



**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**  
**Ecole Nationale Polytechnique**  
**Laboratoire de Recherches Sciences de l'Eau**

**Département Hydraulique**  
**Projet de fin d'étude**  
Pour l'obtention du diplôme  
**D'INGENIEUR D'ETAT EN HYDRAULIQUE**

Réalisé et présenté par :

**Mr. BELKACEMI Omar**

**M<sup>elle</sup>. BENBOUREK Kahina**

Thème :

---

**Diagnostic et réhabilitation de la station de  
désuilage du complexe Industriel sud Hassi  
Messaoud**

---

**Sujet proposé par : SONATRACH**

**Dirigé par : Dr S.BENMAMAR**

**Dr J.ARRAR**

Soutenu le : 17 / 06/ 2014 devant le jury suivant :

<b>A. KETTAB</b>	<b>Président</b>
<b>S. BEN ZIADA</b>	<b>Examineur</b>
<b>N. NEBACHE</b>	<b>Examineur</b>
<b>M. NAKIB</b>	<b>Examineur</b>
<b>S. BENMAMAR</b>	<b>promotrice</b>

*ENP, 10 Avenue Hassan Badi BP. 186 EL HARRACH, ALGER*

**Promotion Juin2014**

## *Remerciements*

Nous sommes reconnaissants à nos chers parents, qui ont su rester à nos côtés pendant toute cette période de formation, leurs encouragements inlassables et gentillesse méritent toute admiration.

Nous saisissons cette occasion pour leur exprimer notre profonde gratitude tout en vous témoignant notre respect.

Nous remercions vivement notre promotrice M<sup>elle</sup> S. BENMAMMAR, de nous avoir réservé le meilleur accueil malgré ses obligations professionnelles et de nous avoir guidés dans notre projet à chaque étape de sa réalisation.

Nous remercions M<sup>elle</sup> J. ARRAR, pour sa disponibilité, ses remarques et suggestions, pour l'amélioration de la qualité de ce mémoire.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements et notre gratitude envers l'ensemble des membres de jury.

Vous nous faites l'honneur d'accepter avec une très grande amabilité de juger notre travail.

Nos remerciements vont à tout l'ensemble de SONATRACH.

Nos remerciements vont aussi à Sans oublier Ami Salah qui a toujours été là pour nous aider, ainsi que toutes personnes qui ont contribué de près ou de loin à notre réussite.

## Résumé

Dans le but d'éliminer ou de réduire au maximum les impacts environnementaux liés aux activités industrielles, la réglementation Algérienne a exigé aux industries pétrolières de contrôler leurs rejets d'effluents vers la nature.

Dans notre projet de fin d'étude, nous avons établi un diagnostic d'une station de déshuilage située au complexe industriel sud de Hassi Messaoud. Cela nous a permis de localiser les dysfonctionnements et les défaillances, et en sortir à la fin avec des solutions permettant un bon fonctionnement de la station.

Les solutions consistent en l'ajustement des dimensions du bassin déshuileur selon la norme API 421, puis la détermination de la dose optimale des produits chimiques injectées en effectuant des essais au laboratoire.

**Mots clé :** Station de déshuilage – Bassin API – Diagnostic – Réhabilitation – Coagulation – Flocculation - Optimisation

## ملخص

من أجل القضاء أو التقليل الى أقصى حد من تأثيرات القطاع الصناعي على البيئة، اقتضت الهيئة النظامية الجزائرية على مصانع النفط مراقبة نفاياتها السائلة قبل صرفها الى الطبيعة.

في مشروعنا هذا، قمنا بإنشاء تشخيص لمحطة نزع الزيوت الواقعة بالمجمع الصناعي الجنوبي لحاسي مسعود. هذا سمح لنا بتحديد خلل ونقاط ضعف المحطة ثم ايجاد حلول تسمح بالتشغيل السليم للمحطة.

الحل يكمن في تعديل ابعاد حوض فاصل الزيوت تبعا لمعايير (API 421) ثم تحديد الجرعة المثلى من المواد الكيميائية اللازم استعمالها من خلال القيام بتجارب مخبرية.

**الكلمات المفتاحية :** محطة نزع الزيوت، حوض API، تشخيص

## Abstract

In order to eliminate or minimize the environmental impacts of industrial activities, the Algerian regulation required to control their oil industries effluent discharges to nature.

In our final project study, we established a diagnosis of de-oiling station located in the southern industrial complex of Hassi Messaoud. This allowed us to locate malfunctions and failures, and find solutions to the end to ensuring proper operation of the de-oiling station.

Solutions consist of adjusting the size of the oil separator basin according to API 421 standard, then the determination of the optimal dose of injected chemicals by laboratory tests.

**Keywords:** De-oiling – API basin – Diagnosis – Rehabilitation – Coagulation – Flocculation – Optimization.

## Sommaire

<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I : Presentation de la zone d'etude champ de hassi messaoud.....</b>	<b>3</b>
<b>I. PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....</b>	<b>3</b>
1. Unités satellites .....	3
2. Présentation du CIS .....	4
a. Unité de traitement de brut .....	5
b. Unité de Boosting .....	5
c. Unité de traitement de gaz (GPL).....	5
d. Unité d'injection de gaz.....	5
e. Unité d'injection d'eau .....	6
f. Unité de raffinage .....	6
g. Unité de traitement des eaux huileuses.....	6
h. Centrale d'air .....	7
<b>II. PHILOSOPHIE DE FONCTIONNEMENT DE LA STATION DE DESHUILAGE .....</b>	<b>7</b>
1. Traitement physique .....	9
a. Séparateur tri-phasique .....	9
b. Dégazeur.....	13
c. Bassin API.....	15
2. Traitement chimique .....	21
a. Ballon IGF (Induced Gas Flotation).....	22
b. Ballon DGF (Dissolved GAS Flotation) .....	23
<b>CHAPITRE II : Procédés de traitement des eaux huileuses .....</b>	<b>30</b>
<b>I. GENERALITES .....</b>	<b>30</b>
1. Définition des eaux huileuses.....	30
a. Eau normalement huileuse.....	30
b. Eau accidentellement huileuse.....	31
2. Présence des hydrocarbures dans l'eau .....	31
a. Insoluble décantable .....	31

b.	Insoluble non décantable : émulsion .....	31
c.	Soluble, oléfine et paraffine légère .....	32
3.	Paramètres de mesure de la pollution des eaux huileuses .....	32
a.	Paramètres organoleptiques .....	32
b.	Paramètres physiques .....	32
II.	TRAITEMENT DES EAUX HUILEUSES.....	33
1.	Traitement primaire : décantation .....	33
	Type de séparateurs gravitaires eau-huile .....	34
2.	Traitement secondaire : rupture des émulsions .....	35
a.	Coagulation-floculation .....	35
b.	Séparation .....	38
3.	Traitement tertiaire : Stripage à l'air .....	40
a.	Colonne à garnissage .....	41
b.	Colonne à plateau perforé (stripeur compacte).....	41
III.	DIMENSIONNEMENT D'UN SEPARATEUR GRAVITAIRE API.....	44
	<b>CHAPITRE III : Diagnostic de la station de déshuilage .....</b>	<b>48</b>
I.	PARTIE TRAITEMENT PHYSIQUE .....	49
1.	Problèmes liés aux équipements .....	49
2.	Problèmes liés à la gestion .....	50
3.	Vérification des dimensions du bassin .....	51
a.	Vérification des conditions de la norme API 421.....	51
b.	Vérification du dimensionnement du bassin API.....	52
II.	PARTIE TRAITEMENT CHIMIQUE .....	<b>57</b>
	<b>CHAPITRE IV : Réhabilitation du bassin déshuileur API2 .....</b>	<b>61</b>
I.	AJUSTEMENT DES DIMENSIONS DU BASSIN DESHUILEUR .....	<b>61</b>
1.	Détermination de la hauteur du bassin déshuileur.....	61
a.	Détermination des vitesses .....	62
b.	Détermination de la section transversale .....	63
2.	Détermination de la longueur .....	63

3.	Détermination des temps de séjour et de parcours .....	64
a.	Temps du séjour.....	64
b.	Temps de parcours.....	65
<b>II.</b>	<b>POSITIONNEMENT DES RECUPERATEURS D’HUILE .....</b>	<b>66</b>
1.	Cas du débit minimal.....	66
2.	Cas du débit maximal.....	69
	<b>CHAPITRE V: Détermination des doses optimales des produits chimiques.....</b>	<b>73</b>
<b>I.</b>	<b>PRELEVEMENT DES ECHANTILLONS.....</b>	<b>73</b>
1.	Matériels nécessaires.....	73
2.	Méthode de prélèvement et étapes à suivre.....	73
<b>II.</b>	<b>PREPARATION DES PRODUITS CHIMIQUES.....</b>	<b>74</b>
1.	Matériels nécessaires.....	74
2.	Mode opératoire .....	74
a.	Préparation du coagulant .....	74
b.	Préparation du floculant.....	75
<b>III.</b>	<b>MESURE DE LA POLLUTION .....</b>	<b>75</b>
1.	Méthode de détermination de la teneur des matières en suspension.....	75
a.	Matériels nécessaires .....	75
b.	Mesure de la teneur des matières en suspension dans l’eau .....	76
2.	Détermination de la teneur des hydrocarbures .....	78
a.	Matériels nécessaires .....	78
b.	Mesure de la teneur des hydrocarbures dans l’eau .....	78
3.	Détermination du PH.....	79
a.	Matériels nécessaires .....	79
b.	Mesure du PH .....	80
<b>IV.</b>	<b>PROCEDURE DE L’ESSAI EN BÉCHER AU LABORATOIRE .....</b>	<b>80</b>
1.	Première étape : optimisation du PH.....	80
2.	Deuxième étape : optimisation de la dose du coagulant .....	80
3.	Troisième étape : optimisation de la dose du floculant.....	81

<b>V. ESSAI EN BÉCHER .....</b>	<b>83</b>
1. Optimisation du PH.....	83
2. Optimisation de la dose du coagulant .....	84
3. Optimisation de la dose de floculant à injecter .....	86
4. Recommandations .....	91
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>92</b>
Bibilographie .....	93
Annexes .....	94

## Liste des figures

Figure I. 1 : les unités satellites du CIS .....	4
Figure I. 2 : complexe industriel sud.....	7
Figure I. 3 : station de déshuilage du CIS .....	9
Figure I. 4 : plan général du séparateur tri-phasique de la station de déshuilage du CIS .....	13
Figure I. 5 : plan général du dégazeur de la station de déshuilage du CIS .....	15
Figure I. 6 : schéma descriptif du skimmer à tambour oléophile.....	17
Figure I. 7 : schéma descriptif Skimmer à tube oléophile.....	19
Figure I. 8 : plan général du ballon IGF de la station de déshuilage du CIS .....	23
Figure I. 9 : plan général du ballon DGF de la station de déshuilage du CIS .....	25
Figure III. 1 : représentation graphique du facteur de correction en fonction de $V_h/V_t$ .....	53
Figure III. 2 : taux des matières en suspension à la sortie de la station de déshuilage.....	58
Figure III. 3 : taux des hydrocarbures à la sortie de la station de déshuilage.....	59
Figure IV. 1 : représentation graphique du facteur de correction en fonction des rapports.....	64
Figure IV. 2 : récupération des hydrocarbures libres par les goulottes.....	68
Figure IV. 3 : récupération des traces d'hydrocarbures par le tambour.....	69
Figure IV. 4 : bassin API réhabilité.....	71
Figure V. 1 : constituants du dispositif de filtration.....	77
Figure V. 2 : représentation du taux de MES en fonction de la dose du $H_2SO_4$ injectée.....	84
Figure V. 3 : représentation de la dose du coagulant injecté en fonction du taux des MES ....	85
Figure V. 4 : représentation de la dose du flocculant injecté en fonction des taux des MES ....	87



## Liste des tableaux

Tableau I- 1 : destination des produits obtenus à la sortie des unités satellites .....	4
Tableau I- 2 : dimensions du séparateur tri-phasique de la station de déshuilage du CIS .....	10
Tableau I- 3 : équipements et instruments du séparateur tri phasique du CIS .....	12
Tableau I- 4 : équipements et instruments du dégazeur du CIS .....	14
Tableau I- 5 : commutateur de niveau des pompes de transfert d'huile .....	20
Tableau I- 6 : commutateur de niveau des pompes de transfert d'eaux huileuses .....	21
Tableau I- 7 : instruments et équipements installés au niveau du ballon IGF.....	23
Tableau I- 8 : instruments et équipements installés au niveau du ballon DGF .....	25
Tableau I- 9 : caractéristiques principales des skids d'injection .....	28
Tableau I- 10 : instruments et équipements installés au niveau de chaque skid d'injection ....	28
Tableau II- 1 : facteurs de correction et facteurs de turbulence en fonction de $V_h / V_t$ .....	45
Tableau III- 1 : paramètres intervenants dans le dimensionnement du bassin déshuileur .....	52
Tableau III- 2 : dimensions du déshuileur pour B comprise entre 182,8 cm et 609,6 cm .....	55
Tableau III- 3 : récapitulatif des dimensions du bassin déshuileur .....	56
Tableau III- 4 : taux des MES et HC à la sortie de la station de déshuilage du CIS.....	57
Tableau IV- 1 : paramètres de la formule de stokes.....	62
Tableau IV- 2 : dimensions recommandées du bassin déshuileur API.....	65
Tableau IV- 3 : dimensions recommandées du bassin tampon .....	66
Tableau V- 1 : résultat de l'optimisation de la dose de $H_2SO_4$ .....	83
Tableau V- 2 : résultats de l'optimisation du coagulant.....	84
Tableau V- 3 : résultats de l'optimisation du floculant .....	87
Tableau V- 4 : résultats des MES et HC avant et après injection des produits chimiques optimaux .....	90
Tableau V- 5 : résultats des MES avant et après injection des produits chimiques optimaux .	90

## Liste des photos

Photo I. 1 : séparateur tri-phasique de l'unité de déshuilage du CIS .....	12
Photo I. 2 : dégazeur de l'unité de déshuilage du CIS .....	14
Photo I. 3 : bassin API 2 de l'unité de déshuilage du CIS .....	16
Photo I. 4 : Skimmer à tambour oléophile du bassin API de l'unité de déshuilage du CIS.....	17
Photo I. 5 : Skimmer à tube oléophile du bassin API de l'unité de déshuilage du CIS .....	18
Photo I. 6 : chapeau chinois du bassin API de l'unité de déshuilage du CIS.....	19
Photo I. 7 : ballon IGF de l'unité de déshuilage du CIS .....	22
Photo I. 8 : Ballon DGF de l'unité de déshuilage du CIS .....	24
Photo I. 9 : instruments et skids d'injection coagulant/floculant .....	27
Photo III. 1 : chapeaux chinois bouchés, et la couche d'huile non récupérée .....	50
Photo III. 2 : chapeaux chinois complètement immergés .....	50
Photo III. 3 : les deux compartiments du bassin API en fonctionnement .....	50
Photo III. 4 : traces du débordement du bassin API.....	51
PHOTO V. 1 : purge de prise d'échantillon.....	74
Photo V. 2 : purge ouverte à fort débit .....	74
Photo V. 3 : coagulant et floculant en agitation .....	75
Photo V. 4 : KURIFIX (0,2 g).....	75
Photo V. 5 : dispositif de filtration sous vide .....	76
Photo V. 6 : filtre de 5 µm.....	76
Photo V. 7 : dessiccateur .....	76
Photo V. 8 : analyseur d'hydrocarbure.....	78
Photo V. 9 : PH mètre .....	79
Photo V. 10 : photo de la plaque chauffante générant le champ magnétique .....	82
Photo V. 11 : photo du barreau magnétique .....	82
Photo V. 12 : photos de l'échantillon d'eau huileuse pour l'optimisation du coagulant .....	86
Photo V. 13 : photos de l'échantillon d'eau huileuse pour l'optimisation du floculant.....	88
Photo V. 14 : photos de l'échantillon d'eau huileuse avant et après injection des produits chimiques optimaux .....	89

## **Abréviations**

<b>AEP</b>	<b>A</b> limentation en <b>E</b> au <b>P</b> otable
<b>API</b>	<b>A</b> merican <b>P</b> etroleum <b>I</b> nstitute
<b>CINA</b>	<b>C</b> entre <b>I</b> ndustriel <b>N</b> aili <b>A</b> bdelhamid
<b>CIS</b>	<b>C</b> entre <b>I</b> ndustriel <b>S</b> ud
<b>DGF</b>	<b>D</b> issolved <b>G</b> as <b>F</b> lotation
<b>GPL</b>	<b>G</b> az <b>P</b> étrole <b>L</b> iquéfier
<b>HC</b>	<b>H</b> ydrocarbure
<b>HMD</b>	<b>H</b> assi <b>M</b> essaoud
<b>IGF</b>	<b>I</b> nduced <b>G</b> as <b>F</b> lotation
<b>LCV</b>	<b>L</b> evel <b>C</b> ontrol <b>V</b> alve
<b>MES</b>	<b>M</b> atières <b>E</b> n <b>S</b> uspension
<b>PCV</b>	<b>P</b> ressure <b>C</b> ontrol <b>V</b> alve
<b>PH</b>	<b>P</b> otentiel <b>H</b> ydrogène
<b>PLC</b>	<b>P</b> rogrammable <b>L</b> evel <b>C</b> ontrol
<b>PT</b>	<b>P</b> ressure <b>T</b> ransmitter
<b>WOR</b>	<b>W</b> ater/ <b>O</b> il <b>R</b> atio

## Notation

<b>A<sub>c</sub></b>	surface transversale du séparateur	m <sup>2</sup>
<b>A<sub>c1</sub></b>	surface transversale maximale d'un compartiment	m <sup>2</sup>
<b>A<sub>h</sub></b>	surface horizontale	m <sup>2</sup>
<b>B</b>	largeur d'un canal du séparateur	m
<b>B<sub>bt</sub></b>	largeur du bassin tampon	m
<b>D</b>	diamètre de la particule d'huile	cm
<b>d</b>	profondeur du séparateur	m
<b>d<sub>h</sub></b>	profondeur de l'huile	m
<b>d<sub>m</sub></b>	profondeur du mélange eau-huile	m
<b>F</b>	facteur de correction	--
<b>F<sub>t</sub></b>	facteur de turbulence et de court-circuitage	--
<b>g</b>	accélération de la pesanteur	cm/s <sup>2</sup>
<b>H</b>	hauteur génie civil du séparateur	m
<b>H<sub>bt</sub></b>	hauteur génie civil du bassin tampon	m
<b>K</b>	coefficient de sécurité	--
<b>L</b>	longueur du séparateur	m
<b>L<sub>bt</sub></b>	longueur du bassin tampon	m
<b>m<sub>1</sub></b>	masse à vide du filtre	mg
<b>m<sub>2</sub></b>	masse du filtre après l'opération de filtration	mg
<b>n</b>	nombre de compartiments	--
<b>q</b>	masse des matières en suspension	mg/l
<b>Q<sub>m</sub></b>	Débit maximal d'eaux huileuses à traiter	m <sup>3</sup> /s
<b>Q<sub>moyen</sub></b>	débit moyen d'eaux huileuses à traiter	m <sup>3</sup> /s
<b>T<sub>p</sub></b>	temps de parcours	min
<b>T<sub>s</sub></b>	temps de séjour	min
<b>V<sub>t</sub></b>	vitesse de stokes	cm/s
<b>V<sub>h</sub></b>	vitesse horizontale	cm/s

<b><math>W_{bt}</math></b>	volume du bassin tampon	$m^3$
<b><math>W_e</math></b>	volume de l'eau	$m^3$
<b><math>W_{hl}</math></b>	volume de l'huile	$m^3$
<b><math>W_m</math></b>	volume du mélange	$m^3$
<b><math>\mu_c</math></b>	viscosité absolue	$g/cm/s$
<b><math>\rho_e</math></b>	masse volumique de l'eau	$g/cm^3$
<b><math>\rho_h</math></b>	masse volumique de l'huile	$g/cm^3$
<b><math>\rho_m</math></b>	masse volumique du mélange	$g/cm^3$

## **INTRODUCTION GENERALE**

La protection de l'environnement est définie comme l'ensemble de mesures d'atténuation afin de réduire et minimiser les impacts de toute activité permettant de préserver ainsi les différentes ressources naturelles tels que l'eau, l'air, les sols et sous-sols.

En effet, la protection de l'environnement est devenue un des enjeux majeurs du développement économique. De plus, à travers une prise de conscience, la protection de l'environnement est un sujet sensible où l'industrie pétrolière fait souvent figure d'accusée.

L'activité pétrolière au niveau du périmètre de **Hassi Messaoud** (HMD) est génératrice d'une quantité importante des eaux de séparation comportant des traces d'hydrocarbures. Ces effluents liquides industriels sont considérés comme une source de pollution qui peut nuire à l'environnement et qui devraient être traités en vue de répondre aux exigences réglementaires nationales relatives à cet aspect.

Afin de répondre aux exigences inscrites dans le cadre de la politique de l'Entreprise en matière de protection de l'environnement, une station de déshuilage a été réalisée au niveau du **Complexe Industriel Sud (CIS)** du champ de HMD, afin d'assurer d'une part le traitement de ces effluents liquides par la récupération des hydrocarbures et d'autre part la réutilisation de ces eaux traitées à des fins de réinjection pour le maintien de pression.

Techniquement, Le mode de traitement, afin de réduire le taux des hydrocarbures libres et émulsionnés ainsi que les matières en suspension dans l'eau huileuse, adopté au niveau de la station de déshuilage du CIS se base essentiellement sur les deux procédés :

- Procédé physique : bassin de déshuilage API
- Procédé physico-chimique : coagulation-floculation

Néanmoins, cette station ne fonctionne pas convenablement. Le taux des **Hydrocarbures (HC)** et de **Matières En Suspension (MES)** dans l'eau huileuse n'atteint quasiment jamais les valeurs limites admissibles exigées par la réglementation algérienne, qui sont :

- MES < 35 mg/l.
- HC < 10 mg/l.

Notre projet de fin d'étude s'inscrit dans une perspective d'amélioration continue par une analyse approfondie de l'état actuel de mode de traitement des rejets générés par le périmètre de Hassi Messaoud « CIS » afin de recommander une proposition issue essentiellement des trois principales étapes suivantes :

- Etude des procédés de traitement des eaux huileuses de la station de déshuilage du CIS ;

- Etablissement d'un diagnostic de cette station afin de localiser les défaillances des systèmes de traitement ;
- Proposition des solutions qui permettent d'atteindre les normes réglementaires.

### **Présentation du travail réalisé**

Dans le cadre de notre projet de fin d'étude, nous avons effectué un stage de quarante (40) jours au niveau du CIS ; ce qui nous a permis de découvrir le champ pétrolier de Hassi Messaoud.

Le présent travail comporte Cinq (05) chapitres, brièvement décrits comme suit :

**Chapitre I** comporte une brève présentation du champ et du CIS.

**Chapitre II** représente une recherche bibliographique sur les procédés de traitement des eaux huileuses.

**Chapitre III** développe le diagnostic de la station de déshuilage du CIS.

**Chapitre IV** développe les quelques solutions concernant la partie du traitement physique.

**Chapitre V** détermine et recommande les doses optimales des produits chimiques à injecter en effectuant des essais au laboratoire.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale.

# **Chapitre I**

---

## **Présentation de la zone d'étude champ Hassi Messaoud**

---



## Chapitre I

### Présentation de la zone d'étude : Champ de Hassi Messaoud

#### I. PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

Le gisement de Hassi Messaoud est situé à 85 Km au Sud-est du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla et s'étend sur une superficie de 6000 Km<sup>2</sup>. Il a été découvert en 1956. Depuis la première mise en production en 1958, ce gisement continue à fournir du pétrole brut.

Le champ de HMD compte actuellement plus de mille puits producteurs et une centaine de puits injecteurs. Un réseau de plusieurs kilomètres enterré à un mètre de profondeur permet le transport des fluides (huile, gaz, eau huileuse) entre les différents puits et plusieurs unités appelées « unités satellites », ensuite les effluents continuent leur chemins vers les complexes industriels. Les conduites du réseau de collecte sont en fibre de verre, du fait que ce matériau résiste aux produits corrosifs.

Le champ pétrolier de HMD est subdivisé géographiquement en deux zones Nord et Sud, d'où la création de deux (02) complexes industriels, Complexe Industriel Sud (CIS) et le Complexe Industriel NAILI Abdelhamid (CINA).

##### 1. Unités satellites

Les unités satellites ont pour but le prétraitement de la production en huile des puits situés à leur proximité. Elles sont constituées d'un étage de séparation qui fonctionne à 10 bars et d'une unité pour la compression du gaz produit localement.

Les unités qui sont reliées au CIS sont (Figure I.1) : S1A, W1A, W2A, E2A, W1C, E1C ;

Où, S, W et E désignent respectivement : South (Sud); West (Ouest) et East (Est).

Les dénominations des unités satellites situées à l'Est du CIS commencent par 'E', celles de l'Ouest commencent par 'W' et celles du Sud commencent par 'S'. Pour faire la distinction entre les unités satellites situées dans le même coté par rapport au CIS, un chiffre puis une lettre sont ajoutés à l'indice. Par exemple la première unité satellite située au Sud du CIS possède l'indice S1A,...etc.

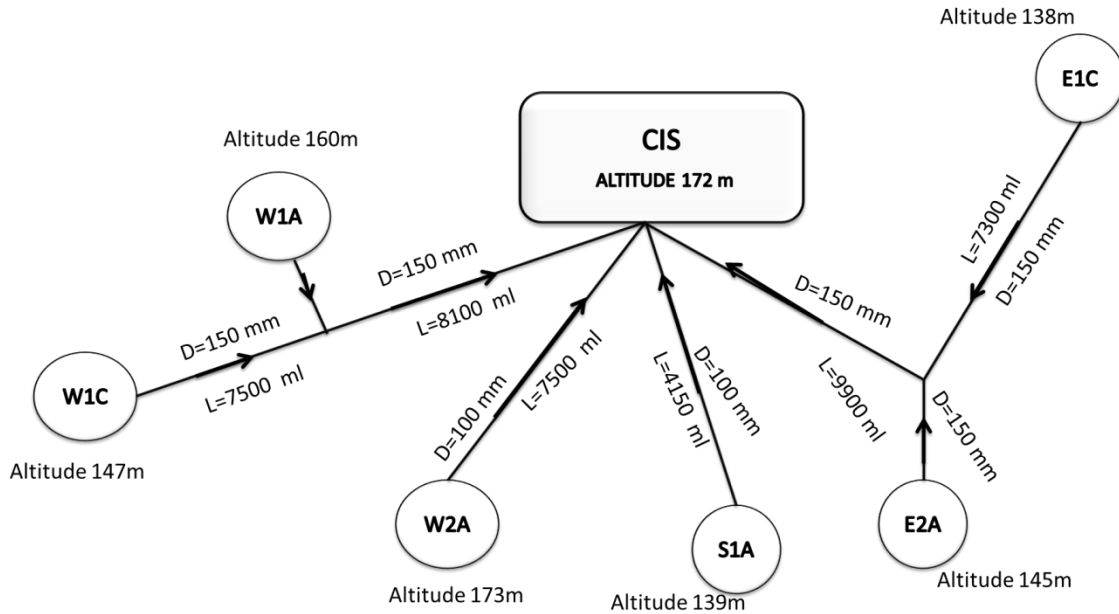
Les produits de ces unités sont :

- Une huile partiellement séparée, expédiée vers le deuxième étage de séparation d'huile au CIS ;
- Un gaz relativement riche en GPL ;

- Une eau huileuse envoyée vers la station de déshuilage du CIS.

**Tableau I- 1** : destination des produits obtenus à la sortie des unités satellites

Produit	Destination
Brut partiellement séparé	Unité de traitement du brut du CIS
Gaz	Manifold gaz CIS
Eau huileuse	Unité de traitement des eaux huileuses du CIS



**Figure I. 1** : les unités satellites du CIS

## 2. Présentation du CIS

Le complexe industriel sud comme son nom l'indique est situé dans la partie Sud du champ pétrolier de HMD. Il reçoit la production totale en huile de la zone Sud à partir des unités satellites. La production provient essentiellement de ces dernières d'une part, et directement des puits d'autre part.

