers du pilote. Un minimum de 1,5 à 2 bar de pression différentielle est nécessaire entre l'entrée et la sortie du pilote pour assurer un débit de passage stable, même en cas de début de colmatage du pré filtre ou de la cartouche de coalescence.

Equipements auxiliaires du pilote de test :

- manomètres différentiels (0 - 4 bar)
- sondes de température (0 - 120 °C)
- débitmètre (0 - 17 L/min)
- vannes de régulation de débit
- vannes de prélèvement

Le pilote ne requiert aucune alimentation électrique.

Dimensions du pilote :

- Longueur : 1845 mm
- Hauteur : suivant configuration
- Profondeur : 450 mm

Les cartouches du coalesceur sont conçues avec une technologie compacte ce qui permet de les encastrent dans un petit logement avec un encombrement moindre. D'autre part, aucun équipement auxiliaire ni produits chimiques ne sont nécessaires pour son fonctionnement, par conséquent, comparé à d'autres technologies conventionnelles, sa charge de placement globale est en général inférieure.

Eléments filtrants :

- Cartouche de pré filtration PROFILE en nylon de forme tubulaire de 10 cm de longueur, avec un seuil de rétention de 20 µm absolu.
- Cartouche de coalescence PHASESEP, de forme tubulaire plissée, de 50,8 cm de longueur et 9,5 cm de diamètre, avec un média de coalescence polymérique ne se désarmant pas en présence d'agents tensio-actifs.

Coûts de fonctionnement :

La séparation dans le coalesceur liquide/liquide est réalisée sans addition de produits chimiques ou apport d'électricité, ce qui rend les coûts de fonctionnement très bas. Le remplacement des cartouches de pré-filtration et de coalescence représente la plus grande part du coût de fonctionnement.

II.4.2 Principe de fonctionnement

La fonction du coalesceur est de réduire la concentration du sel dans le condensat, afin de satisfaire la spécification d'expédition vers le module MPP II de 10 ppm maximum. Le coalesceur est un système à étapes multiples. Il enlève d'abord les particules en suspension par filtration, puis fait fusionner et sépare le liquide de la phase dispersée du liquide de la phase continue.

La séparation liquide/liquide s'effectue en deux étapes au sein du dispositif (voire schéma de principe ci-dessus; cas d'une phase dispersée plus dense).

Étape 1 : Pré filtration

Le pré filtre installé en amont du coalesceur sert à prolonger de manière significative la durée de vie des cartouches de coalescence en réduisant la concentration particulaire dans l'effluent du pré filtre.

Étape 2 : Coalescence

Le mélange de condensat et d'eau pénètre dans le logement du coalesceur liquide/liquide en s'écoulant de l'intérieur vers l'extérieur. En traversant le matériau de coalescence constituant les cartouches, les gouttelettes dispersées de la phase liquide s'agglomèrent et fusionnent.

Étape 3 : Séparation

Après l'étape de coalescence, le condensat et les grosses gouttelettes d'eau passent dans une zone de décantation où la majeure partie de l'eau est séparée par gravité. Le surnageant entrent dans le séparateur situé directement au-dessous de l'étape de coalescence. L'écoulement se fait de l'extérieur vers l'intérieur. Le matériau constituant le séparateur étant hydrophobe, il empêche l'eau de le traverser, seul le condensat exempt d'eau passe à travers le séparateur.

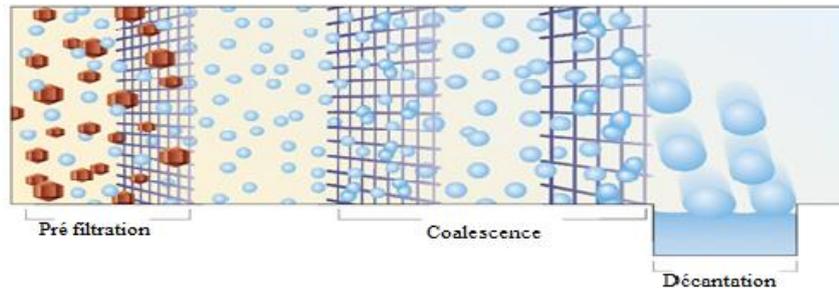


Figure II.4: Principe de fonctionnement du coalesceur liquide/liquide

II.5 Déroulement des essais de dessalage du condensat de Hassi R'mel par le coalesceur liquide/liquide

II.5.1 Point de branchement du coalesceur

C'est le train C qui a été choisi pour effectuer les tests de dessalage avec le coalesceur pilote liquide/liquide. Il a été installé à la sortie du ballon de séparation D-105 (figure II.5 et figure II.6), et alimenté avec un condensat de quelques litres par minute seulement.

