

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

Université M'Hamed Bougara Boumerdés



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département : Génie des Procédés Chimiques et
Pharmaceutiques

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

*En vue de l'obtention du diplôme de Master
Option : Génie de l'environnement appliquée aux
hydrocarbures*

Thème :

**Traitement des eaux produites par flottation à gaz induit,
En vue de la réinjection**

Présenté par :
HADDJ MOHAMMED
Nabila

Promotrice :
Mme HAMMOUDI.S
Encadreur sur site
Mr HENZO Vins

Promotion 2016

Remerciements

Tout d'abord, louange à Allah le tout puissant qui m'avoit donné la volonté, le courage et la patience pour réaliser ce travail.

J'adresse toute ma profonde gratitude, mon respect et mes plus vifs remerciements à mon encadreur au sein de la faculté des hydrocarbures et de la chimie Boumerdes Mm HAMMOUDI.S, ainsi que mon encadreur sur site à EL MERK, groupement ANADARKO, Mr HENZO Vins chef service HSE.

Je tiens à remercier toute l'équipe pédagogique de la faculté des hydrocarbures et chimie Boumerdes qui m'a offert l'occasion d'effectuer ce stage pratique, ainsi les intervenants professionnels responsables de ma formation au niveau de CPF pour avoir assuré la partie théorique de celle-ci.

Je tiens à remercier aussi tout particulièrement et à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour l'expérience enrichissante et pleine d'intérêt qu'elles m'ont fait vivre durant ces deux semaines au sein du CPF:

Messieurs BOUATROUS Hassen, KHOUDJA Salim des ingénieurs HSE, et ABDENNASER ingénieur environnement, mes tuteurs, pour m'avoir intégrer rapidement au sein de l'entreprise et m'avoir accorder toute leur confiance, pour le temps qu'ils m'ont consacré tout au long de cette période, sachant répondre à toutes mes interrogations sans oublier leur participation au cheminement de ce rapport.

Enfin, mes remerciements particuliers vont à mes parents qui m'encourage toujours, et qui ont toujours été présents auprès de moi dans les bons comme dans les moments difficiles.

Nabila



DEDICACES

A ma très chère mère

Affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

A mon très chère papa

Qui m'a toujours soutenu et encourager durant mon cursus.

A mes adorables frères Youcef, Yaakoub, Yasser et Yakine.

A mon adorable et unique neveu Baraa.

A ma sœur Nawel et mes chères cousines.

A mes chères copines Amira Amina et Soumia.



Sommaire :

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des annexes

Les abréviations

Nomenclatures

Introduction1

Présentation générale du site..... 2

Etude Bibliographique

Chapitre I : Echantillonnage

I.1. Introduction6

I.2. La planification de l'échantillonnage6

I.2.1. Approches d'échantillonnage et taille d'échantillon8

a. Échantillonnage ciblé..... 9

b. Échantillonnage aléatoire9

I.2.2.Types d'échantillons 10

a. Echantillon instantané (milieux dynamiques)..... 10

b. Échantillon ponctuel (milieux statiques)11

c. Échantillon composé (milieux statiques et dynamiques)11

I.2.3. Paramètres d'analyse13

I.2.4. Élaboration d'un programme d'assurance et de contrôle de la qualité.....13

I.2.5. Conservation des échantillons14

Chapitre II : Pollution par les hydrocarbures

II.1. Pollution.....	15
II.2. Les différents types de pollutions	15
II.2.1. Pollution atmosphérique	16
a. Définition	16
b. Les causes	16
II.2.2. Pollution de l'eau.....	18
a. Définition	18
b. Les causes de la pollution de l'eau.....	18
c. Les formes des Hydrocarbures dans l'eau	19
II.2.3. Pollution de sol	19
a. Définition	19
b. Les causes de la pollution de sol	19
c. Les produits affectant le sol.....	20

Chapitre III : Traitements des eaux, Eau de production et Injection

III.1. Traitement primaire: La décantation	21
III.2. Traitement secondaire: Rupture des émulsions	21
III.2.1. Formation des émulsions	21
III.2.2. Produits chimiques utilisés pour le déshuilage des eaux de production	23
a. Inverseur d'émulsion	23
b. Coagulation	25
c. Flocculation.....	25

III.3. Traitement tertiaire	26
III.3.1. Élimination des matières solides (M.E.S.).....	27
a. Centrifugation et cyclonage.....	27
b. Flottation	27
c. Coalescence	28
d. Coagulation et floculation	28
III.3.2. Élimination des polluants dissous	28
III.3.3. Traitements Biologiques	29
III.3.4. Traitement d'autres catégories d'eaux	29
III.4. L'eau de production et réinjection.....	29
III.4.1. L'eau produite.....	29
III.4.2. Les contaminants dans l'eau produite.....	30
III.4.3. Séparation et traitement.....	30
III.4.4. Injectivité et Productivité.....	30
III.4.5. Améliorer la récupération de pétrole et de gaz.....	31

Chapitre IV : Généralités sur les écoulements des fluides et la flottation

IV.1. définition d'un fluide	32
IV.2. les régimes d'écoulement	32
IV.2.1- régime laminaire	33
IV.2.2- régime transitoire.....	33
IV.2.3- régime turbulent	33
IV.3-La flottation	34

IV.3.1- Définition de la flottation.....	34
IV.3.2- Principe de la flottation	34
IV.3.3- Les différents types de flottation	34
a. Flottation naturelle	35
b. Flottation provoquée	35
c. Flottation assistée	35
IV.3.4. Dimension et vitesse des bulles	38
a. vitesse de la bulle	38
b. La vitesse ascensionnelle d'un attelage "particule-bulle"	39
c. Le temps de séjour hydraulique.....	39

La partie pratique :

Chapitre V : Procédé de traitement de l'eau de production

V.1. Principes de procédé	40
V.2. Description de l'appareil.....	42
V.3. Traitement d'eau produite du TAGI.....	43
V.4. Paramètres de développement et d'exploitation.....	44
a. Appareil de flottation par injection de gaz	44
b. Pompes de rejet d'eau huileuse.....	45
c. Les pompes de recirculation d'eau d'IGF.....	45
d. Pompes d'eau produite traitée du train 1 du TAGI.....	45

Chapitre VI : Calcule et interprétation des résultats

VI.1. Etude du problème.....	46
VI.2. Analyses	47
VI.2.1. Détermination de la TSS	47
VI.2.2. L'huile dans l'eau	50
VI.3. les calculs	52
VI.3.1. La vitesse de montée de la bulle de gaz.....	52
VI.3.2. Vérification du régime.....	55
VI.3.3. Le temps de résidence de la bulle de gaz	56
VI.3.4. Le temps de séjour du l'eau	56
VI.3.5. Le Diamètre optimal.....	58
VI.3.6. L'efficacité de séparation.....	59
VI.4. Interprétation	59
VI.5. Recommandation	62
Conclusion	63

La bibliographie

Les annexes

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : Relations entre les approches d'échantillonnage.....	12
Tableau II.2 : Synthèses de différents types de pollution.....	15
Tableau V.3 : Paramètres de développement et d'exploitation du dégazeur.....	42
Tableau V.4 : Paramètres de développement et d'exploitation de l'IGF.....	42
Tableau VI.5 : Les quantités de l'eau injectées le 5,6 et le 7 janvier.....	44
Tableau VI.6 : Les solides en suspensions mesurés du 1 ^{er} au 7 janvier.....	47

Liste des figures :

Figure 1: Localisation des blocs du projet El MERK.....	2
Figure III.1 : Emulsion régulière et émulsion inverse.....	23
Figure III. 2 : Démonstration de l'inversion d'émulsion sur échantillon.....	24
Figure III.3 : Exemples d'émulsions.....	24
Figure III.4 : Schéma explicatifs de la coagulation.....	26
Figure IV.5: Les régimes de l'écoulement.....	30
Figure IV.6 : Schéma d'une colonne de flottation.....	32
Figure IV.7 : Principe de la flottation assistée.....	34
Figure IV.8 : Schéma d'un flottateur a air dissous.....	35
Figure V.9 : Système de traitement d'eau produite du (réservoir) TAGI.....	38

Liste des annexes

Annexe A: Operation manual, produced water treatment & injection.

Annexe B : HORIBA Oil content analyzer OCMA-500.

Annexe C : Operation manual, Produced water treatment P&ID.

Annexe D : Operation manual, Produced water composition.

Abréviation :

CPF : Central Production Facility.

GPL : Gaz Pétrole Liquéfié.

HAP : Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques.

MES : Matière En Suspension.

TDS : Total Dissolved Solids

PWT : Produced Water Traitement.

FAD : Flottation à l'Air Dissous.

TSH : Temps de Séjour Hydraulique.

IGF Injection Gas Flotation.

Nomenclatures :

D_{gaz} : Diamètre de la bulle du gaz.

D_{huile} : Diamètre de la bulle de l'huile.

D : Diamètre de la conduite.

E : Efficacité du séparateur.

g : Accélération de la pesanteur.

H : Hauteur de l'eau dans le réacteur.

P_w : Densités de la phase continue (eau).

P_{gaz} : Densité du gaz.

$P_{\text{gaz/huile}}$: Densité du mélange gaz /huile.

Q : Débit de l'eau.

r : Rayon de l'attelage "particule-bulle".

S_e : Teneur en huile à l'entrée du séparateur.

S_s : Teneur en huile à la sortie du séparateur.

T_m : Le temps de résidence de la bulle de gaz.

T_s : Le temps de séjour du l'eau.

V_{huile} : Volume de la bulle d'huile.

V_{gaz} : Volume de la bulle de gaz.

V_{total} : Volume de l'attelage "particule-bulle".

V_t : Vitesse de monté.

η_w : Viscosité du fluide (eau).

Introduction générale :

L'eau mélangée avec le pétrole dans les réservoirs est appelée «eau de production».

Les procédés de réinjection de cette eau sont largement utilisés dans la production, leur but essentiel est de maintenir la pression du gisement pour garantir une production au moins égale à celle du départ. Mais aussi pour se débarrasser de ces eaux produites, car le règlement sévère en matière d'environnement limite la possibilité de déverser de telles eaux dans la nature. Une mauvaise qualité de cette eau peut avoir des conséquences fâcheuses sur l'injectivité.

Plusieurs facteurs agissent sur la qualité de l'eau et ont un impact direct sur l'injectivité parmi eux un mauvais choix de traitement. A cause des conséquences fâcheuses que peut avoir cette quantité d'huile sur l'injectivité, les procédés de traitement de l'eau de production peuvent comprendre plusieurs étapes.

Une soudaine et significative chute d'injectivité de l'eau a été observée aux puits de production de la CPF EL MERK, Une investigation rigoureuse a été menée pour en découvrir la raison, Quelle est donc la causes de cette chute ?

Le présent travail est structuré en deux parties :

La première partie est une étude bibliographique qui est subdivisée en quatre chapitres, dont le premier représente des généralités sur l'échantillonnage, le deuxième chapitre illustre les différents impacts des hydrocarbures, en outre le troisième est une description des méthodes du traitement des eaux, enfin, le quatrième chapitre entame notre sujet principal qui est l'écoulement des fluides et la flottation.

La deuxième partie est la partie expérimentale, elle contient une présentation du procédé de traitement des eaux de l'injection et les calculs des différents paramètres qui peuvent influencer l'efficacité du ce procédé.

Présentation générale du site

Introduction :

En application de l'accord cadre de l'initiation, le groupement BERKINE créé entre SONATRACH et ANADARKO, est chargé de gérer l'ensemble des activités de production de l'association SONATRACH-ANADARKO dans le champ d'El MERK. Le groupement est doté de pouvoir, de matériel et procédures fiables approuvées par les parties. Il a su tirer profit de toute l'expérience acquise par SONATRACH et les partenaires au bénéfice du projet et de la diversité culturelle. La règle et la conduite du groupement sont l'équité, la transparence et la recherche du consensus.

Dans ce chapitre nous décrivons les caractéristiques ainsi que les activités réalisées dans le champ EL MERK par le groupement BERKINE.

1. Localisation du site

Le projet El MERK correspond à l'exploitation de dépôts isolés d'hydrocarbures situés approximativement à 220 km au sud-est d'Hassi Messaoud.

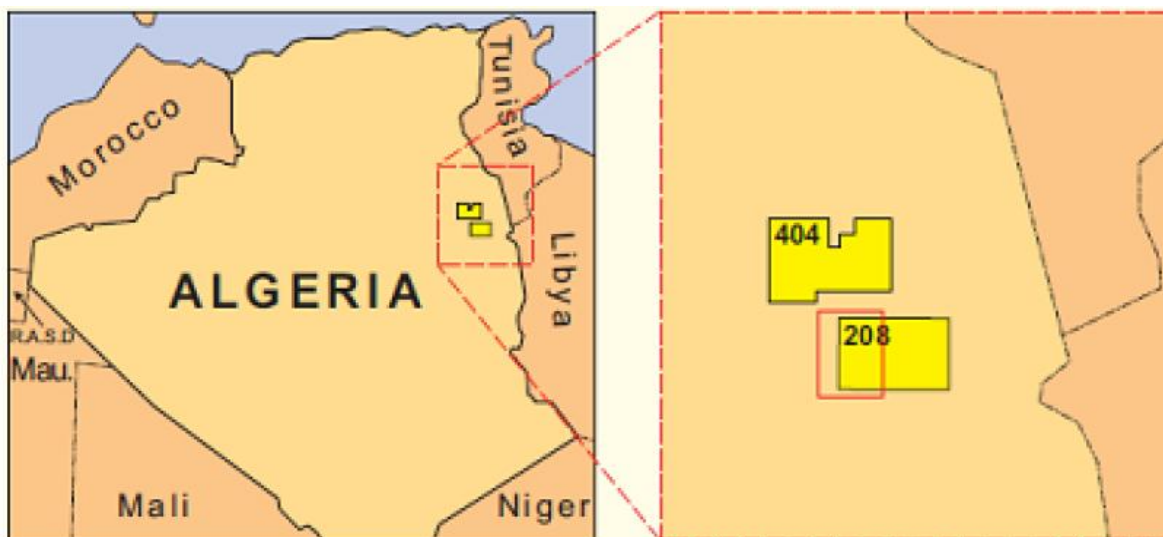


Figure 1: localisation des blocs du projet El MERK

Présentation générale du site

La zone de production a été découpée en 4 secteurs :

- Le block 208 (El MERK), qui regroupe 4 champs :
 - EKT (El KKEIT eh TESSEKHA).
 - EMN (El MERK Nord).
 - EME (El MERK Est).
 - EMK / MLSE (champ groupé d'El MERK et de MENZEL LEDJMAT SUD-EST).

- Le block 405A (MENZEL LEDJMET), déjà partiellement exploité avec les installations de production et d'export de MENZEL LEDJMAT Nord (MLN). Le gisement TAGI du sud-est de MENZEL LEDJMAT (MLSE) sera envoyé vers le CPF d'El MERK et traité en même temps que la production du site.

- Les blocks 404 et 403a sont déjà opérés par le Groupement Berkine à l'aide du CPF d'Hassi Berkine qui traite la production des champs HBNS et de ses satellites, ainsi que les champs HBN. Ce CPF ne possédant pas d'unité de récupération de GPL, les gaz riches récupérés pourraient, dans le futur, être envoyés vers le CPF d'El MERK pour y être traités.

Le CPF d'El MERK est voisin d'un certain nombre de pipeline d'export de gaz et de brut. La production des installations rejoint un réseau de pipelines existant à GassiTouil, à environ 160 km à l'ouest d'El MERK. [1]

Description des réservoirs Les champs du block 208 comprennent 3 types différents de gisements :

- Les formations TAGI, qui renferment essentiellement de l'huile.

- Les formations RKF et du Strunien, qui contiennent principalement un mélange de gaz et de condensats.

La récupération des hydrocarbures de ces champs sera améliorée, en fonction du gisement, par une injection d'eau, de gaz ou une combinaison eau+gaz.

La totalité du gaz produit par le CPF, à l'exception des GPL récupérés et de la consommation de Fuel Gaz, sera ainsi réinjectée dans les gisements.

2. Présentation du CPF

2.1. Dimensionnement des installations

L'installation de production centrale (CPF : Central Production Facility) a été conçue avec une durée de fonctionnement prévue de 25 ans.

Elle est composée de :

- 2 trains de traitement du brut d'une capacité de 65000 barils/jour chacun.
- 1 train de récupération des GPL d'une capacité de 600 MMSCFD (29,5.106 Nm³/j).

Les installations permettront de produire au maximum (en incluant le traitement du gaz naturel liquéfié des blocks 404 et 403a) :

- 90000 barils/jour de brut.
- 42000 barils/jour de condensats.
- 70000 barils/jour de GPL.

La totalité du gaz produit, moins la récupération des GPL et le Fuel Gaz utilisé sur le site, sera réinjectée dans les réservoirs.

La récupération du pétrole sera facilitée par drainage / injection d'eau et de gaz dans des puits injecteurs. La capacité d'injection est de:

- 155000 barils/jour pour l'eau.
- 500 MMSCFD pour le gaz (24,6.106Nm³/j).