Le CIS est composé de plusieurs unités de traitement des effluents (huile, gaz, eau huileuse) en provenance des puits et des unités satellites (Figure I.2). Ces unités assurent cinq fonctions :

- Traitement d'huile ;
- Traitement des gaz associés ;
- Traitement des eaux huileuses ;
- Raffinage d'une partie du brut pour la production du carburant ;
- Injection du gaz et de l'eau pour maintenir la pression du gisement.

### **a. Unité de traitement de brut**

Le brut subit une pré-séparation avant d'arriver à l'unité, cette pré-séparation s'effectue dans les unités satellites ainsi que dans les séparateurs sur champs. À son arrivée, le brut subit également d'autres procédés de traitement qui sont :

#### **i. La Séparation**

L'unité de séparation existe depuis les années cinquante. Elle reçoit les effluents à partir des unités satellites en portion majoritaire ou bien directement des puits en ligne directe haute pression, ligne directe basse pression, et ligne directe moyenne pression. Toute la production arrive sur deux (02) manifolds conçus de façon à recevoir séparément les effluents et à alimenter individuellement les batteries de séparation des pressions 28 bars, 11 bars et 4 bars. La séparation s'effectue donc sur plusieurs étages selon la pression d'arrivée de l'effluent.

#### **ii. Le Dessalage**

Dans le but de réduire sa salinité à 30 mg/l, le brut subit un traitement dans trois dessaleurs électrostatiques : l'un d'une capacité de  $10^4$  m<sup>3</sup>/jr et les deux autres d'une capacité de  $12 \times 10^3$  m<sup>3</sup>/jr chacun. Ce dessalage se fait en utilisant l'eau de l'albien. L'eau huileuse issue de cette étape de traitement est acheminée vers la station de déshuilage du CIS.

#### **iii. La Stabilisation**

La stabilisation a pour fonction la réduction de la tension de vapeur (TVR) car ce paramètre est très important dans la commercialisation du pétrole.

### **b. Unité de Boosting**

Plusieurs unités de Boosting sont conçues pour comprimer le gaz à 28 bars et d'alimenter ainsi le manifold de 28 bars. Elles sont constituées de turbocompresseurs et de moto-compresseurs.

### **c. Unité de traitement de gaz (GPL)**

L'objectif de cette unité est la récupération du butane, propane, et des condensats contenus dans le gaz associé.

Le procédé de traitement des deux unités est basé sur la compression et le refroidissement du gaz. La liquéfaction se fait à basse température dans un turbo-expander.

L'obtention des produits finis se fait après le passage du liquide par des colonnes de distillation : débutaniseur, dépropaniseur et déséthaniseur.

### **d. Unité d'injection de gaz**

Dans cette unité, le gaz résiduel issu du GPL1 et du GPL2 est aspiré à 28 bars, puis comprimé à 420 bars pour être finalement injecté dans le gisement.

L'unité comporte douze (12) unités de compressions partagées entre les deux services compression 1 et compression 2.

**e. Unité d'injection d'eau**

Dans le but du maintien de la pression du gisement, une unité d'injection d'eau (E2A) a été conçue et mise en service en 1980, les quantités et pression d'injection sont respectivement  $6 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{jr}$  et 250 bars. Cette eau provient de la station de traitement des eaux huileuses et de l'albien.

**f. Unité de raffinage**

Le CIS se compose de deux (02) raffineries qui assurent l'approvisionnement local en carburant (Sud-Est Algérien).

La première a été mise en service en 1964. Les différents produits et leurs capacités respectives sont :

- Gazoline : 32,00 kilo tonnes/an
- Naphta : 34,67 kilo tonnes/an
- Gasoil : 44,00 kilo tonnes/an
- Lampant : 17,00 kilo tonnes/an

Vu que cette unité ne disposait pas de moyens nécessaires pour produire de l'essence, une deuxième raffinerie a été mise en service en 1979. Sa capacité de traitement est de 1070 kilotonnes/an.

Les différents produits de l'unité et leurs quantités respectives sont :

- Essence super : 42,0 kilo tonnes/an ;
- Essence normal : 42,0 kilo tonnes/an ;
- Gasoil : 40,5 kilo tonnes/an ;
- Kérosène : 421,0 tonnes/an.

**g. Unité de traitement des eaux huileuses**

La station de déshuilage du CIS a été mise en service en 2001. Elle a été conçue pour traiter  $8000 \text{ m}^3/\text{j}$  d'eaux huileuses de caractéristiques très variables et issues des six (06) unités satellites, des unités de traitement d'huile (séparation, dessalage, stabilisation, bacs de stockage), des unités GPL, de la raffinerie, et des stations Boosting. Elle a pour but de produire une eau conforme aux exigences environnementales, destinée à la station de réinjection E2A, afin de la réinjecter dans le gisement pour le maintien de la pression et de récupérer une quantité d'huile.

## h. Centrale d'air

La production d'air incite l'installation d'une centrale d'air au CIS afin de produire deux types d'air : air de service et air instrument. Cette production est assurée par des moto-compresseurs.

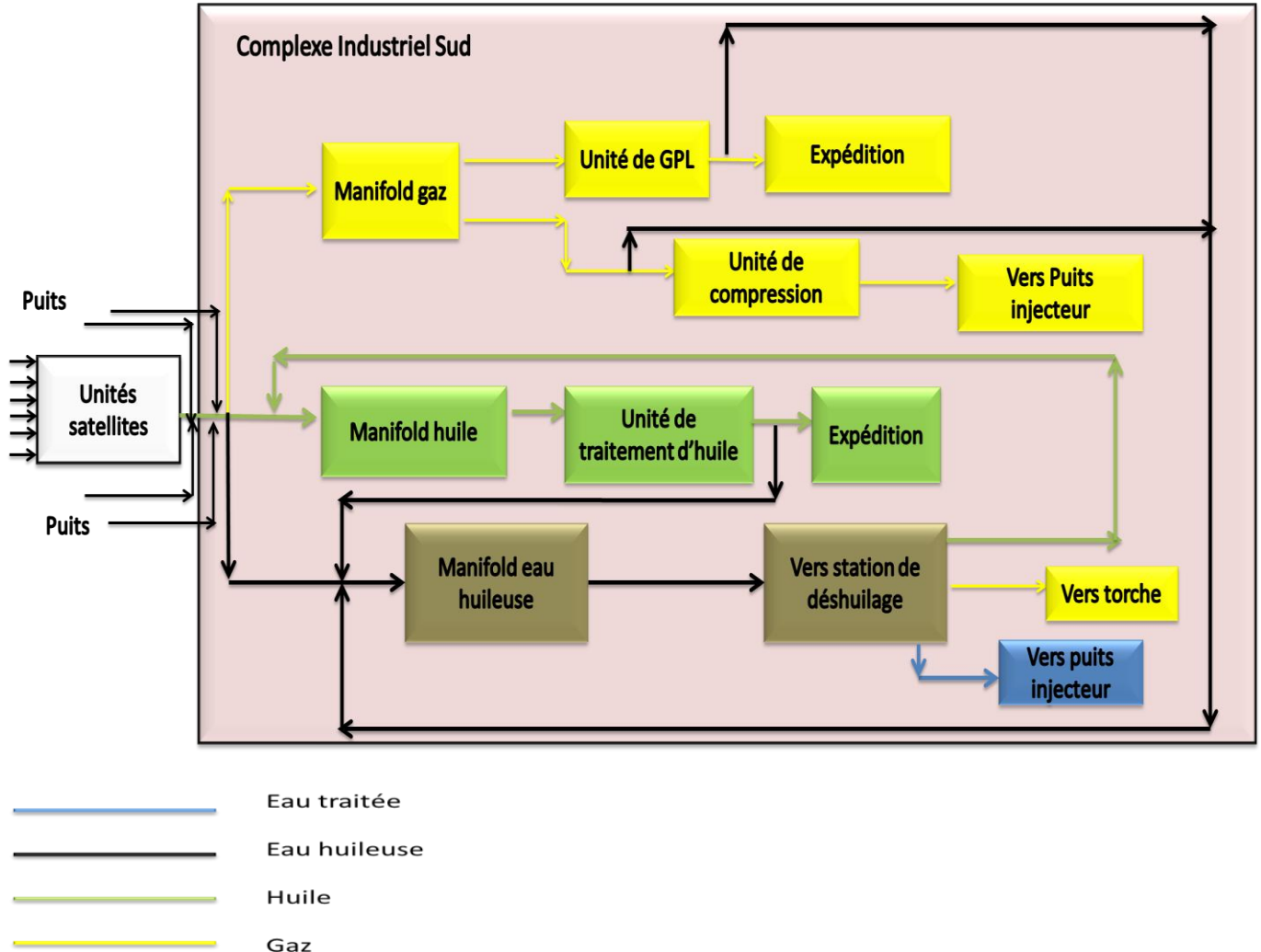


Figure I. 2 : complexe industriel sud

## II. PHILOSOPHIE DE FONCTIONNEMENT DE LA STATION DE DESHUILAGE

Les équipements qui composent la station de déshuilage se partagent entre les deux parties du processus de traitement (physique et chimique). Ces équipements sont les suivants :

- Le séparateur triphasique ;
- Le dégazeur ;
- Le bassin API 1 (abandonné) ;
- Le bassin API 2 ;

- Les puisards et pompes de transferts d'eaux huileuses ;
- Les puisards et pompes de transfert d'huiles ;
- Les skimmers ;
- Le séparateur de flottation à gaz induit « IGF » ;
- Le séparateur à gaz dissous « DGF » ;
- Les skids d'injection des produits chimiques ;
- Les unités de filtration ;
- L'automate programmable « PLC » (voir annexe A) ;
- Réservoir d'eau traitée (voir annexe B) ;
- Les pompes d'expédition (voir annexe B).

L'eau huileuse alimente le séparateur tri-phasique (ou dégazeur) qui assure l'extraction du gaz ainsi qu'une quantité considérable de la couche d'huile libre. L'eau huileuse est envoyée vers le bassin API2, qui permet l'élimination de la couche d'huile libre grâce à un système de récupération écrémeur.

L'eau ainsi prétraitée est acheminée vers le ballon IGF /ou DGF, où s'effectue le dosage chimique nécessaire dans le but d'atteindre la qualité exigée par la réglementation.

A la sortie du ballon IGF/ou DGF, l'eau passe par des filtres de 5 microns de diamètre, puis elle est expédiée vers la station de réinjection E2A afin d'être réinjectée.

L'effluent d'eau à la sortie doit répondre aux spécifications suivantes :

- Matières en suspension < 35 mg/l ;
- Teneur en HC < 10 mg/l ;
- Oxygène dissous < 50 ppb ;
- Bactéries sulfato-réductrices 0 mg/l.

Les boues et mousses récupérées du tri-phasique, bassin API 2, et DGF/IGF, sont acheminées vers le bassin API1 puis récupérées par camion en utilisant des pompes de drainage portable.

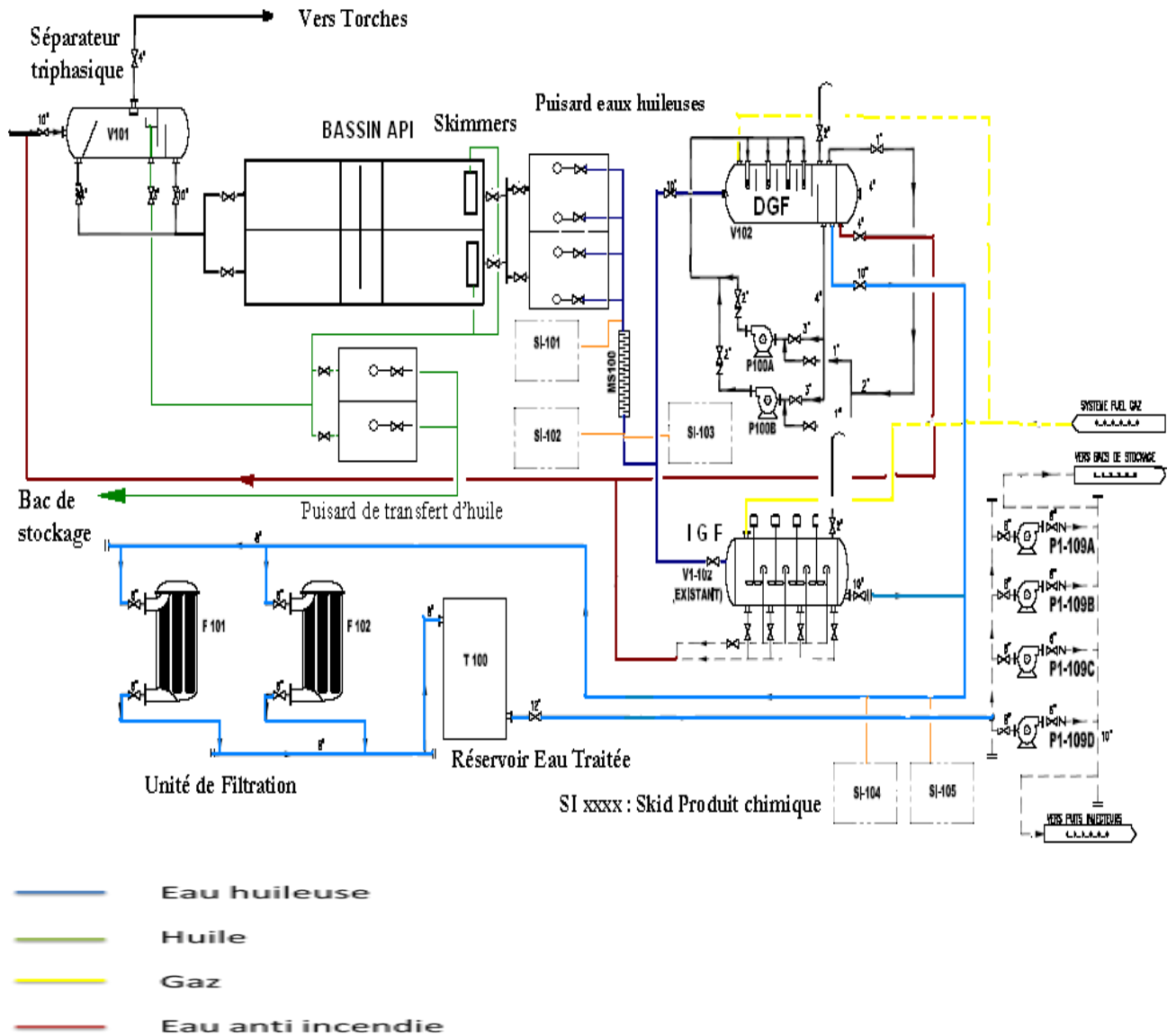


Figure I. 3 : station de déshuilage du CIS

### 1. Traitement physique

Dans cette première partie, le traitement s'effectue par différence de densité dans le but d'éliminer le gaz et l'huile libre. Pour ce faire, les équipements ci-dessous sont utilisés.

#### a. Séparateur tri-phasique

Dans cet équipement (photo I.1), la majorité des particules solides sont éliminées dans le compartiment d'admission à l'aide de la plaque inclinée (première chicane) qui permet :

- La sédimentation des particules solides les plus lourdes ;
- L'accumulation et la chute des particules solides les moins lourdes le long de la plaque inclinée ;
- La tranquillisation de l'écoulement de l'eau huileuse ;

- L'échappement du gaz vers le haut du séparateur profitant de l'écoulement ascendant de l'eau ;
- La formation de la première couche d'huile libre à la surface de l'eau.

L'eau dont l'écoulement est stabilisé par une plaque inclinée et une chicane centrale (deuxième chicane), passe vers le compartiment central de séparation où se produira la récupération du gaz traversant un filtre métallique appelé « démister » dont la taille de la maille est de 200 micron. Par différence de densité, l'huile flottante sera récupérée par une cuvette interne.

La troisième chicane empêche les huiles flottantes à la surface de l'eau de passer vers le quatrième compartiment (figure I.2). L'utilisation de ce système classique emprisonne l'huile dans le compartiment central. Le tableau I-2 illustre les dimensions du séparateur tri-phasique de la station de déshuilage du CIS.

**Tableau I- 2** : dimensions du séparateur tri-phasique de la station de déshuilage du CIS

Paramètres	Valeur
Diamètre (mm)	2700,0
Longueur (mm)	7000,0
Niveau du liquide (mm)	1800,0
Pression opératoire (bar)	1,5
Température opératoire (°C)	42,0

Le premier compartiment est équipé d'un contacteur de haut niveau 'level switch high' (LSH) qui permet de générer dans la salle de contrôle une alarme indiquant une montée imprévue du niveau du liquide dans ce compartiment. Ainsi, l'opérateur devra se déplacer jusqu'au séparateur pour reconnaître et résoudre le problème dû généralement à un dysfonctionnement de la vanne d'évacuation de l'eau traitée. Les équipements et instruments du séparateur tri-phasiques sont illustrés dans le tableau I-3.

#### i. Récupération du gaz

Le gaz récupéré au niveau du séparateur tri-phasique passe à travers une vanne automatique de contrôle de pression (PCV) de diamètre 100 mm, le séparateur tri-phasique est pressurisé par du fuel gaz.

En fait, un circuit de fuel gaz alimente, à travers une vanne automatique (PCV) de diamètre 50 mm, dans le but d'assurer une pression interne légèrement supérieure à celle du collecteur de torche pour empêcher le phénomène de 'retour de flamme'.



La pression interne du séparateur tri-phasique est instantanément contrôlée par un transmetteur de pression (PT) qui commande, à travers le PLC, les deux vannes de contrôle de pression (PCV). Si la pression chute en dessous de la pression minimale demandée au niveau du séparateur, le transmetteur ferme complètement la vanne PCV d'évacuation du gaz et ouvre la vanne d'alimentation en fuel gaz. Une fois que la pression monte, le transmetteur ferme progressivement la vanne d'alimentation en fuel gaz et ouvre progressivement la vanne d'évacuation du gaz vers le circuit torches. Si la pression monte d'une manière inattendue, le transmetteur ouvre complètement la vanne d'évacuation du gaz, ferme celle d'alimentation en fuel gaz et déclenche une alarme dans la salle de contrôle.

#### ii. Récupération de l'huile

L'huile est récupérée dans le séparateur tri phasique à l'aide d'un système fixe où elle est versée en dépassant une couche de 100 mm d'épaisseur. En fait, il s'agit d'une caisse d'huile reliée au fond du séparateur (piquage de sortie d'huile) par une conduite de 150 mm de diamètre. Cette conduite se termine par une vanne de 100 mm de diamètre. Ce système est équipé d'un transmetteur de niveaux haut et bas permettant de suivre instantanément le niveau d'huile dans le système de récupération d'huile.

Ce transmetteur à deux seuils commande à travers le PLC la vanne de contrôle. Si l'huile atteint le niveau bas (seuil inférieur), le transmetteur ferme automatiquement la vanne d'évacuation d'huile afin d'empêcher toute fuite de gaz par la conduite d'huile et génère une alarme dans la salle de contrôle. La vanne reste ainsi fermée jusqu'à ce que l'huile atteigne le niveau haut (seuil supérieur). A ce stade, la vanne d'évacuation d'huile s'ouvre automatiquement afin de dégager l'huile récupérée dans le séparateur et déclenche une alarme dans la salle de contrôle.

#### iii. Récupération d'eau traitée

L'eau traitée est accumulée dans le dernier compartiment du séparateur. Ce compartiment est équipé d'un transmetteur de niveaux qui commande à travers le PLC une vanne de 250mm de diamètre. Si l'eau atteint le niveau bas (seuil inférieur), le transmetteur ferme automatiquement la vanne d'évacuation d'eau et génère une alarme dans la salle de contrôle. La vanne reste ainsi fermée jusqu'à ce que l'eau atteigne le niveau haut (seuil supérieur). A ce stade, le transmetteur ouvre automatiquement la vanne d'évacuation d'eau et génère une alarme dans la salle de contrôle.

**Tableau I- 3** : équipements et instruments du séparateur triphasique du CIS

Equipement	service
Vannes	Vanne de décharge d'eau traitée
	Vanne de décharge d'huile
	Vanne d'alimentation en fuel gaz
	Vanne de décharge de gaz
Transmetteur	Transmetteur du niveau d'eau
	Transmetteur du niveau d'huile
	Transmetteur de pression
	Transmetteur de haut niveau



**Photo I. 1** : séparateur tri-phasique de l'unité de déshuilage du CIS

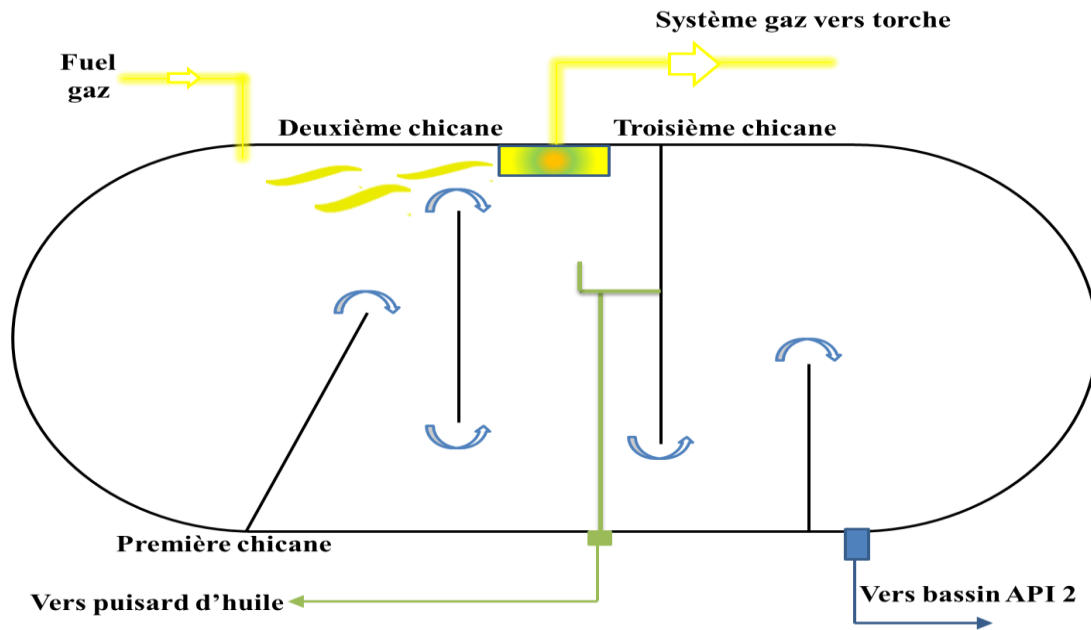


Figure I. 4 : plan général du séparateur tri-phasique de la station de déshuilage du CIS

### b. Dégazeur

Cet équipement a été placé en amont de la station de déshuilage (photo I.2). Il permet la séparation des trois phases gaz- huile-eau. Il est conçu généralement pour la récupération de la phase gazeuse qui sera envoyée vers le réseau de collecte de la torche. L'évacuation de l'eau traitée est dirigée vers le collecteur du bassin API 2.

Vu son faible rendement, le dégazeur fait actuellement la redondance du séparateur tri-phasique dans les cas de panne ou d'intervention pour nettoyage de longue durée. Ce séparateur est connecté au PLC de la même façon que le séparateur tri-phasique. Les équipements et instruments du dégazeur sont illustrés dans le tableau I-4.

Il est constitué de deux compartiments (figure I-3) :

- Un compartiment de mélange : c'est dans celui-ci que se produisent la séparation liquide et la récupération de la phase gazeuse. L'huile surnageant à la surface de l'eau forme ainsi une couche d'huile dont l'épaisseur varie selon la composition initiale de l'eau.
- Un compartiment de récupération.

#### i. Récupération du gaz

La récupération du gaz au niveau du dégazeur se fait de la même manière que pour le tri-phasique, sauf que le dégazeur ne possède pas de filtre.

#### ii. Récupération d'huile

L'huile récupérée passe vers la fosse d'huile à travers une vanne automatique de régulation de niveau (LCV) de 100 mm de diamètre commandée par un transmetteur de niveaux.

iii. Récupération d'eau traitée

L'eau est récupérée du bas du premier compartiment du dégazeur à travers une vanne de régulation de niveau (LCV) de 250 mm de diamètre commandée par un transmetteur de niveaux.

**Tableau I- 4** : équipements et instruments du dégazeur du CIS

Equipement	Service
Vannes	Vanne de contrôle du niveau d'eau
	Vanne de contrôle du niveau d'huile
	Vanne d'alimentation en fuel gaz
	Vanne de décharge de gaz
Transmetteur	Transmetteur du niveau d'eau
	Transmetteur du niveau d'huile
	Transmetteur de pression



**Photo I. 2** : dégazeur de l'unité de déshuilage du CIS

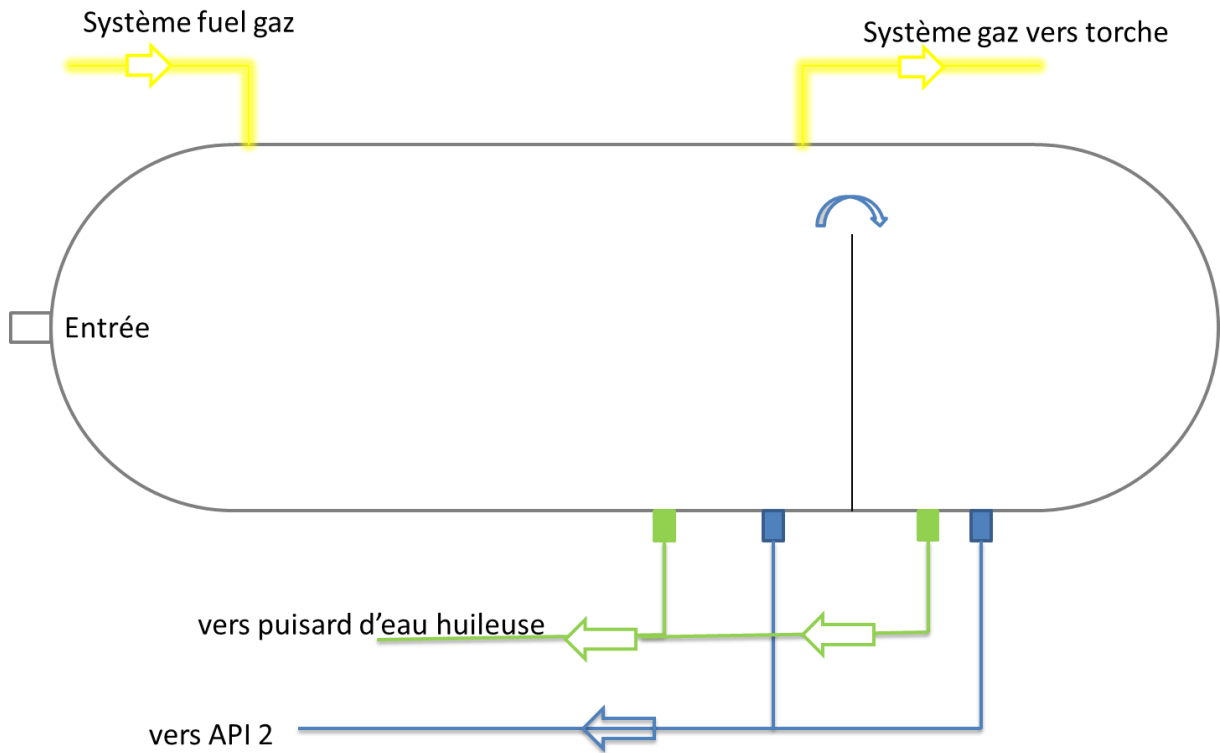


Figure I. 5 : plan général du dégazeur de la station de déshuilage du CIS

### c. Bassin API

#### ❖ API 1

C'est un bassin de décantation construit avant l'installation de la station de déshuilage du CIS. Il a été conçu pour assurer le traitement physique de l'eau huileuse et l'élimination de la couche d'huile libre par différence de densité. Des chicanes sont installées à l'entrée du bassin afin de stabiliser l'écoulement. La récupération d'huile libre est assurée par son déversement dans une goulotte qui débouche dans le puisard d'huile. L'eau prétraitée est envoyée vers le borbier.

#### ❖ API 2

L'eau, après le passage par le séparateur tri-phasique, est acheminée vers un bassin décanteur où elle subit une séparation physique sous l'effet de la gravité pendant un temps de séjour bien défini (Photo I.3).