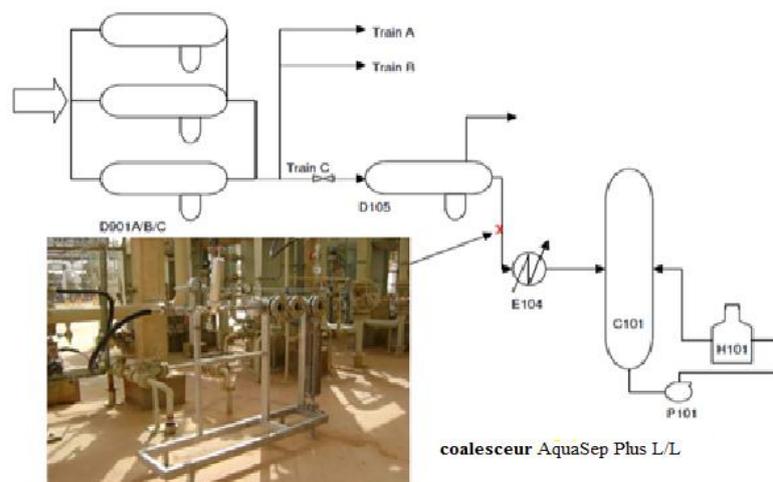


Figure II.5 : Point d'installation du coalesceur liquide/liquide pilote

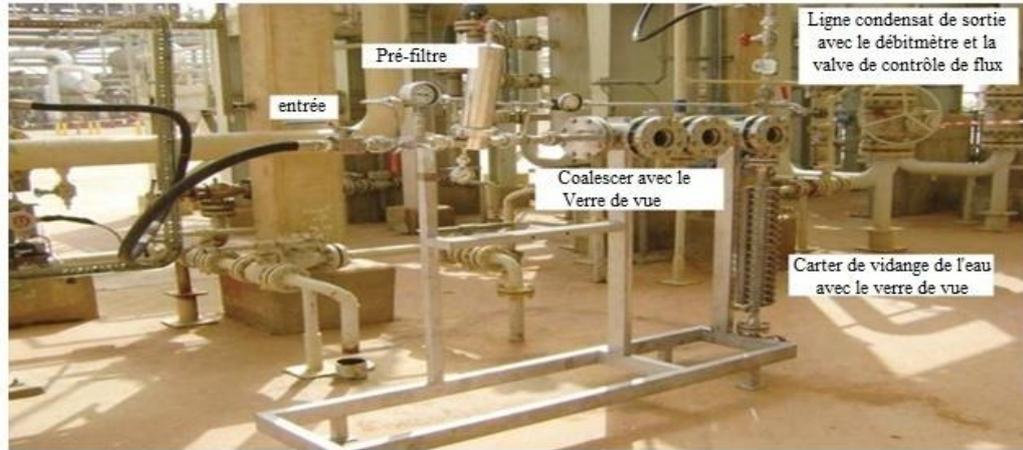


Figure II.6 : Photo du coalescer liquide/liquide sur le banc d'essai.

II.5.2 Procédure du test de dessalage

A. Préparation des conditions du test

1. Augmentation progressive du débit des puits à forte salinité. Les puits choisis doivent produire une faible quantité d'eau libre pour éviter la venue importante d'eau qui ne peut pas être prise en charge par les ballons D-901 du Boosting.
2. Ajustement de l'ouverture des puits à forte salinité pour réaliser le palier de salinité souhaité dans le condensat.
3. Réaliser un débit d'injection suffisant de l'inhibiteur de corrosion au niveau de tous les puits alimentant le module MPP II, en particulier dans les puits à forte salinité.
4. Contrôle des paramètres de corrosion à l'arrivée des collecteurs pour garantir l'efficacité du traitement anticorrosion et permettre l'optimisation des débits d'injection au niveau des puits.
5. Contrôle de la salinité de l'eau libre à l'entrée du D-901 et du D-105. Les valeurs de la salinité doivent se situer aux environs de 80 g/L.
6. Ajustement des paramètres de process de sorte que la séparation de l'eau libre dans les ballons D-901 et D-105 soit la meilleure possible. Le niveau de condensat dans le D-901 et le D-105 doit être maintenu à 45 – 50 % pour éviter l'inondation du coalesceur par l'eau libre.

B. Réalisation et suivi du test

1. Installation du coalesceur pilote à la sortie du ballon D-105.

2. Analyses préliminaires de la salinité dans l'eau et dans le condensat des ballons D-901 et D-105 ainsi que l'humidité dans le condensat.
3. Mise en service du coalesceur et réglage du débit de passage du condensat. Il est commode de commencer par un débit faible.
4. Optimisation du débit de passage du condensat dans le coalesceur pour le premier palier. La salinité du condensat est proportionnelle à celle de l'eau libre séparée dans le D-105, pour une concentration de 75 g/L, un premier palier de salinité dans le condensat de 20 à 30 ppm est réalisé. Chaque débit doit être maintenu au moins pendant 24 heures.
5. Contrôle de l'efficacité du coalesceur en se basant sur les analyses d'humidité et de salinité dans le condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur : le paramètre humidité est indicateur mais le paramètre salinité est la référence de l'efficacité.
6. Réalisation du deuxième palier de salinité de l'eau libre de 90 à 140 g/L, permettant un palier de 45 à 70 ppm de sels dans le condensat.
7. Contrôle de l'efficacité du coalesceur avec optimisation du débit de passage du condensat. Chaque débit doit être maintenu pendant au moins 48 heures.
8. Maintien du débit optimum de passage du condensat dans le coalesceur pendant une durée suffisante (minimum 5 jours).
9. Réalisation du troisième palier de salinité de l'eau libre de 180 à 190 g/L, permettant un palier de 90 à 120 ppm dans le condensat, en ouvrant d'autres puits à forte salinité dont le choix doit être judicieux.

Le passage d'un palier à un autre ne se fera qu'une fois la salinité de consigne de 10 ppm est atteinte ; en effet, afin de préserver les équipements, le seuil optimum de salinité dans le condensat doit être ≤ 10 ppm avant de passer dans l'unité de fractionnement.

Remarque importante

Le coalesceur a fonctionné en continu pendant toute la période du test qui a duré 15 jours.

Le test peut être arrêté dans les circonstances suivantes :

- Les conditions du test et/ou l'efficacité réalisée affectent la sécurité des installations.
- Grande perturbation du process de traitement de gaz.