2.2. Présentation des différentes sections de complexe

Le complexe comprend principalement :

a. Section de réception

D'une manière générale, on commence par séparer la production en 3 phases :

- Le gaz, qui est envoyé vers l'unité de récupération des GPL. Selon sa pression, il est préalablement comprimé à une pression suffisante.

Présentation générale du site

- Les hydrocarbures liquides, envoyés vers les 2 trains de séparation huile/condensats.
- L'eau produite, séparée par décantation : cette eau est traitée puis réinjectée dans les réservoirs.

b. section de traitement du brut

Le CPF est équipé de 2 trains de traitement, chaque train étant dimensionné pour assurer 50% de la capacité nominale du CPF.

Les hydrocarbures liquides sont admis sur chaque train où ils subissent les traitements suivants :

- Nouvelle séparation triphasique :
- Dessalage :
- Stabilisation du brut :
- Récupération et stabilisation des condensats.

c. Section de Compression des gaz.

d. Section de Déshydratation.

e. Section de Récupération des GPL.

f. Section de Compression des gaz résiduels.

h. Section de traitement de l'eau de production.

g. Section de Stockages et export.

Chapitre I :
Echantillonnage

I.1. Introduction :

La réussite d'un échantillonnage repose sur sa planification, sur la qualité de son exécution et sur les moyens utilisés pour contrôler la validité des résultats.

Le type d'échantillonnage, le type de prélèvement, les paramètres à analyser et les contrôles de la qualité sont établis lors de la planification.

I.2. La planification de l'échantillonnage :

L'objectif de l'échantillonnage est d'obtenir des renseignements sur un milieu donné à l'aide d'échantillons représentatifs.

Une bonne planification est nécessaire pour éviter les pertes de temps et les erreurs. Elle doit tenir compte du contexte et des objectifs du projet dans lequel l'échantillonnage doit avoir lieu. [9]

Exemples de contextes :

- Surveillance environnementale ou industrielle (routinière).
- Catastrophe environnementale.
- Inspection, enquête, etc.
- Cueillette de données pour la conception d'éléments épurateurs.
- Évaluation du rendement de certains équipements et épurateurs.
- Connaissance d'un milieu.
- Contrôle après restauration ou traitement, etc.

Exemples d'objectifs :

- Réduire ou harmoniser les impacts sur un milieu.
- Evaluer l'efficacité ou les effets d'une intervention ou d'un procédé de traitement.
- Vérifier le respect d'une réglementation.
- Améliorer la connaissance d'un milieu, etc.

Tout dépend du contexte et des objectifs, la planification de l'échantillonnage peut se faire en tenant compte des éléments suivants :

- Faire ressortir les buts visés et élaborer un programme adéquat d'assurance et de contrôle de la qualité des résultats.
- Se procurer des renseignements concernant les matières premières utilisées (intrants), le procédé de fabrication employé, les polluants susceptibles d'être rejetés, la réglementation applicable, etc.
- Etablir une liste de tous les paramètres qui devront être analysés et des aspects logistiques associés (nombre et type de contenants, agents de préservation, glacières, etc).
- Localiser le lieu de prélèvement à l'aide de cartes, de photos aériennes, de plans et devis, de plans de drainage, etc.
- Déterminer les cycles ou les heures de fonctionnement du procédé à analyser afin de faire l'échantillonnage pendant ce temps.

Exemple :

Pour un échantillon des eaux de lavage d'une industrie, se renseigner sur la période où le lavage s'effectue et prélever les échantillons pendant ce temps.

Déterminer la nature du réseau des rejets, s'il y a lieu, c'est-à-dire combiné ou séparatif.

Exemple :

Un réseau d'eau combiné est un réseau où sont réunies des eaux de pluie, des eaux de procédé, des eaux domestiques, des eaux de refroidissement, etc.

Un réseau d'eau séparatif est un réseau qui contient seulement une catégorie de rejets ou une catégorie d'eaux.

– Effectuer une visite préliminaire des lieux afin de préparer un devis approprié.

Lors de cette visite, il est crucial de se munir de l'équipement de sécurité approprié décrit.

Une visite préliminaire sert également à noter les détails permettant la planification optimale. Les principaux points suivants sont à vérifier :

- L'emplacement (milieu résidentiel ou agricole, proximité de milieux sensibles, etc.) et la configuration des lieux (topographie, sens des vents ou du courant, etc.).
- La présence d'équipement et d'appareils installés de façon à assurer la représentativité des prélèvements (puits d'observation, points d'échantillonnage de cheminées, etc.).

- Les moyens d'accès et de transport du personnel et des équipements (avion, bateau, motoneige, véhicule tout terrain, etc.).
- Le moyen de transport des échantillons jusqu'au laboratoire (courrier public ou privé, poste prioritaire, autobus, etc.).
- La disponibilité d'eau courante au site et la possibilité de se procurer de la glace à proximité.
- La disponibilité d'installations électriques appropriées (ampérage, compatibilité des prises, etc.).
- L'éclairage pour l'échantillonnage de nuit.
- L'équipement de sécurité requis (cordes, ceintures de sécurité, gants, etc.).
- Le besoin de vêtements appropriés aux conditions climatiques (endroits chauds, froids, humides, etc.).
- La pertinence d'utiliser un système de communication.
- La disponibilité d'un local adéquat pour effectuer la préparation, la manipulation et parfois même l'analyse (pH, conductivité, etc.) des échantillons, ainsi qu'un lieu adéquat pour l'entreposage sécuritaire des échantillons et du matériel.
- La possibilité d'utiliser des accessoires pour le lavage des équipements d'échantillonnage (solvants, eau purifiée, brosses, contenants de récupération, etc.) et d'entreposer temporairement tous les résidus de lavage qui seront par la suite transportés et éliminés selon les lois et règlements en vigueur.

I.2.1. Approches d'échantillonnage et taille d'échantillon :

La détermination de la taille de l'échantillon relève du contexte de l'échantillonnage et des objectifs de précision ou de certitude à atteindre. La taille d'échantillon est influencée par les approches d'échantillonnage utilisées. Le choix de l'une ou l'autre des trois approches décrites ci-dessous doit se faire au moment de la planification. [9]

Une bonne planification nécessite la compréhension et l'intégration des approches d'échantillonnage et de la notion de population. Le terme « population » se définit comme « une collection d'éléments possédant au moins une caractéristique commune et exclusive permettant

de l'identifier et de la distinguer sans ambiguïté de toute autre » [4]. Cette notion fondamentale doit être intégrée dans toutes les approches d'échantillonnage envisagées.

a. Échantillonnage ciblé :

L'échantillonnage ciblé consiste généralement à prélever des échantillons à des endroits où l'on soupçonne la présence de contaminants. Il est également possible d'effectuer un échantillonnage ciblé afin de connaître le bruit de fond ou de démontrer l'absence de contamination dans un secteur donné. Très souvent, les observations visuelles ou les données provenant d'une enquête ou de plaintes guident le préleveur vers la zone appropriée. Cette approche d'échantillonnage est largement utilisée, mais elle n'apporte généralement que peu de renseignements sur la contamination moyenne d'un secteur donné. [7]

Exemples :

Sol : prélever des échantillons à un endroit où une contamination est indiquée par un indice de pollution apparente (ex. : tache d'huile sur le sol), par des investigations, par des plaintes, etc.

Rejets liquides : prélever des échantillons à un ou plusieurs points précis d'un procédé de fabrication ou de transformation ou d'un réseau de drainage afin de détecter ou de mesurer la concentration la plus élevée du paramètre évalué (ex. : liquide à la surface d'une trappe à graisse d'une usine de transformation).

b. Échantillonnage aléatoire :

L'échantillonnage aléatoire consiste à prélever des échantillons à des endroits choisis au hasard, de telle sorte que chaque point d'échantillonnage a la même probabilité d'être sélectionné.

Échantillonnage aléatoire simple :

L'échantillonnage aléatoire simple consiste à prélever des échantillons à des endroits choisis au hasard sur le terrain, lorsqu'il s'agit d'un milieu statique (sol, résidus solides, etc.), ou à des périodes de temps choisies au hasard, lorsqu'il s'agit d'un milieu dynamique (rejets liquides, cours d'eau, convoyeur, etc.). Ce type d'échantillonnage permet d'évaluer la contamination moyenne d'un milieu ou d'un résidu. [7]

Échantillonnage systématique :

L'échantillonnage systématique consiste à sélectionner un premier point au hasard et à y ajouter une unité de longueur ou de temps choisie à l'avance. Cette unité ne peut être modifiée par la suite afin de préserver le caractère aléatoire de l'échantillonnage. [7]

Exemples :

Sol : choisir au hasard un premier point d'échantillonnage, diviser la surface en carrés fictifs avec des unités de longueur et de largeur choisies et échantillonner le sol au centre de chacun des carrés ou sur chacune des intersections de la grille ainsi formée.

Rejets liquides : prélever des échantillons à des endroits représentatifs et selon une unité de temps déterminée à l'avance (ex. : émissaire d'une industrie).

Un des désavantages de l'échantillonnage systématique est qu'il ne permet pas de tenir compte du phénomène de périodicité. Par exemple, un échantillonnage systématique ne sera pas représentatif si la fréquence de prélèvement est de 15 minutes, alors que l'intervalle d'émission d'un polluant est de 10 minutes.

I.2.2.Types d'échantillons :

Une fois l'approche d'échantillonnage choisie, il est nécessaire de déterminer le type d'échantillons à prélever.

a. Echantillon instantané (milieux dynamiques) :

Prélèvement d'un échantillon représentatif dans un intervalle généralement inférieur à 15 minutes. [7]

Exemple :

Pomper une certaine quantité de liquide en moins de 10 minutes.

b. Échantillon ponctuel (milieux statiques) :

Prélèvement d'un échantillon représentatif d'un emplacement particulier. [7]

Exemple :

Prélever une quantité de sol à un endroit bien déterminé.

c. Échantillon composé (milieux statiques et dynamiques) :

Prélèvement, dans un même contenant, de plusieurs échantillons à des intervalles de temps ou à des distances variables en respectant l'égalité des proportions. [7]

Exemple :

Prélèvement d'effluent aux 5 minutes entre 8 h et 17 h (milieux dynamiques).

Prélèvement d'échantillons de sol provenant d'endroits différents (milieux statiques).

Toutefois, il n'est pas recommandé de mélanger des prélèvements lorsqu'on suspecte des écarts importants dans les résultats d'analyse, et plus particulièrement lorsqu'un des sous-échantillons est susceptible de se situer à la limite de quantification de la méthode (effet de dilution). Ainsi, dans le cas de deux prélèvements contenant 1,5 et 0,3 mg/kg d'un contaminant donné, le mélange conduira à l'obtention d'une valeur égale ou inférieure au critère visé, si celui-ci est de 1,0 mg/kg, et entraînera une perte d'information. Le mélange des prélèvements n'est pas non plus approprié lorsque des composés volatils ou semi-volatils sont recherchés en raison des risques de volatilisation lors de la manipulation. Par contre, dans d'autres situations, le mélange d'échantillons permet de réduire la variation des résultats et l'incertitude entourant la valeur moyenne obtenue.

Le Tableau suivant présente un résumé des principales approches d'échantillonnage ainsi que les relations de taille et d'échantillons composés.

Tableau I.1 : Relations entre les approches d'échantillonnage.

Approche d'échantillonnage	Situation typique	Taille de l'échantillon	Échantillons composés	Commentaires
Ciblé	Présence d'indices visuels ou olfactifs Répartition hétérogène de la contamination	Généralement faible		Permet de démontrer la présence d'une contamination ou la teneur de fond.
Aléatoire simple ou systématique	Contaminant dispersé ou très dispersé dans le milieu et contamination homogène	Variable selon le niveau de certitude désiré	Non recommandé lorsque des écarts importants sont suspectés dans les résultats d'analyse ou qu'il existe des risques d'atteindre la limite de quantification de la méthode même en présence d'une contamination.	Permet, dans le cas d'un terrain, d'établir le rapport entre la surface (ou le volume) contaminé et la surface totale en utilisant une modélisation binomiale.
Aléatoire simple ou systématique	Contaminant peu dispersé dans le milieu	La taille de l'échantillon et le nombre de sous-prélèvements mélangés sont déterminés à partir de considérations statistiques	Recommandé afin d'améliorer la certitude dans la mesure où il n'y a pas de risque d'atteindre la limite de quantification de la méthode.	Permet d'évaluer la contamination moyenne à l'aide d'une modélisation normale.

Aléatoire simple ou systématique	Contaminant concentré en un seul point (" <i>hot spot</i> ") dans un milieu	Généralement élevé	Généralement non recommandé mais cela dépend de la concentration prévue dans le " <i>hot spot</i> " et des risques d'atteindre la limite de quantification de la méthode.	Utilise un maillage d'une grandeur donnée, dont la dimension peut être évaluée avec un modèle mathématique.
----------------------------------	---	--------------------	---	---

I.2.3. Paramètres d'analyse :

Une recherche de données concernant les sources potentielles de contamination actuelle ou antérieure permet de définir les paramètres d'analyse les plus susceptibles d'être présents sur un terrain. présentent une liste des principales sources de contaminants inorganiques et organiques reliées à des activités industrielles. À l'occasion, la présence d'effets sur les écosystèmes nécessite la recherche de certains paramètres d'analyse spécifiques. [9]

I.2.4. Élaboration d'un programme d'assurance et de contrôle de la qualité :

Pour pouvoir démontrer la validité des résultats d'échantillonnage, il est primordial d'élaborer un programme d'assurance et de contrôle de la qualité. L'étendue ou l'exhaustivité du programme d'assurance et de contrôle de la qualité dépend, entre autres choses, des objectifs, des enjeux environnementaux, des risques encourus et de l'hétérogénéité du milieu. L'assurance qualité englobe non seulement les différents éléments de contrôle de la qualité de l'échantillonnage, mais également des notions relatives aux ressources humaines (formation et expérience du personnel) et aux ressources matérielles (étalonnage des équipements, entretien) utilisées pour réaliser adéquatement l'échantillonnage. [7]

I.2.5. Conservation des échantillons :

Les échantillons doivent être réfrigérés à environ 4 °C et même congelés dans certains cas. L'utilisation de bouteilles en plastique est parfois suggérée en raison de la résistance aux chocs. Les agents de conservation doivent être fournis par le laboratoire qui effectuera les analyses. De cette façon, les laboratoires peuvent contrôler la qualité des agents de conservation les plus appropriés à la situation. [7]

Chapitre II :

Pollution par les hydrocarbures

II.1. Pollution

- La pollution est la dégradation d'un écosystème par l'introduction, généralement humaine, de substances ou de radiations altérant de manière plus ou moins importante le fonctionnement de cet écosystème. [10]
- La pollution est une dégradation d'un milieu naturel par des substances chimiques et des déchets industriels.

II.2. Les différents types de pollutions :

Tableau II.2 : synthèses de différents types de pollution

Pollutions généralisées	Changement global qui affecte une partie ou la totalité de la biosphère tel que l'effet de serre, la couche d'ozone et les pluies acides.
Pollutions localisées	Pollutions relativement localisées, représentées essentiellement par la pollution nucléaire, la pollution par les pesticides, la destruction de la nature, l'érosion, etc.
Pollution par les navires	Immersion de matériaux ou rejets opérationnels. Il s'agit de trois catégories de déversements : - rejets huileux particuliers aux pétroliers - rejets huileux communs à tous les navires - rejets non huileux communs.
Pollution atmosphérique	Ce sont les gaz et les particules provenant de sources continentales naturelles (poussière de sols) ou anthropiques (zones urbaines et industrielles).
Pollution urbaine	Due principalement aux rejets domestiques et elle est liée aux grandes concentrations urbaines.
Pollution industrielle	Liée au développement de l'industrie et aussi variée que les activités industrielles elles-mêmes.
Pollution agricole	Due aux insecticides, pesticides, engrais chimiques ou naturels utilisés pour la production agricole.
Pollution physique	On parle de ce type de pollution quand le milieu est modifié dans sa structure physique par divers facteurs.

Pollution chimique	Due au déversement des rejets industriels apportant de grandes quantités de substances chimiques dont certaines sont non dégradables.
Pollution biologique	C'est un phénomène naturel. Il s'agit de la pollution par les micro-organismes.