Le bassin décanteur de type API est considéré comme un bassin pré déshuileur conçu pour assurer l'élimination d'un nombre important de particules solides par décantation ainsi que l'extraction des particules huileuses de diamètre supérieures à 150 microns mètre, qui n'ont pas eu le temps de s'agglomérer et d'être récupérées au niveau du ballon tri phasique.

Le bassin API2 est construit en béton et se compose de deux compartiments identiques, chacun subdivisé en deux parties. Les compartiments ont une longueur de 49,1 m, une largeur de 4 m, une hauteur de 2,1 m et un temps de séjour de 2 h.

Chaque compartiment est équipé d'un manifold d'entrée et de deux chicanes, conçues pour créer une diffusion laminaire de l'écoulement. L'huile libre forme une couche épaisse d'hydrocarbure à la surface de l'eau. Elle sera récupérée à l'aide d'un système écumoire et envoyée vers un puisard de récupération d'huile à partir duquel cette dernière est expédiée vers un bac de stockage afin d'être traitée. Les systèmes de récupération d'huile sont partagés sur les deux parties des compartiments : la première est équipée d'un système de chapeaux troués installés à la surface libre, appelés chapeaux chinois et la deuxième d'un Skimmer à tambour oléophile et d'un Skimmer à tube oléophile.

L'effluent d'eaux huileuses ainsi prétraitée passe pour alimenter le puisard de transfert des eaux huileuses et elle est pompée ensuite vers les séparateurs IGF/DGF pour subir un autre procédé de traitement. Les solides se trouvant dans le fond du bassin API sont aspirés vers un camion-citerne à travers un pipe de 203,2 mm de diamètre.



**Photo I. 3** : bassin API 2 de l'unité de déshuilage du CIS

a. Système de récupération d'huile

✓ *Skimmer à tambour oléophile (ancien système)*

Ce système est installé sur les parois à la fin du bassin API (photo I.4) juste en amont du puisard d'eau huileuse. Il est constitué d'un tambour en acier inoxydable qui assure l'écumage d'huile surnageant sur la surface d'eau (Figure I.6). La rotation de ce tambour est assurée par un moteur qui fournit une vitesse convenable. Le système est mis en service par une boîte de commande locale manuelle. L'huile flottante sera collectée sur le tambour et raclée par l'intermédiaire des racleurs appropriés puis acheminée vers le puisard d'huile.



Photo I. 4 : Skimmer à tambour oléophile du bassin API de l'unité de déshuilage du CIS

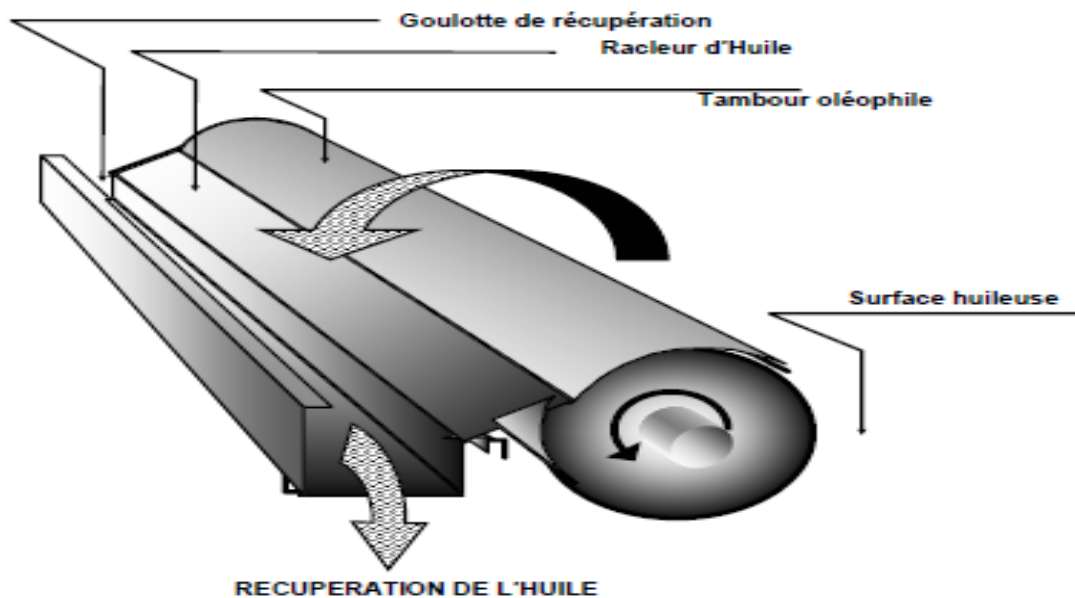


Figure I. 6 : schéma descriptif du skimmer à tambour oléophile

✓ *Skimmer à tube oléophile (nouveau système)*

Ce système a été adapté pour la collecte des huiles de surface sur une distance de 4m (Figure I.4). Ce nouveau système est conçu de manière à garder toute sa partie mécanique en dehors de l'eau pour éviter tout contact avec cette dernière (Photo I.5). Ces composants sont :

- Un tube flexible oléophile flottant à la surface de l'eau huileuse pour collecter les huiles surnageant à sa surface. Le tube est conçu d'une matière plastique lui permettant de flotter à la surface au fonctionnement ou au repos du système. C'est le seul élément qui est en contact avec l'eau.

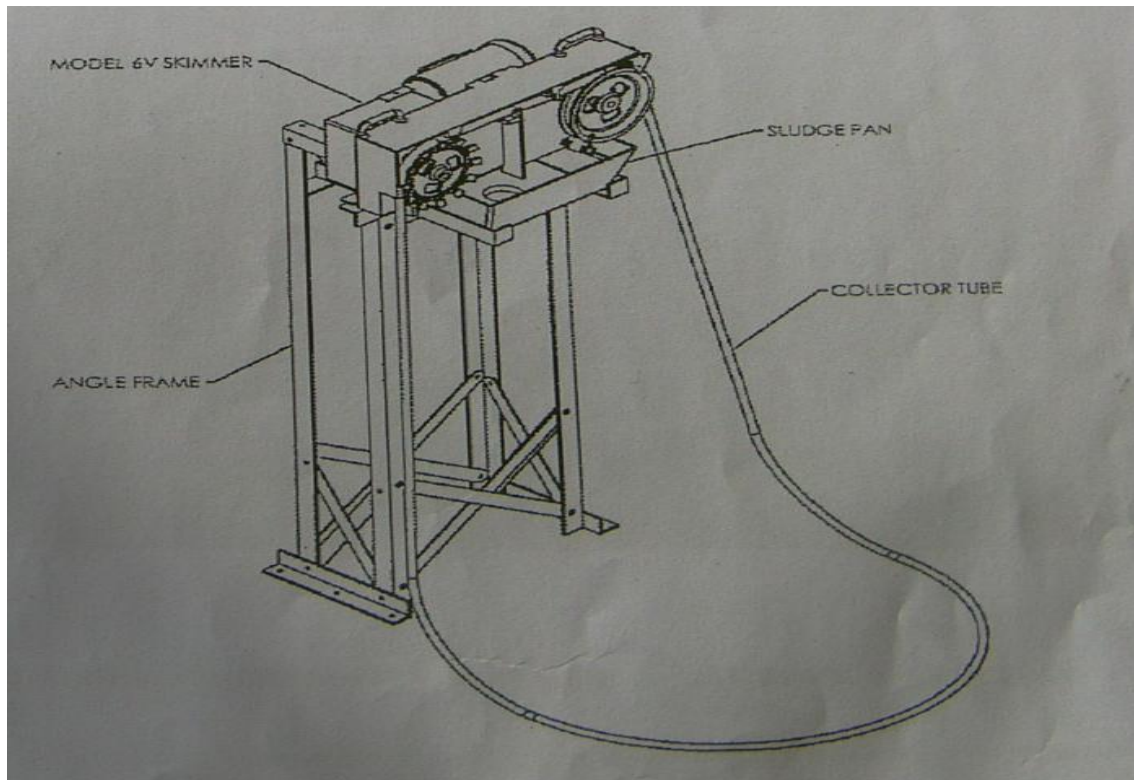
- Un dispositif mécanique assurant la rotation du tube.
- Un mécanisme de raclage du tube permettant l'élimination de l'huile qui s'accroche à sa surface.
- Un dispositif de collecte des huiles récupérées.
- Un système rotatif qui permet la réintroduction du tube dans le bassin API.

Grace aux caractéristiques formant le tube, ce dernier flotte à la surface de l'eau. Par l'effet de son mouvement, il entraine avec lui l'huile surnageant à la surface de l'eau, l'huile est ensuite raclée et récupérée dans une cuvette intégrée au système pour pouvoir l'envoyer vers le puisard de récupération d'huile.



**Photo I. 5 :** Skimmer à tube oléophile du bassin API de l'unité de déshuilage du CIS





**Figure I. 7** : schéma descriptif Skimmer à tube oléophile

✓ *Chapeaux chinois*

Ce sont des dispositifs de collecte d'huile, installés dans la première partie de chaque compartiment du bassin API appelés chapeaux chinois (Photo I.6). Ils sont fabriqués en acier placés à la surface de l'eau huileuse, et conçus pour récupérer la couche d'huile qui se forme dans la première partie du bassin.

Ces chapeaux sont troués sur toutes leurs parois, ce qui permet le passage d'huile vers une goulotte de récupération qui débouche dans le puisard d'huile.



**Photo I. 6** : chapeau chinois du bassin API de l'unité de déshuilage du CIS

ii. Puisard et pompes de transfert d'huile

L'huile récupérée au niveau du ballon triphasique et du bassin API est acheminée vers un puisard (T02-103) de collecte du brut. Ce puisard est composé de deux compartiments identiques, chacun muni d'une pompe de transfert d'huile vers des bacs de stockage de brut

installés en dehors de la station de déshuilage. Les dimensions de chaque compartiment sont les suivantes :

- Longueur :  $L = 5,00\text{m}$
- Largeur :  $l = 2,35\text{m}$
- Hauteur :  $H = 2,10\text{m}$

Les pompes de transfert d'huile dont l'une est en service et l'autre en stand-by sont contrôlées automatiquement par des commutateurs de niveaux haut et bas. Ces commutateurs génèrent aussi des alarmes de très haut et de très bas niveaux dans la salle de contrôle. Au cas où le niveau bas est atteint, le pompage s'arrête automatiquement afin de protéger les pompes contre la marche à sec. Les pompes fonctionnent selon deux scénarii

- Permutation cyclique de 6h : une pompe est en fonctionnement et l'autre en stand-by et dès que la première atteint 6h de fonctionnement, elle s'arrête automatiquement et l'autre se met en marche et vice-versa.
- Une pompe est en marche 7/7, 24h/24, et l'autre est en stand-by. En cas de panne, la deuxième pompe remplace la première jusqu'à la réparation de cette dernière.

Le tableau I-5 ci-dessous rassemble tous les commutateurs de différents niveaux installés au niveau du puisard d'huile.

**Tableau I- 5** : commutateur de niveau des pompes de transfert d'huile

<b>Pompe : P1107A/B</b>		
<b>Contacteur de niveau</b>	<b>Consigne</b>	<b>Alarme</b>
LSHL592A	LAH/LAL	1,2m/0,8m
LSHL592B	LAHH/LALL	1,3m/0,7m
LSHL593A	LAH/LAL	1,2m/0,8m
LSHL593B	LAHH/LALL	1,3m/0,7m

- LAL : Level Alarm Low ;
- LALL : Level Alarm Low Low ;
- LAH : Level Alarm High ;
- LAHH : Level Alarm High High ;
- LSHL: Level System High Low.

iii. Puisard et pompe de transfert d'eau huileuse

L'eau partiellement déshuilée sortant du bassin API alimente le puisard d'eau huileuse (T3-101) qui se compose de deux compartiments identiques, chacun muni de deux pompes de transfert servant à l'alimentation des deux séparateurs IGF/DGF. Les dimensions de chaque compartiment sont

- Longueur :  $L = 5,00$  m
- Largeur :  $l = 4,50$  m
- Hauteur :  $H = 4,50$  m

Les pompes de transfert fonctionnent en trois-un, trois pompes en marche et une en stand-by. Au cas où l'une des pompes en marche est en dysfonctionnement, la pompe en stand-by prendra la relève. Les pompes sont contrôlées automatiquement par des commutateurs haut et bas niveaux pour leurs démarrages ou arrêt (Tableau I-6). Elles sont aussi commandées par des contacteurs de haut niveau ainsi que par des transmetteurs de niveaux installés sur les séparateurs IGF/DGF et sur le réservoir d'eau traitée.

**Tableau I- 6** : commutateur de niveau des pompes de transfert d'eaux huileuses

<b>Pompe : P1106A/B/C/D</b>		
<b>Contacteur de niveau</b>	<b>Consigne</b>	<b>Alarme</b>
LSHL581	LAH/LAL	3,65m/1,00m
LSHL582	LAHH/LALL	3,75m/0,90m
LSHL586	LAH/LAL	3,65m/1,00m
LSHL587	LAHH/LALL	3,75m/0,90m

2. Traitement chimique

Si la séparation physique joue sur la différence des densités entre les deux liquides, la séparation par voie chimique permet de modifier les caractéristiques de la couche externe des particules huileuses et solides présentes dans l'eau afin d'éliminer son émulsion. Ces unités permettent aussi d'éliminer les bactéries existantes dans l'eau et inhiber l'activité corrosive de l'oxygène dissous dans l'eau afin de protéger les installations mises en services.

Les séparateurs IGF et DGF sont deux équipements de séparation à gaz, c'est là où s'effectue le traitement chimique afin d'éliminer les huiles émulsionnées et les matières qui sont en suspension et stables dans l'eau.

L'eau est pompée depuis le puisard d'eau huileuse vers les séparateurs à flottation sous une pression allant de 0,5 à 1 bar. Les deux séparateurs IGF et DGF fonctionnent en alternance :

Si l'un est en fonctionnement, l'autre est en stand-by.

Le basculement entre les deux séparateurs se fait manuellement par l'opérateur en agissant sur les vannes manuelles de 250 mm de diamètre. Les deux séparateurs sont pressurisés par un système d'injection de fuel gaz, et chaque séparateur se compose de trois (03) compartiments principaux séparés par des chicanes appelées cellules de flottation ou cellules séparation.

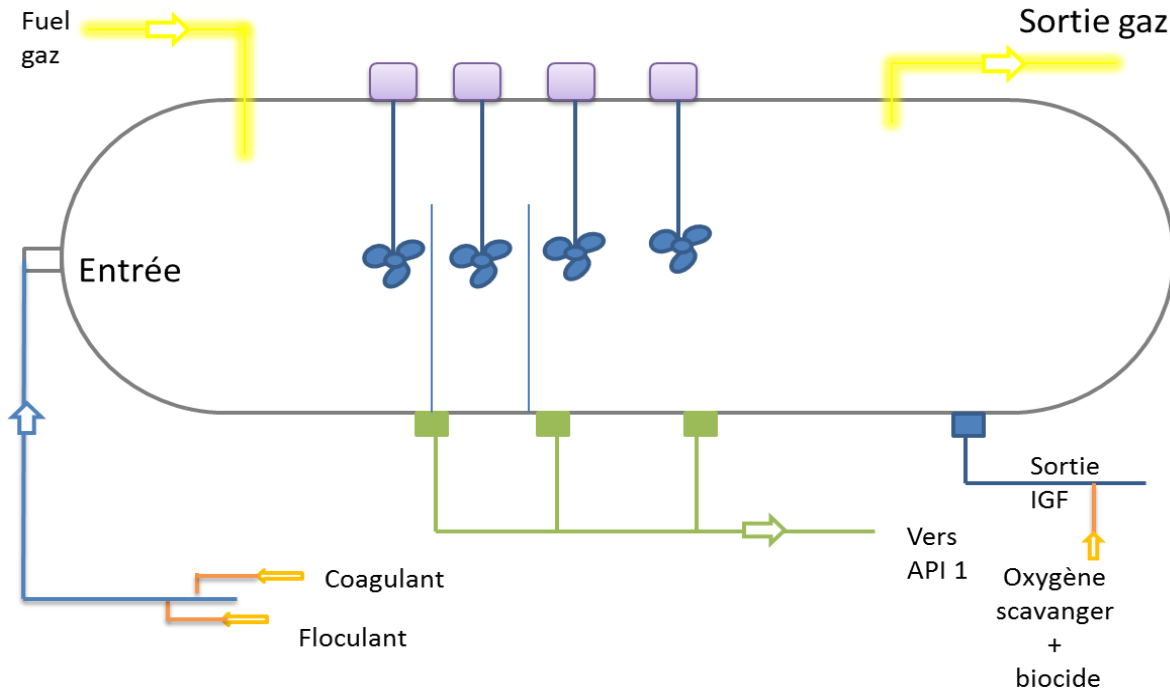
#### **a. Ballon IGF (Induced Gas Flotation)**

Le ballon IGF (Photo I.7) est un séparateur cylindrique fabriqué en acier et installé depuis le démarrage de l'unité, de 2,286 m de diamètre et 14,004 m de longueur. Cet équipement fonctionne à une pression moyenne de 1 bar, qui est maintenue grâce à l'alimentation du ballon en fuel gaz et contrôlée par un pressostat. Un agitateur muni d'un moteur est installé dans chaque compartiment de séparation afin de répartir les bulles de gaz dans le séparateur. Les deux premiers compartiments sont conçus pour séparer l'huile et l'eau, et sont divisés par des chicanes. Le dernier compartiment est conçu pour recevoir l'eau traitée ; une vanne de contrôle est utilisée pour démarrer ou arrêter les pompes d'expédition (Figure I.5).

Deux vannes autorégulatrices sont situées sur les lignes d'arrivée et de sortie du gaz pour maintenir la pression à la valeur souhaitée. La mousse (huile et matière en suspension) récupérée à l'intérieur de l'IGF par le biais d'une goulotte est orientée vers le bassin API 1. Deux contacteurs de haut et de bas niveaux sont installés dans le séparateur IGF. Le contacteur de bas niveau ferme automatiquement les pompes d'expédition pour les protéger contre la marche à sec, et le contacteur de haut niveau ferme automatiquement les pompes de transfert d'eaux huileuses vers l'IGF.



**Photo I. 7** : ballon IGF de l'unité de déshuilage du CIS



**Figure I. 8 :** plan général du ballon IGF de la station de déshuilage du CIS

Le tableau I-7 donne les instruments et équipements de l'IGF.

**Tableau I- 7 :** instruments et équipements installés au niveau du ballon IGF

Equipement	Service
Agitateur	Agitateur eau huileuse
Vannes	Vanne de décharge d'huile
	Vanne d'alimentation en fuel gaz
	Vanne de décharge de gaz
Instruments	Transmetteur du niveau d'eau
	Contacteur de haut niveau
	Contacteur de bas niveau coté eau
	Contacteur de bas niveau coté huile
	Pressostat

#### b. Ballon DGF (Dissolved GAS Flotation)

Le nouveau ballon de type DGF (photo I.8) a été installé afin de remplacer l'IGF dans le cas où celui-ci est à l'arrêt. Il fonctionne à une pression moyenne de 1 bar, celle-ci est maintenue grâce à l'alimentation du ballon en fuel gaz par deux vannes de régulation qui sont situées sur

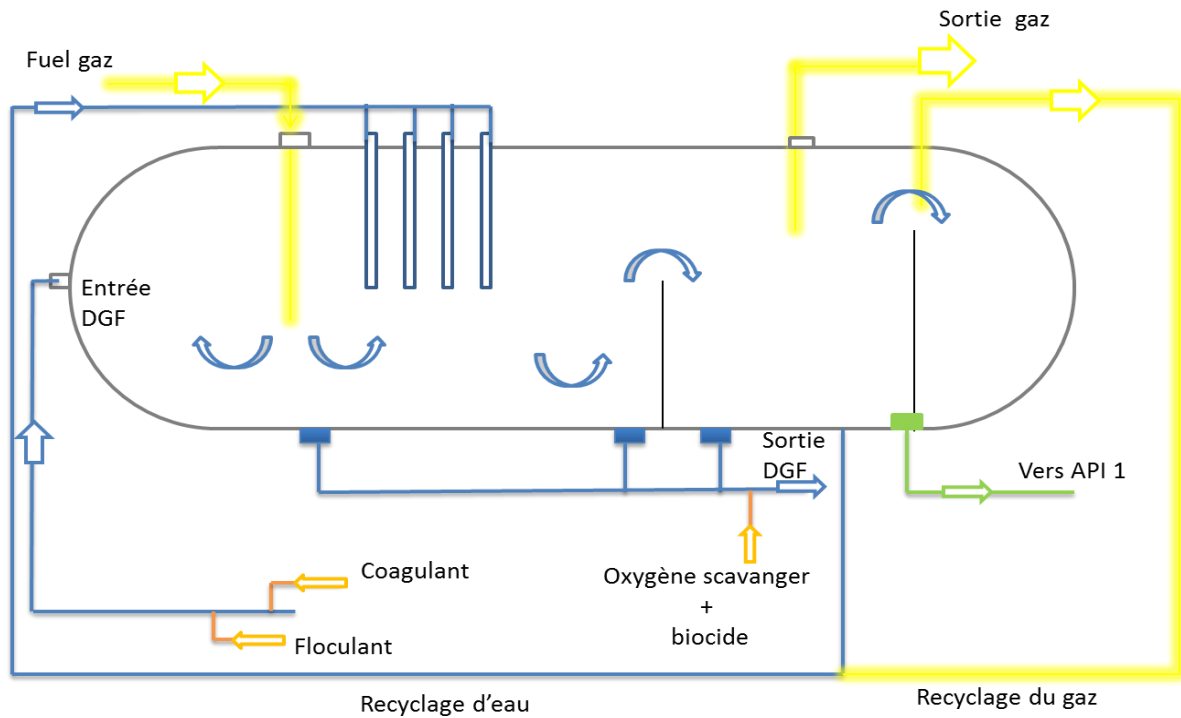
les lignes d'arrivée et de sortie du gaz. Les vannes sont commandées par un transmetteur de pression pour maintenir la pression à la valeur souhaitée.

La mousse récupérée après injection de produits chimiques est acheminée vers le compartiment de stockage se trouvant dans le séparateur DGF lui-même. Ce compartiment est équipé d'un transmetteur de niveau qui commande une vanne automatique de décharge d'huile vers le bassin API 1. L'eau passe par un système de chicanes pour être stocké dans un compartiment du séparateur DGF (figure I.6). Ce compartiment est équipé d'un transmetteur de niveau et de deux contacteurs de haut et bas niveaux qui envoient des commandes au coffret de commande local pour contrôler le fonctionnement des pompes et les protéger contre la marche à sec. Le tableau I-8 donne les instruments et équipements du DGF.

Afin d'obtenir un milieu homogène au sein du séparateur et une bonne répartition des bulles de gaz dans la couche d'eau, deux pompes de recyclage sont mises en place à proximité du séparateur DGF recyclant la quantité du gaz échappant au sommet du séparateur ainsi qu'une quantité d'eau.



**Photo I. 8 :** Ballon DGF de l'unité de déshuilage du CIS



**Figure I. 9 :** plan général du ballon DGF de la station de déshuilage du CIS

Tous les instruments installés sur l'IGF et DGF sont reliés à un automate qui génère des alarmes à chaque fois que la consigne correspondante est dépassée.

La permutation entre l'IGF et le DGF se fait manuellement, selon l'état des équipements et selon les travaux des maintenances préventifs et accidentels.

**Tableau I- 8 :** instruments et équipements installés au niveau du ballon DGF

Equipement	Service
Pompe	Agitateur de recyclage de gaz
Vannes	Vanne de décharge d'huile
	Vanne d'alimentation en fuel gaz
	Vanne de décharge de gaz
Instruments	Transmetteur de niveau eau
	Transmetteur de niveau huile
	Transmetteur de pression
	Contacteur de haut niveau
	Contacteur de bas niveau

i. Injection de produits chimiques

Quatre (04) injections chimiques sont mises en place au niveau de la station des eaux huileuses. Les injections chimiques sont faites à partir des skids d'injection correspondants implantés dans la station. Les produits chimiques injectés sont en nombre de quatre :

- Le coagulant ;
- Le floculant ;
- L'oxygène scavanger ;
- Le biocide.

Deux produits chimiques sont injectés à l'intérieur du ballon IGF/DGF :

- Un coagulant pour déstabiliser la dispersion colloïdale et mener à l'agglomération de ses particules. Sa préparation se fait par le mélange suivant : 1000 L d'eau, 20 L de silicate de sodium et 2,2 L d'acide sulfurique
- Un floculant pour permettre la flottation des floccs, sa préparation se fait par le mélange suivant : 1000 ml d'eau et 02 kg de KURIFIX

La mousse récupérée du ballon IGF/DGF est envoyée vers le bassin API1. L'eau traitée subit un dernier traitement à la sortie du ballon IGF/DGF par injection de deux produits chimiques, à savoir :

- Le biocide qui consiste à éliminer les bactéries sulfato-réductrices avant l'envoi de cette eau traitée vers l'unité de réinjection d'eau ;
- Le réducteur d'oxygène (oxygène scavanger) pour inhiber la fonction de l'oxygène dissout dans l'eau (éviter la corrosion).

ii. Description des skids d'injection

Cinq (05) unités d'injection sont mises en place dans la station de déshuilage :

- Une unité d'injection du coagulant ;
- Une unité d'injection du floculant ;
- Une unité d'injection de l'oxygène scavanger ;
- Une première unité d'injection du biocide (biocide 1);
- Une deuxième unité d'injection du biocide (biocide 2).

Chaque skid d'injection est composé d'un agitateur et de trois (03) pompes, dont deux (02) en fonctionnement et une en stand-by. La permutation se fait toutes les six heures pendant la journée. En cas de panne de l'une des pompes, les deux autres restent en fonctionnement jusqu'à ce que la troisième devienne disponible.

Les pompes aspirent chaque produit chimique d'un réservoir de capacité de 1 m<sup>3</sup> doté d'un transmetteur de bas niveau qui arrête complètement les pompes en fonctionnement pour les protéger contre la marche à sec. Chaque pompe est mise en marche par son propre moteur



électrique. La ligne d'injection du skid est dotée d'un transmetteur de pression qui permet le contrôle instantané de la pression et génère des alarmes dans la salle de contrôle en cas d'une hausse ou d'une chute imprévue de la pression.

Les skids d'injection entrent automatiquement en fonctionnement, une fois que les pompes de transfert d'eau huileuse entrent en fonctionnement. Chaque skid est commandé à partir d'un coffret de commande locale regroupant tous les signaux communiquant avec le PLC.

Le skid d'injection de produit chimique (Photo I.9) comprend les éléments suivants :

- Un réservoir de stockage de produit chimique de capacité de 1 m<sup>3</sup>, conçue en acier inoxydable et équipé d'une vanne de drainage pour un but de vidange et/ou nettoyage ;
- Trois pompes d'injection (pompes doseuses) ;
- Une soupape ;
- Des indicateurs de pression et de niveau.



**Photo I. 9 :** instruments et skids d'injection coagulant/floculant

Le tableau I-9 résume les caractéristiques principales des skids d'injection.

**Tableau I- 9** : caractéristiques principales des skids d'injection

Paramètres du skid d'injection	Coagulant	Floculant	Biocide01 / biocide 2	Oxygène scavanger
Nombre de skids	02	02	04	02
Agressivité du produit	agressif	Peu agressif	Peu agressif	Peu agressif
Nombre de pompes	06 (03 par skid)	06 (03 par skid)	12 (03 par skid)	06 (03 par skid)
Pression de refoulement	09 bars	09 bars	09 bars	09 bars
Type de pompes	A piston	A piston	A piston	A piston
Entrainement	Moteur électrique	Moteur électrique	Moteur électrique	Moteur électrique

**Tableau I- 10** : instruments et équipements installés au niveau de chaque skid d'injection

Equipement	Service
Agitateur	Agitateur des produits chimiques
Pompes	Pompe des produits chimiques
Instrument	Transmetteur de niveau
	Contacteur bas niveau
	Transmetteur de pression

### **Filtration d'eau**

A la sortie du DGF/IGF, l'eau passe par des filtres à poche jusqu'à 5microns pour éliminer les agglomérats formés au niveau du ballon IGF/DGF et qui n'ont pas pu être éliminés à cause de leurs faibles dimensions.