Tests effectués du 06 au 20 avril 2013

- Phase continue : Condensat
Masse volumique : 630 à 36°C
Viscosité : 0,26 cP à 36 °C
- Phase dispersée : Eau
Masse volumique : 1,1 à 32°C
NaCl : 134,6 g/L
pH : 5,24

Conditions opératoires pendant les tests

- ✓ Température : 15 à 36 °C
- ✓ Pression : 32 bars
- ✓ Salinité de l'eau à la sortie du ballon D-105 : 70 à 190 g/L
- ✓ Niveau du liquide dans les ballons D-901 et D-105 fixé à 50%
- ✓ Débit de service (à l'entrée des ballons séparateurs) : 50 à 60 m³/h

II.6 Méthodes d'analyses

Le suivi analytique se divise en deux parties : une partie concerne l'efficacité du traitement et l'autre partie concerne les paramètres de corrosion. Le phénomène de corrosion étant accentué par l'augmentation de la quantité d'eau salée, il est indispensable de suivre attentivement la corrosivité du milieu et de protéger les installations. Le laboratoire d'exploration est chargé de ce travail.

- Pour déterminer la teneur en eau dans le condensat non stabilisé, nous avons utilisé la méthode de Karl Fischer.
- La salinité dans le condensat non stabilisé est déterminée par la méthode électrique.
- La turbidité dans le condensat non stabilisé est déterminée par un turbidimètre.

II.6.1 Echantillonnage

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

- Ces analyses et ces mesures doivent être quotidiennes.
- Ces analyses doivent être effectuées à l'entrée et à la sortie du coalesceur.
- Les points d'échantillonnages du contrôle d'efficacité sont : D-901 et D-105 du train C.

- Purger légèrement la ligne d'échantillonnage pour prendre une quantité d'échantillon frais.

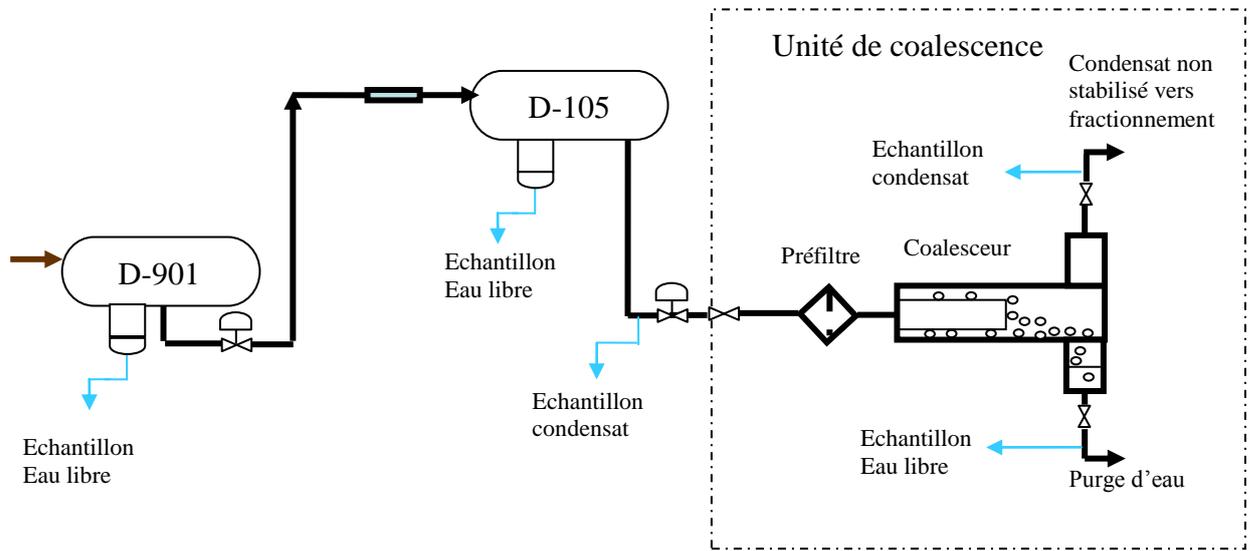


Figure II.7 : Points d'échantillonnages d'eau et de condensat

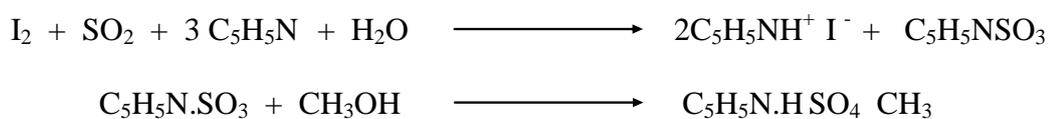
II.6.2 Détermination de la teneur en eau (taux d'humidité) dans le condensat par la méthode de Karl Fischer selon la norme ASTM D-1744-64

Principe de la méthode

Cette méthode combine la colorimétrie au titrage. L'échantillon est mélangé à une solution de pyridine-méthanol contenant un excès d'ion iode (I^-) et du SO_2 , l'iode produit à l'anode par électrolyse réagit avec l'eau. La quantité d'iode produite est proportionnelle à la quantité d'électricité suivant la loi de Faraday :



Par ailleurs, comme le montre la réaction chimique suivante, il existe une relation stœchiométrique dans la réaction entre une molécule d'eau et une molécule d'iode, telle que 10,71 coulombs produite équivalent à 1 mg d'eau.



En appliquant ce principe, il est possible de déterminer la quantité d'eau en μg

directement à partir de la quantité d'électricité produite par l'électrolyse.