II.2.1. Pollution atmosphérique :

a. Définition :

La pollution atmosphérique signifie donc la présence indésirable d'impuretés ou l'élévation "anormale" de la proportion de certains constituants de l'atmosphère. [16]

La partie de l'atmosphère concernée par les problèmes de pollution comprend la troposphère (du sol jusqu'à 8 à 15 km d'altitude suivant la latitude) et la stratosphère (entre 15 et 50 km d'altitude). En effet, les émissions de polluants à durée de vie supérieure à 5 ans environ peuvent atteindre la stratosphère. La concentration et la dispersion des polluants dépendent ensuite en général des conditions météorologiques. [16]

b. Les causes :

Plusieurs étapes de l'exploitation pétrolière libèrent matériaux toxiques dans l'air et à effet de serre. Par exemple, le raffinage rejette des oxydes de soufre, des oxydes d'azote, des composés organiques volatiles, du monoxyde de carbone, du benzène et d'autres gaz à effet de serre. Bien entendu, le transport joue aussi un rôle important dans cette pollution car les camions citernes rejettent 79g de CO₂ par tonne et par kilomètre, ce qui veut dire 1738g par kilomètre pour un 22 tonnes. [17]

Il existe des masses de dérivés pétroliers comme par exemple l'essence qui est le plus connu. Il pollue car il crée une combustion dans les moteurs et il y a ensuite pollution de l'atmosphère. Le pétrole libère du dioxyde de carbone (CO₂) qui est un gaz à effet de serre donc il y a de la pollution. D'autres gaz nocifs sont lâchés lors de cette combustion comme le monoxyde de carbone et le dioxyde d'azote et il y a aussi des hydrocarbures non brûlés. Ces gaz sont à l'origine de pluies acides qui détruisent la végétation ainsi que les milieux aquatiques fermés. [17]

Certains polluants sont dispersés dans l'air comme par exemple la suie. Il faut savoir que la suie est un composé non brûlé par les moteurs diesel. Ces polluants sont très dangereux pour l'homme car il est la cause d'asthme, d'allergies ou encore de cancer pour la suie définie précédemment. On ressent les effets des concentrations des polluants dans l'air après une exposition chronique. La pollution atmosphérique tue 3 millions de personnes dans le monde soit 5 % de la population mondiale. [17]

Cependant, des efforts sont réalisés pour diminuer ces émissions néfastes. Des biocarburants sont introduits dans les essences. Les constructeurs automobiles adaptent leurs moteurs à l'utilisation de l'huile végétale comme le colza ou encore le soja comme carburant. Des moteurs solaires et électriques sont créés tandis que les chercheurs se penchent sur la création d'énergie propre et de nouveaux carburants. [17]

La pollution de l'air par les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) :

Les HAP sont des composés organiques dont la structure cyclique comprend au moins deux cycles aromatiques. De nombreux HAP présents dans l'atmosphère existent simultanément sous forme gazeuse et particulaire. Ils font partie des polluants organiques persistants du fait de quatre caractéristiques principales : ils sont toxiques, persistants dans l'environnement, bioaccumulables (ils s'accumulent dans les tissus vivants du fait de leur forte solubilité dans les lipides) et peuvent être transportés sur une longue distance. [11]

La population est généralement exposée à un mélange de HAP. Actuellement, leurs effets sur la santé ne sont que partiellement connus. Les données disponibles montrent que certains HAP peuvent induire spécifiquement de nombreux effets :

- Des effets hépatiques, hématologiques, immunologiques et développement d'athérosclérose.
- Des effets sur la reproduction, ainsi que des effets génotoxiques et cancérigènes.

Le benzo[a]pyrène, l'un des HAP les plus connus, est classé comme agent cancérigène pour l'homme par le Centre international de recherche sur le cancer (Circ). D'autres HAP sont également classés par le Circ comme agents cancérigènes probables ou cancérigènes possibles. [11]

II.2.2. Pollution de l'eau :**a. Définition :**

La pollution de l'eau correspond à la présence dans l'eau des minuscules organismes extérieurs, des produits chimiques ou des déchets industriels. Cette pollution (ou contamination) touche les eaux de surface (océans, rivières, lacs) et les eaux souterraines qui circulent dans le sol. Elle entraîne une dégradation de la qualité de l'eau ce qui rend son utilisation dangereuse (pour l'eau que l'on boit par exemple) et perturbe beaucoup le milieu aquatique (en particulier la vie des poissons).

La pollution de l'eau constitue l'une de nuisances à l'environnement les plus graves. Elle affecte aussi bien les pays industrialisés que ceux en développement.

Elle est présente partout, peu de pays développés ou non ont suffisamment protégé la qualité de l'eau et maîtrisé sa pollution.

b. Les causes de la pollution de l'eau :

L'extraction des hydrocarbures nécessite beaucoup d'eau et l'utilisation de solvants que l'on rejette dans des fosses. Ces déchets descendent jusqu'aux nappes phréatiques. Bien entendu, les animaux et les hommes utilisent l'eau pour boire et manger (poissons).

Les dégazages illégaux, c'est-à-dire l'action de nettoyer les barils de pétrole vides pour éviter les explosions soient la première pollution des eaux. En général, les bateaux (souvent pétroliers) pratiquent ceci en mer pour éviter de payer les frais de nettoyage (0.15 € par m³). Ce sont des rejets continus plus dévastateurs que les marées noires occasionnelles. [18]

Les marées noires :

Une marée noire est une catastrophe industrielle et écologique dû à l'échouement d'une nappe d'hydrocarbures en zone côtière. Cette nappe est due à un déversement volontaire ou accidentel d'une certaine quantité de pétrole brut ou bien de produits pétroliers à la mer et qui est ramenée vers la côte par l'effet des marées, des vents et des courants.

Les marées noires sont la cause de la pollution et ces dernières ont un impact non négligeable sur l'écologie. Ces marées noires perturbent durement et durablement la faune et la flore. Elles génèrent de graves dégradations au niveau biotique et de l'écosystème ce qui causera l'asphyxie totale du milieu. L'habitat de nombreux animaux ainsi que les fonds marins seront détruits et bien évidemment, la faune et la flore des zones côtières seront elles aussi gravement touchées.

c. Les formes des Hydrocarbures dans l'eau :

- insolubles décantables: huiles surnageantes, 3% .
- insolubles non décantables: émulsion, micelles (diesel).
- solubles : aromatiques, oléfines et paraffines légères (molécules volatiles, essence)..

II.2.3. Pollution de sol :

a. Définition :

Un site pollué est un site qui présente une pollution susceptible de provoquer une nuisance ou un risque pérenne pour les personnes ou l'environnement, au regard de l'utilisation future que l'on envisage pour le site. Cette pollution qui résulte de l'activité industrielle peut concerner le sol, le sous-sol.

Les sites contaminés sont généralement définis comme des sites où sont détectées des substances dangereuses et donc présentant au moins une concentration d'une substance dangereuse connue ou une teneur anormale d'une substance de micro-organismes dans un milieu, un objet, ou un être vivant.

b. Les causes de la pollution de sol :

- Lorsqu'une société décide de lancer une production, elle construit un ou plusieurs fosses (ou « piscines ») dans la nature où elle va rejeter des monticules de produits

toxiques pour les hommes et la Nature. Une fois la production terminée, elle laisse les déchets et par creuser ailleurs. Les matières laissées s'immiscuent dans les sols.

- Les dérivés plastiques tels que les poches ou encore les bouteilles qui s'entassent dans des décharges à ciel ouvert ou sont jetés dans la nature. Ces déchets salissent l'esthétique de la nature, ils sont néfastes. Ils ne font que souiller les paysages. Deuxièmement, les animaux peuvent les injecter et en mourir. Ce continent se développe au fil du temps et il erre en mer. On peut dire qu'il y a une pollution à long terme car ces morceaux de plastiques peuvent rester intacts pendant 40 ans.
- La présence des hydrocarbures dans un sol contaminé est liée aux industries de raffinage et de transformation, à leur transport, leur stockage et leur distribution.
- Les pollutions par les sous-produits rejetés (les huiles des moteurs et les huiles de coupe usagées, des résidus de dégraissage accompagnant les solvants).
- Certains hydrocarbures sont utilisés comme solvants industriels ou comme base à des synthèses chimiques (cyclohexane, hexane, etc...).
- De fuites ou d'épandage de produits chimiques (accidentels ou pas).
- Dispersion aérienne des polluants (poussières au vent, évaporation des polluants volatils), suivie de retombées sur les sols environnants sous forme de pollution diffuse.
- Les sols pollués par des retombées, des infiltrations ou des déversements de substances polluantes, liés à l'exploitation passée ou présente d'une installation industrielle ou encore à un accident de transport.
- Les dépôts de déchets ou de produits chimiques, abandonnés à la suite de faillites d'entreprises ou résultant de pratiques frauduleuses d'importation ou d'élimination de déchets ou mis en place alors que la réglementation actuelle n'était pas en vigueur.
- Les HAP émis dans l'environnement par combustion et la pyrolyse de matières carbonées (voire section II.2.1).

c. Les produits affectant le sol

Parmi les hydrocarbures aliphatiques les plus fréquemment rencontrés (hors mélange), on peut citer : l'heptane, dodécane, pentane, cyclohexane, l'hexane, le pentène, le dipentène et hydrocarbures aromatique polycycliques (HAP).

Chapitre III :
Traitements des eaux, Eau de production
et injection

III.1. Traitement primaire: La décantation :

Elle s'effectue à l'arrivée de l'Eau Brute dans une grande fosse durant un temps de rétention variant suivant les caractéristiques de l'Eau Brute.

Elle est basée sur les principes de séparation gravitaire et notamment sur l'accroissement de la vitesse de décantation des gouttes d'hydrocarbures pour qu'elles soient interceptées le plus rapidement possible, Cette vitesse est en fonction de plusieurs paramètres. [8]

Le principe de cette séparation est basé sur le déplacement d'une gouttelette d'huile dans un milieu aqueux.

Ce traitement primaire de déshuilage par décantation dans une cuve, un bassin, un API, un séparateur à plaques (ou à garnissage), un hydro cyclone, peut être suffisant en cas de réinjection d'eau dans le gisement).

Ce simple traitement primaire est généralement suffisant pour les eaux de pluie et de lavage.

Suivant les dispositions réglementaires, elles peuvent subir un traitement secondaire dans des zones d'environnement sensible. [8]

III.2. Traitement secondaire: Rupture des émulsions :

Le traitement secondaire de déshuilage qui permet d'éliminer les émulsions et les matières en suspension classiquement par flottation gazeuse au gaz dispersé.

III.2.1. Formation des émulsions :

Les émulsions peuvent se former à tous les stades de la production :

En fond de puits, dans le réservoir ou au niveau de la complétion en particulier sous l'effet des moyens d'activation tel que pompage. Ces formations formées à chaud et fortement agitées sont souvent très difficiles à traiter par la suite. [19]

Dans les installations de surface : manifolds, séparateurs, échangeurs, pompes de reprise, etc.

Les principaux paramètres qui conditionnent la formation d'émulsion sont :

- La nature du brut : Certains bruts donnent plus facilement des émulsions que d'autres. en particulier, les émulsions sont favorisées par les asphaltènes et les composés naphthéniques.
- Les conditions de mélange : La finesse d'une émulsion croît avec l'énergie mise en jeu (duses, pompes centrifuges, ...).
- Les tensioactifs naturels ou ajoutés : Plus la tension interfaciale eau/brut est faible, moins l'énergie nécessaire pour fractionner les gouttelettes d'eau est importante.
- La température : Plus la température est élevée, plus l'émulsion est fine (faible). La température agit non seulement sur la viscosité mais également sur la tension interfaciale eau/brut.

La dispersion d'un liquide (phase interne) dans une autre (phase continue) dite phase de dispersion, donne des gouttelettes microscopiques (de 0,1 à 30 μ).

La séparation des phases est d'autant moins facile et l'émulsion est d'autant plus stable que :

- La taille des gouttelettes d'eau est faible
- La viscosité élevée du brut
- La tension interfaciale eau:/ brut est élevée (agents naturels stabilisants, présence de particules venant se fixer aux interfaces tel que asphaltènes, paraffines cristallisées, résines, sédiments, ..)
- La différence de masse volumique entre le brut et l'eau est faible (bruts lourds)

Les émulsions stables les plus fréquentes sont :

- Les émulsions fabriquées à chaud, sous forte agitation (principalement en fond de puits par l'activation).
- Les émulsions de bruts paraffiniques fabriquées à chaud puis refroidies. Lors du refroidissement, les paraffines qui cristallisent piègent l'eau.
- Les émulsions de bruts lourds (asphalténiques) dont les éléments lourds stabilisent les interfaces eau / brut.

Finalement, le seul moyen de prévention efficace contre les émulsions est l'injection en amont du lieu où elles se créent, d'un désémulsifiant adapté. Celui-ci n'empêche pas la création d'émulsion mais la rend instable. [19]

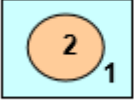
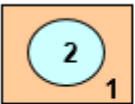
	1 = eau 2 = huile	Émulsion huile / eau = émulsion inverse
	1 = huile 2 = eau	Émulsion eau / huile = émulsion régulière

Figure III.1 : Emulsion régulière et émulsion inverse.

Théoriquement, une émulsion stable est impossible à briser dans une période de temps défini sans un traitement chimique ou une aide mécanique.

L'émulsion huile / eau formée peut-être très serrée à cause d'une basse salinité de l'eau, basse gravité des condensats et une grosse baisse de pression dans le système.

De plus l'émulsion peut être stable à cause de la présence d'agents émulsifiants. [19]

III.2.2. Produits chimiques utilisés pour le déshuilage des eaux de production :

Les produits chimiques utilisés doivent être solubles dans l'eau.

Il y a une grande quantité de produits qui peuvent être classés en 3 groupes:

Activateur d'émulsion inverse

Coagulant

Floculant

a. Inverseur d'émulsion :

De très fines gouttelettes d'huile ne peuvent pas être séparées de la phase eau dans un temps déterminé [8], donc pour déstabiliser l'émulsion on utilise un inverseur d'émulsion qui agit:

En réagissant avec les gouttelettes d'huile

En leur facilitant la coagulation, la floculation et la séparation



Figure III.2 : Démonstration de l'inversion d'émulsion sur échantillon

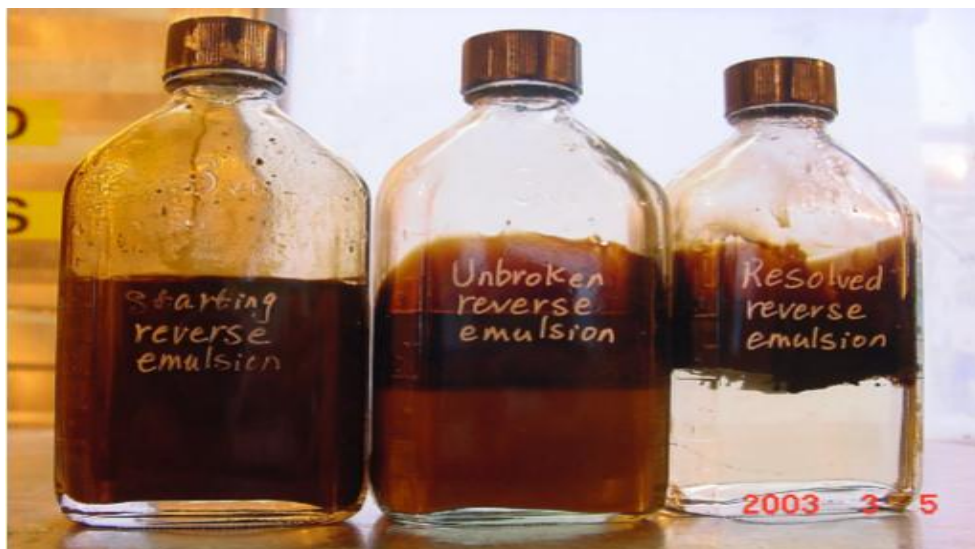


Figure III.3: Exemples d'émulsions

Activateur d'émulsion inverse :

L'objectif de ce produit est d'aider la coalescence des gouttelettes d'huile en réduisant les tensions interface en plus de neutraliser les sites cationiques. [8]

Les simples gouttelettes d'huile dans l'eau transportent généralement une charge négative or la plupart des produits sont cationiques. [19]

Les émulsifiants utilisés pour la séparation huile / eau sont très spécifiques. Leur chaîne de polymère à un poids moléculaire bas (2000 à 5000) pour réduire au minimum la floculation.

b. Coagulation :

L'alimentation et le mélange rapide d'un ou plusieurs coagulants dans l'eau, aide à débiter la formation de particules appelées floc.

C'est un procédé dans lequel les produits chimiques sont ajoutés à l'eau, causant une réduction des forces qui stabilisent les particules dans l'eau.

Le potentiel répulsif de la double couche électrique est réduit par neutralisation de charge. [8]

Coagulants:

Les coagulants sont des polymères organiques du même type que l'activateur d'émulsion inverse sans propriété de tension superficielle ou des sels inorganiques de métal et parfois un mélange des deux. Il y a un objectif de neutralisation des charges négatives des solides des gouttelettes d'huile en raison de leur forte cationicité. Ils déstabilisent les solides colloïdaux en produit prêt pour la floculation. [19]

Les coagulants sont utilisés normalement en amont des flocculant quand ils sont utilisés tous les deux.

c. Flocculation :

Le mélange d'eau et de produits chimiques aide à former un produit filtrant: le floc en réunissant un grand nombre de petites particules dans un petit nombre de grandes particules.

L'accumulation de particules coagulées en trois dimensions sans liaison chimique structurées se déposera ou flottera. [8]

Floculants :

Les floculants ont un haut poids moléculaire (>106) et peuvent être d'un genre anionique, cationique ou non ionique. Ils peuvent être fournis solides (polyacrylate) ou en solution dans

l'eau ou comme émulsion dans un solvant organique. Ils attirent et tiennent les particules colloïdales à leurs sites polaires. [19]

Une dissolution dans de l'eau est souvent nécessaire.