## **Conclusion**

La réalisation de la station de déshuilage du CIS s'inscrivait dans le cadre de mise en œuvre de la politique de l'entreprise relative à la préservation de l'environnement visant l'élimination ou la réduction des impacts environnementaux liés à ses activités. Elle a été mise en service afin de traiter les eaux de production (eaux huileuses), dans le but de les réinjecter pour maintenir la pression du gisement. L'effluent à la sortie de la station devait donc répondre aux normes exigées par la réglementation nationale.

Malheureusement des défaillances et mal fonctionnements sont toujours rencontrés au niveau de la station de déshuilage, la réinjection se fait en puisant à partir de la nappe « albien », et les eaux huileuses traitées en aval de la station sont directement rejetées sans qu'elles atteignent les valeurs limites admissibles dans le milieu naturel.

De plus, le caractère nocif de ces rejets qui comportent des hydrocarbures ressort l'importance aujourd'hui de résoudre ce problème, et de fournir d'avantage des efforts en vue de réduire l'impact sur l'environnement et ce en préservant les ressources hydriques en termes de qualité et quantité.

De ce fait, Un diagnostic est plus que nécessaire afin de déceler les anomalies, et d'agir en conséquence d'une manière efficace. Puisque les hydrocarbures rejetés par cette station dans la nature sont très nocifs, il est donc primordial de bien traiter ses effluents.

Un diagnostic est nécessaire afin de pouvoir localiser la source du problème, et agir en conséquence d'une manière efficace.

## **Chapitre II**

---

# **Procédés de traitement des eaux huileuses**

---

## Chapitre II :

### Procédés de traitement des eaux huileuses

Pour certains, la production des hydrocarbures est rarement associée à une utilisation massive de l'eau. En réalité, l'eau est déjà présente dans le réservoir (eau de formation). Elle est ensuite utilisée pour les besoins de forage, de fracturation hydraulique, et de traitement des puits. Enfin, elle est l'un des fluides le plus souvent injecté dans les réservoirs, par des puits spécifiques (puits injecteurs) afin de compenser la diminution de pression du réservoir consécutive à sa mise en production.

La plus grande partie des eaux injectées pour les besoins de la production est normalement récupérée avec les hydrocarbures. En effet, au cours de la vie d'un puits, le rapport eau/huile (Water/Oil Ratio : WOR) ne cesse d'augmenter.

Les pressions et débits à l'intérieur des puits varient considérablement et les équilibres établis au sein du réservoir sont fortement perturbés ; ce qui a un impact direct sur la composition des eaux et c'est pour cela que les eaux de production contiennent des hydrocarbures sous plusieurs formes.

#### I. GENERALITES

##### 1. Définition des eaux huileuses

Dans le cas des industries pétrolières, toute eau contenant une quantité importante ou des traces d'hydrocarbure est considérée comme une eau huileuse.

Les eaux huileuses peuvent être subdivisées en deux groupes : eau normalement huileuse et accidentellement huileuse.

##### a. Eau normalement huileuse

Ce type de contamination des eaux par les hydrocarbures est inévitable. L'apport de plusieurs grammes en litre d'hydrocarbure peut découler du :

- Drainage des bacs de stockage de brut ;
- Champ pétrolier ;
- Lavage des équipements utilisés lors de la production et de traitement d'huile [Berne & Cordonier, 1991].

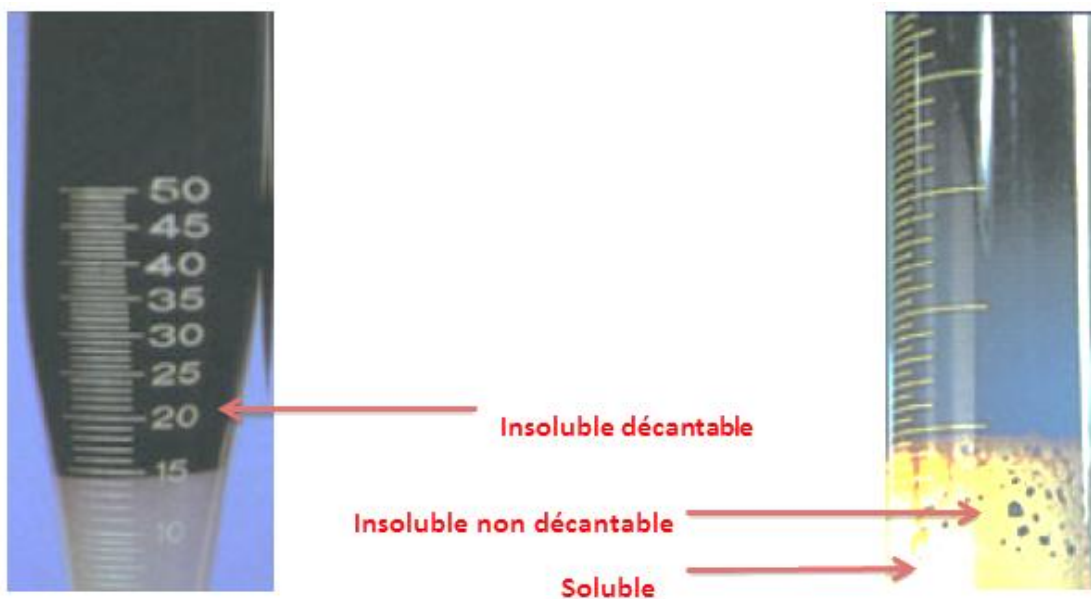
### b. Eau accidentellement huileuse

Cette catégorie d'eau huileuse est présente généralement en faible quantité. Elle provient des fuites et des eaux pluviales tombées à l'extérieur de l'unité de production [Berne & Cordonier ; 1991].

#### 2. Présence des hydrocarbures dans l'eau

L'hydrocarbure est présent dans l'eau sous trois formes différentes (Figure II.1)

- Insoluble décantable : huile libre ;
- Insoluble non décantable : émulsion ;
- Soluble : oléfine et paraffine légère [S. Roux ; 2005].



**Figure II. 1 :** représentation des trois formes d'hydrocarbure dans l'eau.

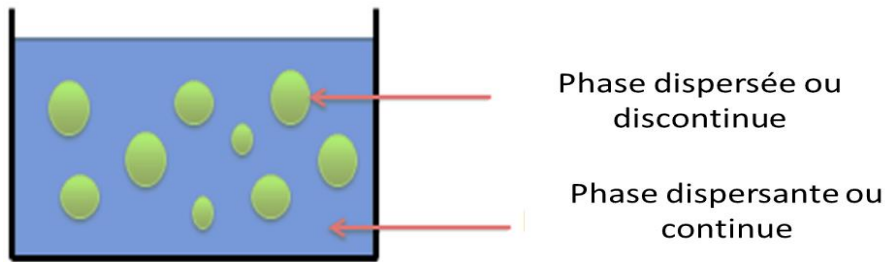
#### a. Insoluble décantable

C'est une huile libre qui surnage rapidement à la surface de l'effluent sous l'effet de la densité.

#### b. Insoluble non décantable : émulsion

Une émulsion est un mélange entre deux liquides non miscibles, ce qui donne une dispersion d'un de ces liquides en fines gouttelettes dans l'autre. L'émulsion est caractérisée par la présence de deux phases (Figure II.2) :

- Une phase dispersée ou discontinue (liquide sous forme de gouttelettes) ;
- Une phase dispersante ou continue (le deuxième liquide).



**Figure II. 2 :** schématisation des deux phases d'une émulsion.

Les émulsions peuvent se former à plusieurs étapes de la production du pétrole :

- Au fond du puits, au niveau du gisement ;
- Dans les installations de surface (le manifold, les pompe,...etc.) ;
- A la tête de puits.

Les trois paramètres essentiels qui influent sur la formation des émulsions sont :

- ✓ La nature du pétrole brut ;
- ✓ Les conditions du mélange ;
- ✓ La température.

### **c. Soluble, oléfine et paraffine légère**

Ce sont des sous-produits de la distillation du pétrole qui s'évaporent à des températures élevées. Ces vapeurs peuvent avoir des effets très nocifs car elles sont facilement absorbées par les tissus humains [Berne & Cordonier ; 1991].

### **3. Paramètres de mesure de la pollution des eaux huileuses**

L'estimation du taux de pollution est un problème complexe et délicat. Elle nécessite des tests, dosages et appareils servant à caractériser de manière globale le niveau de pollution présent dans l'eau.

#### **a. Paramètres organoleptiques**

##### i. La couleur

La couleur des eaux de production est généralement marron sombre qui tend vers le noir, signe de présence des hydrocarbures libres et en émulsion ainsi que des matières en suspension et colloïdes.

##### ii. Odeur

Toute odeur est signe de pollution dûe à la présence de matières organiques en décomposition.

#### **b. Paramètres physiques**

Les paramètres physiques sont les plus importants et on distingue :

##### i. Température

La température joue un rôle très important dans les réactions chimiques et influe remarquablement sur la viscosité de l'effluent.

ii. Turbidité

La turbidité est la non transparence de l'eau qui se traduit par la présence des matières en suspension, soit la teneur de l'eau en matières insolubles (particules solides, colloïdes, micro-algues). La turbidité influe sur la température de l'eau, du fait qu'un liquide foncé absorbe la chaleur mieux qu'un liquide claire, et diminue la pénétration des ultra-violets qui jouent un rôle important de limiteur de développement de la flore [Kradolfer et col, 2013].

iii. Matière en suspension (MES)

La présence des MES dans l'eau pose une série de problèmes importants. Ce sont les particules stables dans l'eau, exprimées en mg/l, qui provoquent des colmatages (le cas des pompes et des crépines) par dépôt et sédimentation à long terme et empêchent même les huiles libres à remonter jusqu'à la surface libre de l'effluent [Kradolfer et col, 2013].

iv. Hydrocarbures (HC)

Ces composés  $C_x H_y$  ont pour propriétés d'être apolaires ou peu apolaires, d'avoir une solubilité variable dans l'eau, et d'être plus au moins réactifs vis-à-vis de l'acide sulfurique.

L'hydrocarbure peut être présent dans l'eau sous plusieurs formes, il exige des traitements différents et son élimination est très complexe [Berne & Cordonier, 1991].

## II. TRAITEMENT DES EAUX HUILEUSES

### 1. Traitement primaire : décantation

A l'arrivée de ces eaux huileuses à la station de déshuilage, la partie libre des hydrocarbures peut être enlevée par décantation dans un ouvrage de séparation gravitaire.

Le dimensionnement de cet ouvrage repose sur la loi de Stokes qui exprime la vitesse ascensionnelle des gouttelettes d'huiles. Cette vitesse peut être accrue par l'intermédiaire de procédés de traitement qui modifient certains paramètres. La température de l'eau est importante car elle influe sur la viscosité et la densité. Par exemple dans une eau à 10°C l'huile monte deux fois plus rapidement que dans une eau à 30°C.

La loi de Stokes est formulée de la manière suivante :

$$V_t = \left( \frac{g \times D^2 \times (\rho_e - \rho_h)}{18 \times \mu_c} \right) \quad (\text{II-1})$$



Où,  $V_t$  : vitesse ascensionnelle d'une goutte d'huile en (cm/s) ;  $g$  : accélération de la pesanteur qui est égale à  $981 \text{ cm/s}^2$  ;  $D$  : diamètre de la particule d'huile en cm ;  $\mu_e$  : viscosité absolue de la phase aqueuse en Poise (g/cm/s) ;  $\rho_e$  : masse volumique de l'eau en  $\text{g/cm}^3$  ;  $\rho_h$  : masse volumique de l'huile en  $\text{g/cm}^3$ .

Le principe est de déterminer la vitesse ascensionnelle de la gouttelette d'huile afin de pouvoir intercepter la couche libre d'huile le plus rapidement possible (Figure II.3).

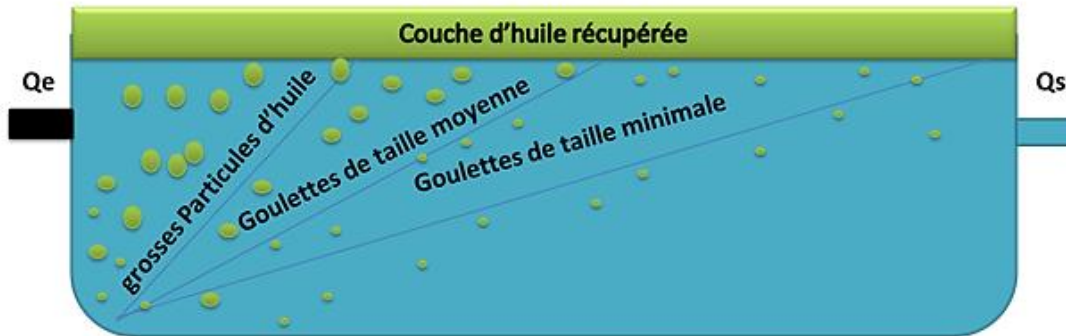


Figure II. 3 : décantation des gouttelettes d'huiles de différents diamètres dans une eau huileuse

### Type de séparateurs gravitaires eau-huile

Les types des séparateurs gravitaires eau-huile les plus utilisés dans le domaine de l'industrie sont :

i. Séparateur lamellaire

Ce type de séparateur présente l'avantage d'une meilleure efficacité sur les gouttelettes les plus fines (60 microns). Les lamelles augmentent la zone de séparation et réduisent le volume du séparateur, et les gouttelettes n'ont à parcourir qu'une courte distance avant d'être captées. Selon les fabricants, un séparateur lamellaire peut fournir des performances allant jusqu'à 10mg/l d'hydrocarbure.

Il faut préciser toutefois que les séparateurs lamellaires ont des composantes internes qui exigent un entretien régulier.

ii. Séparateur lamellaire coalescent

C'est un séparateur dans lequel sont ajoutées des lamelles coalescentes en utilisant un matériau qui présente une forte affinité pour les huiles (PVC généralement) afin d'agglomérer les gouttelettes d'huile les plus fines.

iii. Séparateur American Petroleum Institute (API)

Généralement dans les stations de déshuilage, la séparation gravitaire se fait dans un bassin API (cas de la station du CIS de HASSI MESSAOUD). Il y a plus de trente ans, **American Petroleum Institute** (API) a établi des normes précises pour le calcul et le dimensionnement des séparateurs eau-huile gravitaires dans l'industrie pétrolière. Ces normes sont encore aujourd'hui reconnues par l'industrie et reposent sur la loi de Stokes.

Soulignons que les séparateurs gravitaires permettent d'éliminer les huiles qui ne sont ni solubles dans l'eau, ni présentes sous forme d'émulsion. Cette partie du traitement ne concerne que les huiles insolubles décantables.

## **2. Traitement secondaire : rupture des émulsions**

On trouve dans l'eau des particules en suspension, qui vont des matières dont la structure est assez grossière, aux particules très fines qui ne se décantent que si elles s'agglomèrent d'abord entre elles, ou si on ajoute à l'eau des produits qui génèrent cette agglomération.

Ce traitement a pour but l'élimination des fines matières en suspension, la rupture de la fraction résiduelle des émulsions mécaniques et la totalité des émulsions chimiques.

Pour éliminer les fines particules, on a recours aux procédés de coagulation et floculation.

La coagulation a pour but la déstabilisation des particules en suspension fines et la facilitation de leur agglomération. La floculation favorise le contact entre les particules déstabilisées. A la fin, on aura des floccs qu'on pourra éliminer par décantation ou filtration.

### **a. Coagulation-floculation**

#### **i. Coagulation**

La coagulation représente la première étape du processus physico-chimique. Elle consiste essentiellement en la favorisation du rapprochement des particules dans le but de leur agglomération. Ce processus se fait en déstabilisant la dispersion colloïdale et en formant des floccs pouvant se décanter ou se filtrer.

Les colloïdes possèdent une charge de surface caractérisée par le potentiel zêta majoritairement négatif, et par conséquent les répulsions électrostatiques favorisent la stabilité du système colloïdale.

Le colloïde est entouré d'une double couche (figure II.4).

- ✓ Une couche fixe (couche de Stern) où seuls les ions adsorbés peuvent pénétrer ;
- ✓ Une couche diffuse (couche de Gouy-Chapman) influencée par la force ionique de la solution.

La stabilité de la suspension colloïdale est influencée par deux types de forces : Celles de répulsions liées aux charges superficielles des colloïdes et celles d'attractions liées à la

surface spécifique et à la masse des colloïdes. Le rapprochement et l'agglomération des particules sont favorisés ou non suivant la résultante de ces forces.

Un système colloïdal est stable si la force de répulsion des colloïdes est supérieure à la force d'attraction. Le coagulant a donc pour rôle la déstabilisation de la suspension colloïdale en pénétrant la double couche pour s'adsorber dans la couche fixe.

La coagulation se fait donc par l'ajout de produits chimiques (sels minéraux) qui ont pour effet l'augmentation du potentiel zêta des particules (initialement négatif), ainsi que la force ionique du milieu, favorisant la compression de la double couche. Par conséquent, la force de répulsion s'abaisse, ce qui permet aux particules colloïdales de s'agréger.

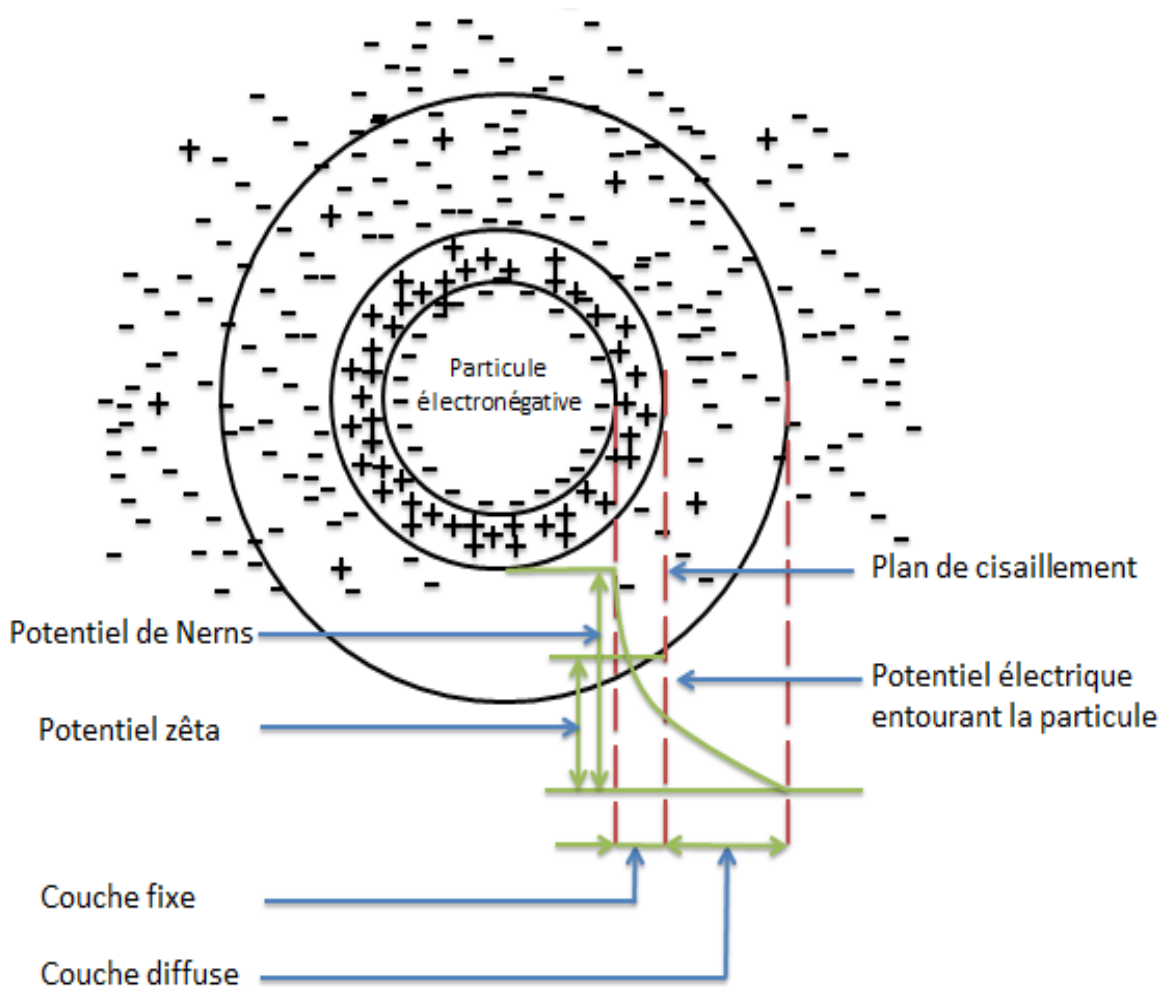


Figure II. 4 : schématisation de la double couche d'une particule colloïdale.

❖ Facteurs influençant sur la coagulation

Plusieurs facteurs influent sur la coagulation. Certains sont liés à la nature de l'eau (PH, température, MES...), d'autres au traitement (dose du coagulant, mode d'injection...).

✓ **PH**

Le PH est la variable la plus importante à prendre en compte dans le processus de coagulation. Pour avoir donc une bonne coagulation, il faut choisir un PH de manière à ce qu'il soit inclus dans la plage du PH optimal. Cette dernière est fonction de la composition de l'eau à traiter, le coagulant utilisé, etc...

✓ **La température**

La température est un paramètre, qui en changeant, peut faire varier la viscosité du fluide, et par conséquent il peut y avoir des difficultés de décantation des floccs en diminuant la taille de ces derniers. Elle peut aussi changer la plage du PH optimal.

✓ **Le choix du coagulant**

Les caractéristiques de la coagulation sont influencées par le choix du coagulant utilisé, ce choix dépend des caractéristiques de l'eau à traiter. Le choix du coagulant et la détermination de la dose optimale ne peuvent avoir lieu qu'après essais au laboratoire vu la complexité du phénomène.

✓ **L'agitation**

Le processus de coagulation floculation se fait généralement en deux étapes :

- Une agitation forte qui permet la mise en contact du coagulant et de l'eau à traiter ;
- Une agitation lente qui permet la croissance des floccs.

L'énergie d'agitation influe sur la coagulation et la floculation, il faut choisir donc des vitesses d'agitation convenables pour le bon déroulement du processus et éviter ainsi la désagrégation des floccs.

ii. **Floculation**

La floculation vient en second lieu pour l'agrégation des particules déjà déstabilisées et pour la formation des floccs de tailles plus importantes qui engendre une diminution des particules en suspension.

La floculation est provoquée par deux mécanismes qui sont :

❖ **Floculation péricinitique (le mouvement Brownien)**

Cette floculation intervient sur les colloïdes, elle est liée au mouvement Brownien qui correspond au déplacement désordonné des colloïdes.

L'effet du mouvement Brownien sur le mouvement des particules diminue avec l'augmentation progressive de la taille des particules.

❖ **floculation ortho-cinétique**

Elle permet d'obtenir des floccs volumineux, l'écoulement du fluide donne un gradient de vitesse qui permet de mettre en contact des particules se déplaçant à des vitesses différentes.

## **b. Séparation**

La séparation des divers floes formés permet d'obtenir une eau traitée débarrassée de la majeure partie des polluants présentés au départ. Cette séparation peut être réalisée par :

### i. Décantation

Le principe repose sur la séparation sous l'action de la force de gravité. La décantation peut être réalisée dans des décanteurs circulaires ou rectangulaires, munis d'un dispositif mécanique de raclage pour collecter les boues. Pour ces ouvrages, la théorie montre que la hauteur du bassin n'a aucune influence sur la séparation des particules, celle-ci ne dépend que du débit et de l'air de décantation (une hauteur minimale est nécessaire pour assurer un volume tampon minimal pour la séparation).

### ii. Flottation

C'est en quelque sorte une décantation inversée qui consiste à amener les substances solides en suspension, ou huiles ou graisses généralement finement dispersées dans l'eau, dans un complexe plus léger. Elle est constituée essentiellement par une mousse d'air, qui flotte à la surface de l'eau que l'on sépare soit par débordement soit par raclage mécanique. La technologie la plus utilisée est l'aéroflottation (flottation par air dissous, flottation à air induit) produisant des microbulles d'air selon le processus de pressurisation-détente. Un nuage de microbulles d'air se forme, en se fixant sur les particules, les allège en provoquant leur flottation.

#### ❖ Séparation par flottation à air dissous

Cette technique est devenue la plus utilisée dans le domaine d'hydrocarbure, et souvent la plus intéressante du point de vue production et manutention de boues.

Le processus consiste en un entrainement d'air, ensuite un accrochage se produira entre les particules en suspension et les bulles d'air pour former un ensemble d'agrégats très légers ayant des vitesses ascensionnelles considérables.

La production des bulles d'air est assurée par l'augmentation de la solubilité de l'air dans l'eau de recirculation sous une pression, puis en la détendant suite au contact avec l'eau brute floclée.

Le flotteur est un ouvrage rectangulaire ou cylindrique, équipé d'un dispositif de compression d'air comprenant une pompe de recirculation d'eau et un racleur des écumes superficielles (Figure II.5).

La conduite d'eau brute débouche dans la partie centrale de l'ouvrage de flottation par contre la sortie est dans la partie inférieure. Une portion de l'eau clarifiée est acheminée pour être réintroduite dans l'ouvrage de flottation en passant par un système de pressurisation comportant :

- Une ou deux pompes de réintroduction d'eau clarifiée;
- Un dispositif servant à saturer l'eau en air ;
- Une soupape de détente d'eau sursaturée en air.

La taille et la formation des bulles sont les paramètres les plus importants dans la flottation. Une bonne maîtrise du dispositif de détente ainsi qu'une bonne dissolution d'air sont nécessaires pour avoir un bon rendement de l'ouvrage.

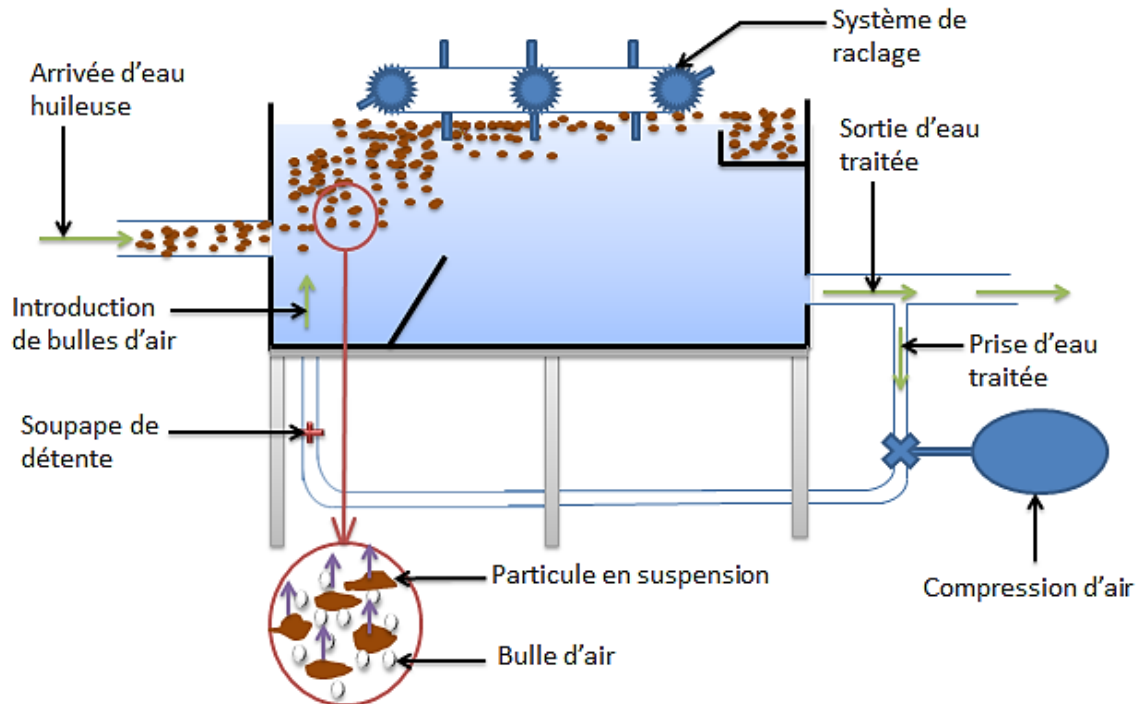


Figure II. 5 : représentation schématique de la flottation à air dissous

#### ❖ Séparation par flottation à air induit

La séparation par flottation à air induit est un procédé utilisé dans le traitement des eaux huileuses, après une phase de traitement par décantation. Ce processus se fait par une introduction d'air, qui est assurée par une forte énergie d'agitation, développée par un ensemble de réacteurs qui induit mécaniquement une formation de très grosses bulles d'air, entraînant avec elle les impuretés à la surface qui seront récupérées par des goulottes.