Le résultat de l'analyse est donné par l'appareil de Karl Fischer comportant un affichage digital permettant de donner la quantité d'eau en μg , correspondant à l'humidité absolue. La concentration d'humidité est calculée suivant l'équation ci-dessous :

$$\text{Concentration d'humidité (ppm)} = \frac{\text{Humidité absolue } (\mu\text{g})}{\text{Quantité d'échantillon (g)}}$$

Procédure de mesure

- Mettre en service l'appareil de Karl Fischer et le laisser stabiliser.
- Mettre la solution de Karl Fischer dans la cuve, ajuster la vitesse d'agitation de telle façon que la solution ne fasse pas d'éclaboussure dans la cuve d'électrolyse.
- Faire une mesure à blanc.
- Injecter à l'aide d'une seringue le volume nécessaire de l'échantillon de condensat à analyser.
- L'appareil de Karl Fischer suit automatiquement l'électrolyse et indique la valeur mesurée quand la valeur du courant électrique atteint celle enregistrée pour le blanc.
- A la fin du titrage, l'appareil affiche la quantité d'eau en μg .

II.6.3 Mesure de la turbidité

Une eau turbide est une eau trouble. Cette caractéristique vient de la teneur en eau en particules en suspension, associées au transport de l'eau. Au cours de ce parcours, l'eau se charge de quantités énormes de particules qui la troublent. Les matières mêlées à l'eau sont de natures très diverses : matières d'origine minérale (argile, sable...), micro particules, microorganismes.

La turbidité est mesurée par un test optique qui détermine la capacité de réflexion de la lumière par l'échantillon. Son unité de mesure est le « NTU » (unité néphélométrique).

Le turbidimètre utilisé est un TL 31 CIFEC. |

[C25]

Mode opératoire

- ❖ Mettre l'appareil sous tension ;
- ❖ Saisir délicatement l'étalon correspondant à la gamme de mesure et l'essuyer sans l'agiter ;
- ❖ Veiller à ce que le chiffon ou le papier utilisé ne laisse aucune peluche sur la paroi du tube de verre.
- ❖ Ouvrir la chambre noire et y placer l'étalon ;
- ❖ Coiffer la chambre noire ;
- ❖ Placer le commutateur de sélection sur la gamme adéquate ;
- ❖ Ajuster l'affichage à la valeur de l'étalon à l'aide du bouton de tarage ;
- ❖ Ouvrir la chambre noire ;
- ❖ Retirer l'étalon et le stocker verticalement.
- ❖ L'appareil peut alors être utilisé pour un échantillon dont la turbidité rentre dans la gamme sélectionnée.
- ❖ Remplir le tube de mesure avec l'échantillon ;
- ❖ Essuyer le tube de mesure ;
- ❖ Introduire le tube de mesure dans la chambre ;
- ❖ Fermer la chambre ;
- ❖ Lire directement le résultat.

II.9 Mesure de la salinité du condensat par conductivimétrie

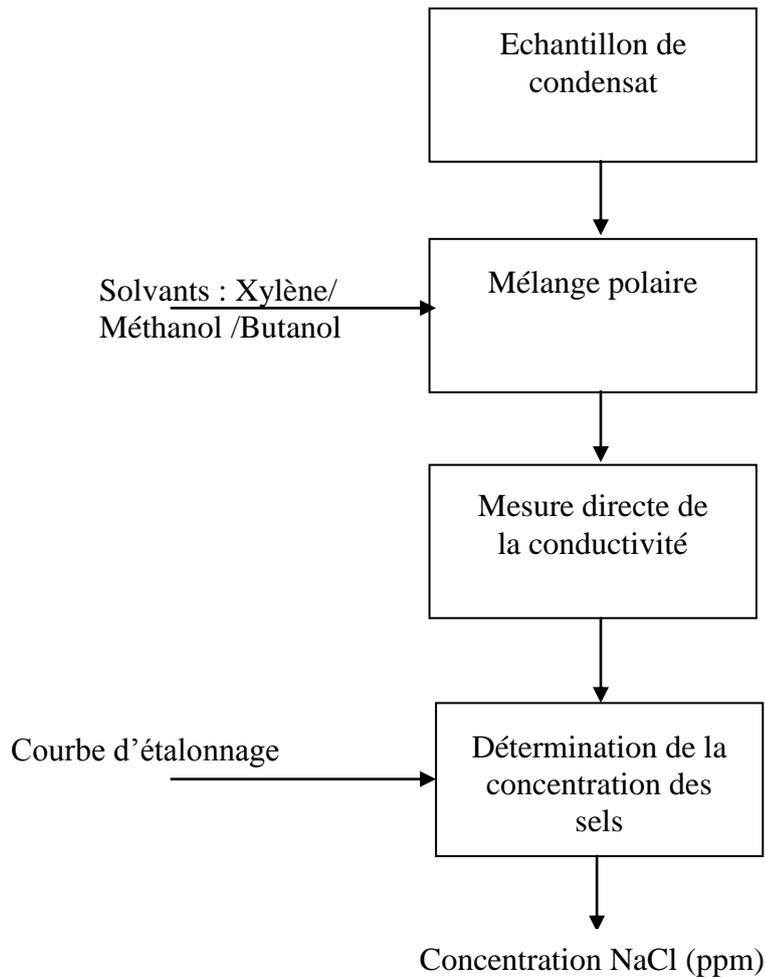
C'est une méthode électrique directe basée sur la conductivité. La mesure conductimétrique est celle de la conductance $G = 1/R$ d'un volume de solution comprise entre deux électrodes de platine identiques de surface S , distantes l'une de l'autre d'une longueur L [6].

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 électrique. On a exploité cette propriété pour confirmer la linéarité de la réponse de conductivité avec la concentration des sels.

Le condensat étant un hydrocarbure non polaire, la mesure de sa conductivité est conditionnée par l'ajout d'un solvant organique polaire. C'est pour cette raison que le condensat est mélangé au xylène, à l'alcool méthylique et à l'alcool butylique.

Cette méthode consiste donc à mesurer directement la conductivité de l'échantillon après ajout des solvants polaires [6].