Ces produits bien que très efficaces donnent en général un floc huileux qui peut être particulièrement difficile à réutiliser si beaucoup d'aliments solides sont présents

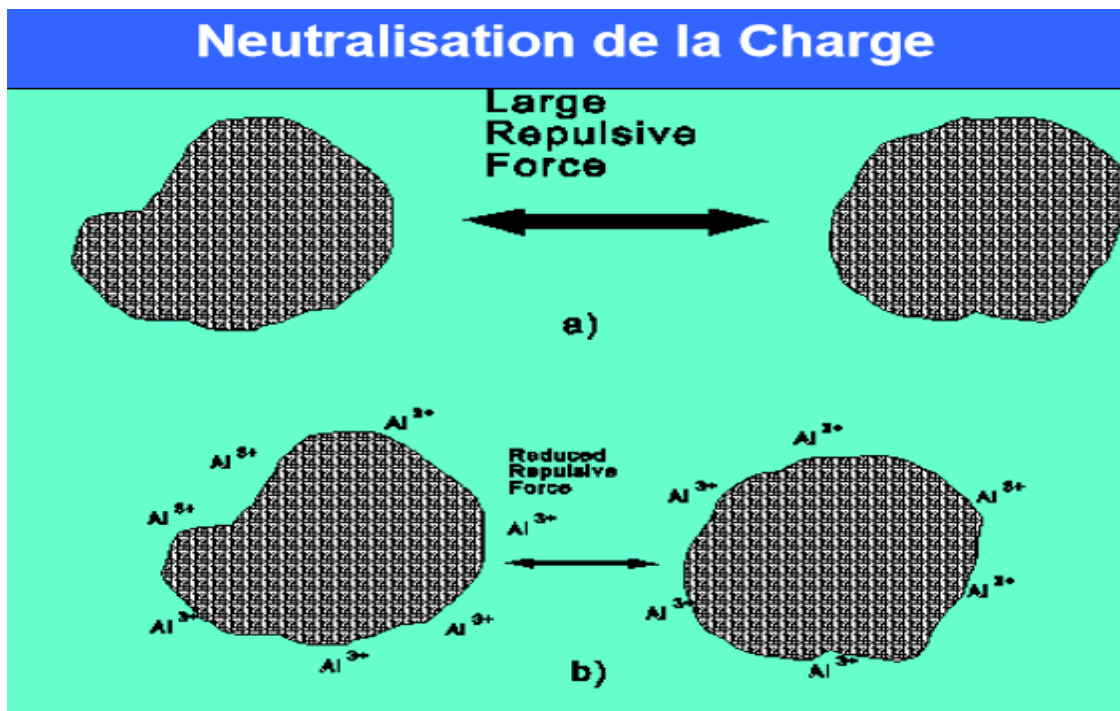


Figure III.4 : Schéma explicatifs de la coagulation

III.3. Traitement tertiaire :

Dans le cas de rejet dans un milieu naturel sensible ou de réinjection dans une formation difficile ou bien de traitement des eaux chimiquement polluées, on peut être amené à prévoir un traitement tertiaire par déshuilage plus poussé par filtration ou stripping, afin d'éliminer des matières organiques telles que sulfures par stripping, ou les alcools par traitement biologique.[8]

III.3.1. Élimination des matières solides (M.E.S.):

Plusieurs procédés mécaniques, chimiques et biologiques sont appliqués:

- Centrifugation et cyclonage
- Flottation
- Coalescence
- Coagulation et floculation

a. Centrifugation et cyclonage :

Ce sont des séparations par forces centrifuges : procédé dynamique (c'est l'organe mécanique qui tourne) pour la centrifugation.[8]

Statique pour les hydro cyclones (on impulse au mélange H₂O, HC et MES un mouvement hélicoïdal).

Dans l'hydrocyclone la génération de forces centrifuges permet à la phase dense (eau de gisement) de se déplacer vers la paroi du liner tandis que la phase plus légère (huile) migre en filet central en raison de la force centripète.

La phase dense (eau) sort à l'extrémité du liner tandis que la phase légère sort en sens opposé au travers d'un orifice (diamètre 2 mm). Ce contre courant est obtenu en appliquant une différence de pression entre la sortie eau et la sortie huile.

b. Flottation :

Procédé qui consiste à disperser les micros bulles d'air ou de gaz dans le milieu liquide, de façon à générer des turbulences qui font "coalescer" les particules d'huiles entre elles. Les bulles de gaz peuvent s'accrocher aux gouttelettes HC pour en diminuer la densité apparente. [8]

Ces effets sont accrus par l'addition d'additifs de flottation, qui sont nécessaires pour déstabiliser les émulsions chimiques (Activateur d'émulsion inverse vu a la section III.2.2).

c. Coalescence :

Procédé qui consiste à faire fusionner des gouttes de petit diamètre pour en générer de plus grosses, souvent par l'intermédiaire d'un matériau fibreux ou granulaire:

- Tensioactif + agitation
- Impact contre une surface oléophile
- Percolation au travers d'un lit granulaire oléophile

d. Coagulation et floculation :

Les procédés déjà vus précédemment pour le traitement des émulsions (voire la section III.2.2).

III.3.2. Élimination des polluants dissous :

Il s'agit de produits solubilisés dans l'eau (hydrocarbures dissous) ou "solubilisables" après transformation (sulfures transformés en H₂S par acidification).

Les techniques utilisables de traitement font souvent appel au "stripping" ou à d'autres procédés d'extraction.

Pour les matières organiques à l'état de traces (produits chimiques de production), les techniques d'adsorption sur charbon actif peuvent être utilisées (techniques très coûteuses).

Pour les eaux glycolées des champs à gaz, l'élimination des glycols peut être réalisée par voie biologique, les bactéries adaptées au milieu en aérobiose transforment le carbone présent en produits de dégradation, dont le stade ultime est le gaz carbonique (CO₂) et l'eau (H₂O). [8]

Procédés par Extraction

Transfert de matière interphase:

- Par Adsorption sur charbon actif

- Par Stripping au gaz ou à la vapeur

III.3.3. Traitements Biologiques :

Pour les eaux glycolées des champs à gaz, l'élimination des glycols peut être réalisée par voie biologique, les bactéries adaptées au milieu en aérobiose transforment le carbone présent en produits de dégradation, dont le stade ultime est le gaz carbonique (CO₂) et l'eau (H₂O). [8]

Micro organismes + O₂ → CO₂ + H₂O + Autres produits (matières organiques biodégradable).

III.3.4. Traitement d'autres catégories d'eaux :

Le traitement des eaux de ballasts s'apparente aux eaux huileuses de production (traitement primaire + traitement secondaire).

Les eaux usées d'origine domestique sont rejetées parfois sans traitement en offshore. On shore, les eaux sont traitées ou envoyées dans les exutoires existants.

Certains effluents chimiquement pollués peuvent être conditionnés avant envoi dans un centre de traitement spécialisé.

III.4. L'eau de production et réinjection :

III.4.1. L'eau produite :

L'eau est produite sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile qu'il faut séparer des hydrocarbures. Cette séparation se fait moyennant différents procédés, Les eaux produites sont de qualité fortement dégradée et elles ont besoin d'un traitement en fonction de leur destination future. [23]

Les réglementations environnementales de plus en plus strictes encouragent le secteur amont pétrolier et gazier à réduire son empreinte environnementale et à mettre au point des solutions efficaces pour le traitement de l'eau en vue de sa réutilisation ou de son rejet. [22]

La plus grande partie de l'eau injectée pour les besoins de la production est normalement produite avec les hydrocarbures.

III.4.2. Les contaminants dans l'eau produite :

Une eau de production peut donc typiquement contenir :

- Des particules en suspension (MES).
- Des sels dissous (TDS) de différentes natures,
- Des produits organiques dissous.
- Des bactéries et des résidus de l'activité bactérienne.
- Des gaz dissous (CO₂, O₂, etc.).

III.4.3. Séparation et traitement :

La qualité des hydrocarbures était l'objectif principal de la séparation. Dorénavant, et dans un souci d'optimisation technico-économique de l'ensemble du cycle de l'eau, la qualité de l'eau en sortie de la séparation devra également être prise en compte.

En effet, celle-ci conditionne grandement l'efficacité et les coûts de l'étape suivante de traitement de l'eau.

Le traitement doit donc être de plus en plus adapté à l'utilisation, pour la réinjection, les spécifications sur la qualité de l'eau sont dictées par les caractéristiques du puits, du réservoir, des fluides en place et du régime d'injection. [23]

III.4.4. Injectivité et Productivité :

L'une des craintes majeures associées au PWT est la détérioration de l'injectivité en raison du pouvoir colmatant des eaux de production. Il s'agit ici de préciser les spécifications de qualité de l'eau nécessaires pour minimiser les coûts du traitement tout en assurant une injectivité acceptable à long terme. [23]

III.4.5. Améliorer la récupération de pétrole et de gaz :

La quantité d'eaux produites peut augmenter au fur et à mesure de la maturation du champ. Le traitement des eaux produites en vue de la réinjection est essentiel pour la récupération du pétrole. En vue d'une réutilisation ou d'un rejet, la qualité de l'eau est déterminante. [23]

Les lignes de process pour le traitement de l'eau doivent satisfaire aux exigences liées aux gisements mais aussi à celles liées aux réglementations locales et aux contraintes environnementales. [22]

L'optimisation des coûts des lignes de traitement de l'eau reste une préoccupation fondamentale et nécessite des solutions innovantes et sur mesure répondant aux conditions et aux besoins complexes des industriels du secteur amont pétrolier et gazier. [22]

Chapitre IV :

Généralités sur les écoulements des fluides et la flottation

IV.1. définition d'un fluide :

Les fluides sont des corps dont les molécules sont très mobiles les unes par rapport aux autres.

Un fluide prend automatiquement la forme du récipient qui le contient

On peut classer les fluides en deux groupes : des liquides et des gaz.

Les liquides ont un volume propre tant dis que les gaz occupent tout le volume offert. [2]

IV.2. les régimes d'écoulement :

Expérience :

Soit un courant d'eau qui circule dans une conduite a section circulaire. On introduit un filet de colorant dans l'axe de cette conduite. Suivant la vitesse d'écoulement de l'eau, on peut observer les phénomènes suivants : [2]

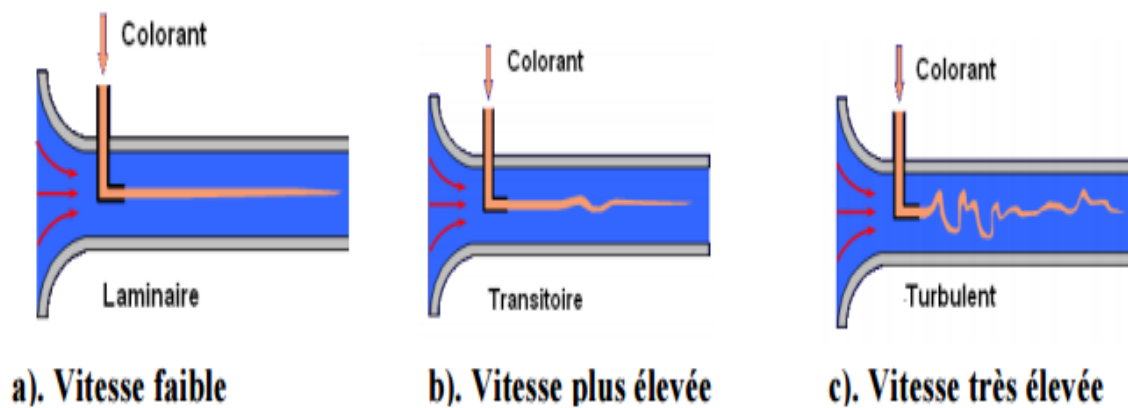


Figure IV.5: les régimes de l'écoulement.

IV.2.1- régime laminaire : (cas a)

Le fluide s'écoule en couches cylindriques coaxiales ayant pour axe le centre de la conduite.

IV.2.2- régime transitoire : (cas b)

C'est une transition entre le régime laminaire et celui turbulent.

IV.2.3- régime turbulent : (cas c)

Formation de mouvement tourbillonnant dans le fluide.

Cette expérience est faite par Reynolds en faisant varier le diamètre de la conduite, la température, le débit, etc. pour des divers fluides

La détermination du régime d'écoulement est par le calcul d'un nombre sans dimension appelé nombre de Reynolds (Re). [2]

$$Re = \frac{V_t \cdot D}{\eta} \dots\dots\dots(1)$$

Avec :

Re : nombre des Reynolds

V_t : vitesse de l'eau (en m/s)

D : Diamètre de la conduite (en m)

η_w : viscosité cinématique de l'eau (en m^2/s)

- Si $Re < 2000$, le régime est laminaire.
- Si $Re > 3000$, le régime est turbulent.
- Si $2000 < Re < 3000$, le régime est transitoire.

IV.3-La flottation :

IV.3.1- Définition de la flottation :

La flottation est un procédé de séparation solide-liquide ou liquide-liquide qui s'appliquent à des particules dont la masse volumique est inférieure à celle du liquide qui les contient. [2]

IV.3.2- Principe de la flottation :

La flottation est une opération unitaire utilisée pour séparer des particules solides ou liquides (phase dispersée) d'une phase liquide (phase continue). Le principe repose sur la capture de corps en suspension dans une pulpe à traiter, par des collecteurs flottants, le plus souvent des bulles d'air. Si les particules mises en contact avec les bulles sont captées par ces dernières, elles peuvent monter à la surface de la cellule, où ces agglomérats sont retenus dans une mousse qui est ensuite évacuée du procédé par déverse ou raclage. La séparation peut être sélective. [3]

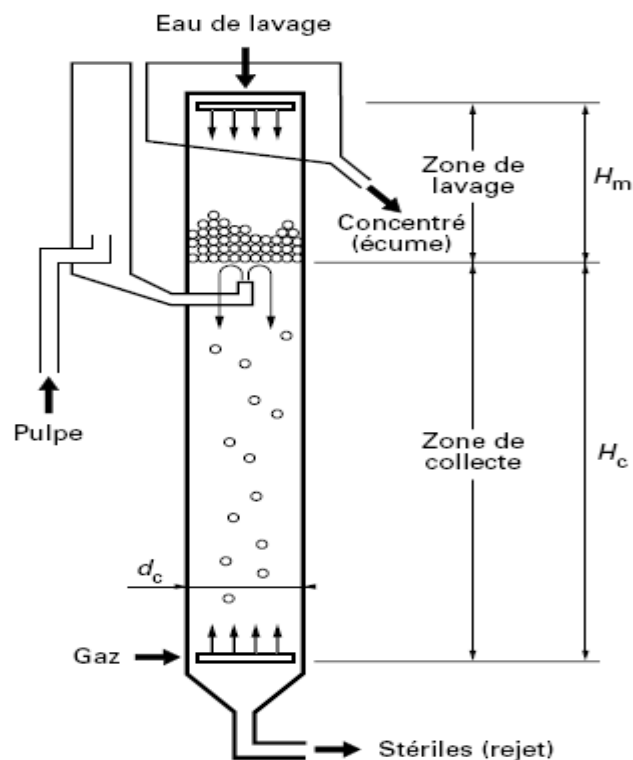


Figure IV.6 : Schéma d'une colonne de flottation. [19]

Ce procédé fait appel à la différence de masse volumique entre les deux phases.

Plusieurs cas peuvent être distingués :

- si la masse volumique de la phase dispersée est nettement inférieure à celle de la phase continue, la séparation, qui s'effectue automatiquement, est dite naturelle.
- si la masse volumique de la phase dispersée, à l'origine supérieure à celle de la phase continue, est artificiellement réduite, la flottation est dite provoquée.
- si la masse volumique de la phase dispersée est légèrement inférieure à celle de la phase continue, la flottation est dite assistée, puisque des moyens extérieurs doivent être mis en œuvre pour améliorer la séparation.

IV.3.3- Les différents types de flottation :

a. Flottation naturelle :

La différence de masse volumique est naturellement suffisante pour la séparation (voir la section sur le déshuilage). [3]

b. Flottation provoquée :

Dans ce cas la masse volumique de la particule est, au départ, supérieure à celle du liquide. Elle est artificiellement réduite grâce à des bulles de gaz (l'air en général).

En effet certaines particules solides ou liquides peuvent s'unir à des bulles pour former des attelages " particule-bulle " moins dense que le liquide. [3]

c. Flottation assistée :

Elle consiste en une insufflation de bulles d'air au sein de la masse liquide pour améliorer la séparation des particules naturellement flottables. [3]

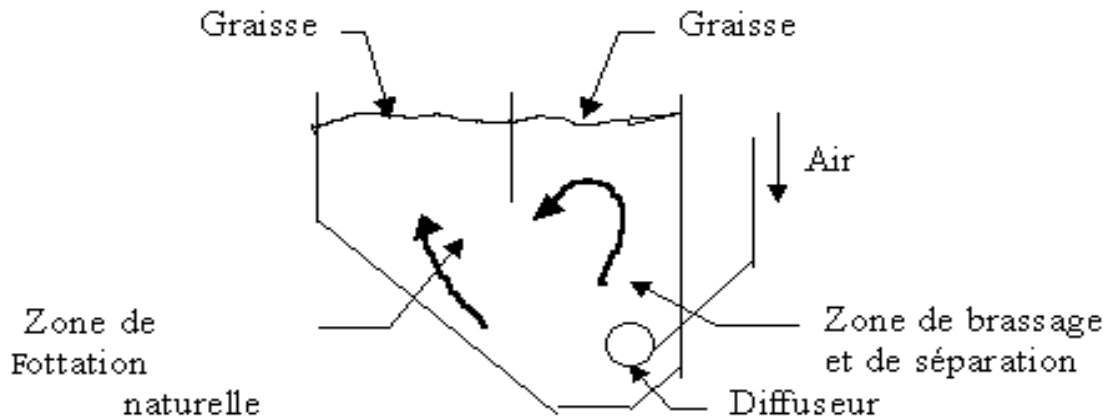


Figure IV.7 : Principe de la flottation assistée

Il y a deux types de flottation assistée suivant la taille des bulles de gaz :

- **La flottation mécanique :**

Elle utilise de l'air dispersée avec production de bulles de 0,2 à 2 mm de diamètre (vitesse ascensionnelle : environ 20 cm/s).