Le processus consiste donc en une dispersion d'air sous forme de bulles, cette dispersion peut être réalisée comme suit :

- Agitation mécanique : une forte agitation turbulente permettant la création de grosses bulles d'air
- Distributeur poreux : introduction d'air dans la cellule de flottation en traversant des orifices (membrane percée, céramique poreuse).

iii. Filtration sur sable

Il s'agit de faire percoler l'eau conditionnée après coagulation-floculation à travers un lit filtrant composé de sable calibré. La hauteur du filtre est composée entre 0,8 m et 1,15 m. la percolation de l'eau à travers le média filtrant entraîne un colmatage progressif lié aux MES retenues dans la masse. Pour retrouver la capacité de filtration du filtre, il faut procéder régulièrement au décolmatage et au lavage du matériau. Pour palier à cette contrainte, certains fournisseurs proposent des filtres autonettoyants dans lesquels le lavage est réalisé en continu par injection d'air (système d'air lift), ce qui assure un mouvement continu du matériau et débarrasse le média des MES (par friction entre les grains de sables).

3. **Traitement tertiaire : Stripage à l'air**

Il s'agit d'une opération où un soluté gazeux est chassé de l'eau par l'action d'un gaz appelé gaz laveur dont le rôle est de provoquer dans la phase gazeuse une chute de pression partielle du constituant à éliminer et d'entraîner ainsi son dégazage.

Réalisé à température ambiante ou à des températures supérieures à 100°C (en utilisant la vapeur d'eau comme gaz laveur), le stripage réalisé dans des colonnes à garnissage peut concerner l'élimination des composés volatiles en suspension MVS. L'effluent chargé de composés volatils est introduit en partie haute de la colonne de stripage (figure II.6).

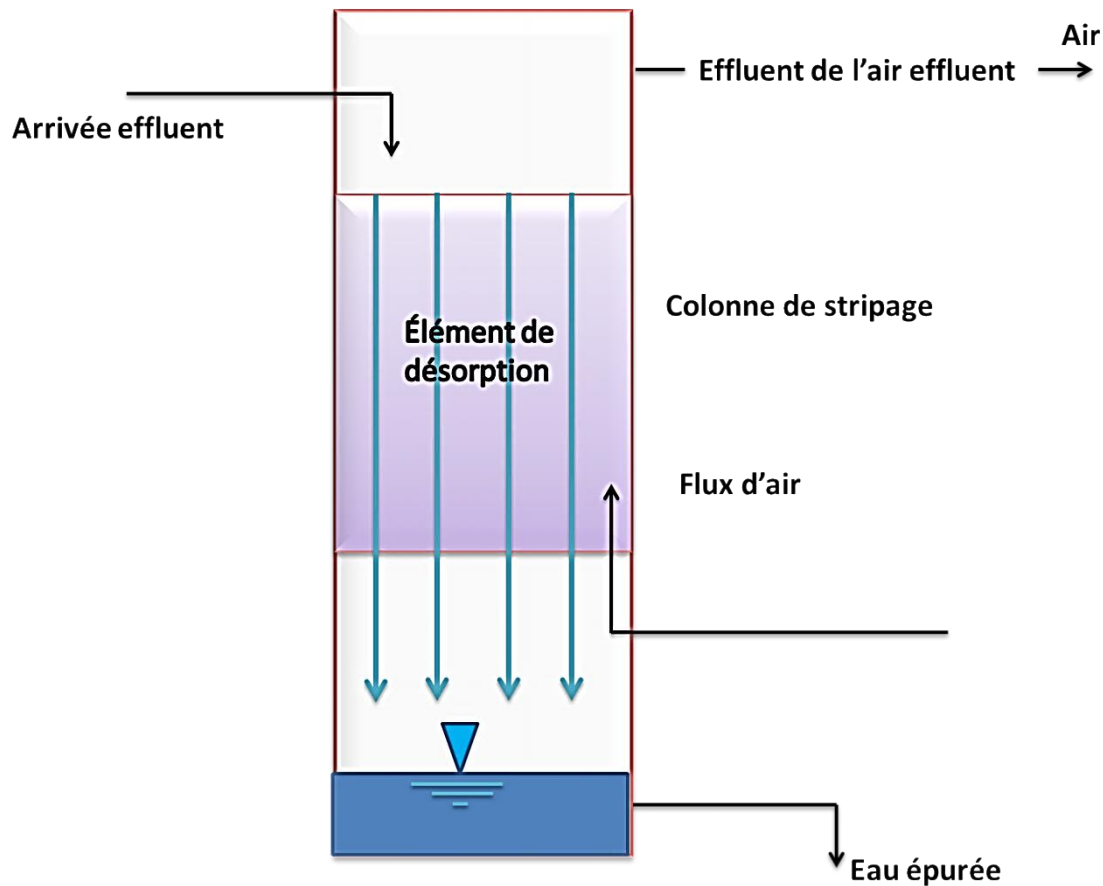


Figure II. 6 : schéma général du procédé du stripage.

On distingue deux types de colonnes de stripages :

**a. Colonne à garnissage**

Elle est remplie d'un matériel sur lequel des gicleurs répartissent l'eau qui ruisselle à travers les éléments de garnissage sous l'effet de la gravité. Un ventilateur propulse de l'air en sens contraire (vers le haut) à travers le lit de garnissage. Le matériel de remplissage permet d'augmenter la surface d'échange entre les phases liquide et gazeuse. Cette conception est la plus fréquemment utilisée pour l'élimination des traces d'hydrocarbure volatiles.

**b. Colonne à plateau perforé (stripeur compacte)**

Elle comprend un ou plusieurs tamis superposés (plateaux). L'eau est épanchée sur le tamis supérieur. De l'air est introduit depuis le bas dans la couche liquide à travers les trous du tamis en quantité de sorte que l'eau ne peut pas 'ruisseler' à travers le tamis jusqu'au niveau sous-jacent. Et doit passer par un déversoir (trop-plein). L'échange de substances se fait aux interfaces air-liquide générées dans le lit bouillonnant à chaque étage.

Les matières volatiles sont transférées de l'eau à l'air, elles sont transportées vers le haut (éventuellement sous vide). L'air effluent quitte l'installation de stripage en partie haute de la colonne, puis il est épuré, tandis que les gouttes d'eau sont retenues par un séparateur adéquat.



Une fois que les composés volatiles sont séparés et collectés en partie haute de la colonne de stripping, ils sont :

- Soit absorbés sur charbon actif par exemple avant d'être détruit (oxydation ou incinération) ;
- Soit directement détruits (oxydation ou incinération).

Plus le débit volumique à épurer est important, plus le diamètre de l'installation augmente. De même, plus la charge polluante est importante, plus la colonne de stripping doit être longue. Les installations de stripping sont généralement construites en matière plastique. Le problème est que ce traitement ne constitue pas une solution technico-économique compétitive.

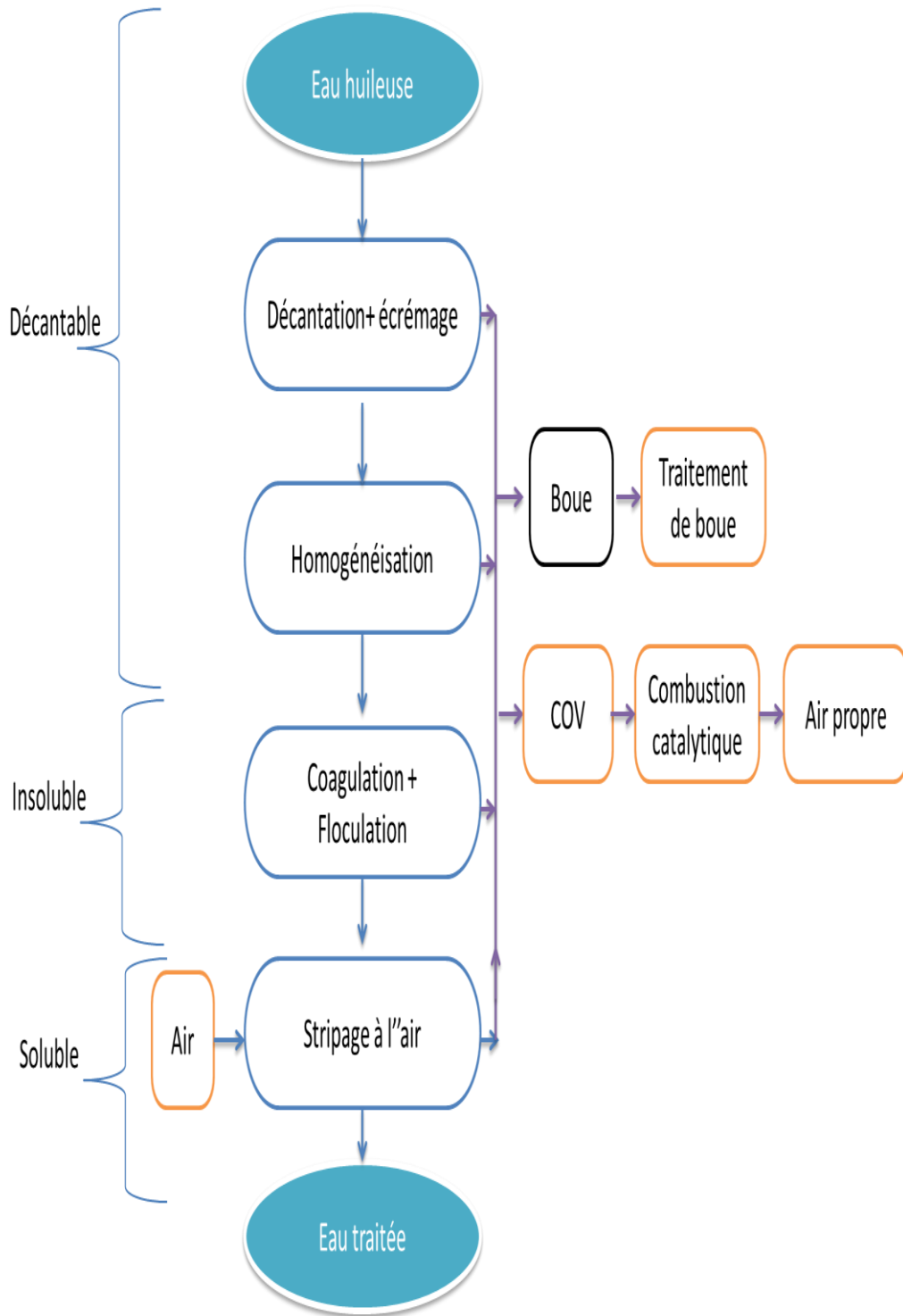


Figure II. 7 : procédé de traitement des eaux huileuses.

### III. DIMENSIONNEMENT D'UN SEPARATEUR GRAVITAIRE API

Pour le dimensionnement d'un séparateur API selon la norme 421, les paramètres ci-dessous devront être connus :

- $\rho_h$  masse volumique de l'huile ;
- $\rho_e$  masse volumique de l'eau ;
- $\mu_c$  viscosité absolue de la phase aqueuse ;
- $g$  accélération de la pesanteur.

En effet les valeurs de  $\rho_h$ ,  $\rho_e$ ,  $\mu_c$  et  $g$  sont respectivement :  $0,8 \text{ g/cm}^3$ ,  $1 \text{ g/cm}^3$ ,  $10^{-2} \text{ g/cm/s}$  et  $981 \text{ g/cm}^2$  ;

Le dimensionnement des séparateurs API se fait comme suit :

#### ❖ Détermination de la vitesse ascensionnelle

Cette vitesse est déterminée en utilisant la loi de Stokes (équation (II-1)). Généralement et surtout dans le cas des hydrocarbures, le diamètre pris en considération est de  $0,015 \text{ cm}$ .

#### ❖ Détermination de la vitesse horizontale de l'écoulement

La vitesse horizontale du flot est calculée par :

$$V_h = \left( 15 \times V_t \right) \quad (\text{II-3})$$

Si  $V_h < 1,5 \text{ cm/s}$ , on prend la valeur de  $V_h$  calculée, sinon on prend  $V_h = 1,5 \text{ cm/s}$

#### ❖ Détermination de la section horizontale

L'écoulement n'est jamais idéal, la turbulence existe toujours, c'est pour cela que le facteur de turbulence et de court-circuitage « F » intervient dans la pratique. L'équation qui permet de déterminer la section horizontale du séparateur API en tenant compte du facteur de turbulence et de court-circuitage est la suivante :

$$A_h = F \times \left( \frac{Q_m}{V_t} \right) \quad (\text{II-4})$$

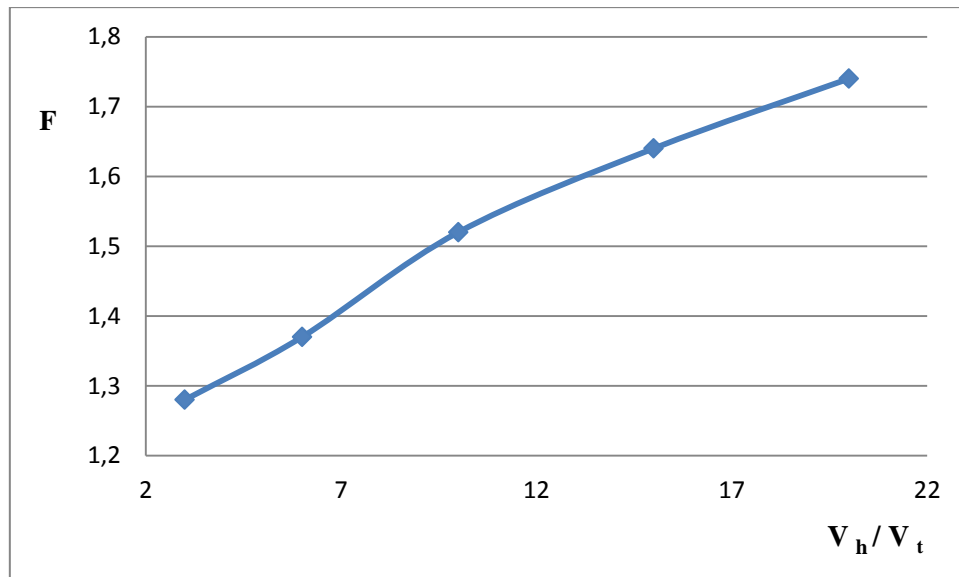
Où,  $A_h$  : Zone de séparation  $\text{m}^2$  ;  $V_t$  : Vitesse ascensionnelle  $\text{cm/s}$  ;  $Q_m$  : Débit maximal d'eau huileuse à traiter en  $\text{m}^3/\text{s}$  ; F : facteur de correction compte tenu des turbulences et des court-circuitages, Avec :  $F = 1,2 \times F_t$

Avec,  $F_t$  : facteur de turbulence et de court-circuitage exprimé en fonction du rapport entre la vitesse d'écoulement et la vitesse ascensionnelle des gouttelettes d'huile. Les valeurs suggérées sont mentionnées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau II- 1** : facteurs de correction et facteurs de turbulence en fonction de  $V_h / V_t$

$V_h / V_t$	$F_t$	$F = 1,2 \times F_t$
20	1,45	1,74
15	1,37	1,64
10	1,27	1,52
6	1,14	1,37
3	1,07	1,28

Le graphique représentant le facteur de correction en fonction de  $V_h / V_t$ , permet la détermination de la valeur de F à prendre en considération dans le dimensionnement.



**Figure II. 8** : représentation graphique du facteur de correction en fonction de  $V_h / V_t$ .

❖ **Détermination de la section transversale du séparateur**

La détermination de la section transversale se fait par la formule ci-dessous :

$$A_c = \left( \frac{Q_m}{V_h} \right) \quad \text{(II-5)}$$

Où,  $A_c$  : surface transversale du séparateur en  $m^2$ ,  $V_h$  : vitesse horizontale du flot ;  $Q_m$  : Débit maximal d'eau huileuse à traiter en  $m^3/s$ , donné par :

$$Q_m = k \times Q_{\text{moyen}}$$

Avec, k : coefficient de sécurité entre 1,5 et 3 ;  $Q_{\text{moyen}}$  : débit moyen d'eau huileuse à traiter.

❖ Détermination du nombre de canaux

Pour avoir un bassin API économique, il faut réduire au maximum le nombre de canaux requis. Cependant, généralement deux canaux au minimum sont recommandés pour garantir la maintenance et le nettoyage du bassin sans avoir à by-passer le séparateur entier. Afin de minimiser le nombre de canaux requis, la section latérale doit être minimale.

Selon la norme API 421, un seul canal doit avoir au maximum une largeur de 609,6 cm, et une profondeur de 243,48 cm, ce qui donne une surface transversale de  $A_{c1} = 148,4 \times 10^{-3} \text{ cm}^2$  pour un seul canal. Sur cette base, le nombre de canaux sera déterminé comme suit :

$$n = \left( \frac{A_c}{A_{c1}} \right) \quad (\text{II-6})$$

Le rapport des deux surfaces sera arrondi afin d'avoir un nombre entier.

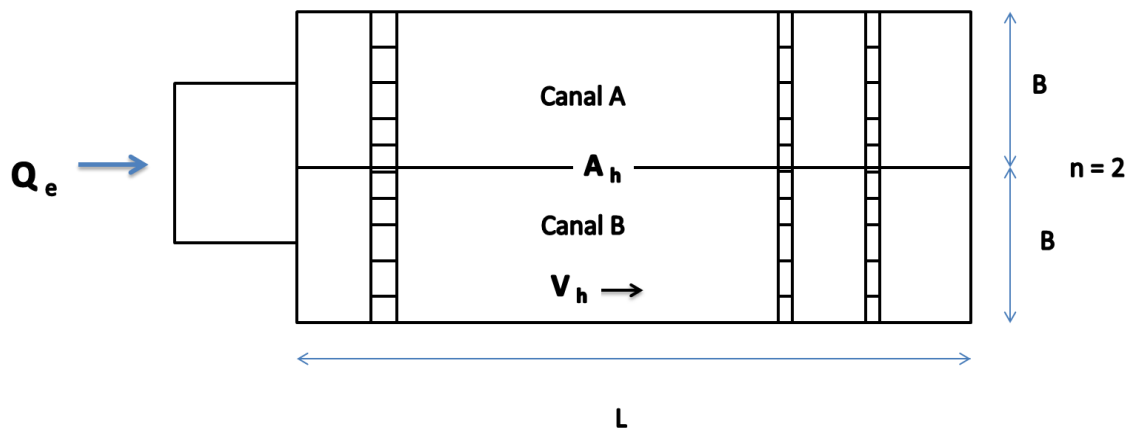


Figure II. 9 : vue d'en haut du bassin API.

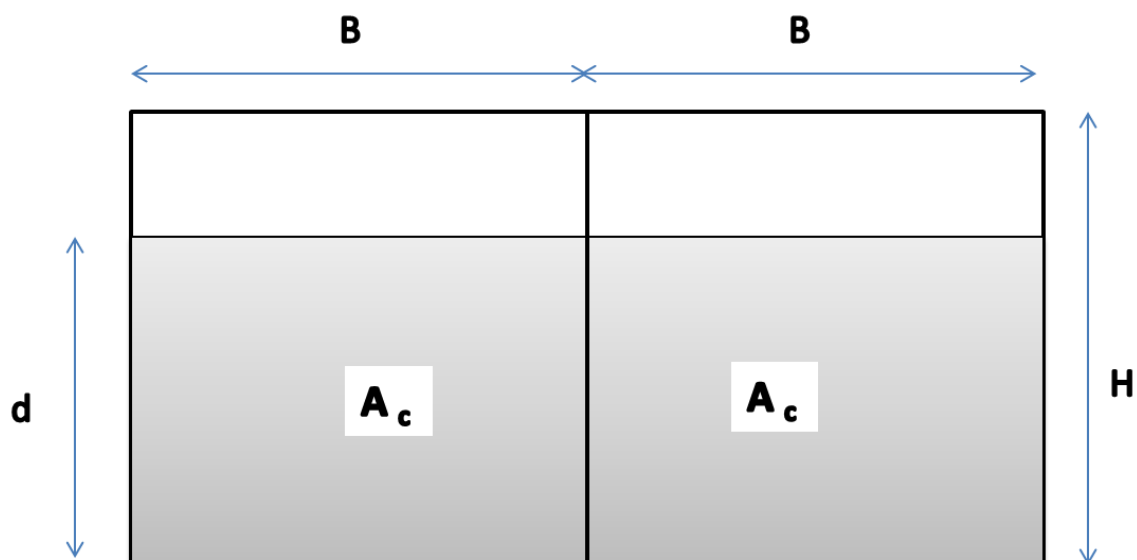


Figure II. 10 : vue transversale du bassin API.

❖ **Détermination des dimensions du séparateur**

La détermination de la profondeur du séparateur se fait en utilisant l'équation (II-7) :

$$d = \left( \frac{A_c}{B} \right) \quad (\text{II-7})$$

Où, d : profondeur du séparateur en cm ;  $A_c$  : surface transversale mouillée en  $\text{cm}^2$  ; B : largeur d'un seul canal en cm.

La longueur du séparateur peut être calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$L = F \times \left( \frac{V_h}{V_t} \right) \times d \quad (\text{II-8})$$

Les deux conditions suivantes devront être vérifiées :

- $91,44 \text{ cm} \leq d \leq 243,84 \text{ cm}$
- $182,88 \text{ cm} \leq B \leq 609,6 \text{ cm}$
- $0,3 \leq \frac{d}{B} \leq 0,5$
- $L \geq 5 \times B$

**Conclusion**

Ce chapitre est un descriptif général des principes de fonctionnement d'une station de déshuilage. Il a permis de mettre en évidence les bases théoriques et d'approfondir quelques généralités du domaine d'hydrocarbure tout en expliquant les techniques de traitement des eaux huileuses.

Ce chapitre est considéré comme support de base pour la compréhension du fonctionnement de la station de déshuilage du CIS qui englobe généralement les mêmes principes techniques illustrées dans ce chapitre qui oriente et cadre la phase du diagnostic de notre étude.

Ce chapitre est donc considéré comme indispensable pour la réalisation d'un diagnostic objectif de la station de déshuilage de CIS.

## **Chapitre III**

---

### **Diagnostic de la station de déshuilage**

---

## Chapitre III :

### Diagnostic de la station de déshuilage

Un rejet d'effluent industriel est défini par la réglementation Algérienne par tout déversement, écoulement, jet ou dépôt d'un liquide direct ou indirect qui provient d'une activité industrielle. Des valeurs limites pour toute installation générant des rejets d'effluent liquide industriel ont été fixées. Ces installations doivent avoir un dispositif de traitement pour réduire la pollution.

Les valeurs limites de rejets prennent en compte l'ancienneté des installations, dont le délai de remise à niveau de ces derniers est fixé à sept (07) ans pour les installations pétrolières.

Les installations doivent être entretenues pour améliorer leur durée de vie. Si cette dernière conduit à un dépassement des valeurs limites, l'exploitant doit faire le nécessaire pour réduire la pollution ou arrêter l'activité industrielle. Des mesures doivent être effectuées sous la responsabilité de l'exploitant et les résultats doivent être notés, enregistrés et mis à la disposition du service de contrôle.

En ce qui concerne la station de déshuilage du CIS, des anomalies et dysfonctionnements se sont manifestés après une certaine durée de fonctionnement, ce qui a engendré la non-conformité des rejets traités à la sortie de la station.

Les conséquences de ces problèmes et dysfonctionnements peuvent se révéler désavantageuses par rapport à l'environnement.

Afin de pouvoir mettre en évidence les dysfonctionnements et les points à modifier ou à améliorer de la station, nous avons jugé nécessaire de faire un diagnostic.

Dans notre diagnostic, nous allons procéder par élimination afin de pouvoir localiser la source du problème.

Cette partie permet donc de dresser un état des lieux des ouvrages de la station, vérifier les caractéristiques dimensionnelles, et de mener un diagnostic de son fonctionnement permettant de définir les capacités de certains ouvrages ainsi que les anomalies liées soit aux procédés utilisés soit à la malveillance.

Au cours de nos fréquentes visites, nous avons constaté que la non-conformité de l'eau huileuse traitée est due essentiellement à deux raisons :

- Problèmes des équipements de la station ;
- Problèmes de gestion.



## I. PARTIE TRAITEMENT PHYSIQUE

La station de déshuilage, comme déjà cité dans le chapitre I, se compose d'un bassin déshuileur qui est dimensionné selon la norme API 421. Cette dernière a défini toute une procédure pour le dimensionnement des bassins déshuileurs.

Ce bassin a été conçu dans le but d'éliminer la partie libre des hydrocarbures, et de faire décanter les particules solides qui forment au fond du bassin une boue qui sera aspirée par des camions citernes pour l'évacuer de la station.

Le fonctionnement du bassin API malheureusement ne répond pas aux exigences souhaitées, et le film d'huile qui est censé être récupéré au niveau du bassin API, se déverse dans le puisard d'eau huileuse, puis acheminé au DGF/IGF et l'eau est même parfois envoyée vers le puisard d'huile.

### 1. Problèmes liés aux équipements

Le bassin API se compose de plusieurs équipements qui sont le tambour, le tube oléophile et les chapeaux chinois. Ils constituent les éléments essentiels et responsables de la récupération d'huile.

Lors de nos visites, nous avons constaté que :

- Le tambour oléophile est placé à une hauteur fixe, à cet effet deux cas peuvent se présenter :
  - Le premier c'est que le tambour peut être immergé dans l'eau huileuse et donc il n'entraîne pas avec lui toute la couche d'huile libre ;
  - Le second cas, le tambour effleure légèrement la couche d'huile, cela peut conduire au déversement de l'huile qui n'est pas écumée par le tambour dans le puisard d'eau huileuse.
- Les chapeaux chinois placés dans la première partie du bassin peuvent ne pas récupérer l'huile suite à leurs bouchages ou même l'huile peut ne pas atteindre leurs niveaux et on aura donc le passage de l'eau vers le puisard d'huile (photo III.1). ou dans le cas contraire, pour des grands débits, les chapeaux chinois sont totalement immergés (photo III.2).



**Photo III. 1 :** chapeaux chinois bouchés, et la couche d'huile non récupérée



**Photo III. 2 :** chapeaux chinois complètement immergés

## 2. Problèmes liés à la gestion

- La station de déshuilage est gérée par un seul ou au maximum deux opérateurs, ce personnel ne suffit pas pour bien la gérer ;
- En principe, le bassin API se compose de deux compartiments, le premier est fonctionnel et le second en stand-by, mais cet aspect n'est pas respecté (photo III.4) ;



**Photo III. 3 :** les deux compartiments du bassin API en fonctionnement

Dans la photo ci-dessus le compartiment à droite n'est pas fonctionnel, mais il est rempli avec de l'eau huileuse stagnante. Cette eau devrait être récupérée par des pompes puis déversée dans le compartiment à gauche afin d'être traitée et de pouvoir entretenir le compartiment vidé.

- Des augmentations imprévues du niveau d'eaux huileuses dans le bassin API suite au dysfonctionnement des pompes, ont conduit à des débordements (photo III.4).



**Photo III. 4** : traces du débordement du bassin API

Les anomalies constatées sur site nous ont poussés à remettre en question le dimensionnement du bassin déshuileur.

### 3. Vérification des dimensions du bassin

Durant notre stage, les données suivantes concernant le bassin nous ont été communiquées :

- Longueur :  $L = 49$  m ;
- Largeur :  $B = 4$  m ;
- Profondeur :  $H = 2,1$  m ;
- Temps de séjour  $T_s = 2$  h ;
- Le débit maximal de dimensionnement est  $Q_m = 355$  m<sup>3</sup>/h.

#### a. Vérification des conditions de la norme API 421

En premier lieu, nous avons commencé par la vérification du rapport entre  $T_s$  et  $T_p$ , respectivement temps de séjour et temps mis par une particule d'huile pour remonter à la surface libre de l'effluent.