Logigramme de la méthode électrique



Mode opératoire

- Mettre 10 mL de condensat dans une éprouvette de 100 mL.
- Ajouter 50 mL de xylène pur (para).
- Ajouter 40 mL d'un mélange d'alcools (20 mL de butanol et 20 mL de méthanol).
- Agiter soigneusement et laisser reposer pendant 1 min.
- Placer la solution dans la cellule du conductivimètre et mesurer la conductivité [6].

Le conductivimètre utilisé est un TOA CM – 40S , la constante de cellule est de 0,968.

Courbe d'étalonnage

Cette courbe a été tracée en utilisant des solutions standards préparées à partir de solutions mères de NaCl diluées dans un mélange (éthanol, toluène). En mesurant la conductivité des solutions standards préparées, on obtient la courbe d'étalonnage [15].

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

Tableau II.5 : Préparation des solutions standards

Concentration de la solution standard (ppm)	10	30	50	70	90
Volume de la solution mère (mL)	0,2	0,6	1	1,4	1,8
Volume d'alcools (mL)	20	20	20	20	20
Volume de xylène (mL)	Volume nécessaire pour compléter à 100 mL				
Conductivité ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	0,638	1,614	2,574	3,295	4,01

La courbe d'étalonnage obtenue est la suivante :

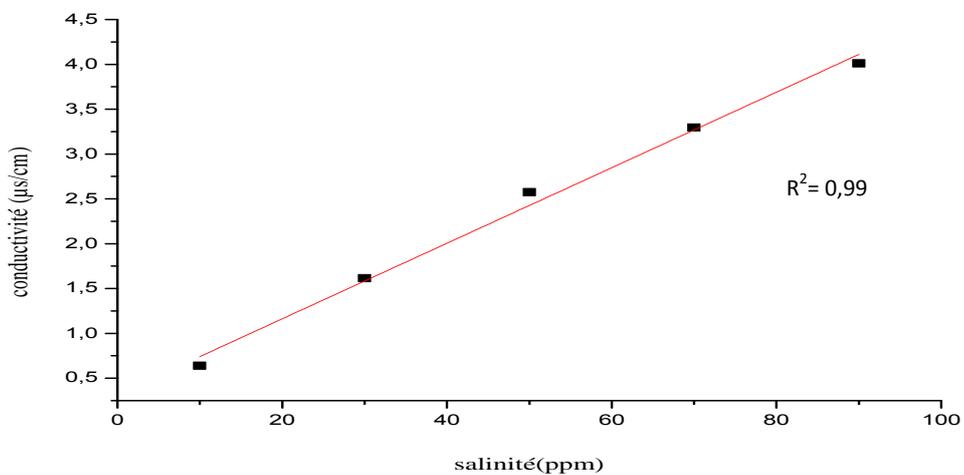


Figure II.8: Courbe d'étalonnage de la conductivité

II.10 Mesure de la salinité de l'eau libre selon la norme ASTM D-512-67 [7]

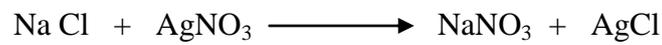
Réactifs

- Eau distillée

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

Mode opératoire

- A l'aide d'une pipette de 10 mL, on prélève le volume d'eau à analyser et on le verse dans un bécher.
- On complète à 50 mL avec de l'eau distillée.
- On ajoute de 2 à 4 gouttes de la solution de K_2CrO_4 à 5 %.
- On mélange bien et on titre au moyen d'une solution de AgNO_3 0,1 N jusqu'au virage du jaune brun au jaune clair [7].



Calcul

$$\text{Teneur en sel (ppm)} = V_1 \times 58,5 \times 0,1 / V_2$$

V_1 : volume d' AgNO_3 ajouté ;

V_2 : volume de la prise d'échantillon

Chapitre III : Résultats et discussions

III.1 Evolution de la salinité de l'eau séparée à la sortie du ballon D-901

La figure III.1 montre l'évolution de la salinité en g/L à la sortie du ballon de séparation D-901 du Module II, entre le 11/2010 et 03/2012. Une évolution progressive de la teneur en sels au cours du temps est enregistrée, elle est passée d'une moyenne de 20 g/L en 2011 à 40 g/L en 2012. Ceci est dû à la déplétion des puits en cours d'exploitation et à l'ouverture de nouveaux puits salés. Le dessalage est donc plus que nécessaire, afin de protéger les installations de l'unité de traitement.

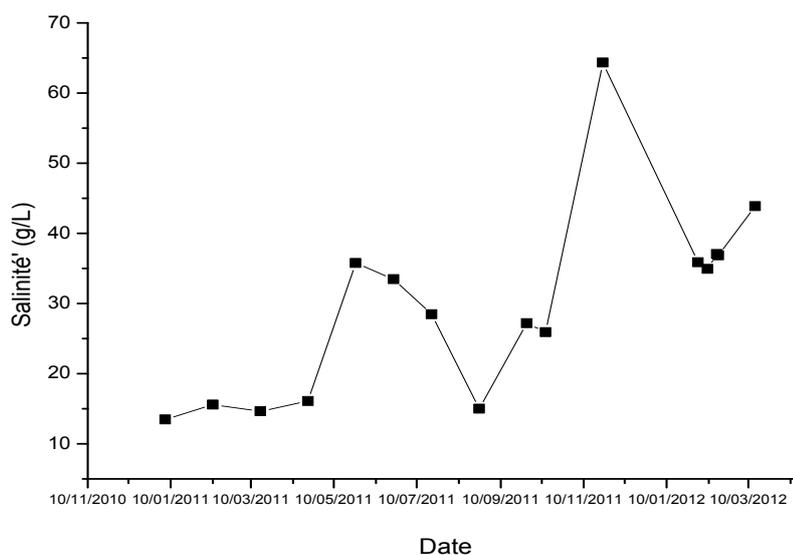
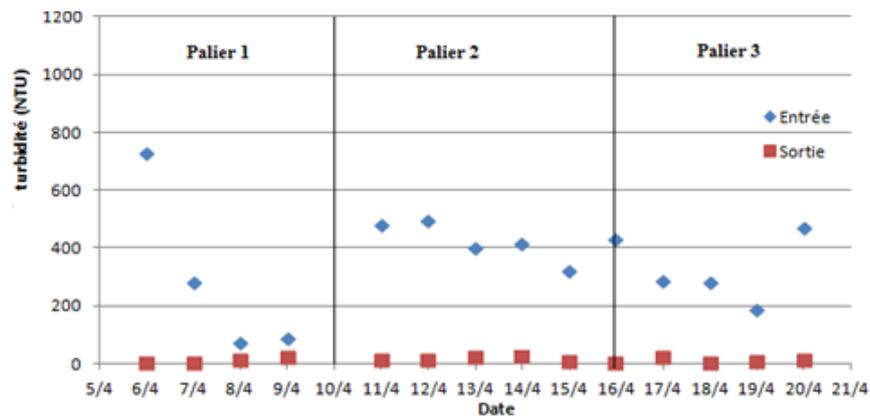