Ce procédé s'applique pour la séparation et la concentration des pulpes de minerais. Il s'agit de minerai broyé, de taille souvent inférieure à 0,2 mm, qui est mis en suspension avec des bulles d'air de 0,2 à 2 mm de diamètre. Ce procédé utilise un grand nombre de cellules en série et demande beaucoup d'énergie. [3]

Dans le cas d'eaux huileuses, la séparation par flottation mécanique s'appelle MOUSSAGE. Elle est obtenue avec l'addition de coagulant organique ou d'agent désémulsifiant. [3]

- **La flottation à l'air dissous (FAD) :**

Elle utilise des bulles d'air très fines ("microbulles") de 40 à 100 microns de diamètre (vitesse ascensionnelle 100 fois inférieure à celle de la flottation mécanique). [3]

La qualité de la flottation provoquée dépend surtout des interactions physico-chimiques entre les trois phases solides, liquide, gaz et du temps de contact. [14]

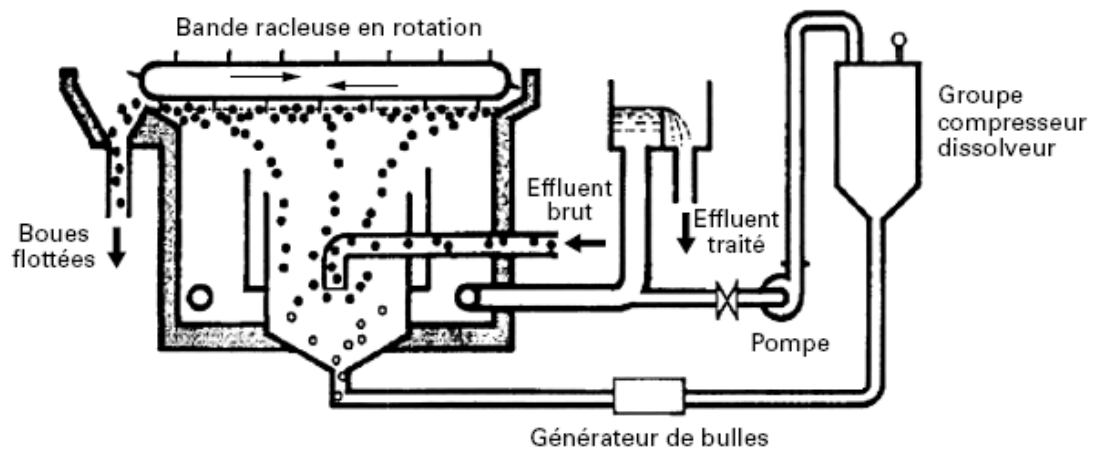


Figure IV.8 : Schéma d'un flottateur à air dissous.

Domaines d'applications

- Séparation de matières floculées en clarification d'eau de surface.
- Séparation et récupération des fibres des eaux de papeterie
- Séparation d'huiles floculées sur des eaux résiduaires de raffinerie, d'aéroport ou de métallurgie.
- Séparation d'hydroxydes métalliques ou de pigments en traitement d'eaux résiduaires industrielles.
- Epaissement et clarification des boues.

D'une manière générale, la FAD est utilisée pour la séparation des floccs car :

- si on utilisait des bulles plus grosses il faudrait un débit d'air plus important pour avoir une bonne répartition des bulles et ce débit plus important engendrerait des courants turbulents qui risqueraient de casser les floccs.
- l'augmentation de la concentration en bulles favorise la probabilité de rencontre entre particules solides et bulles.

- la faible vitesse ascensionnelle des bulles par rapport à la masse fluide permet une meilleure adhésion sur les floccs.

Bien évidemment, les performances de la FAD dépendent de la qualité du flocc. C'est pourquoi la flottation est souvent combinée à une floculation et le flocc est parfois grossi pour augmenter la surface d'accroche des bulles. [14]

IV.3.4. Dimension et vitesse des bulles :

a. vitesse de la bulle :

L'équation de la vitesse ascensionnelle d'une bulle de gaz seule en régime laminaire est donnée par l'équation de Stokes [21]

$$V_t = g (P_w - P_A) D^2 / 18\eta_w \dots\dots\dots(2)$$

$$V_t = \frac{H}{T_m} \dots\dots\dots(3)$$

- V_t vitesse de montée (m/s)
- g accélération de la pesanteur (m/s²)
- P_w densités de la phase continue (eau) (kg/ m³)
- P_{gaz} densité du gaz (kg/ m³)
- D diamètre de la bulle de gaz (m)
- η_w viscosité du fluide (eau) (poise ou g /m.s)
- H : hauteur de l'eau dans le réacteur (m)
- T_m : le temps de résidence de la bulle de gaz (s)

b. La vitesse ascensionnelle d'un attelage "particule-bulle" :

L'équation de Stokes est toujours valable avec $D =$ diamètre de l'attelage " particule-bulle "

P_{gaz} remplacé par $P_{\text{gaz/huile}}$ masse volumique de l'attelage. [21]

c. Le temps de séjour hydraulique :

Le temps de séjour hydraulique (TSH ou temps de séjour théorique ou temps de passage) correspond à la durée théorique du contact entre l'effluent et la bulle de gaz. Il représente le rapport entre le volume du réservoir et somme des flux entrants ou sortant. [20]

$$T_s = \frac{\text{volume du réservoir}}{\text{somme des flux entrants ou sortant}} \dots\dots\dots (4)$$

Chapitre V :

Procédé de traitement de l'eau de production

V.1. Principes de procédé :

Le CPF se compose de deux groupes de traitement d'eau produite.

Le groupe TAGI de traitement d'eau produite se compose de deux unités (X01/02-5101). Il traite l'eau produite venant des puits de production du TAGI.

L'eau produite venant du RKF/Strunian est traitée séparément, car elle a une forte teneur de baryum, cette eau va se rejeter aux puits poubelles.

Dans ce travail on va parler du groupe de traitement d'eau produite TAGI, car cette eau est destinée à l'injection dans les puits producteurs :

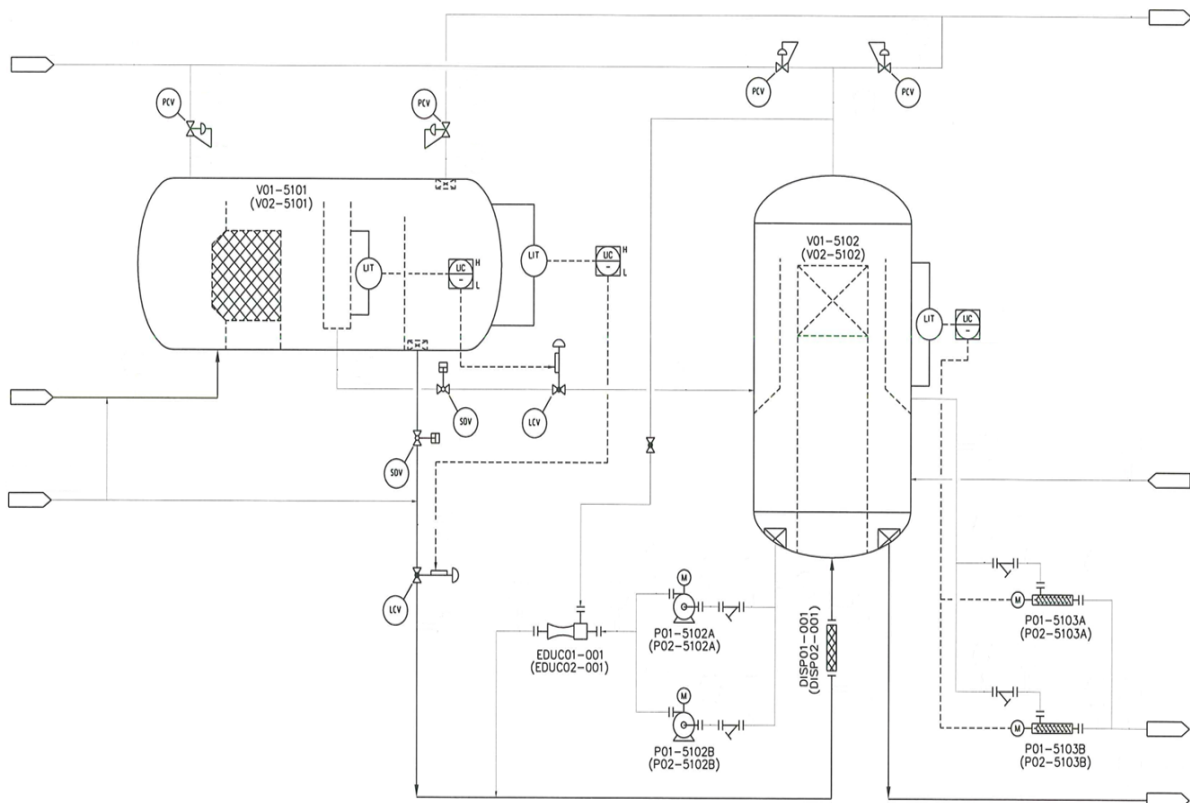


Figure V.9 : Système de traitement d'eau produite du (réservoir) TAGI.

Les principes des procédés du dégazeur et d'IGF :

- L'eau produite, ainsi que les hydrocarbures liquides et la vapeur de vaporisation sont reçus dans le dégazeur.
- Les vapeurs sont enlevées du liquide en vrac dans la section d'admission du dégazeur.
- Le liquide en vrac contient des gouttelettes d'hydrocarbures en suspension.
- Quand le liquide en vrac passe dans la section de coalescence, les gouttelettes d'hydrocarbure sont coalescées et séparées de la phase d'eau en vrac. Des plaques ondulées dans la section de coalescence améliorent ce procédé de séparation.
- En quittant la section de coalescence, le liquide a deux phases distinctes. À cause de la différence de densité, les hydrocarbures liquides flottent au-dessus de la phase d'eau en vrac. Quand le niveau des hydrocarbures liquides atteint au-dessus du déversoir d'admission du bac d'eau huileuse, les hydrocarbures liquides flottants passent dans le bac d'eau huileuse.
- Les hydrocarbures collectés dans le bac sont envoyés, par l'intermédiaire de vannes de commande, à la goulotte d'huile d'IGF.
- Seule l'eau en vrac passe sous le bac d'eau huileuse vers l'autre côté du bac. Dans cette section, les particules sableuses, s'il y en a, se déposent au fond du bac et l'eau en vrac claire passe par-dessus le déversoir vers le compartiment d'eau.
- L'eau quittant le dégazeur doit avoir moins de 300 mg/l d'huile. Cette eau partiellement traitée est mélangée à l'eau traitée d'IGF et au gaz carburant dans le bâti de pompe et de vanne de commande qui coalesce l'huile et les solides.
- L'eau en vrac est reçue dans l'IGF où l'huile résiduelle et les MES sont enlevés par la flottation à induction de gaz.
- Une portion de l'eau en vrac dans l'IGF est recyclée à travers l'éjecteur où le gaz combustible est ajouté et mélangé à l'eau en vrac venant du dégazeur.

- Ce fluide à deux phases est envoyé à travers l'émulsifiant où les bulles de gaz sont brisées en bulles plus petites. Ce procédé augmente la surface de contact entre le gaz et le liquide.
- L'eau en vrac ainsi que le gaz dispersé entre au bas de la section de flottation dans l'appareil d'IGF. Puisque le gaz a tendance à se déplacer vers le haut, le gaz dispersé transporte les huiles ou solides collés ou emprisonnés vers la section du coalesceur (haut)
- Ainsi, les huiles et solides sont coalescés, écrémés et l'huile et les solides flottants se déversent dans la goulotte d'huile de l'IGF. Les hydrocarbures liquides enlevés du dégazeur sont aussi reçus dans cette section. Le liquide combiné est transporté vers le ballon de détente de reprise d'huile et condensat.
- Le compartiment d'eau claire ne contient pas de bulles de gaz induit. Par conséquent, l'eau descend au fond du compartiment d'eau claire à cause de la différence de densité.
- La recirculation de l'eau dans l'éjecteur et le disperseur est maintenue jusqu'à l'obtention de la qualité d'eau désirée.

V.2. Description de l'appareil

L'eau produite est stabilisée et la teneur d'huile dispersée dans l'eau est réduite avant la mise au rebut.

- La teneur d'huile maximale dans l'admission des groupes de traitement d'eau produite peut atteindre 20 000 mg/l.
- L'eau produite traitée venant de ces groupes ne doit pas dépasser 25 mg/l d'huile. La teneur de MES doit être de 0.250 mg/l.

L'eau produite venant des puits de production du TAGI est séparée de l'huile et du gaz dans les installations d'admission de CPF et est envoyée au groupe de traitement d'eau produite du TAGI.

- Deux trains indépendants (2 x 50 %)
- La capacité nominale totale est 2 x 43 576 barils d'eau par jour

- Le taux de rejet d'eau huileuse est limité à 10 % du débit du groupe.
- Réduction de 5 % du débit d'admission de pointe (42 576 barils d'eau par jour) par train.

Le groupe de traitement d'eau produite (2 x 50 % trains) se compose des équipements suivants :

- Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101) - 1 × 100%
- Appareil de flottation à gaz induit (V01/02-5102) - 1 × 100%
- Pompes de rejet d'eau huileuse (P01/02-5103A/B) - 2 × 100%
- Les pompes de recirculation d'eau d'IGF (P01/02-5102A/B) - 2 × 100%

Deux (1 service + 1 réserve) pompes (P01/02-5101A/B) d'eau produite du TAGI sont installées pour chaque groupe.

V.3. Traitement d'eau produite du TAGI

Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101)

L'eau produite est reçue des équipements suivants :

- Récupérateurs de séparateur de condensat de pétrole du bloc 208 (V08-1001-2/3)
- Séparateurs de condensat de pétrole intégré d'EMK (V08-1002-2/3)
- Train 1 et train 2 de séparateur HP (V01/02-2001)
- 1er et 2ème étage du dessalinateur du train 1 et du train 2 (V01/02-2002/2003)
- L'eau produite est reçue de façon intermittente des réservoirs d'aspiration du côté de stabilisateur de pétrole du train 1 et du train 2 (V01/02-2005).

V.4. Paramètres de développement et d'exploitation

Tableau V.3 : Paramètres de développement et d'exploitation du dégazeur

Conditions d'exploitation	3,3 bars, 15 à 60 °C
Pression maximale, bar	6
Température nominale (maxi / mini) °C	90 / -10

- Un casse-mouvement d'admission est fourni.
- Cet équipement a un groupe de coalesceur pour améliorer la séparation de l'eau et du pétrole.
- Un bac dans la capacité collecte les hydrocarbures liquides.
- Un déversoir est également fourni pour séparer l'eau partiellement traitée.
- Un séparateur de brouillard est fourni pour améliorer l'élimination du liquide du gaz quittant le dégazeur.

a. Appareil de flottation par injection de gaz (IGF) (V01/02-5102)

Le pétrole et les solides restants sont enlevés de l'eau en vrac en utilisant la technique de flottation par injection de gaz.

Paramètres de développement et d'exploitation

Tableau V.4 : Paramètres de développement et d'exploitation de l'IGF

Conditions d'exploitation	4.5 bar, 15 à 60 °C
Pression maximale, bar	6
Température nominale (maxi / mini) °C	90 / -10

Le flux passe, à une vitesse réduite, à travers une section de coalesceur dans le tuyau de montée central de la capacité unicellulaire. Ceci permet la floculation des particules de pétrole et des solides par le gaz avant d'être relâchés à la surface de la capacité. Les floes de pétrole et solides sont dispersés radialement vers le bord extérieur de la capacité. Le floc est écrémé périodiquement de la capacité dans la goulotte d'écume par un ajustement automatique du niveau d'eau propre de la capacité unicellulaire. Le trop-plein de pétrole dans la goulotte d'écumage monte tout autour à l'intérieur de la capacité.

b. Pompes de rejet d'eau huileuse (P01/02-5103A/B)

L'eau huileuse de la goulotte d'écumage des appareils d'IGF est transférée au ballon de séparation de reprise d'huile et de condensat.