Pour avoir une bonne remontée des huiles à la surface, et donc une bonne séparation eau-huile, il faut que  $T_s$  soit supérieur à  $T_p$  ( $T_s > T_p$ ).

La vitesse ascensionnelle des particules d'huile est calculée à partir de la loi de Stokes (équation II-1) :

$$V_t = \left( \frac{g \times D^2 \times (\rho_e - \rho_h)}{18 \times \mu_c} \right)$$

En remplaçant les paramètres  $g$ ,  $D$ ,  $\rho_e$ ,  $\rho_h$ , et  $\mu$  par leurs valeurs correspondantes, on trouve  $V_t = 0,245 \times 10^{-2}$  m/s

La profondeur de l'eau huileuse est déterminée par la formule suivante :  $d = \left( \frac{A_c}{B} \right)$

La section transversale  $A_c$  est calculée de la manière suivante :

$$A_c = \frac{Q_m}{V_h} = \frac{355}{\frac{1,5 \times 3600}{100}} = 6,6 \text{ m}^2$$

En remplaçant la valeur trouvée de  $A_c$  et la valeur de la largeur  $B$  dans la formule qui donne la profondeur, on trouve :  $d = 1,6$  m. Pour déterminer le temps de séjour, on utilise la formule suivante :

$$T_s = \frac{L}{V_h}$$

Comme  $L = 49$  m et  $V_h = 1,51$  cm/s, on trouve :  $T_s = 3266,6$  s = 54,4 min

La détermination du temps que met une particule d'huile pour atteindre la surface se fait en utilisant la formule suivante :

$$T_p = \frac{d}{V_t}$$

Comme  $d = 164,4$  cm et  $V_t = 0,245$  cm/s, on trouve :  $T_p = 668,1$  s = 11,1 min

Le temps de séjour ( $T_s$ ) trouvé est acceptable car il est supérieur au temps que met une particule pour atteindre la surface ( $T_p$ ).

Bien que le temps de séjour communiqué (2h) soit différent de celui qui a été calculé (54min : temps de séjour réel). Ce dernier suffit pour séparer les deux fluides (eau-huile) à l'intérieur du séparateur, du fait qu'il soit supérieur au temps que met une particule d'huile pour atteindre la surface libre de l'effluent.

Il en ressort ainsi en faisant cette vérification que le problème n'est pas dû au temps de séjour. Du coup, d'autres paramètres doivent être revus.

#### **b. Vérification du dimensionnement du bassin API**

Dans cette partie du diagnostic, nous allons refaire le dimensionnement en suivant la procédure de la norme API 421, avec laquelle le dimensionnement du bassin déshuileur existant a été fait.

Le débit moyen qui a été pris est de  $118 \text{ m}^3/\text{h}$ , en utilisant un coefficient de sécurité  $k$  égal à 3, le débit maximal du dimensionnement est de  $355 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Le tableau (III-1) illustre les paramètres intervenants dans le dimensionnement du bassin.

**Tableau III- 1** : paramètres intervenants dans le dimensionnement du bassin déshuileur

Paramètre	Indice	Valeur
Masse volumique de l'huile	$\rho_h$	0,800 (g/cm <sup>3</sup> )
Masse volumique de l'eau	$\rho_e$	1,000 (g/cm <sup>3</sup> )
Viscosité absolue de la phase aqueuse	$\mu_c$	0,010 (g/cm/s)
Accélération de la pesanteur	G	981,000 (cm/s <sup>2</sup> )
Diamètre de la particule huile	D	0,015 (cm)

i. Détermination de la vitesse horizontale de l'écoulement

La vitesse horizontale de l'écoulement est calculée comme suit :

$$V_h = 15 \times V_t$$

Comme  $V_t$  est égale à 0,245cm/s, valeur déterminée avec la formule de stokes, on trouve

$$V_h = 3,69\text{cm/s}$$

D'après la norme API 421, la vitesse horizontale est égale à la valeur trouvée si  $V_h < 1,5\text{cm/s}$ .

Si non on prend  $V_h = 1,5\text{cm/s}$

La vitesse calculée dépasse la valeur exigée donc, on prend  $V_h = 1,5\text{cm/s}$

ii. Détermination de la section horizontale

La section horizontale est donnée par la relation :

$$A_h = F \left( \frac{Q_m}{V_t} \right)$$

F est le facteur de correction, tiré à partir du graphe  $F = f(V_h/V_t)$

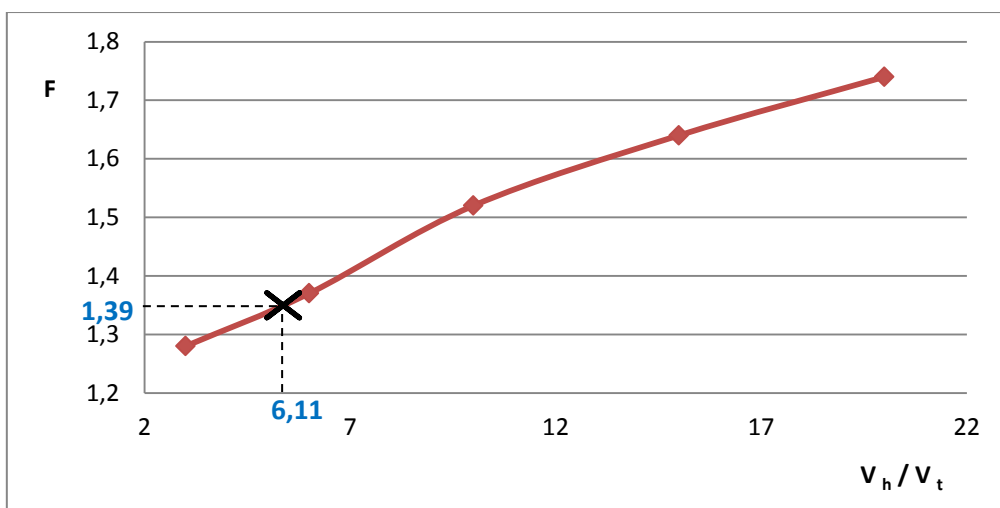


Figure III. 1 : représentation graphique du facteur de correction en fonction de  $V_h/V_t$ .

Le calcul du rapport  $V_h/V_t$  donne une valeur de 6,11. En projetant cette dernière dans le graphique, on trouve  $F=1,39$

En remplaçant les valeurs de  $F$ ,  $Q_m$  et  $V_t$  dans la formule qui donne  $A_h$ , on trouve :

$$A_h = 554875,9 \text{ cm}^2$$

iii. Détermination de la section transversale

La formule qui donne la section transversale est la suivante :

$$A_c = \frac{Q_m}{V_h}$$

Comme le débit moyen  $Q_m$  est de  $355 \text{ m}^3/\text{h}$  et la vitesse horizontale  $V_h$  est de  $1,5 \text{ cm/s}$ , on trouve :

$$A_c = 65740,7 \text{ cm}^2.$$

iv. Détermination du nombre de compartiment

Comme déjà cité dans le chapitre II, le nombre de compartiments est déterminé comme suit :

$$n = \left( \frac{A_c}{A_{c1}} \right)$$

Pour minimiser le nombre de compartiments, la section transversale doit être maximale. Les dimensions maximales recommandées par la norme API 421 pour un seul compartiment sont :

- $B = 609,6 \text{ cm}$
- $H = 243,5 \text{ cm}$

La section maximale  $A_{c1}$  pour un seul compartiment est de  $148425,4 \text{ cm}^2$

Comme,  $A_c = 65740,7 \text{ cm}^2$  et  $A_{c1} = 148425,4 \text{ cm}^2$ , on obtient :

$$\frac{A_c}{A_{c1}} = 0,44$$

Selon la norme API 421, un bassin déshuileur doit avoir au minimum deux compartiments, d'où  $n = 2$

v. Détermination des dimensions du séparateur

Dans cette étape nous allons déterminer la profondeur et la longueur du bassin, en suivant la procédure suivante :

On se fixe une largeur  $B$  de  $609,6 \text{ cm}$  pour laquelle, on calcule la profondeur  $d$  par la formule

$$: d = \left( \frac{A_c}{B} \right)$$

On calcule la longueur L, par la formule :

$$L = F \left( \frac{V_h}{V_t} \right) d$$

En utilisant la longueur et la profondeur déjà déterminées, on doit vérifier les conditions de la norme API 421 à savoir :

- $0,3 < \frac{d}{B} < 0,5$  ;
- $\frac{L}{B} > 5$ .

Si les conditions ne sont pas vérifiées, on corrige la largeur B, jusqu'à ce que la norme requise et les dimensions soient adéquates.

Le tableau III-2 donne les résultats obtenus en suivant la procédure décrite précédemment.

**Tableau III- 2** : dimensions du déshuileur pour B comprise entre 182,8 cm et 609,6 cm

B (cm)	d (cm)	L (cm)	d/B	L/B
609,6	107,8	917,8	0,2	2
600,0	109,6	932,4	0,2	2
550,0	119,5	1017,2	0,2	2
500,0	131,5	1118,9	0,3	2
450,0	146,1	1243,3	0,3	3
400,0	164,4	1398,7	0,4	3
<b>350,0</b>	<b>187,7</b>	<b>1598,5</b>	<b>0,5</b>	<b>5</b>
300,0	219,1	1864,9	0,7	6
250,0	262,9	2237,9	1,1	9
200,0	328,7	2797,3	1,6	14

La majorité des valeurs de la largeur avec lesquelles nous avons calculé la profondeur et la longueur donnent des résultats qui ne répondent pas à la norme API 421, sauf la largeur de 350 mm.

A partir du tableau (III-2), nous avons pu déterminer les dimensions du bassin déshuileur en tenant compte des conditions de la norme API 421.

Les résultats qui vérifient les critères sont donc :

- B=350 cm ;
- d=187,7 cm ;
- L= 1598,5 cm.

vi. Détermination du temps de séjour

Le temps de séjour est déterminé par la formule :

$$T_s = \frac{L}{V_h}$$

Comme,  $L = 1598,5$  cm et  $V_h = 1,5$  cm/s ; on trouve un temps de séjour de 1062 s qui est égale à 17,7 min.

vii. Détermination du temps de parcours

Le temps de parcours est déterminé par la formule :

$$T_p = \frac{d}{V_t}$$

Comme,  $d = 187,8$  cm et  $V_t = 0,245$  cm/s, on trouve un temps de parcours de 762 s qui est égale à 12,7 min.

Vu que  $T_s > T_p$ , la particule d'huile aura donc largement le temps pour atteindre la surface libre de l'effluent.

**Tableau III- 3** : récapitulatif des dimensions du bassin déshuileur

Paramètres	Indices	Valeurs
Longueur (cm)	L	15,9
Largeur (cm)	B	3,5
Profondeur (cm)	d	1,9
temps de séjour (min)	Ts	17,7
Temps de parcours (min)	Tp	12,7

**Conclusion**

A partir de ce diagnostic, nous pouvons conclure que les dimensions du bassin déshuileur de la station de déshuilage du CIS ne répondent pas aux critères de la norme API 421, du fait que les dimensions du bassin existant et celles déterminées par le dimensionnement effectué sont nettement différentes.



## II. PARTIE TRAITEMENT CHIMIQUE

Nous avons remarqué lors de nos visites sur sites que le ballon IGF/DGF reçoit une eau chargée en huile émulsifiée, ainsi qu'une huile libre du fait que la séparation dans le bassin API ne se fait pas convenablement. La dose du produit chimique (coagulant et floculant) est choisie par l'opérateur en fixant la quantité injectée par les pompes doseuses.

La station de déshuilage du CIS est dotée d'un réseau anti incendie, sur lequel un piquage a été réalisé pour utiliser l'eau dans la préparation des solutions chimiques. Les caractéristiques de cette eau peuvent influencer l'efficacité des réactifs.

Le tableau ci-dessous illustre quelques résultats des analyses faites à la sortie de la station de déshuilage (sortie ballon DGF/IGF).

**Tableau III- 4 :** taux des MES et HC à la sortie de la station de déshuilage du CIS

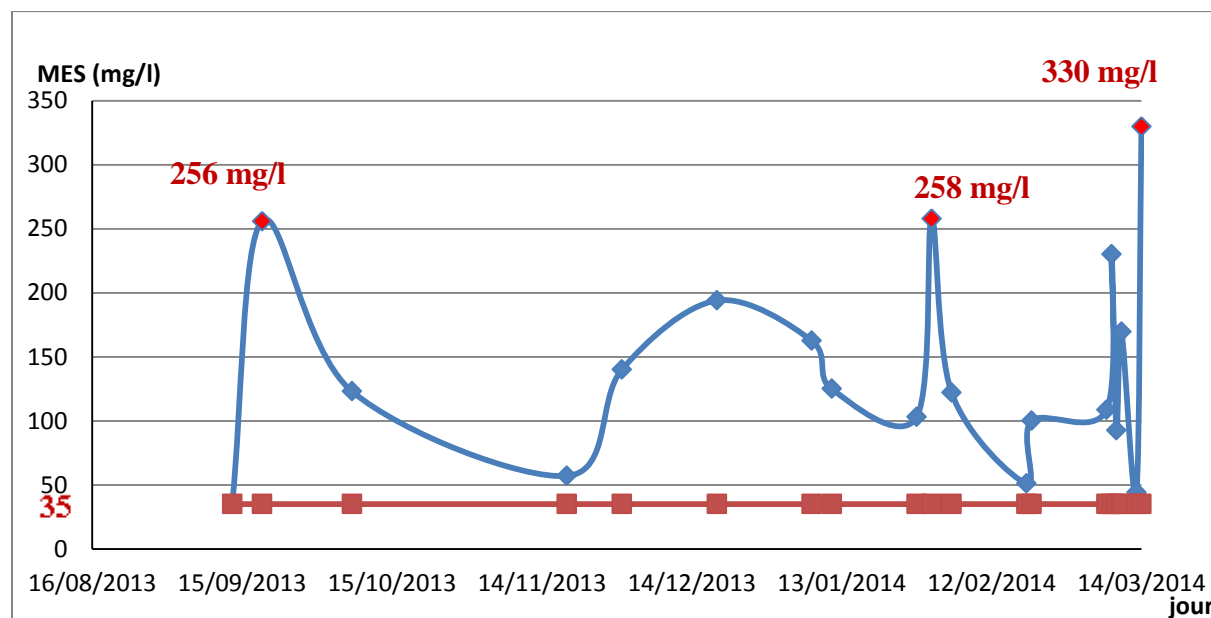
Date	Taux des matières en suspension en mg/l	Taux des hydrocarbures en mg/l
13.09.2013	35,0	25,0
<b>19.09.2013</b>	<b>256,0</b>	<b>90,8</b>
07.10.2013	123,0	59,0
19.11.2013	57,0	30,9
30.11.2013	140,0	50,4
19.12.2013	194,0	43,0
07.01.2014	162,6	38,6
11.01.2014	125,0	145,0
28.01.2014	103,0	77,0
<b>31.01.2014</b>	<b>258,0</b>	<b>355,0</b>
04.02.2014	122,0	384,0
19.02.2014	51,0	43,6
20.02.2014	100,0	174,0
07.03.2014	108,5	27,6
08.03.2014	230,0	18,0
09.03.2014	92,5	34,7
10.03.2014	169,5	25,6
13.03.2014	44,0	60,0
<b>14.03.2014</b>	<b>330,0</b>	<b>200,0</b>

La représentation graphique des résultats des analyses ci-dessus permet de mieux voir les pics et la variation de la qualité qui n'est pas satisfaisante en comparant avec le taux d'hydrocarbure et de matières en suspension exigées par la réglementation (droite représentée en rouge sur les graphes).

La figure III.1 donne la variation du taux des MES à la sortie de la station de déshuilage. La courbe en bleue représente la variation de la qualité de l'eau huileuse après traitement à la sortie de la station de déshuilage. On remarque bien que cette variation est aléatoire.

Cette variation est une conséquence directe de l'injection anarchique des produits chimiques.

Les trois pics notables indiqués en rouge sur la représentation graphique, sont les pics les plus remarquables et dépassent les 250 mg/l. Les deux premiers pics sont dûs à une mauvaise injection des produits chimiques, quant au dernier il est dû au dysfonctionnement des pompes doseuses. Ceci signifie que ce jour-là, le 14/03/2014, l'eau huileuse n'a pas été traitée chimiquement.

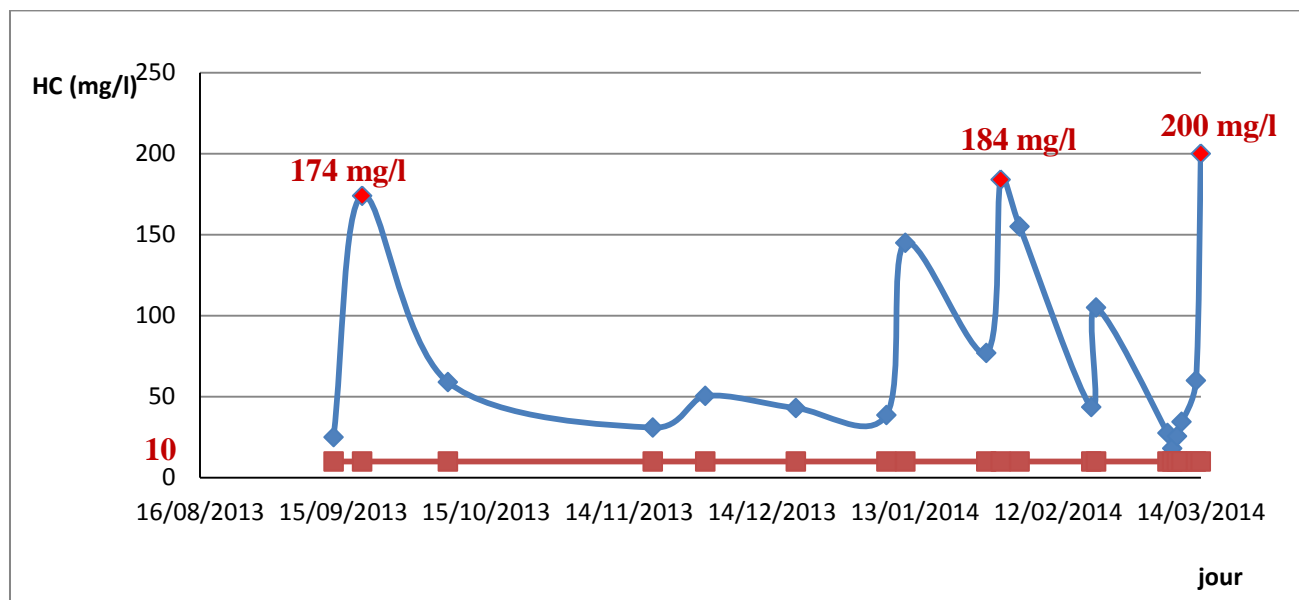


- Taux des matières en suspension (MES) exigé par la réglementation (35mg/l)
- Taux des matières en suspension (MES) à la sortie de la station de déshuilage

Figure III. 2 : taux des matières en suspension à la sortie de la station de déshuilage.

La figure ci-dessous représente la variation du taux des hydrocarbures à la sortie de la station de déshuilage. Elle montre que la qualité exigée par la réglementation en termes de teneur en hydrocarbures n'est pas atteinte. Cela est clairement visible en comparant la courbe représentée en bleu (taux des hydrocarbures à la sortie de la station), avec la droite en rouge (valeur limite maximale des hydrocarbures exigée par la réglementation).

Sur cette figure, les trois pics (dépassant les 170 mg/l) apparaissent pour les mêmes dates que pour le taux des matières en suspension, et sont dûs aux mêmes causes : injection anarchique des produits chimiques provoquant ainsi les deux premiers pics et dysfonctionnement des pompes doseuses causant ainsi le troisième pic.



- Taux des hydrocarbures(HC) exigé par la réglementation (10mg/l)
- Taux des hydrocarbures(HC) à la sortie de la station de déshuilage

Figure III. 3 : taux des hydrocarbures à la sortie de la station de déshuilage.

Les produits chimiques injectés (coagulant et floculant) doivent avoir une dose bien déterminée pour qu'ils soient efficaces. L'injection anarchique ne donnera jamais le résultat voulu ce qui est clairement visible sur les figures III.1 et III.2,

Vu la qualité très détériorée des eaux à la sortie de la station de déshuilage, la réutilisation est impossible, car une eau chargée en matières en suspension et en hydrocarbures au-delà de la limite maximale exigée par la réglementation, peut provoquer :

- Le colmatage des pompes lors de la réinjection ;
- Le colmatage des conduites de transport due au dépôt des MES ;
- La détérioration des équipements suite à l'agressivité de l'effluent ;
- La contamination de la nappe lors de la réinjection, etc....

Du coup, et pour la majorité du temps, les exploitants préfèrent rejeter la quasi-totalité de l'eau, après traitement à la sortie de la station de déshuilage, dans le milieu naturel, et puiser l'eau de réinjection à partir de la nappe « albien ».

## **Conclusion**

Les principaux éléments à conclure du diagnostic réalisé au niveau du centre industriel Sud se résument essentiellement :

Le dysfonctionnement de l'étape chimique (coagulant-floculant) du traitement est dû à la préparation aléatoire des produits chimiques et à l'injection qui se fait d'une manière arbitraire.

Les analyses de vérification de la conformité de la qualité de l'eau aux normes algériennes se limitent seulement aux deux paramètres à savoir le taux des matières en suspension « MES » et le taux des hydrocarbures HC dans l'eau. Alors que la réglementation nationale exige l'autocontrôle d'autres paramètres tels que la DCO, la DBO, le phosphore total, les métaux lourds, etc... (Annexe C).

Par ailleurs, les visites fréquentes sur site, nous ont permis de constater d'une part quelques anomalies de fonctionnement dans les deux étapes de traitement de la station de déshuilage et d'autres par les rejets de ces effluents liquides dans un borbier.

# **Chapitre IV**

---

## **Réhabilitation du bassin API 2**

---

## Chapitre IV :

### Réhabilitation du bassin déshuileur API2

En diagnostiquant la partie du traitement physique de la station de déshuilage du CIS, nous avons constaté que la partie d'huile libre n'est récupérée que partiellement dans le bassin déshuileur, et que les dimensions du bassin API existant ne répondent pas aux critères de la norme API 421.

Le non fonctionnement de la partie physique du traitement est dû aux fluctuations du débit, aux dimensions du bassin, et à la mauvaise disposition des équipements de récupération d'huiles ainsi qu'à la mauvaise gestion du bassin déshuileur.

Dans ce chapitre nous allons suggérer quelques propositions afin de pouvoir récupérer le maximum d'huile libre par différence de densité.

#### I. AJUSTEMENT DES DIMENSIONS DU BASSIN DESHUILEUR

Le débit moyen de l'année 2013 était de  $189 \text{ m}^3/\text{h}$ , ce débit dépasse largement le débit moyen pour lequel le bassin déshuileur a été dimensionné ( $118 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Cette hausse du débit d'eau huileuse qui arrive à la station de déshuilage est due au forage de nouveaux puits producteurs d'hydrocarbures.

Dans le présent chapitre, nous avons ajusté les dimensions du bassin déshuileur existant pour qu'il puisse recevoir le débit actuel.

Les dimensions actuelles du bassin déshuileur sachant qu'il n'est pas conforme aux normes API 421 sont :

$$L = 49 \text{ m} ; B = 4 \text{ m} ; H = 2,1 \text{ m}$$

Le débit moyen  $Q_{\text{moyen}}$  que reçoit actuellement la station de déshuilage est de  $189 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Pour garder la même largeur du bassin, nous avons choisi un coefficient de sécurité K de 2,5, ceci nous donne un débit maximal de  $473 \text{ m}^3/\text{h}$ .

#### 1. Détermination de la hauteur du bassin déshuileur

Pour la détermination de la hauteur du bassin déshuileur, nous avons besoin de connaître la profondeur de l'eau huileuse. Cette dernière est calculée par la formule ci-dessous (voir chapitre II) :

$$d = \left( \frac{A_c}{B} \right)$$

Cette formule est en fonction de la section transversale  $A_c$  et de la largeur du bassin. Comme déjà mentionné, la largeur du bassin  $B$  est maintenue à 4 m, il suffira donc de déterminer la section transversale.

La section transversale est calculée en divisant le débit par la vitesse d'écoulement horizontale, cette dernière dépend de la vitesse ascensionnelle qui se détermine par la formule de stokes (voir chapitre II).

#### a. Détermination des vitesses

Vue la formule  $V_h = 15 \times V_t$ , Nous sommes contraint de déterminer en premier lieu la vitesse ascensionnelle  $V_h$

##### ➤ Vitesse ascensionnelle

La formule de stokes déterminant la vitesse ascensionnelle est donné par :

$$V_t = \left( \frac{g \times D^2 \times (\rho_e - \rho_h)}{18 \times \mu_c} \right)$$

Le tableau ci-dessous donne les paramètres de la formule de stokes avec leurs valeurs.

**Tableau IV- 1** : paramètres de la formule de stokes

paramètres	Indices	Valeurs
$\rho_h$	Masse volumique de l'huile	0,800 g/cm <sup>3</sup>
$\rho_e$	Masse volumique de l'eau	1,000 g/cm <sup>3</sup>
$\mu_c$	Viscosité absolue de la phase aqueuse	0,010 g/cm/s
G	Accélération de la pesanteur	981,000 g/cm <sup>2</sup>
D	Diamètre de la particule d'huile	0,015 cm

En remplaçant les paramètres représentés dans le tableau ci-dessus avec leurs valeurs dans la formule de stokes, on obtient :  $V_t = 0,245$  cm/s

##### ➤ Vitesse horizontale

La vitesse horizontale est calculée par la formule :

$$V_h = 15 \times V_t$$

Selon la norme API 421, après avoir fait le calcul, si le résultat est inférieur à 1,5 cm/s la vitesse horizontale de l'écoulement est égale celle calculée, sinon on prend une vitesse horizontale d'écoulement de 1,5 cm/s.

En remplaçant  $V_t$  par sa valeur, nous trouvons  $V_h = 3,7$  cm/s

La valeur calculée de la vitesse horizontale  $V_h$  est supérieure à la vitesse ascensionnelle des particules  $V_t$ . En appliquant la norme API 421, on prendra donc 1,5 cm/s comme vitesse horizontale d'écoulement.

### **b. Détermination de la section transversale**

La section transversale du bassin (surface mouillée) est calculée par la formule suivante :

$$A_c = \frac{Q_m}{V_h}$$

Où,  $Q_m = 473$  m<sup>3</sup>/h ;  $V_h = 1,5$  cm/s, ce qui donne :  $A_c = 8,8$  m<sup>2</sup>

Après avoir déterminé la section transversale  $A_c$  et connaissant la largeur  $B$ , on peut calculer la profondeur de l'eau huileuse en appliquant la formule :

$$d = \left( \frac{A_c}{B} \right)$$

En remplaçant  $B$  et  $A_c$ , par leurs valeurs déterminées préalablement, nous obtenons  $d = 2,2$  m

Une des conditions de la norme API 421 qui doit être vérifiée est que le rapport entre la profondeur  $d$  et la largeur  $B$  doit être comprise entre 0,3 et 0,5.

En calculant ce rapport, nous trouvons :

$$\frac{d}{B} = 0,5$$

Comme la condition est vérifiée, nous pouvons passer à la détermination de la longueur du bassin déshuileur.

Etant donné que la profondeur maximale de l'eau est de 2,2 m et celle du bassin déshuileur actuel est de 2,1 m, nous suggérons d'augmenter la hauteur du bassin jusqu'à 2,5 m.