Figure III.1: Evolution de la salinité de l'eau libre à la sortie du ballon de séparation D-901 de l'unité MPP II

III.2 Résultats du test de dessalage par le coalesceur liquide/liquide en termes d'élimination des charges

III.2.1 Elimination de la charge des matières en suspension du condensat

La teneur en matière en suspension est étroitement liée à la turbidité, nous pouvons donc déduire à partir de la figure III.2, représentant la turbidité du condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur, que le pré filtre joue un rôle important dans l'enlèvement des matières en suspension dont une partie pourrait bien être des sels non dissous. La majorité des rendements obtenus pour les trois paliers dépassent 96 %.



III.2 Evolution de la turbidité du condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur du 06/04/13 au 20/04/13

III.2.2 Elimination de la charge d'humidité du condensat

La figure III.2 représente la charge d'humidité du condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur. L'efficacité de ce dernier quant à l'élimination de l'humidité est apparente que ce soit dans le cas de faibles charges (palier1) ou de fortes charges (palier 3). Les taux d'élimination de charge d'humidité varient entre 54 % et 97 %, ce qui représente une incidence directe sur le taux d'élimination de la charge de sels comme illustré sur la figure III.3.

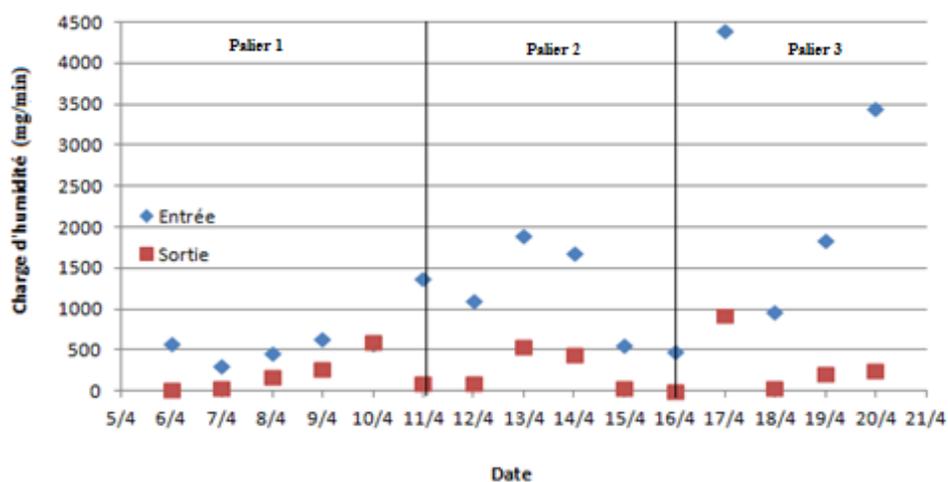


Figure III.3 : Evolution de la charge d'humidité dans le condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur du 06/04/13 au 20/04/13

III.2.3 Elimination de la charge de sels du condensat

L'évolution de l'élimination de la charge de sels dans le condensat, représentée sur la figure III.4 prouve que la teneur en sels dans le condensat est directement corrélée à sa teneur en eau ; en effet, les taux d'élimination sur les figures III.3 et II.4 semblent varier de la même manière. Ceci constitue une preuve que la majorité des sels contenus dans le condensat à l'entrée du coalesceur sont dissous dans l'eau émulsionnée dans le condensat, c'est ce qui a permis d'obtenir des taux appréciables d'élimination de la charge en sels sans avoir eu recours au lavage à l'eau douce. Et combien même des sels en suspension seraient contenus dans le gaz brut, ils ont été probablement éliminés grâce à l'étape de pré filtration.