Les pompes sont équipées d'un réglage mécanique manuel de régime.

c. Les pompes de recirculation d'eau d'IGF (P01/02-5102A/B)

L'eau de la section d'eau claire des appareils de flottation par injection de gaz est recyclée par cette pompe. Le refoulement de cette pompe a un éjecteur où le gaz combustible est mélangé à l'eau.

d. Pompes d'eau produite traitée du train 1 du TAGI (P01/-2-5101A/B)

L'eau traitée venant de la section d'eau propre de l'appareil à IGF est envoyée au réservoir d'eau produite du TAGI.

Chapitre VI :

Calcul et interprétation des résultats

VI.1. Etude du problème

Une soudaine et significative chute d'injectivité a été observée le 06 janvier 2016. Une investigation rigoureuse a été menée pour en découvrir la raison, elle a couvert l'examen des filtres au niveau des têtes de puits, des collectes d'échantillons au niveau de chaque puits, l'examen minutieux des rapports des opérations menées sur puits ce jour là, la revue des résultats des analyses menées au laboratoire et des comptes rendus des computers en ligne ainsi que l'inspection des équipements constituant la PWT.

Cette investigation conclue que la cause de cette chute d'injectivité est l'injection par inadvertance d'un bouchon d'huile due à l'inefficacité de l'IGF.

Entre le 06 et le 07 janvier 2016, une chute d'injectivité a été remarquée au niveau de plusieurs puits, le tableau suivant détaille puits par puits les quantités injectées le 5, 6 et 7 janvier.

Tableau VI.5 : les quantités de l'eau injectées le 5,6 et le 7 janvier

WATER INJECTION WELLS	5th		6th		7th	
	FLOW RATE (BWPD)	FLOW RATE (BWPD)	5th v 6th	FLOW RATE (BWPD)	6th v 7th	% 6th v 7th
EME-16	4200	4230	30	2454	1776	42%
EMN-10	58	5990	141	3781	2209	37%
EMN-12	5788	7252	1464	4771	2481	34%
EMK-28	8218	8295	77	6075	2220	27%
EKT-3	11118	11333	215	9117	2216	20%
EMN-6	7180	7289	109	5967	1322	18%
EME-11	5623	5684	61	4982	702	12%
EKT-12	17110	17330	220	15199	2131	12%
EME-5	9085	9208	123	8246	962	10%
EMK-7	11055	11340	285	10270	1070	9%
EKT-10	15778	15955	177	14648	1307	8%
EMN-8	2788	3392	604	3132	260	8%
EKT-8	6148	6204	56	5764	440	7%
EMK-12	10951	11363	412	10589	774	7%
EKT-4	11381	11451	70	10732	719	6%
EKT-2	7514	7608	94	7139	469	6%
EKT-13	13830	14054	224	13333	721	5%
EKT-6	2820	2808	12	2712	96	3%
EMN-7	19978	20016	38	19350	666	3%
EMK-29	2942	2980	38	2890	90	3%
EME-7	3834	3998	164	3884	114	3%

Le volume perdu le plus significative (plus de 17000 bepj) est réparti sur 10 puits sur lesquels l'injection a décliné de 10 % et jusqu'à 42 % pour certains.

Il est a noté que lors de cette période aucune opération peut contribuer à cette chute d'injectivité n'a été menée.

VI.2. Analyses :

VI.2.1. Détermination de la MES :

Définition :

Matière en suspension : La notion de **matière en suspension** (ou **MES**) désigne l'ensemble des matières solides insolubles visibles à l'œil nu présentes dans un liquide.

Les matières en suspension contenues dans l'eau ont été mesurées par filtration sous vide.

Conditions d'échantillonnage :

La date..... de 1 au 7 janvier 2016

L'heurea 8h chaque jour

La température De 10 a 30° C

La pression 3.3 Bar

Lieu de prélèvement la sortie de PWT

Les étapes de l'analyse :

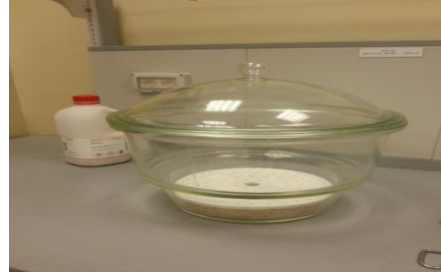
Lors de l'analyse on a suivi les étapes suivantes :

Préparation des filtres :

1-On a mit le filtre dans le four pendant une heure a 100°C afin d'éliminer l'humidité, on a utilisé des filtre de 0.45µm.



2-On a mit le filtre ensuite dans le déshydrateur pendant 15 min



3-On a pesé le filtre,
On a trouvé m_i .
Voire tableau



Filtration sous vide :

On place le papier filtre.
On verse 200ml de l'eau à analyser,
On ouvre la pompe a vide
Lorsque le filtrat s'est écoulé, on laisse fonctionner le montage une ou deux minutes supplémentaires pour sécher le solide, puis on arrête le tout.

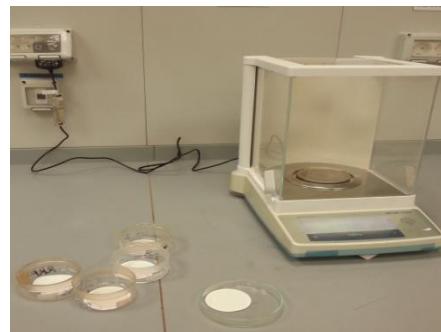


La pesée du filtre :

Avant la pesée, On a mit le filtre dans le four pendant une heure a 100°C ,
Ensuite, on l'a mit dans le déshydrateur pendant 15 min.

On a pesé le filtre et on a trouvé m_f .

Voire le tableau



La matière en suspensions mesurés du 1^{er} au 7 janvier sont reportés sur le tableau suivant :

Tableau VI.6 : La matière en suspensions mesurés du 1^{er} au 7 janvier

	M _i (mg)	M _f (mg)	Volume (ml)	TSS (mg /l)
Le 1 janvier	111,798	111,929	200	0.655
Le 2 janvier	108,871	110,837	200	9,830
Le 3 janvier	108.870	110.853	200	9.915
Le 4 janvier	110.200	111.356	200	5.780
Le 5 janvier	109.365	110.985	200	8.100
Le 6 janvier	111.852	112.987	200	5.675
Le 7 janvier	112.125	113.799	200	8.370

Interprétation du tableau :

La norme d'injection préconise $MES < 0.250$ mg/l

En faisant les analyses, on a trouvé que la MES mesurées varie de 0.655 mg/l à 9.915 mg/l avec une moyenne de 6.903 mg/l dans la PWT

De ces analyses, il apparaît clairement que l'eau provenant de la PWT ne respecte pas la norme d'injection, la MES dépasse jusqu'aux 28 fois la norme.

VI.2.2. L'huile dans l'eau :**Conditions d'échantillonnage :**

La date..... de 1 au 7 janvier 2016.

L'heure..... a 8h chaque jour.

La température De 10 a 30° C.

La pression 3.3 Bar.

Lieu de prélèvement la sortie de PWT.

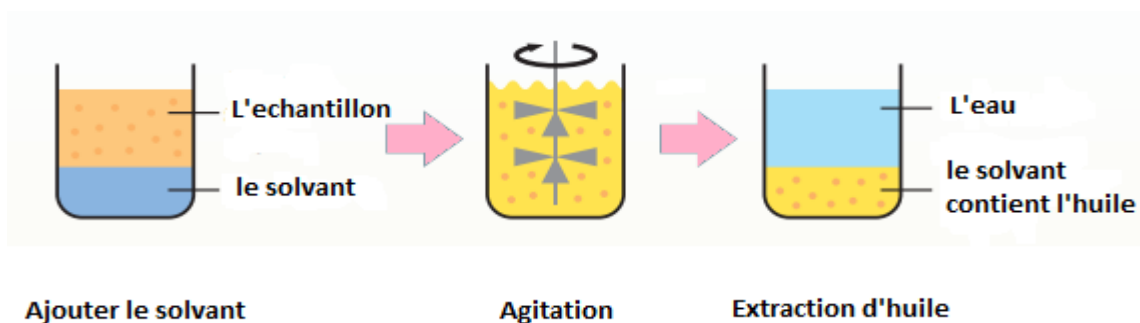
Les analyses d'huile dans l'eau menée sur les eaux produites prélevées de la sortie de la PWT ont été effectuées par un appareil spécial (voire annexe A)

Cet appareil sert à mesurer la concentration de l'huile contenue dans l'eau

Principe de mesure:

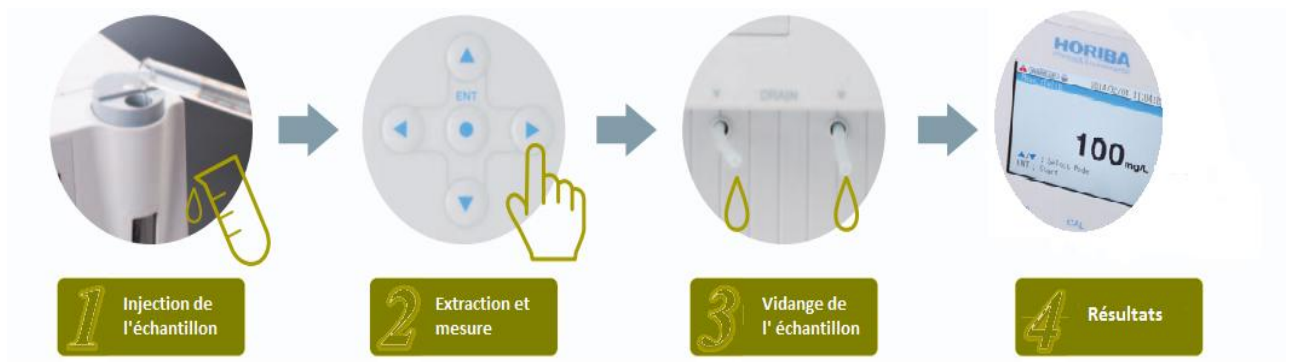
Extraction par solvant

L'extraction par solvant consiste à dissoudre le composé recherché dans un solvant non miscible avec l'eau et à séparer la phase organique contenant le composé à extraire de la phase aqueuse.



Analyses effectués

On injecte l'échantillon (20ml) et le solvant (10ml), Après l'injection, tout ce qu'on a à faire est appuyer sur le bouton de démarrage, et le système effectuera automatiquement l'opération de contrôle de l'extraction d'huile à la mesure et la vidange de l'échantillon. (Annexe B)



Les concentrations d'huile durant le premier trimestre 2016 varient de 38 à 195 mg/l à l'entrée de l'IGF, de 32 à 165 mg/l à la sortie IGF.

Puisque la norme préconise une concentration en huile n'excédant pas 250 mg/l à l'entrée et pas plus de 25 mg/l à la sortie de l'IGF, il est clair que les quantités d'huile à la sortie de la PWT sont largement au-delà des spécifications.

VI.3. Les calculs :

D'après les résultats des analyses on a trouvé que le problème provient de l'unité PWT exactement de l'IGF, pour savoir d'où vient le problème exactement on va calculer quelques paramètres :

VI.3.1. La vitesse de montée de la bulle de gaz

Supposons que l'écoulement est laminaire, donc On peut calculer la vitesse de montée de bulle-particule par la formule suivante :

$$V_t = g (P_w - P_{\text{gaz/huile}}) D^2 / 18\eta_w \dots \dots \dots (2)$$

Où

V_t	Vitesse de montée	(m/s)
g	Accélération de la pesanteur	(cm/sec ²)
P_w	Densités de la phase continue (eau)	(kg/ m ³)
$P_{\text{gaz/huile}}$	Densité du mélange gaz /huile	(kg/ m ³)
D	Diamètre du mélange gaz /huile	(cm)
η_w	Viscosité dynamique de l'eau	(poise ou g /cm.s)

Le régime est en fonction du nombre de Reynolds qui se détermine par la formule suivante :

$$Re = \frac{V_t \cdot D}{\eta} \dots \dots \dots (1)$$

Re : nombre des Reynolds.

V_t : vitesse de l'eau (en m/s).

D : Diamètre de la conduite (en m) .

η_w : viscosité cinématique de l'eau (en m²/s).

On vérifie si le régime fixé est bien.

On a comme données :

La densité de l'eau à la température 50 P_w= 993.190 kg/ m³.

La viscosité dynamique de l'eau à la température 50 $\eta_w = 0.556 \cdot 10^{-4}$ poise (kg /m.s).

- Calcul du diamètre du mélange

D'après la théorie on a :

$$D_{\text{gaz}} = 50 \mu\text{m}$$

$$D_{\text{huile}} = 2 \mu\text{m}$$

Le volume d'une sphère est donné par la relation

$$V = 4/3 \Pi r^3$$

Le volume du mélange est égal

$$V_t = V_{\text{gaz}} + V_{\text{huile}}$$

$$V_{\text{huile}} = 4/3 \Pi (1)^3$$

$$V_{\text{huile}} = 4.1866 \mu\text{m}^3$$

$$V_{\text{gaz}} = 4/3 \Pi (25)^3$$

$$V_{\text{gaz}} = 6.5416 \cdot 10^4 \mu\text{m}^3$$

$$V_{\text{total}} = V_{\text{huile}} + V_{\text{gaz}}$$

$$V_{\text{total}} = 6.5420 \cdot 10^4 \mu\text{m}^3$$

Alors :

$$r = 25 \mu\text{m}$$

Donc :

$$D = 50.00 \mu\text{m}$$

On a comme données :

$$P_{\text{gaz}} = 5.1487 \text{ kg/ m}^3 \quad (\text{\`a la temp\`erature 50 et pression 4.5 bar})$$

$$P_{\text{huile}} = 0.783 \text{ kg/ m}^3$$

On cherche la densit\`e du m\`elange gaz/ huile :

$$P_{\text{gaz/huile}} = P_{\text{huile}} \times X \% + P_{\text{gaz}} \times Y \%$$

O\`u

$$X \% = V_{\text{huile}} / V_{\text{total}} \times 100$$

$$= (14.13 / 5.2333 \times 10^5) \times 100$$

$$= 0.0027 \%$$

$$Y \% = V_{\text{gaz}} / V_{\text{total}} \times 100$$

$$= (5.2331 \cdot 10^5 / 5.2333 \cdot 10^5) \times 100$$

$$= 99.9961 \%$$

Alors

$$P_{\text{gaz/huile}} = 5.1487 \times 99.9961 + 0.783 \times 0.0027$$

$$P_{\text{gaz/huile}} = 514.8520 \text{ Kg/ m}^3$$

Donc après l'application numérique dans la vitesse de montée d'après l'équation (1) sera :

$$V_t = 0.0011 \text{ m/s}$$

VI.3.2. Vérification du régime

Le nombre de Reynolds (Re) est calculé par la formule suivante :

$$Re = \frac{V_t \cdot D}{\eta} \dots\dots\dots(1)$$

Ou :

Re : nombre des Reynolds.

V_t : vitesse de monté (m/s).

D : Diamètre de la bulle de gaz (m).

η_w : viscosité de l'eau (kg /m.s).

AN :

$$Re = 0.0011 \times 50 \times 10^{-6} / (0.55 \times 10^{-6})$$

$$\text{Donc } \mathbf{Re} = 0.1$$

$Re < 2000 \rightarrow$ régime laminaire

Donc :

Le régime fixé au départ pour déterminer la vitesse de montée est celui qui convient.

VI.3.3. Le temps de résidence de la bulle de gaz :

Le temps de résidence minimale peut être calculé par la formule suivante

On a :

$$V_t = \frac{H}{T_m} \dots\dots\dots(3)$$

Où

H : hauteur réelle de l'eau dans l'IGF (m)

V_t : vitesse de montée (m/s)

T_m : le temps de résidence minimal de la bulle de gaz (s)

$$T_m = \frac{H}{V_t}$$

$$T_m = \frac{1.574}{0.0011}$$

$$T_m = 23.84 \text{ min}$$

VI.3.4. Le temps de séjour du l'eau :

D'après design de l'IGF, on calcule le temps de séjour par la formule suivante :

$$T_s = \frac{\text{volume du réservoir}}{\text{somme des flux entrants ou sortant}} \dots\dots\dots (4)$$

Où :

Volume total du séparateur = volume du cylindre + 2 x volume du fond elliptique.

Volume du cylindre : $V = \Pi r^2L$

Où

r : le rayon (m)

L : longueur (m)

$$V = \Pi (1.6764)^2(13.4112) = 118.345 \text{ m}^3$$

Volume du fond elliptique :

$$V = (4/3) \Pi (abc)$$

Où

a, b et c sont les rayons orthogonaux du fond elliptique

$$V = (4/3) \Pi (1.6764)^2 (0.8382) = 9.8621 \text{ m}^3$$

Donc :

Volume total du séparateur = volume du cylindre + 2 x volume du fond elliptique

$$= 118.345 + 2 (9.8621)$$

$$= 138.0692 \text{ m}^3$$

Volume opérationnel = (5/6) volume totale du séparateur

$$= (5/6) 138.0693$$

$$= 115.05775 \text{ m}^3$$

Débit réel: débit de l'eau + débit de gaz

Débit réel :

$$Q = 230 + 115$$

$$= 345 \text{ m}^3/\text{h}$$

En remplaçant Volume opérationnel et Débit réel par leurs valeurs dans (4) on obtient :

$$T_s = \frac{115.05775}{345}$$

$$T_s = 20.01 \text{ min.}$$

VI.3.5. Le Diamètre optimal

Le diamètre optimal est calculé par la formule suivante

$$D = \left(\frac{V_t \times 18 \times \eta}{g(\sigma_w - \sigma_A)} \right)^{1/2}$$

- On calcul d'abord la vitesse minimale d'après la formule suivante

$$V_t = \frac{H}{T_s}$$

Ou :

V_t : vitesse minimale de montée (m/s)

H : hauteur réelle de l'eau dans le HGF (m)

T_s : temps de résidence (sec)

$$V_t = \frac{1.574}{20.01}$$

$$V_t = 0.0013 \text{ m/s}$$

Alors :

$$D = \left(\frac{V_t \times 18 \times \eta}{g(\sigma_w - \sigma_A)} \right)^{1/2}$$

$$D = 52.75 \text{ } \mu\text{m}$$

VI.3.6. L'efficacité de séparation

L'efficacité de séparation est donnée par la formule suivante :

$$E = \frac{Se - Ss}{Se} \times 100$$

Ou :

E : efficacité du séparateur en % .