### **2. Détermination de la longueur**

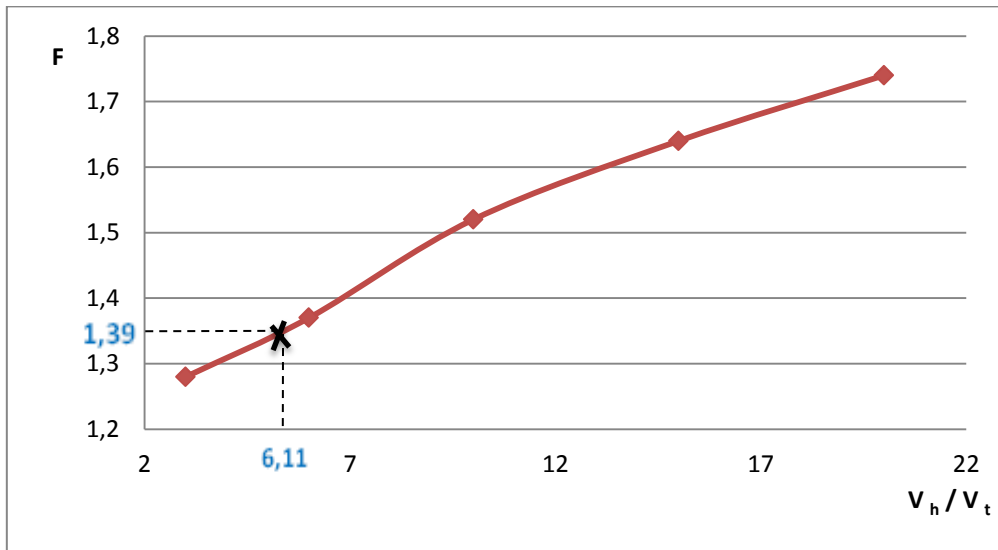
Pour la détermination de la longueur du bassin, nous avons utilisé la formule suivante :

$$L = F \times \left( \frac{V_h}{V_t} \right) \times d$$



Où, F est le facteur de correction, tiré à partir du graphe donnant les valeurs de F en fonction du rapport des vitesses horizontale et ascensionnelle  $V_h / V_t$ .

Etant donné que  $V_h = 1,5$  cm/s et  $V_t = 0,245$  cm/s, nous obtenons  $V_h / V_t = 6,11$



**Figure IV. 1** : représentation graphique du facteur de correction en fonction des rapports  $V_h / V_t$ .

En injectant la valeur du rapport trouvée dans le graphe ci-dessus, nous trouvons  $F = 6,11$ .

En remplaçant les paramètres par leurs valeurs dans la formule déterminant la longueur du bassin, nous trouvons une longueur de 18,6 m.

La norme API 421 exige une deuxième condition telle que, la longueur du bassin doit être au minimum égale à cinq fois la largeur.

En calculant le rapport de la longueur sur la largeur, nous trouvons  $L/B = 5$ .

La deuxième condition de la norme API 421 est donc vérifiée.

### 3. Détermination des temps de séjour et de parcours

#### a. Temps du séjour

Le temps de séjour est déterminé par la formule ci-dessous :

$$T_s = \frac{L}{V_h}$$

Où,  $L = 18,6$  m et  $V_h = 1,5 \times 10^{-2}$  m/s, nous trouvons un temps de séjour de 1242 s qui est égal à 20,7 min.

**b. Temps de parcours**

Le temps de parcours est calculé comme suit :

$$T_p = \frac{d}{V_t}$$

Etant donné que  $d = 2,2 \text{ m}$  et  $V_t = 0,245 \times 10^{-2} \text{ m/s}$ , nous trouvons un temps de parcours de 894 s qui est égal à 14,9 min

Comme le temps de séjour est supérieur au temps de parcours, la particule d'huile aura donc largement le temps d'atteindre la surface libre de l'effluent afin d'être interceptée par les systèmes de récupération.

Le tableau suivant récapitule les dimensions du bassin API pour un débit maximal de  $473 \text{ m}^3/\text{h}$ .

**Tableau IV- 2 :** dimensions recommandées du bassin déshuileur API

Paramètres	Indices	Valeurs
Longueur (m)	L	18,6
Largeur (m)	B	4,0
Profondeur (m)	D	2,2
Hauteur (m)	H	2,5

A partir des dimensions obtenues correspondant à un débit maximal de  $473 \text{ m}^3/\text{h}$ , nous avons proposé d'ajuster le bassin déshuileur existant de façon à obtenir d'abord un bassin tampon en amont. Celui-ci permettra de :

- contrôler le débit entrant au bassin déshuileur ;
- Accumuler l'eau huileuse à l'amont du bassin déshuileur afin d'assurer un débit entrant constant
- éliminer les fluctuations du débit à l'intérieur du bassin déshuileur
- Assurer une quantité d'huile presque constante dans le bassin déshuileur ;
- Gérer les équipements de récupération d'huile libre ;
- Retenir les MES décantables.

Le bassin tampon permettra d'envoyer l'eau huileuse à partir du bassin tampon vers le bassin déshuileur ajusté avec un débit constant.

Vu les dimensions que doit avoir le bassin API recommandé, les dimensions du bassin tampon sont représentées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau IV- 3** : dimensions recommandées du bassin tampon

Paramètres	Indices	Valeurs
Longueur (m)	$L_{bt}$	30,4
Largeur (m)	$B_{bt}$	4,0
Hauteur (m)	$h_{bt}$	2,5
Volume (m <sup>3</sup> )	$W_{bt}$	304,0

Le débit entrant au bassin déshuileur doit être contrôlé et compris entre 189 m<sup>3</sup>/h (débit minimal) et 473 m<sup>3</sup>/h (débit maximal).

Cependant, cet ajustement des dimensions ne suffit pas. Il est primordial de bien positionner les systèmes de récupération des hydrocarbures libres du fait que la récupération de l'huile libre se fait par moyens purement mécaniques.

## II. POSITIONNEMENT DES RECUPERATEURS D'HUILE

Comme mentionné au chapitre III, en diagnostiquant la station de déshuilage du CIS, nous avons remarqué sur site que les récupérateurs d'huile sont positionnés d'une manière fixe et qu'à cause des fluctuations du débit souvent la récupération de l'huile libre est minime voire nulle. Pour cela nous avons proposé de fixer le débit entrant au bassin déshuileur et d'installer des récupérateurs d'huile mobiles verticalement.

Pour fixer le débit entrant au bassin déshuileur API, nous avons pris comme débit minimal le débit moyen entrant à la station de déshuilage ( $Q_{moyen} = 189 \text{ m}^3/\text{h}$ ) car c'est le débit le plus fréquent. Le débit maximal que peut supporter le bassin déshuileur dans les cas extrêmes est de 473 m<sup>3</sup>/h. Nous avons considéré la plage de débit allant de 189m<sup>3</sup>/h à 473 m<sup>3</sup>/h sachant que la seule grandeur qui change est la profondeur de l'eau huileuse, ce qui influe directement sur la récupération de l'huile libre.

### 1. Cas du débit minimal

Pour le positionnement des récupérateurs d'huile, nous avons cherché à connaître la profondeur d'huile libre.

Le débit avec lequel nous avons travaillé est de 189 m<sup>3</sup>/h, C'est le débit moyen entrant à la station de déshuilage.

La surface transversale mouillée est calculée comme suit

$$A_c = \frac{Q_{moyen}}{W_h}$$

En remplaçant le débit minimal et la vitesse horizontale par leurs valeurs ; nous obtenons :

$$A_c = 3,5 \text{ m}^2$$

La profondeur du mélange  $d_m$  (mélange : eau + huile) est déterminée par la formule suivante :

$$d_m = \left( \frac{A_c}{B} \right)$$

Où,  $A_c = 3,5 \text{ m}^2$  et  $B = 4 \text{ m}$  ; ce qui donne une profondeur d'eau huileuse de 0,9 m.

Afin de pouvoir déterminer la hauteur de l'huile libre après décantation, nous avons calculé les volumes d'eau et d'huile présents dans le mélange en utilisant la formule suivante :

$$W_e = \left( \frac{\rho_m - \rho_h}{\rho_e - \rho_h} \right) \times W_m$$

Avec  $\rho_m$  : masse volumique du mélange (eau + huile) en  $\text{g/cm}^3$  ;  $\rho_e$  : masse volumique de l'eau en  $\text{g/cm}^3$  ;  $\rho_h$  : masse volumique de l'huile en  $\text{g/cm}^3$  ;  $V_e$  volume de l'eau en  $\text{m}^3$  ;  $V_m$  : volume du mélange en  $\text{m}^3$ .

Le volume du mélange  $V_m$  est calculé comme suit :

$$W_m = L \times B \times d_m$$

En remplaçant  $L$ ,  $B$ ,  $d_m$  par leurs valeurs respectives 18,6 m, 4 m et 0,9 m, nous trouvons ;

$$W_m = 65 \text{ m}^3$$

Où,  $\rho_m = 0,99 \text{ g/cm}^3$  ;  $\rho_e = 1 \text{ g/cm}^3$  ;  $\rho_h = 0,8 \text{ g/cm}^3$  et  $V_m = 65 \text{ m}^3$ , nous obtenons

$$W_e = 62 \text{ m}^3$$

Comme le volume du mélange et le volume d'eau sont connus, nous pouvons donc calculer le volume d'huile, en appliquant la formule ci-dessous

$$W_{hl} = W_m - W_e$$

En remplaçant,  $W_m$  et  $W_e$  par leurs valeurs, nous obtenons ;

$$W_{hl} = 3 \text{ m}^3$$

Après avoir déterminé le volume de l'huile libre, la profondeur peut être calculée comme suit :

$$d_h = \frac{W_{hl}}{B \times L}$$

Or,  $B = 4 \text{ m}$  ;  $L = 18,6 \text{ m}$ , nous trouvons ;  $d_h = 4 \text{ cm}$

Après décantation, la hauteur de l'huile libre dans le bassin API est de 4 cm. La récupération de cette hauteur doit être effectuée dans la première partie du bassin par l'intermédiaire des chapeaux chinois. Par contre comme constaté dans le chapitre diagnostic, une bonne récupération de l'huile libre ne peut pas être assurée en utilisant les chapeaux chinois du fait que ces derniers ne sont pas disposés sur toute la largeur du bassin.

Pour résoudre ce problème, nous recommandons de substituer les chapeaux chinois par une goulotte qui occupe toute la largeur du bassin (figureV.1) afin de pouvoir récupérer la quasi-totalité de l'huile libre.

Les traces d'huile restantes sont récupérées dans la seconde partie du bassin, en utilisant tambour oléophile qui écrème juste la fine partie de l'huile libre.

Pour un débit minimal, la goulotte doit être immergée de 0,04 m pour récupérer toute la partie de l'huile libre, puisque la hauteur de l'eau huileuse est de 0,9 m, le positionnement de la goulotte doit être à une hauteur de 0,86 m (Figure IV.2).

La profondeur de l'eau huileuse entrante à la deuxième partie du bassin déshuileur est de 0,86 m, le positionnement du tambour doit donc être à une hauteur de 0,86m

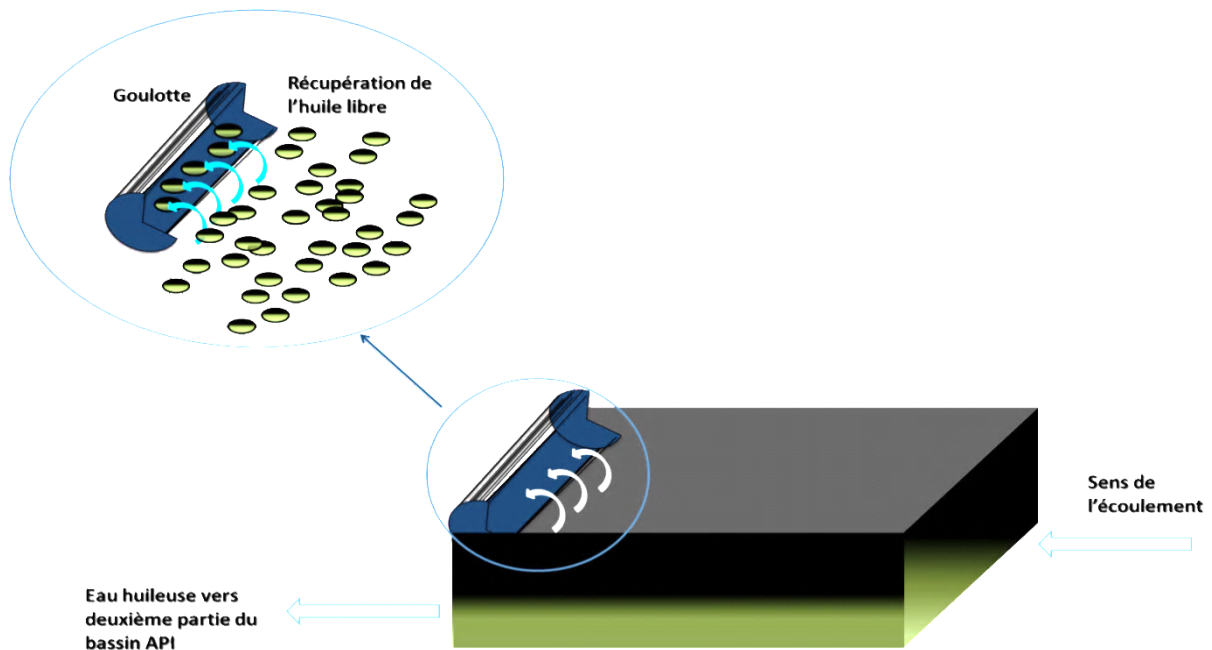


Figure IV. 2 : récupération des hydrocarbures libres par les gouottes

L'huile récupérée par la goulotte sera directement envoyée vers le puisard d'huile, et les traces d'hydrocarbures restantes seront écrémées par le tambour oléophile (Figure IV.3).

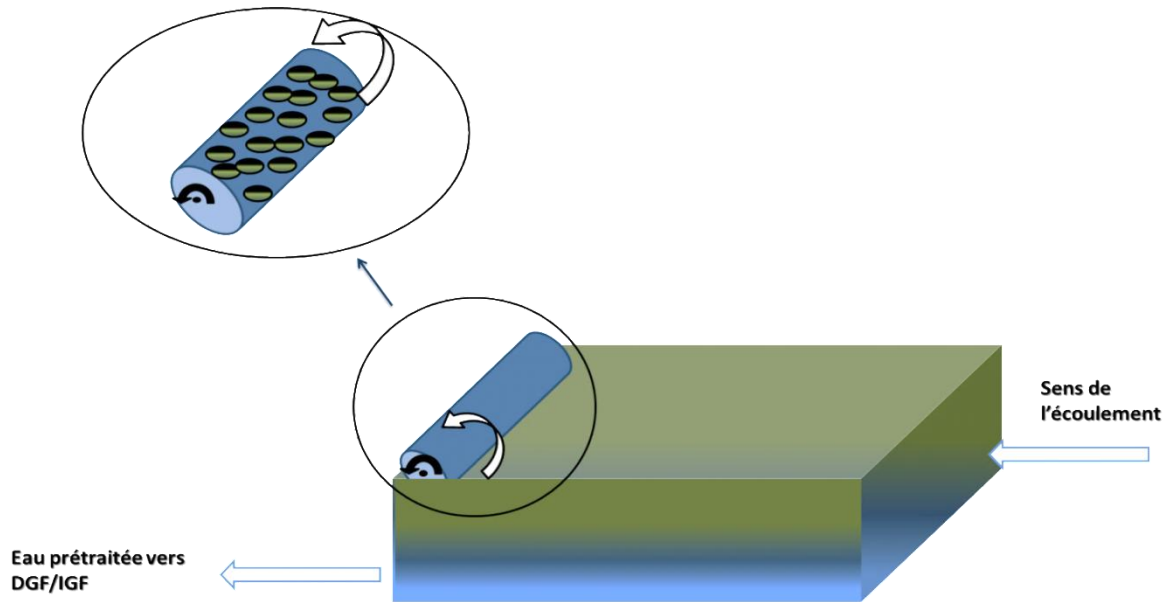


Figure IV. 3 : récupération des traces d'hydrocarbures par le tambour

L'ajustement des dimensions du bassin est fait pour un débit minimal. Comme nous avons proposé l'ajustement des dimensions du bassin déshuileur existant pour un débit maximal de 473 m<sup>3</sup>/h, le positionnement des équipements de récupération des hydrocarbures libre doit donc être étudié également dans le cas d'un débit maximal.

## 2. Cas du débit maximal

La profondeur  $d_m$  du mélange dans le cas d'un débit maximal est de 2,2 m.

Dans ce qui suit, nous allons appliquer la même procédure que la précédente. La détermination du volume d'eau  $W_e$  se fait par la formule suivante :

$$W_e = \left( \frac{\rho_m - \rho_h}{\rho_e - \rho_h} \right) \times W_m$$

Le volume du mélange  $W_m$  est calculé par la formule :

$$W_m = L \times B \times d_m$$

Où,  $L = 18,6$  m ;  $B = 4$  m ;  $d_m = 2,2$  m, ce qui donne ;

$$V_m = 163 \text{ m}^3$$

Pour  $\rho_m = 0,99 \text{ g/cm}^3$  ;  $\rho_e = 1 \text{ g/cm}^3$  ;  $\rho_h = 0,8 \text{ g/cm}^3$  ; nous trouvons un volume d'eau  $W_e$  de  $155\text{m}^3$

Le volume d'huile est calculé par la différence entre le volume du mélange et le volume d'eau

$$W_{hl} = W_m - W_e$$

Comme,  $W_e = 155 \text{ m}^3$  et  $W_m = 163 \text{ m}^3$  ; nous obtenons ;

$$W_{hl} = 8 \text{ m}^3.$$

Pour déterminer la profondeur de l'huile libre, nous utilisons la formule suivante :

$$d_h = \frac{V_{hl}}{B \times L}$$

Où,  $B = 4 \text{ m}$  et  $L = 18,6 \text{ m}$ , ce qui donne ;

$$d_h = 11 \text{ cm}$$

Pour un débit maximal, la profondeur de l'huile libre après décantation est donc de 11 cm. Afin de pouvoir récupérer cette huile libre, le système de récupération (goulotte) doit être immergé à une profondeur de 11 cm.

Vu que la profondeur maximale de l'eau huileuse est de 2,2 m, la goulotte doit donc être à une hauteur de 2,09 m.

Dans la deuxième partie du bassin, les traces d'hydrocarbures restantes seront écrémées par le tambour oléophile qui doit être positionné à une hauteur de 2,09 m.

Bien que le dimensionnement du bassin déshuileur a été fait pour recevoir un débit maximal de  $473\text{m}^3/\text{h}$  représentant 2,5 fois le débit moyen que reçoit la station de déshuilage, nous pouvons toujours avoir des exceptions.

Dans le cas où la station reçoit un débit qui dépasse le débit maximal du dimensionnement, le surplus doit être by-passé vers le second compartiment du bassin déshuileur.

A cet effet, nous recommandons dans le deuxième compartiment les mêmes systèmes de récupérations des huiles libres utilisés dans le premier compartiment ; sauf que dans cette partie, les systèmes devront être mobiles sur toute la hauteur du bassin du fait que le débit que peut recevoir ce compartiment est variable.

La figure ci-dessous, représente une schématisation du bassin API après réhabilitation.

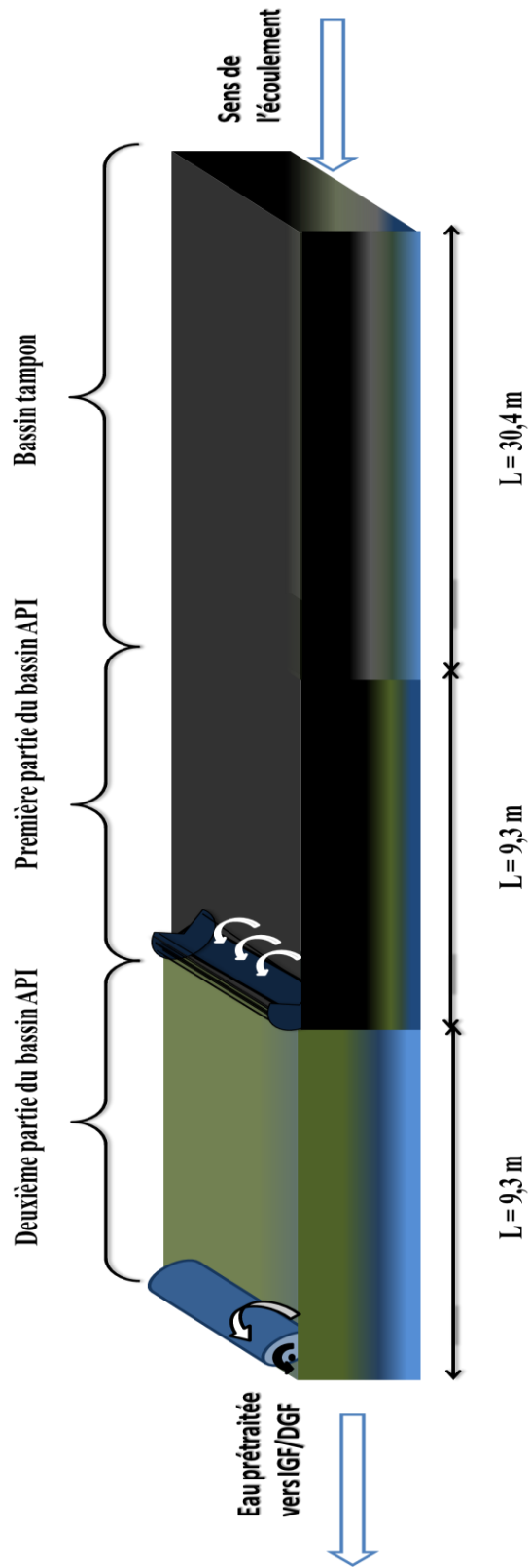


Figure IV. 4 : bassin API réhabilité



## **Conclusion**

Le redimensionnement du bassin déshuileur selon la norme API 421 et l'ajustement des dimensionnements sont une première étape pour le bon fonctionnement de la partie physique du traitement des eaux huileuses de la station de déshuilage du CIS. Cela n'est pas suffisant, la position et le réglage de la hauteur des équipements de récupération des hydrocarbures libres devront être aussi ajustés.

En général, le premier compartiment du bassin déshuileur doit recevoir un débit constant sauf dans les cas extrêmes, mais on ne doit jamais dépasser le débit maximal du dimensionnement pour qu'il n'y ait pas de débordement. Ce débit constant sera assuré à partir du bassin tampon à l'amont du bassin de déshuilage, et avec ce débit constant la proportion d'huile sera plus au moins stable.

Le bassin API fonctionne de façon purement physique, mais son entretien est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du bassin. Comme déjà cité dans le chapitre III, nous avons constaté sur site que la station de déshuilage n'est gérée que par deux opérateurs au maximum, cela n'est pas suffisant pour assurer la bonne marche de la station et répondre ainsi aux exigences réglementaires relatives aux rejets dans le milieu récepteur.

# **Chapitre V**

---

## **Détermination des doses optimales des produits chimiques**

---

## Chapitre V :

### Détermination des doses optimales des produits chimiques

En diagnostiquant la partie physico-chimique du traitement qui s'effectue dans le ballon IGF/DGF au niveau de la station de déshuilage du CIS, nous avons remarqué que l'injection se fait d'une manière aléatoire.

Les produits de coagulation/floculation utilisés sont des substances industrielles actives, dont la manipulation est plus ou moins délicate. Le coût est important et les traces restantes dans l'eau après traitement peuvent être plus ou moins toxiques. De plus, ces produits chimiques ne sont efficaces qu'à certaines concentrations et à un certain PH.

D'où la nécessité de faire un essai en bécher au laboratoire afin d'avoir une approximation des doses optimales du coagulant et du floculant pour lesquelles le taux des matières en suspension et des hydrocarbures dans l'eau sera minimale, c'est à dire au-dessous de la norme MES < 35mg/l et HC < 10mg/l.

Ce chapitre illustre la démarche entreprise pour procéder à l'échantillonnage et les procédures et le matériel utilisé durant nos tests.

#### I. PRELEVEMENT DES ECHANTILLONS

##### 1. Matériels nécessaires

Le matériel nécessaire pour procéder au prélèvement des échantillons de l'eau huileuse est le suivant :

- Ensemble de bouteilles, chacune d'une capacité d'un litre, décontaminées, ensachées, traitées et étiquetées au laboratoire ;
- Gants pour se protéger.

##### 2. Méthode de prélèvement et étapes à suivre

Pour obtenir des résultats d'analyse représentatifs de la qualité de l'eau, il est important que l'échantillonnage soit fait avec méthode et rigueur. Les étapes suivies lors de l'échantillonnage sont :

- Se laver les mains avant d'effectuer le prélèvement ;
- Nettoyer l'intérieur et l'extérieur du bec de la purge de prise d'échantillon (Photo V.1) ;
- Ouvrir la purge et laissez couler à fort débit pendant au moins 5 minutes (Photo V.2) ;

- Rincer la bouteille avec l'échantillon;
- Remplir la bouteille en l'inclinant par rapport à l'écoulement de l'eau pour éviter l'émulsifiassions d'huile et l'intrusion des bulles d'air ;
- Eviter au maximum de contaminer l'échantillon en touchant avec les doigts l'intérieur du contenant et du bouchon.



Photo V. 1 : purge de prise d'échantillon



Photo V. 2 : purge ouverte à fort débit

## II. PREPARATION DES PRODUITS CHIMIQUES

Dans cette partie, nous allons décrire la méthode de préparation des produits chimiques effectuée au laboratoire.

### 1. Matériels nécessaires

Pour la préparation des produits chimiques (coagulant et floculant) nous avons besoin de la verrerie suivante :

- Deux béchers de 250 ml (un pour le coagulant et l'autre pour le floculant) ;
- Trois Pipettes de capacités 1ml, 2 ml, et 10ml) ;
- Une pro-pipette ;
- Des étiquettes ;
- Un PH mètre.

### 2. Mode opératoire

#### a. Préparation du coagulant

- Verser 100 ml d'eau distillée dans le premier bécher de 250 ml ;
- Etiqueter le bécher (coagulant) ;
- Pipeter 2 ml de silicate activée et la mettre dans le bécher ;
- Pipeter une quantité x d'acide sulfurique et la mettre dans le bécher du coagulant (la quantité x dépend du PH et elle est déterminée après optimisation de ce dernier) ;
- Laisser le coagulant en agitation (Photo V.3).

### b. Préparation du floculant

- Verser 100 ml d'eau distillée dans le deuxième bécher de 250 ml ;
- Etiqueter le bécher (floculant) ;
- Peser 0,2 g de KURIFIX (Photo V.4) et le mettre dans le bécher du floculant ;
- Laisser le floculant en agitation (Photo V.3).



Photo V. 3 : coagulant et floculant en agitation



Photo V. 4 : KURIFIX (0,2 g)

## III. MESURE DE LA POLLUTION

Après avoir fait le prélèvement des échantillons, nous avons pris ces derniers au laboratoire afin d'entamer les tests et la mesure de la pollution. Les mesures dont on avait besoin pour nos tests sont celles :

- De la teneur des matières en suspension ;
- De la teneur d'hydrocarbure ;
- Du PH.

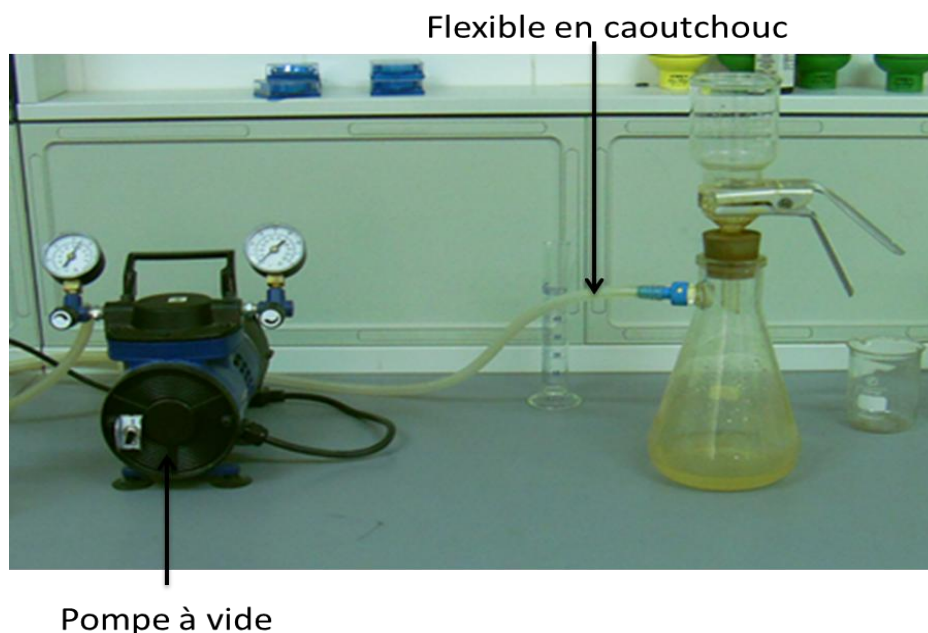
Les protocoles suivis pour chaque mesure sont comme suit :

### 1. Méthode de détermination de la teneur des matières en suspension

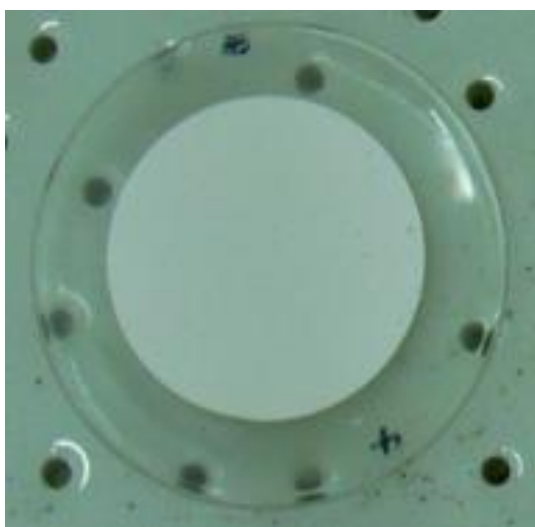
Cette méthode a pour but la détermination de la quantité de matière en suspension existante dans l'eau en milligramme par litre, tout en suivant une procédure sans utilisation de réactifs.