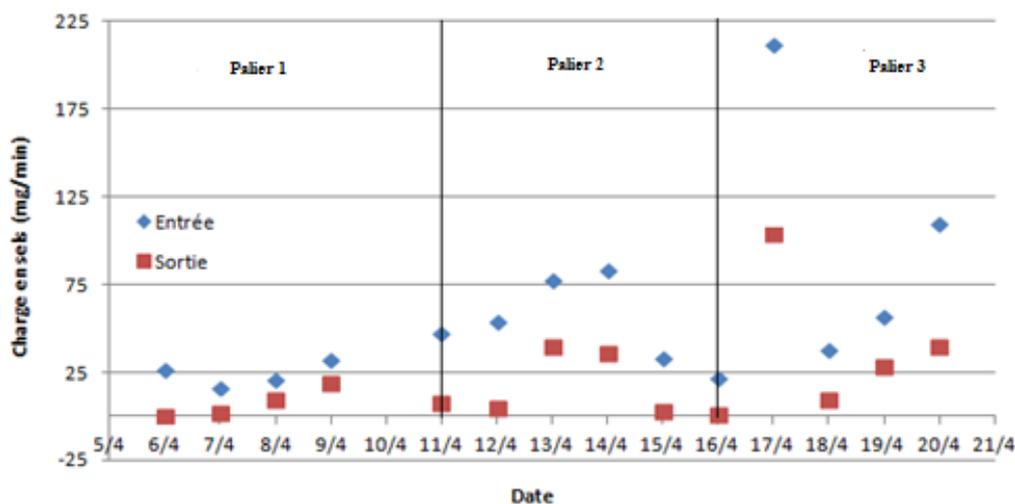


Figure III.4 : Evolution de la charge de sels dans le condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur du 06/04/13 au 20/04/13

Un examen visuel d'échantillons de condensats prélevés à l'entrée et à la sortie du coalesceur confirme les résultats trouvés (figure III.5). En effet, un condensat limpide est obtenu car une bonne partie du trouble qui le caractérisait, et qui serait dû aux particules en suspensions et aux gouttelettes d'eau émulsionnées, a été éliminé grâce au coalesceur.

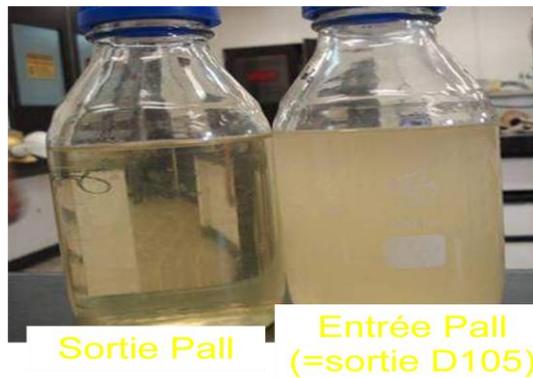


Figure III.5 : Condensat à l'entrée et à la sortie du coalesceur

III.3 Efficacité du dessalage en fonction du débit

III.3.1 Rendement d'élimination de la turbidité en fonction du débit

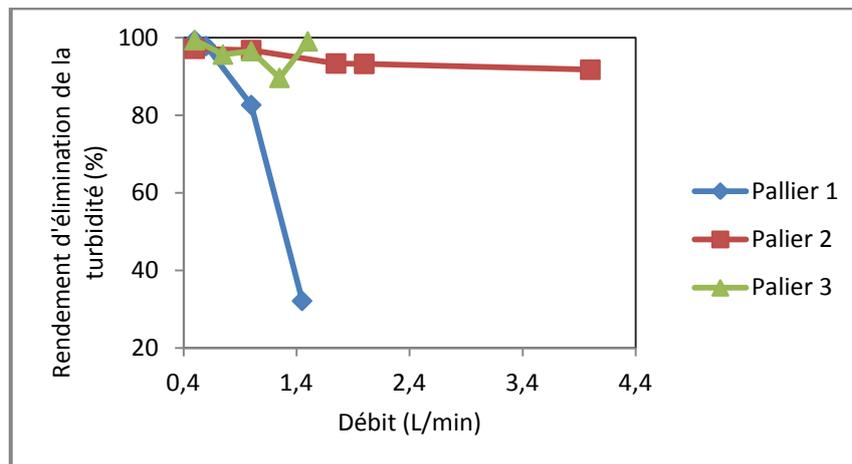


Figure III.6 : Rendement d'élimination de la turbidité du condensat en fonction du débit d'alimentation du coalesceur

III.3.2 Rendement d'élimination de l'humidité en fonction du débit

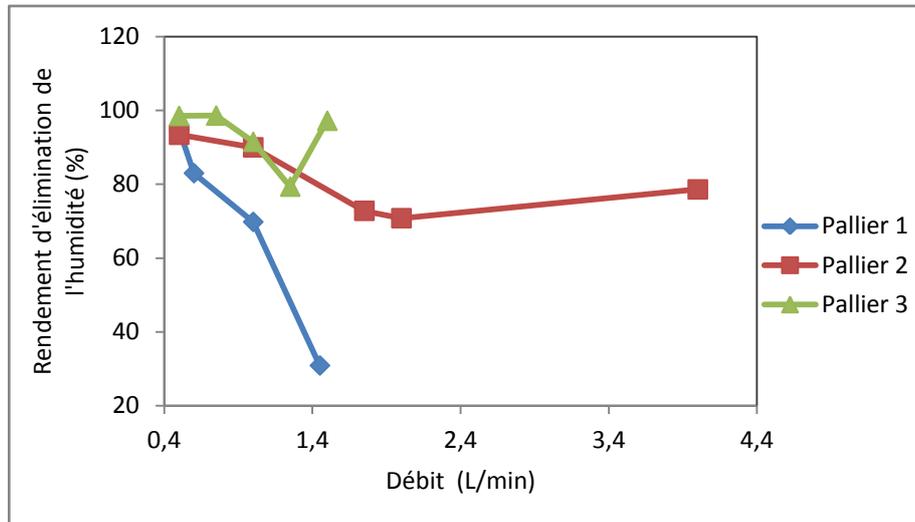


Figure III.7 : Rendements d'élimination de l'humidité du condensat en fonction du débit d'alimentation du coalesceur