Se : teneur en huile à l'entrée du séparateur.

Ss : teneur en huile à la sortie du séparateur.

AN :

a. Calcul de l'efficacité de séparation sans induction de gaz

$$E_a = \frac{157.87 - 123.87}{157.87} \times 100$$

$$E_a = 21.5 \%$$

b. Calcul de l'efficacité avec 50 % de gaz

$$E_b = \frac{234.46 - 78}{234.46} \times 100$$

$$E_b = 66.7 \%$$

c. Calcul de l'efficacité avec 100 % de gaz

$$E_c = \frac{86.52 - 86.28}{86.52} \times 100$$

$$E_c = 0.27 \%$$

Suggestion :

On a :

$$T_s = \frac{\text{volume du réservoir}}{\text{somme des flux entrants}} \dots\dots\dots (4)$$

On a :

Et $T_s = 20.01$ min.

Pour une séparation plus efficace il faut que $T_s > T_m$ donc $T_s > 23.84$.

Le volume opérationnelle du réservoir = 115.05775 m^3 .

Donc on peut jouer sur le flux entrant :

$$\frac{\text{volume du réservoir}}{\text{somme des flux entrants}} > 23.84$$

Somme des flux $< 289.57 \text{ m}^3/\text{h}$

Pour un traitement plus efficace il faut que le temps de séjour de l'eau soit égal ou supérieur au temps de résidence de la bulle de gaz.

Donc les somme des flux entrants soit inferieure à $290 \text{ m}^3/\text{h}$.

VI.4. Interprétation :

- Toutes les analyses effectuées au laboratoire mènent à une seule origine possible de la chute d'injectivité, il s'agit de la présence d'huile en aval des différents traitements que subissent l'eau produite, la présence de cette huile dénote une inefficacité d'un ou plusieurs procédés de traitements
- D'après les calculs, on a trouvé que le temps de séjour est inférieur au temps de résidence minimal recommandé, cela explique l'inefficacité de ce séparateur.
- D'après les calculs, on constate que l'efficacité varie avec la variation du débit du gaz injecté, ceci permet de conclure que le problème est dû à un mauvais ajustement des paramètres opératoire
- L'absence de désémulsifiants inverse joue un rôle négatif sur l'efficacité de l'IGF.

VI.5. Recommandation :

L'inefficacité de l'IGF s'étant avéré, il est normal de se pencher sur des solutions pour y remédier.

Étant donné que :

- Le temps de résidence dans le IGF est insuffisant, il faut parvenir à une séparation plus rapide, on intervenant sur :
 - La taille des bulles de gaz : il est démontré que l'efficacité de collision est inversement proportionnelle à la taille des bulles, cela veut dire que plus la bulle est petite, plus elle a de chance d'entrée en contact avec la gouttelette d'huile.
 - la taille des gouttelettes d'huiles : la loi de STOCK'S démontre que la vitesse de séparation est directement proportionnelle au diamètre de la gouttelette d'huile, il est donc judicieux d'agir sur ce paramètre par l'injection de produits chimiques tel que : Désémulsifiant, et coagulant, floculant
- Les paramètres d'induction de gaz doivent être réajustés en fonction de l'efficacité de la séparation.
- Vérifier visuellement les éducateurs pour voir s'ils ne sont pas obstrués par des dépôts ou des gouttelettes d'huiles. Procéder au nettoyage dans le cas contraire.
- Vérifier si le gaz injecté est contaminé par des hydrocarbures. Optimiser le traitement du gaz dans le cas contraire.

Conclusion générale :

Dans un gisement pétrolier, les fluides qui occupent les vides de roche ou "pores" : l'eau, l'huile ou le gaz, sont en équilibre statique sous l'action des forces de pression et de gravité. La mise en production, par l'intermédiaire de puits producteurs, induit un mouvement des fluides en place qui se traduit par une chute de pression.

L'injection d'eau dans le gisement permet de maintenir la pression afin d'optimiser la production et augmenter la récupération. En utilisant dans cette opération l'eau de production pour se débarrasser de ces eaux produites, car le règlement sévère en matière d'environnement limite la possibilité de déverser de telles eaux dans la nature. Une mauvaise qualité de cette eau peut avoir des conséquences fâcheuses sur l'injectivité, donc il faut utiliser une eau de bonne qualité dont la teneur en huile ne doit pas dépasser 25 mg/l et la valeur maximale de la TSS est 0.250 mg/l.

Un traitement de cette eau est nécessaire pour une meilleure qualité de l'injection, notre travail consiste à étudier le procédé de traitement des eaux produites par flottation à gaz induit dans l'unité PWT (Produced Water Traitement).

Après l'élaboration d'un calcul de vérification, on a trouvé que le temps de séjour est inférieur au temps de résidence minimal recommandé, on constate que l'efficacité varie avec la variation du débit du gaz injecté, ceci permet de conclure que le problème est dû aussi à un mauvais ajustement des paramètres opératoire, cela explique l'inefficacité de ce séparateur.

Pour améliorer le traitement on suppose quelques solutions.

Les paramètres d'induction de gaz (débit) doivent être réajustés en fonction de l'efficacité de la séparation.

La vitesse de séparation est directement proportionnelle au diamètre de la gouttelette d'huile, il est donc judicieux d'agir sur ce paramètre par l'injection de produits chimiques tel que Reverse Désémulsifiant.

Vérifier si le gaz injecté est contaminé par des hydrocarbures. Optimiser le traitement du gaz dans le cas contraire.

Annexe A:

Operation manual

Produced water treatment & injection



OPERATION MANUAL

PRODUCED WATER TREATMENT & INJECTION

Document No.

Revision

ELM-PUL-OP-MAN-3002

C1



The purpose of the Produced Water Treatment System is to stabilize the produced water and reduce the dispersed oil content prior to disposal and make it suitable for re-injection as reservoir pressure maintenance (TAGI) or in a disposal well (RKF/STR).

The treatment includes:

- Degassing the water stream (removing the dissolved gas)
- Reducing the oil content to less than 20 ppm by Induced gas flotation method.
- Control of oxygen content to 10 ppb (wt) maximum by injection of O₂ scavenger.
- Filtration to remove 98% of particles greater than 10 micron in size.

There are two different Produced Water Treatment Systems in CPF.

2.1 TAGI PRODUCED WATER TREATMENT SYSTEM

The produced water received from EME, EKT, EMN TAGI Oil producer wells is separated in Block 208 Oil Slug Catcher and the produced water from EMK well is separated in EMK Oil Slug Catcher. The produced water from the above Slug Catchers and from the downstream Oil Train units are routed to the TAGI Produced Water Treatment System.

The wash water separated from HP Separator, Desalter and Stabilizer section of Oil Train-1 and Oil Train-2 also flows to TAGI Produced Water Treatment System.

The TAGI Produced Water Treatment System consists of two independent trains (Train-1/Train-2) that will achieve a total combined water treatment capacity of 87,152 BWPD. The maximum allowable inlet oil content is 20,000 mg/l.

Each train consists of a Degasser Vessel and an Induced Gas Flotation Vessel to remove the dissolved gas and to recover the oil content from Produced Water. The oil separated from the degasser and IGF Unit is pumped to the Oil/Condensate Re-run Flash Drum (V08-2102). After removal of oil, the treated produced water is pumped to TAGI Treated Produced Water Surge Tank (T08-5201).

The treated produced water from the Surge Tank is pumped by the TAGI PW Booster Pumps to the field gathering station, a distribution network, where it is mixed with Barremian aquifer water and injected to EME and EMN fields by Injection Pumps.

2.2 RKF/STR PRODUCED WATER TREATMENT SYSTEM

The produced water received from Block 208 RKF/Strunian Production Wells contains high barium content. This water creates a potential scaling risk in CPF if commingled with TAGI oil Produced Water streams from other wells. Hence, the produced water from



OPERATION MANUAL

PRODUCED WATER TREATMENT & INJECTION

Document No.

Revision

ELM-PUL-OP-MAN-3002

C1



Block 208 Gas Condensate Production Well is treated separately in a system and sent for injection.

The produced water separated from the Block 208 Gas Condensate Slug Catcher and Condensate Inlet Separator is routed to RKF/STR Produced Water Treatment System. The capacity of the section is 6355 BWPD.

The system consists of a Degasser Vessel and an Induced Gas Flotation Vessel to remove the dissolved gas and to recover the oil content from Produced Water. The oil separated from the Degasser and IGF Unit is pumped to the Oil/Condensate Re-run Flash Drum (V08-2102). After removal of oil, the treated produced water is pumped to the RKF/STR Produced Water Surge Tank (T08-5202).

The treated water is injected into a disposal well by RKF/STR Produced Water Injection Pumps through water injection Coarse Filters.

Refer **Fig. 2.1** for the overview of collection and disposal of produced water.

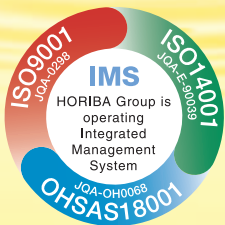
Annexe B :

HORIBA Oil content analyzer

OCMA-500

Oil Content Analyzer

OCMA-500



Fully automated one-touch operation, from oil ext

The OCMA-500 Oil Content Analyzer has been redesigned for even better operability, maintaining its user-friendly features.

After injecting the sample, all you have to do is press a button to get the monitoring operation done quickly, from oil extraction to sample measurement and draining. This machine is easy for anyone to use. The OCMA-500 cuts solvent consumption by 20% compared with our previous products, reducing environmental impact. It also reduces the running costs.

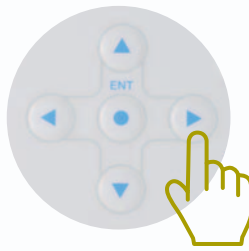


Easy monitoring at the touch of a button

After injecting the sample, all you have to do is press the START button, and the system will automatically conduct the monitoring operation from oil extraction to sample measurement and draining. With no more troublesome tasks like opening/closing the drainage valve, monitoring is speeded up. The color graphic LCD and the backlit extraction tank have improved operability.



1 Inject sample fluid



2 Extraction and measurement



3 Drain sample



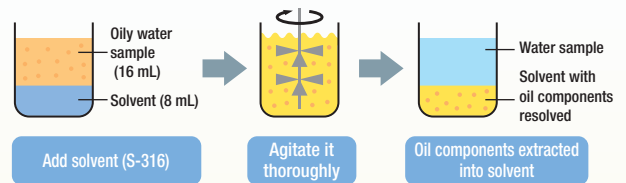
4 Data collection



Reduced environmental impact and running costs (20% cut in solvent consumption*)

Using infrared absorptiometry, the OCMA-500 extracts the oil contained in a sample fluid into solvent S-316 to measure the oil content in the solution with an IR analyzer.

The OCMA-500 cuts solvent consumption by 20% compared with our previous products, reducing environmental impact. It also reduces the running costs.



* Comparison with previous model



Various applications

Wastewater

- Factory wastewater (industrial waste: steel, petrochemical, and food industries)
- Sewage-treatment plant discharge water
- Bilge and ballast discharge of marine transportation (tankers)
- Petroleum-processing plant discharge water and checking the efficiency of oil/water separation processes

Environment

- Surveying environmental water quality in conformity with environmental standards
- Monitoring water quality around gas service stations and automobile repair shops
- Monitoring the discharge water produced when cleaning storage tanks at petroleum terminals
- Surveying oil diffusion in the case of tanker accidents and accidents at petrochemical plants

Parts

- Residual oil in wastewater from cleaning metal parts
- Oil components in cleaning fluids for metal parts
- Oil cleaning efficiency in semiconductor and plated metal bonding processes



Extraction to sample measurement and draining

Color graphic LCD

The OCMA-500 comes equipped with a 3.5-in color graphic LCD. Menus and measurement data can be clearly seen.



▲ Measurement screen

USB flash memory drive port

Storing data on USB flash memories enables easy data management on PCs.



▲ USB flash memory drive port

Measurement Mode

“Auto” and “Manual” valve control measurement are available.

Auto mode: you can measure Sample automatically.

Manual mode: Sample preparation, valve control and measurement are operated manually by cursor button control.

< In case of Manual Mode >

(▶) : Stir , (▲) : Liquid delivery , (◀) : Drain

Backlit extraction tank

The extraction tank is equipped with LEDs. Illuminating the tank makes it easy to check the phase separation between sample and solvent.



▲ Backlit extraction tank

Unit conversion

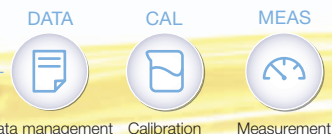
Inputting measurement conditions can change the units displayed (mg/L, mg/kg, mg/g, and mg/PC) as the user needs.

Multi Languages

“Japanese, English, Russian” languages are available.

Simple operation buttons

The buttons have been made simple, and switching between the measurement and calibration screens has been made easier.



Data management

Calibration

Measurement



With no need for a solvent evaporation process, the OCMA-500 offers easy operation, and can detect even oils with low boiling points.

The n-hexane extraction method* needs to evaporate solvent, and any oil with a low boiling point is also evaporated along with solvent. The OCMA-500 does not need to evaporate solvent, preventing evaporation of these kinds of oil (toluene and gasoline).

*N-hexane extraction method:

This method has been used to measure oil components in marine areas, etc. The method is stipulated in Annex 10 of the 1971 Environment Agency Notice No. 59 (N-Hexane Extractable Material (Oil and Grease) Measurement Method). It can produce errors when oil causing pollution contains gasoline, because it loses oils with a low boiling point by evaporation. Also, since it sometimes produces false positive errors due to sulfur compounds contained in soil and petroleum products, and hexane-soluble organic materials in soil, the influence of these substances has to be taken into account when assessing test results.

Specifications

Model	OCMA-500
Product name	Oil content analyzer
Measurement method	Solvent extraction - non-dispersive infrared absorption analysis method
Measured objects	Substances extracted from sample water into solvent and having infrared absorption near a wavelength from 3.4 μm to 3.5 μm
Measurement range	0 mg/L to 200 mg/L
Resolution	For mg/L 0 to 99.9: 0.1, 100 to 200: 1 For mg/g, mg/kg, mg/PC 0 to 9.99: 0.1, 10.0 to 99.9: 0.1, 100 to 200: 1
Repeatability	0 mg/L to 9.9 mg/L: ±0.2 mg/L ±1 dig. 10.0 mg/L to 99.9 mg/L: ±2.0 mg/L ±1 dig. 100 mg/L to 200 mg/L: ±4 mg/L ±1 dig. * For standard liquids
Display method	3.5 inches, 320 X 240 dots Backlight Color graphic LCD
Calibration method	Zero, span calibration
Amount of test sample required	Sample water : Solvent = 2:1
Extraction solvent	S-316
Amount of extraction solvent required	8 mL
Extraction method	Built-in extractor
Ambient operating temperature	0°C to 40°C (no condensation)
Power supply	AC 100 V to 240 V ±10%, 50/60
Power consumption	AC 100 V: Approx. 60 VA, AC 240 V: Approx. 90 VA
External dimensions	342 () X 200 (W) X 313 (D) mm
Mass	Approx. 7 kg
External output	Output to an USB memory stick
Functions	<ul style="list-style-type: none"> ● 300-item data memory ● Self error determination ● Stabilized measurement value display ● Clock

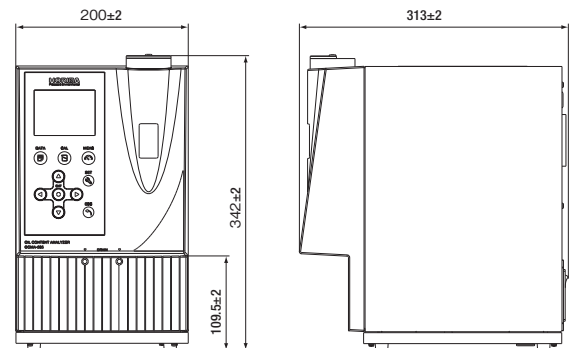
Standard Accessory

- Filter element For water filter, diameter 40mm, 5 in package
- Dropper Polyethylene, 2.5mL
- Code set Power supply cable
- B-heavy oil 10mL
- Instruction Manual

Optional parts

- Solvent S-316
- Measuring syringe set, Standard type
- Measuring syringe set,
- Packing For water filter

Dimensional Outline (unit:mm)



For the first purchase customer

In order to measure oil content with OCMA-500, you need the following products.
If you don't have these products, please purchase from optional parts list

OCMA-500



Solvent(S-316)



Measuring Syringe Set



Standard

High repeatability type



Please read the operation manual before using this product to assure safe and proper handling of the product.