III.3.3 Rendement d'élimination de la salinité en fonction du débit

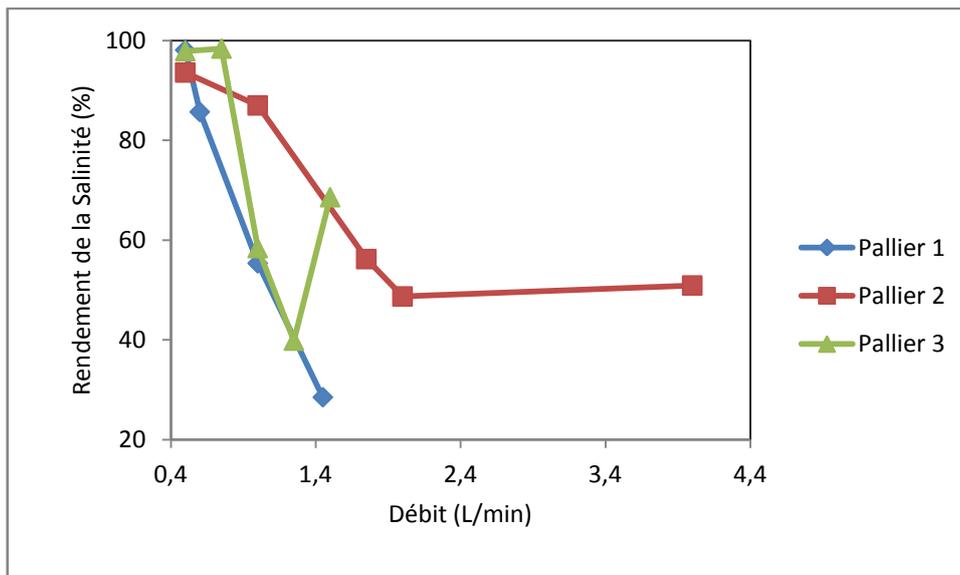


Figure III.8 : Rendement d'élimination de la salinité du condensat en fonction du débit d'alimentation du coalesceur.

D'après les figure III.6, III.7 et III.8, les rendements d'élimination des trois paramètres : turbidité, humidité et salinité, évoluent de la même manière. Ceci est justifié par le fait que ces trois paramètres soient étroitement liés, en effet, la salinité dépend de la quantité d'eau contenant les sels dissous émulsionnée dans le condensat sous forme de fines gouttelettes. Ces dernières, ajoutées à la présence de particules en suspension, génèrent le trouble caractérisant le condensat à la sortie du ballon D-105.

Les rendements d'élimination des 3 paramètres sus cités sont caractérisés par des fluctuations considérables, dues aux fluctuations dans la charge alimentant le coalesceur. Un léger maintien des rendements a été enregistré dans le deuxième palier où les fluctuations de charges sont moins importantes figures III.2, III.3 et III.4). Les meilleurs rendements sont obtenus avec un débit de 0,75 L/min pour les 3 paliers.

Conclusion

L'eau est naturellement présente dans le gaz, la présence d'eau et 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 suite à des dépôts. L'élimination des gouttelettes d'eau dispersées dans le condensat est donc la solution qui s'impose dans ce cas.

La technique de dessalage physique que nous avons testée dans ce mémoire au moyen d'un coalesceur liquide/liquide pendant 20 jours, s'est révélée efficace avec un pouvoir dessalant très satisfaisant sur le condensat de Hassi R'mel avec un débit optimal d'alimentation du coalesceur de 0,75 L/min.

Bien que la valeur de consigne de 10 ppm n'a pas toujours été atteinte, des valeurs de salinité allant jusqu'à 1 ppm ont été réalisées et les rendements d'élimination obtenus sont très appréciables.

Les résultats obtenus sont donc encourageants et confirment la faisabilité de la technique de dessalage physique du condensat non stabilisé. Ce dessalage permettra la remise en service des puits fermés à cause de la forte salinité et par conséquent d'augmenter la production tout en garantissant la sécurité des installations. Une étude économique sera déterminante pour concrétiser cette solution longtemps attendu

Le travail que nous avons effectué ne constitue que des tests préliminaires, l'étude doit être poursuivie afin d'optimiser les conditions de fonctionnement du coalesceur liquide/liquide. L'utilisation d'un coalesceur multi étage serait une piste intéressante à prospecter pour garantir une qualité de condensat constante et conforme aux normes.

Références Bibliographiques

- [1] Revue d'information SONATRACH, 2010.
- [2] Fiche technique de la région de Hassi R'mel, 2002.
- [3] Manuel opératoire des unités communes, 1986.
- [4] Traitement de gaz Edition Technip, 1978.
- [5] Manuel opératoire (process module II). Document interne, Hass R'mel, 1978.
- [6] Exploitation d'un laboratoire d'analyse chimique. Fiche technique Hassi R'mel, MPPII.
- [7] Manuel opératoire de laboratoire de l'usine MPPII. Document interne Hassi R'mel.
- [8] **Manuel de formation. Les dessaleurs. art-EXP-PR-EQ090, 2007.**
- [9] C.E.CHITOUR. Physicochimie des surfaces, vol 1. OPU, Alger, 1992.
- [10] PUISIEUX et M. SEILER. Agents de surface et émulsions. Techniques et Documentation, Lavoisier, 1983.
- [11] J.P. CANSELIER, M. POUX. Procédés d'émulsification. Mécanismes de formation des émulsions, Techniques de l'Ingénieur, J 2 152.
- [12] J. TRANCHANT. Traité d'analyse et caractérisation, chromatographie en phase gazeuses. Techniques de l'ingénieur.
- [13] atechimie.univ-Lille1.fr/chromatographie-Phase-gazeuse/colonnes
- [14] L. MARCOU, Agents de surface, Techniques de l'ingénieur, A7610.
- [15] Manuel de formation. Les utilités, le laboratoire. art-EXP-PR-UT110.
- [16] D. BABUSIAUX. Recherche et production du pétrole et du gas : reserves, coûts, contrats. Ed. Technip, Paris, 2002.