- The contents of this catalog are subject to change without prior notice, and without any subsequent liability to this company.
- The color of the actual products may differ from the color pictured in this catalog due to printing limitations.
- It is strictly forbidden to copy the content of this catalog in part or in full.
- All brand names, product names and service names in this catalog are trademarks or registered trademarks of their respective companies.

<http://www.horiba.com> e-mail: info@horiba.co.jp

● HORIBA, Ltd.

Head Office
2 Miyano Higashi, Kisshoin
Minami-ku, Kyoto, Japan
Phone: 81 (75) 313-8121
Fax: 81 (75) 321-5725

● Tokyo Sales Office

Kanda-Awaji-cho Nichome
Building 2-6, Awaji-cho,
Kanda, Chiyoda-ku, Tokyo,
Japan
Phone: 81 (3) 6206-4721
Fax: 81 (3) 6206-4730

● HORIBA (China) Trading Co., Ltd.

Shanghai Office
Unit D, 1F, Building A, Synnex
International Park, 1068
West Tianshan Road,
Shanghai, 200335 China
Phone: 86 (21) 6289-6060
Fax: 86 (21) 6289-5553

● Beijing Office

12F, Metropolis Tower, No.2,
Haidian Dong 3 Street,
Beijing, 100080, China
Phone: 86 (10) 8567-9966
Fax: 86 (10) 8567-9066

● HORIBA Korea Ltd.

10, Dogok-Ro, 6-Gil,
Gangnam-Gu, Seoul,
135-860, Korea
Phone: 82 (2) 753-7911
Fax: 82 (2) 756-4972

Australian Distributor:

Australian Scientific Pty Ltd
11 McDougall Street
KOTARA NSW 2289
Phone: 1800 021083
Fax: 02 49562525

● HORIBA Instruments (Singapore) Pte Ltd.

Head Office
10, Ubi Crescent #05-12
Lobby B Ubi Techpark
Singapore 408564
Phone: 65 (6) 745-8300
Fax: 65 (6) 745-8155

● Hanoi Office

Unit 10, 4 Floor, CMC tower,
Duy Tan Street, Dich Vong
Hau Ward, Cau Giay district,
Hanoi, Vietnam
Phone: 84 (4) 3795-8552
Fax: 84 (4) 3795-8553

● PT HORIBA Indonesia

Jl. Jalur Sutera Blok 20a,
No.16-17, Kel.Kunciran,
Kecamatan Pinang,
Tangerang - 15144
Phone: 62 (21) 3044-8525
Fax: 62 (21) 3044-8521

● HORIBA India Private Limited

Delhi Office
246, Okhla Industrial Estate,
Phase 3 New Delhi - 110020,
India
Phone: 91 (11) 4646-5000
Fax: 91 (11) 4646-5020

● Pune Office

502, 5th Floor, Purushottam
Plaza, Baner Road, Baner,
Pune - 411045 India
Phone: 91 (20) 4076-6000
Fax: 91 (20) 4076-6010

● HORIBA Instruments Incorporated

Irvine Office
9755 Research Drive,
Irvine, CA 92618, U.S.A.
Phone: 1 (949) 250-4811
Fax: 1 (949) 250-0924

● Alvin, TX Office

5318 W.FM517 Rd, Alvin,
TX 77511, U.S.A.
Phone: 1 (281) 482-4334
Fax: 1 (281) 614-0303

● HORIBA Instruments Brasil, Ltda.

Avenida das Nacoes Unidas,
21.735 PT QD 17 - Jurubatuba
- Sao Paulo - SP - CEP
04795-100 Brazil
Phone: 55 (11) 55 45 1500
Fax: 55 (11) 55 45 1570

● HORIBA UK Limited

Northampton Office
Kyoto Close
Moulton Park, Northampton
NN3 6FL, UK
Phone: 44 (1604) 542-500
Fax: 44 (1604) 542-699

● HORIBA (Austria) GmbH

Kaplanstrasse 5
A-3430 Tulln,
Austria
Phone: 43 (2272) 65225
Fax: 43 (2272) 65230

● HORIBA Czech

Petrohradská 13,
CZ-10100 Praha 10,
Czech Republic
Phone: 420 (2) 460-392-65

● HORIBA Europe GmbH

Head Office
Hans-Mess-Str.6
D-61440 Oberursel
Germany
Phone: 49 (6172) 1396-0
Fax: 49 (6172) 1373-85

● Leichlingen Office

Julius-kronenberg Str.9
D-42799 Leichlingen
Germany
Phone: 49 (2175) 8978-0
Fax: 49 (2175) 8978-50

● HORIBA France Sarl

12. Av des Tropiques Hightec
Sud, F-91955 Les Ulis,
France
Phone: 33 (1) 69-29-96-23
Fax: 33 (1) 69-29-95-77

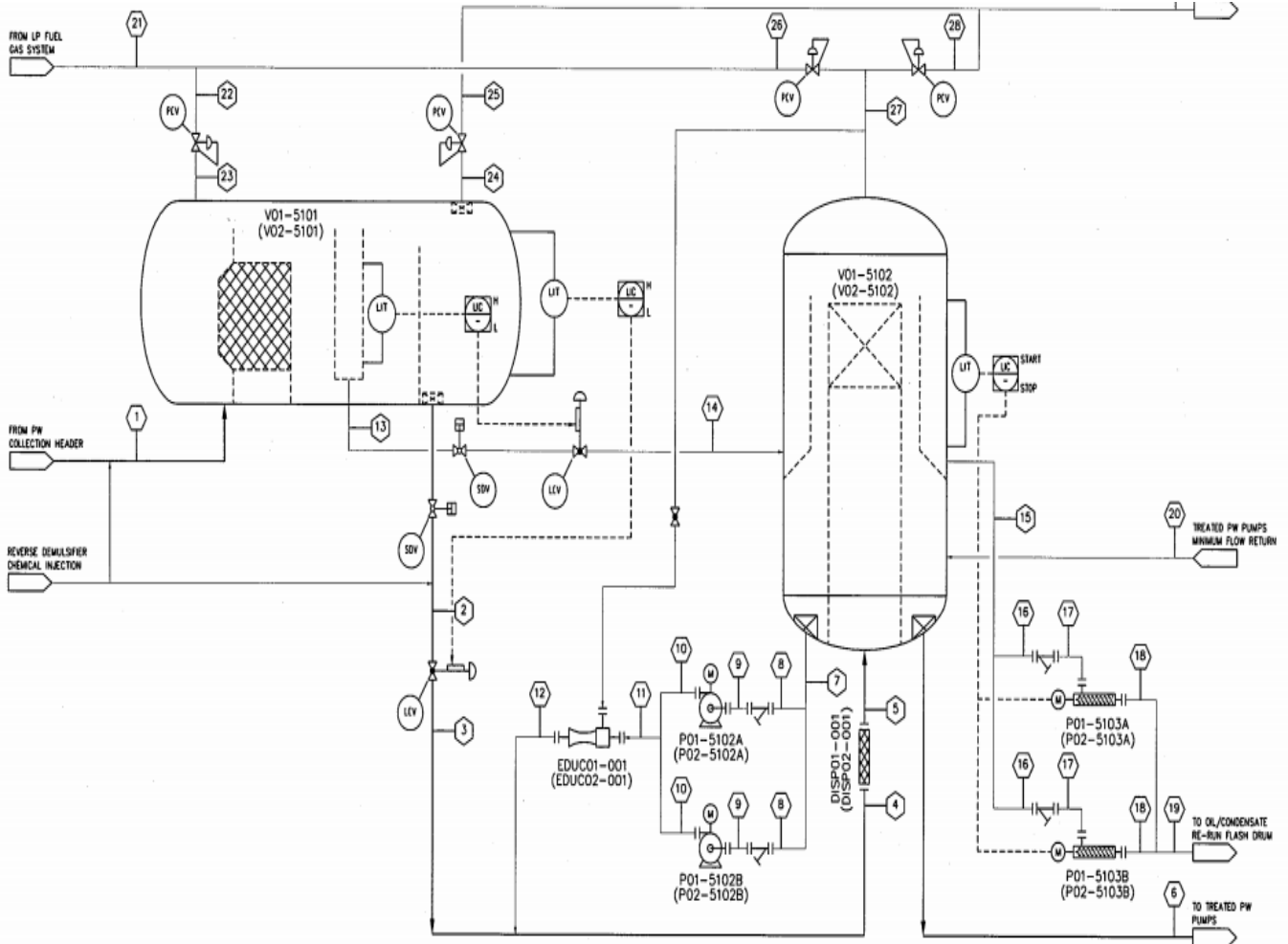
Bulletin:HRE-1938A

Printed in Japan TS-M(SK)23

Annexe C :

Operation manual

Produced water treatment P&ID



V01-5101 (V02-5101)
DEGASER / OIL VESSEL

V01-5102 (V02-5102)
INDUCED GAS FLOTATION VESSEL

P01-5102A/B (P02-5102A/B)
IGF WATER REDOULATION PUMPS

P01-5103A/B (P02-5103A/B)
OILY WATER REJECT PUMPS

DISPO1-001 (DISPO2-001)
FLOTATION UNIT DISPENSER

EDUC01-001 (EDUC02-001)
FLOTATION UNIT EDUCTOR

APPROVAL STATUS		
P/O NO.	1950048	TAG/ITEM NO. X01-5101 & X02-5101
P/O DESCRIPTION	PRODUCED WATER TREATMENT PACKAGE	
REVIEWING ENGINEER	NAME	SIGNATURE
		DATE
<input type="checkbox"/> 1	APPROVED WITHOUT COMMENT	FINAL CERTIFIED COPIES OF THE DOCUMENT SHALL BE SUBMITTED.
<input type="checkbox"/> 2	REVISED AND RESUBMIT WORK MAY PROCEED SUBJECT TO INCORPORATION CHANGES INDICATED.	VENDOR TO INCORPORATE COMMENTS/CLARIFY EACH COMMENT AND RESUBMIT.
<input type="checkbox"/> 3	REJECTED. TO BE REVISED AND RESUBMITTED. WORK MAY NOT PROCEED.	CONTRACTOR/COMPANY COMMENTS ARE OF SERIOUS NATURE AND SHALL BE RESOLVED URGENTLY IN AN EXPEDITIOUS MANNER.
<input type="checkbox"/> 4	INFORMATION ONLY. REVIEW NOT REQUIRED. WORK MAY PROCEED.	TO BE RETAINED FOR INFORMATION IF THERE ARE NO COMMENTS.
<input type="checkbox"/> 2	AS BUILT	FINAL CERTIFIED DOCUMENT SHALL BE PART OF M&B & I&M & FINING DOCUMENTATION. NO MORE SUBMISSION FOR REVIEW IS REQUIRED.
		<small>This drawing is the property of PETROFAC INTERNATIONAL LIMITED and contains CONFIDENTIAL or proprietary information. This information shall not be copied, in whole or in part, disclosed or used in any way without the written consent of PETROFAC INTERNATIONAL LIMITED and shall be returned upon request.</small>

REV	DESCRIPTION	DRWN	CHK'D	APP'D	DATE
2	AS BUILT				21.09.16

**EL MERK CENTRAL PROCESSING FACILITY
PRODUCED WATER TREATMENT PACKAGE 1
TAGI PRODUCED WATER
PROCESS FLOW DIAGRAM**

CONTRACT NO. : SC 4012100	
PETROFAC JOB NO. : JI-195	VENDOR DOC. NO: PRO00380-PR-PFDR-0001 SH. 1/2 REV 05
ORIGINAL DWG SIZE : A3H	DWG. ELM-1950048-MS-D02-0001 SH. 1/2 REV 2
SCALE :	DOC CODE: ELECTRONIC FILE: -

Annexe D :

Operation manual

Produced water composition



PROCESS DATASHEET

TAGI PRODUCED WATER TREATMENT PACKAGE



Document No.

Revision

ELM-PUL-PR-DAT-0188

A2

Table 6 : Stream Compositions for TAGI Produced Water Treatment Package

Property	Stream Description	PW from Blk 208 Oil Slug Catcher	PW from EMK Unitized Oil Slug Catcher	PW from HP Separator Oil Train 1	PW from HP Separator Oil Train 2	PW from 1st Stage Desalter Oil Train 1	PW from 1st Stage Desalter Oil Train 2	PW from Oil Stabilizer Side draw Train - 1	PW from Oil Stabilizer Side draw Train - 2	Feed Stream to PWT package 1- Train 1	Feed Stream to PWT package 1- Train 2
Stream Summary	Stream No	1047	1067	2007	2007-2	2011	2011-2	2018	2018-2	5106	5106-2
Vapour Fraction		8.67E-04	8.847E-04	4.172E-04	4.172E-04	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	7.708E-04	7.708E-04
Temperature	C	15.69	15.67	60.05	60.05	60.56	60.56	78.83	78.83	25.25	25.25
Pressure	bar	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Molar Flow	kgmole/h	15583.30	10018.30	2108.54	2108.54	1374.60	1374.60	11.25	11.25	16295.19	16295.19
Mass Flow	kg/h	284285.	182751.60	38479.83	38479.83	24766.45	24766.45	202.66	202.66	296967.10	296967.10
Actual Volume Flow	m3/h	354.34	228.75	44.87	44.87	25.27	25.27	0.21	0.21	366.01	366.01
Molecular Weight		18.24	18.24	18.25	18.25	18.02	18.02	18.02	18.02	18.22	18.22
Heat Flow	kcal/h	-1.07E+09	-6.85E+08	-1.42E+08	-1.42E+08	-9.29E+07	-9.29E+07	-7.56E+05	-7.56E+05	-1.11E+09	-1.11E+09
Heat Flow	kJ/h	-4.46E+09	-2.87E+09	-5.96E+08	-5.96E+08	-3.89E+08	-3.89E+08	-3.16E+06	-3.16E+06	-2.66E+08	-2.66E+08
Mass Density	kg/m3	802.30	796.92	857.58	857.58	980.13	980.13	965.52	965.52	811.37	811.37
Vapor Phase											
Molar Flow	kgmole/h	13.51	8.86	0.88	0.88	---	---	---	---	12.56	12.56
Mass Flow	kg/h	382.08	250.02	32.03	32.03	---	---	---	---	370.70	370.70
Std Gas Flow	MMSCFD	0.27	0.18	0.02	0.02	---	---	---	---	0.25	0.25
Actual Volume Flow	m3/h	73.32	48.10	5.48	5.48	---	---	---	---	70.43	70.43
Mass Density	kg/m3	5.21	5.20	5.85	5.85	---	---	---	---	5.26	5.26
Mass Heat Capacity	kcal/kg-C	0.42	0.42	0.45	0.45	---	---	---	---	0.42	0.42
Molecular Weight		28.27	28.21	36.41	36.41	---	---	---	---	29.51	29.51
Viscosity	cP	0.01	0.01	0.01	0.01	---	---	---	---	0.01	0.01
Z Factor		0.97	0.97	0.97	0.97	---	---	---	---	0.97	0.97
Cp/Cv (Gamma)		1.23	1.23	1.16	1.16	---	---	---	---	1.22	1.22
Hydrocarbon Liquid											
Actual Volume Flow	m3/h	4.92	3.14	0.73	0.73	---	---	---	---	4.74	4.74
Liquid Vol Flow @Std Cond	barrel/day	741.56	474.32	104.83	104.83	---	---	---	---	708.17	708.17
Mass Density	kg/m3	772.79	771.24	739.98	739.98	---	---	---	---	766.16	766.16
Liquid Mass Density @Std Cond	kg/m3	773.35	771.81	776.73	776.73	---	---	---	---	774.56	774.56
Mass Heat Capacity	kcal/kg-C	0.47	0.46	0.51	0.51	---	---	---	---	0.48	0.48
Molecular Weight		145.37	144.82	150.68	150.68	---	---	---	---	147.47	147.47
Viscosity	cP	1.89	1.78	0.97	0.97	---	---	---	---	1.61	1.61
Surface Tension	dyne/cm	30.57	22.62	24.41	24.41	---	---	---	---	26.94	26.94
Thermal Conductivity	Kcal/m-hr-C	0.11	0.11	0.10	0.10	---	---	---	---	0.10	0.10
Aqueous Liquid											
Actual Volume Flow	m3/h	276.11	177.50	38.66	38.66	25.27	25.27	0.21	0.21	290.83	290.83
Liquid Vol Flow @Std Cond	barrel/day	41662.55	26784.39	5638.83	5638.83	3683.95	3683.95	30.15	30.15	43575.80	43575.80
Mass Density	kg/m3	1014.48	1014.49	980.52	980.52	980.13	980.13	965.52	965.52	1007.32	1007.32
Mass Heat Capacity	kcal/kg-C	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.04	1.04	1.03	1.03
Molecular Weight		18.02	18.02	18.02	18.02	18.02	18.02	18.02	18.02	18.02	18.02