#### a. Matériels nécessaires

- Système de filtration sous vide (Photo V.5) ;
- Filtre de 5 $\mu$ m (Photo V.6) ;
- Etuve ;
- Dessiccateur (Photo V.7) ;
- Balance analytique ;
- Pipette de 100 ml ;
- Becher de 500 ml.



**Photo V. 5 :** dispositif de filtration sous vide



**Photo V. 6 :** filtre de 5  $\mu\text{m}$



**Photo V. 7 :** dessiccateur

#### **b. Mesure de la teneur des matières en suspension dans l'eau**

La mesure du taux de matières en suspension se fait en suivant les étapes suivantes : (figure V.1).

- Préparer le système de filtration et le raccorder à l'INPUT de la pompe à vide au moyen d'un flexible ;
- Mettre la pompe sous tension (220V) ;
- Prendre un filtre de 5 $\mu\text{m}$  et le mettre dans l'étuve portée à une température de 108°C pendant 30 minutes ;
- Faire sortir le filtre de l'étuve et le mettre dans le dessiccateur ;

- Faire sortir le filtre du dessiccateur après refroidissement et le peser au moyen de la balance analytique (soit  $m_1$  la masse à vide du filtre) ;
- Placer le filtre sur le système de filtration et tenir l'ensemble au moyen de la pince destinée à cet effet ;
- Prendre 100ml de l'échantillon au moyen d'une pipette, l'agiter convenablement et mettre la prise d'essai au niveau du filtre ;
- Procéder à la filtration sous vide de la prise d'essai par la mise en marche de la pompe à vide ;
- Mettre la pompe à l'arrêt une fois la filtration terminée, enlever la pince d'assemblage, retirer le filtre du système avec soins et le mettre dans l'étuve portée à 108°C pendant 30 minutes ;
- Faire sortir le filtre de l'étuve et le mettre dans le dessiccateur ;
- Faire sortir le filtre du dessiccateur après refroidissement et le peser au moyen de la balance analytique (soit  $m_2$  la masse du filtre après l'opération de filtration) ;
- Détermination de la quantité de matières en suspension de l'échantillon. Cette dernière est donnée par :

$$q = \frac{(m_2 - m_1)}{V}$$

Où,  $q$  : masse des matières en suspension en mg/ml;  $m_1$  : masse du filtre à vide en mg;  $m_2$  : masse du filtre après utilisation (filtration) en mg et  $V$  est le volume de l'échantillon égal à 100ml.

Pour avoir les MES en mg/l, on multiplie «  $q$  » par 10.

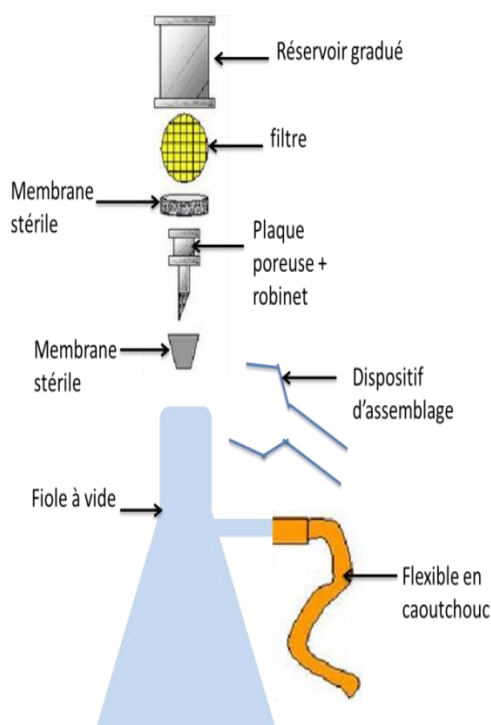


Figure V. 1 : constituants du dispositif de filtration

## 2. Détermination de la teneur des hydrocarbures

La détermination des traces d'huiles existantes dans l'eau se fait par un analyseur d'hydrocarbures. Dans notre cas, nous avons utilisé l'analyseur d'hydrocarbure OCMA 310 (Photo V.8) qui mesure les traces d'hydrocarbures dans l'eau.

L'extraction des huiles est faite par un solvant qui peut être recyclé grâce au régénérateur HORIBA.

### a. Matériels nécessaires

Les matériels nécessaires pour la mesure de la teneur des hydrocarbures dans l'eau sont : les suivants :

- L'analyseur d'hydrocarbure (Photo V.8) ;
- Le Bécher de 500 ml ;
- Une Seringue (pour introduire l'échantillon à l'intérieur de l'analyseur).

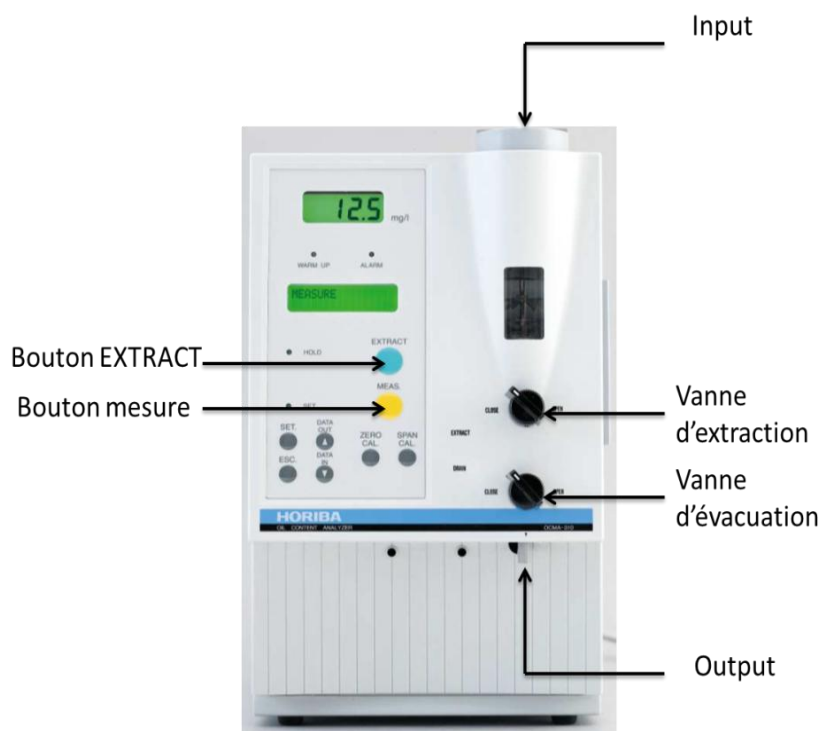


Photo V. 8 : analyseur d'hydrocarbure

### b. Mesure de la teneur des hydrocarbures dans l'eau

La procédure de mesure de la teneur des hydrocarbures dans l'eau est la suivante :

- Prendre l'échantillon et l'injecter avec le solvant en utilisant une seringue par l'input de l'analyseur ;
- Appuyer sur le bouton EXTRACT du dispositif de l'analyseur d'hydrocarbures (photo V.8) pour permettre l'agitation, l'extraction et la séparation des couches ;
- Ouvrir la vanne d'extraction ;



- Appuyer sur le bouton mesure et attendre l'affichage du résultat ;
- Ouvrir la vanne d'évacuation pour récupérer l'échantillon.

### 3. Détermination du PH

Le Potentiel Hydrogène (PH) est une des caractéristiques fondamentales de l'eau. Il donne une indication de l'acidité d'une substance. Il est déterminé à partir de la quantité d'ions d'hydrogènes hydronium ( $H^+$ ) ou d'ions hydroxyde ( $OH^-$ ) contenus dans la substance. Quand les quantités de ces deux ions sont égales, le PH de l'eau (ou de la substance) est considérée comme neutre, et le PH a une valeur proche de 7.

Le PH d'une substance varie entre 1 et 14. Au-dessus de 7, la substance est considérée comme basique et la quantité d'ions  $OH^-$  est supérieure à celle d'ions  $H^+$ . Au-dessous de 7, la substance est acide ; les ions  $H^+$  sont en quantités supérieures.

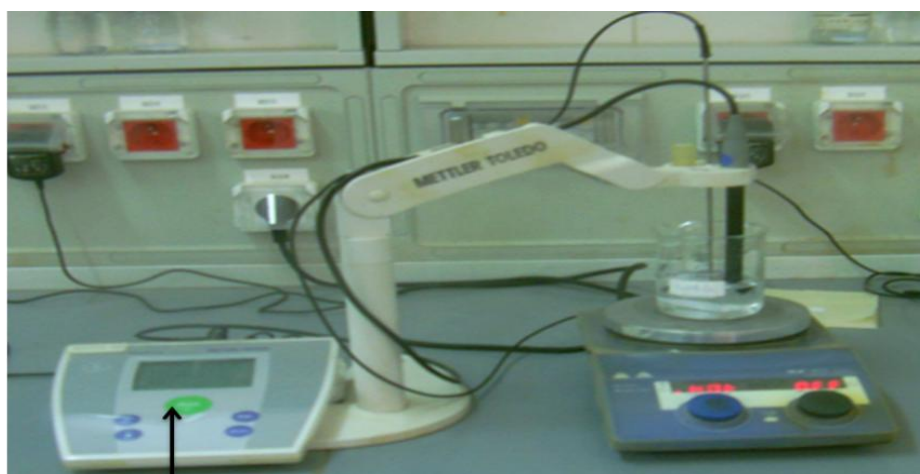
La valeur du PH est à prendre en considération lors de la majorité des opérations de traitement de l'eau, surtout lorsque celles-ci font appel à une réaction chimique et parce que certains procédés nécessitent d'être réalisés avec un PH spécifique pour être efficace.

Le PH est l'un des importants paramètres chimiques lorsqu'il s'agit de déterminer la qualité d'une eau. Il sert au contrôle de la qualité de l'eau à l'entrée de la station [TANDIA Cheick ; 2007].

Le principe de mesure du PH est basé sur l'utilisation d'un PH mètre avec une électrode qui présente une très forte résistance.

#### a. Matériels nécessaires

Pour la mesure du PH, nous avons besoin d'un PH mètre équipé d'une électrode et d'un thermomètre intégré (Photo V.9) ;



Bouton mesure

Photo V. 9 : PH mètre

## **b. Mesure du PH**

La procédure de mesure du PH est le suivant :

- Rincer abondamment l'extrémité de l'électrode avec de l'eau distillée ;
- Immerger l'électrode avec précaution dans la solution dont on veut mesurer le PH ;
- Appuyer sur le bouton mesure et attendre quelques minutes, puis lire directement la valeur du PH lorsqu'elle s'est stabilisée ;
- Retirer l'électrode, la rincer avec de l'eau distillée et l'essuyer ;

## **IV. PROCEDURE DE L'ESSAI EN BÉCHER AU LABORATOIRE**

Ce test est une procédure expérimentale simulant la coagulation/floculation au laboratoire. Il permet de déterminer les conditions optimales (PH, dose du coagulant, dose du floculant), et en déduire par la suite la dose optimale nécessaire au traitement et le PH avec lequel l'action des produits chimiques est la plus efficace.

### **1. Première étape : optimisation du PH**

Dans notre cas, le coagulant est basique (silicate de sodium  $SN_a$ ). Pour ajuster le PH, nous avons ajouté de l'acide sulfurique  $H_2SO_4$  (95%). Afin d'optimiser la dose de ce dernier, nous avons pris plusieurs solutions du même coagulant et injecté des doses différentes de  $H_2SO_4$  afin de déterminer la dose pour laquelle le coagulant sera la plus efficace.

Nous avons pris par la suite, quatre (04) échantillons de 1 litre d'eaux huileuses auxquels nous avons ajouté la même dose de coagulant, chaque coagulant ayant un PH différent. Après agitation forte de 150 tr/min pendant 3 minutes, puis une agitation modérée de 40 tr/min pendant 40 min, nous avons injecté aux quatre échantillons d'eau huileuse la même dose de floculant et après agitation de 40 tr/min pendant 10 min, nous avons calculé le taux des matières en suspension.

### **2. Deuxième étape : optimisation de la dose du coagulant**

Dans cette partie, le principe est d'injecter une dose variable de coagulant dans une série d'échantillons du même produit et en même temps et ce afin de pouvoir comparer l'effet du produit chimique sur les échantillons. Dans notre cas, il s'agit du silicate de sodium  $SN_a$ , injecté dans une eau huileuse prise à partir d'une purge située à la sortie du bassin API (entrée DGF) de la station de déshuilage du CIS.

Après avoir déterminé la dose optimale de  $H_2SO_4$  à injecter, nous avons préparé une solution de coagulant pour laquelle nous avons injecté la dose de  $H_2SO_4$  déjà déterminée (en 1<sup>ère</sup> étape).

Nous avons par la suite pris six (06) échantillons d'eaux huileuses, auxquels nous avons injecté différentes doses de coagulant. Les échantillons sont soumis à une agitation rapide de

150tr/min pendant 3 min, afin de favoriser la coagulation, puis à une agitation lente de 40tr/min pendant 40 min.

Cette vitesse plus lente évite de casser les floccs déjà formés tout en permettant un mélange pour favoriser leur polymérisation.

Par la suite, nous avons injecté aux échantillons la même dose de flocculant pour favoriser le transport des floccs déjà formés afin d'atteindre la surface libre de l'échantillon, avec une agitation de 40 tr/min pendant 10 min.

### **3. Troisième étape : optimisation de la dose du flocculant**

Dans cette partie, nous avons pris quatre (04) échantillons d'eaux huileuses auxquels nous avons injecté la même dose de coagulant (la dose injectée est celle déterminée dans la 2<sup>ème</sup> étape du test). Après agitation à une vitesse de 150 tr/min pendant 3 min puis agitation lente à une vitesse de 40 tr/min pendant 40 min, nous avons injecté des doses différentes de flocculant pour chaque échantillon et nous avons appliqué une agitation à une vitesse de 40 tr/min pendant 10 min.

#### **Remarques**

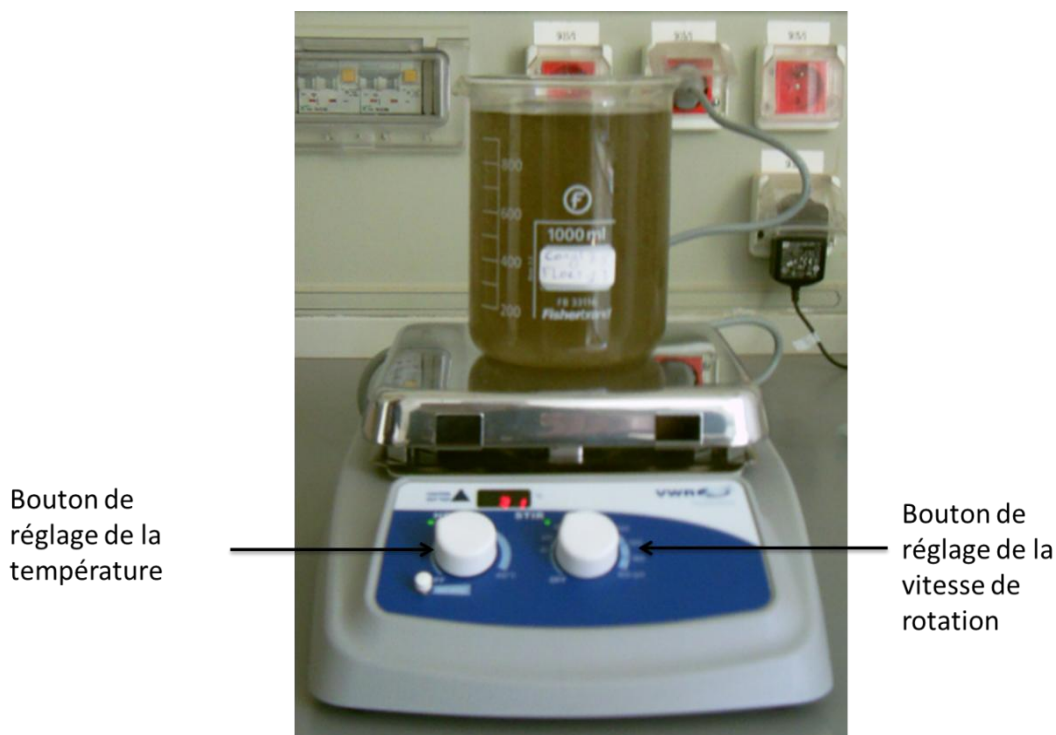
Lors de nos essais au laboratoire, nous avons veillé à ce que l'incertitude de nos résultats soit minimisée et cela par :

- L'agitation des échantillons avant chaque test et mesure pour mettre les particules en suspension ;
- Etant donné la longueur des manipulations, et pour avoir le maximum de précision, nous avons préparé au laboratoire les solutions de coagulant et flocculant à l'avance, et nous avons fait l'injection en même temps ;

Au cours de nos manipulations, nous avons eu quelques contraintes que nous avons pu contourner de la manière suivante :

- La mesure du taux d'hydrocarbure dans l'eau huileuse nécessite l'utilisation d'un solvant qui n'était disponible qu'en quantité réduite. De ce fait, nous ne pouvions faire que deux manipulations. Pour cela, nous avons décidé de procéder par l'essai en bécher et déterminer les doses optimales en faisant des mesures de MES. Ensuite, nous avons effectué la mesure du taux d'hydrocarbures pour l'échantillon où nous avons injecté la dose optimale;
- Au laboratoire, le dispositif de l'essai en bécher n'était pas disponible. Nous l'avons remplacé avec un autre dispositif qui a le même principe de fonctionnement. Ce dispositif est composé d' :
  - Une plaque chauffante qui génère un champ magnétique (nous avons fixé la température à la même valeur que dans le DGF) (Photo V.10) ;

- Un barreau magnétique : nous avons mis ces petits barreaux à l'intérieur des béchers, ensuite nous avons ajusté le nombre de tours par minute en utilisant le bouton approprié sur la plaque chauffante qui génère le champ magnétique. Ce dernier incitait le barreau magnétique à tourner, et ainsi on obtenait la vitesse de rotation voulue (Photo V.11).



**Photo V. 10 :** photo de la plaque chauffante générant le champ magnétique



**Photo V. 11 :** photo du barreau magnétique

Dans le présent travail, nous nous sommes intéressés à l'évolution de la teneur des matières en suspension dans l'eau huileuse prise à la sortie du bassin API (entrée ballon IGF/DGF), en simulant le traitement physico-chimique effectué sur site par un essai en bécher au laboratoire.

Les résultats obtenus au cours de nos manipulations ainsi que leur interprétation sont présentés dans ce qui suit.

## V. ESSAI EN BÉCHER

Bien que le matériel utilisé est différent du matériel de l'essai en bécher, la procédure est exactement la même et le matériel substituant fonctionne avec le même principe. Ainsi, nous pouvons conclure que l'absence du dispositif d'essai en bécher n'a pas d'influence sur nos résultats.

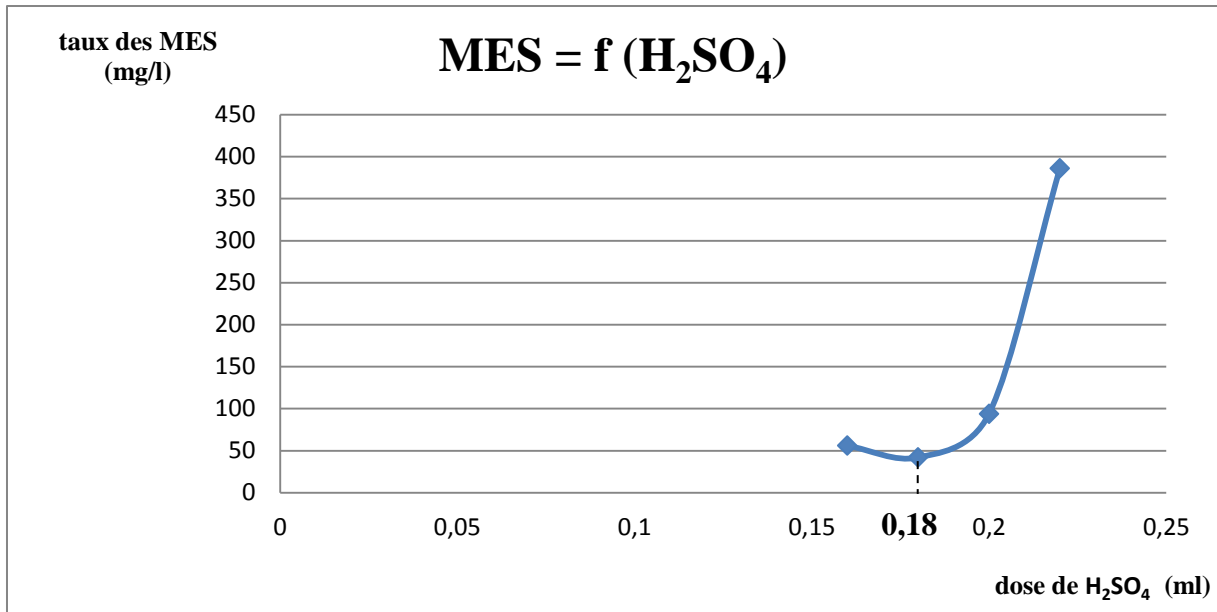
### 1. Optimisation du PH

Le PH du coagulant avant l'ajout du  $H_2SO_4$  est de 11,8. Pour déterminer le PH avec lequel le coagulant sera plus efficace, nous avons injecté plusieurs doses de  $H_2SO_4$  dans plusieurs coagulants. Ensuite, nous avons pris la même dose de chaque coagulant et nous l'avons injecté dans un échantillon d'eaux huileuses tout en ajoutant la même dose de flocculant. Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau (V-1) :

**Tableau V- 1** : résultat de l'optimisation de la dose de  $H_2S$

Echantillon	1	2	3	4
$H_2SO_4$ (ml)	0,16	<b>0,18</b>	0,20	0,22
Coagulant (ml)	3,80	3,80	3,80	3,80
PH	9,48	9,02	3,20	1,90
Flocculant (ml)	1,00	1,00	1,00	1,00
MES (mg/l)	56,00	<b>42,00</b>	94,00	386,00

La représentation graphique du taux de MES en fonction des doses de  $H_2SO_4$  injectées dans chaque échantillon d'eaux huileuses (figure V.2) nous permet de déterminer la dose optimale de  $H_2SO_4$  avec laquelle le coagulant est plus efficace.



**Figure V. 2 :** représentation du taux de MES en fonction de la dose du  $H_2SO_4$  injectée

Cette dose optimale est de 0,18 ml. L'échantillon d'eaux huileuses est plus limpide (le taux de MES est minimal), et ce taux augmente tout en augmentant la dose de  $H_2SO_4$  à injecter dans le coagulant.

Pour optimiser la dose des produits chimiques (coagulant-floculant), la dose de  $H_2SO_4$  qui sera injectée est de 0,18 ml.

## 2. Optimisation de la dose du coagulant

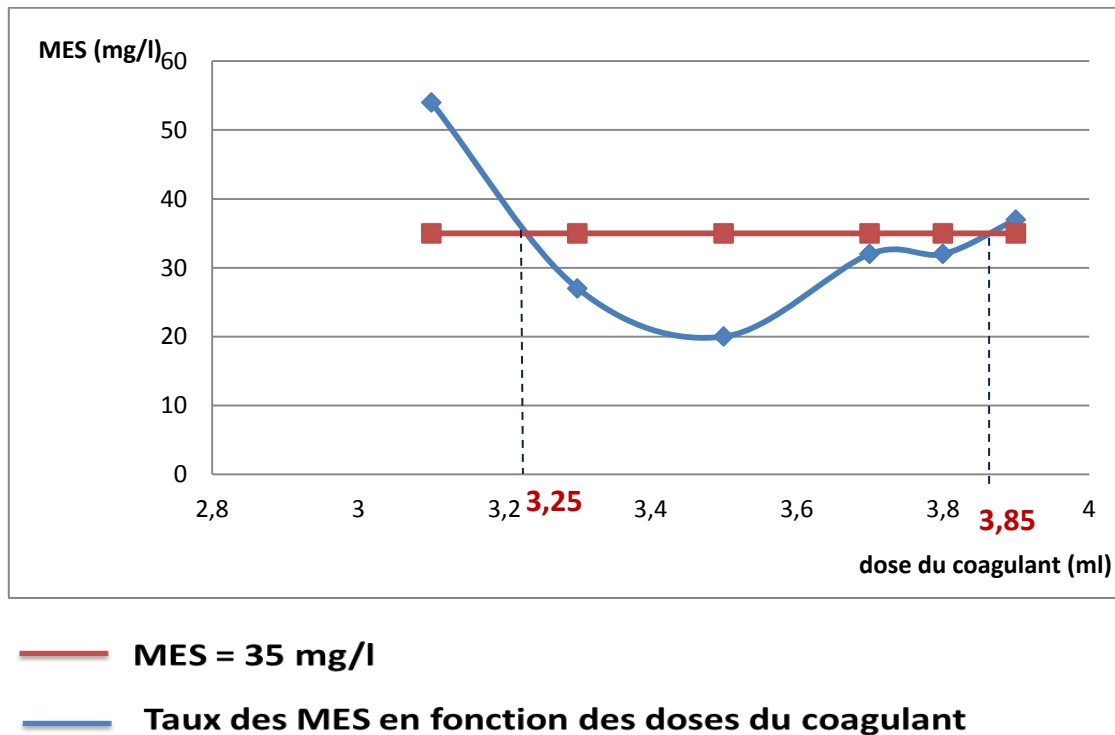
Le taux des matières en suspension dans l'eau huileuse entrant au ballon DGF au moment de la prise d'échantillons est de 322 mg/l. Après traitement sur site, le taux des MES a été réduit à 94 mg/l (sortie ballon DGF), mais cela n'est pas suffisant pour la réinjection de cette eau.

Après 30 min de décantation et après la deuxième étape du essai en bécher expliquée précédemment, nous avons pipeté en utilisant une pipette de 100 ml, 100 ml de la phase claire de chaque échantillon pour mesurer le taux des MES. Les résultats sont compilés dans le Tableau V-2.

**Tableau V- 2 :** résultats de l'optimisation du coagulant

Echantillon	1	2	3	4	5	6
Coagulant (ml)	3,10	3,30	<b>3,50</b>	3,70	3,80	3,90
Floculant (ml)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
PH	5,04	5,02	5,06	5,10	4,30	4,92
MES (mg/l)	54,00	27,00	<b>20,00</b>	32,00	32,00	37,00

La représentation graphique du taux des MES déterminé après traitement en fonctions des différentes doses de coagulant injectées permet de mieux visualiser l'optimum (Figure IV.3).



**Figure V. 3 :** représentation de la dose du coagulant injecté en fonction du taux des MES

A partir de la figure V.3, on remarque que le taux des MES est minimal et atteint les 20mg/l (< 35 m/l) pour une dose de coagulant de 3,5ml.

Sur la figure ci-dessus, la droite rouge représente la limite maximale de MES exigée par la réglementation (35mg/l), quant à la courbe bleue, elle représente la variation de la teneur de MES en fonction des différentes doses de coagulant injectées.

Il en ressort qu'en augmentant la dose du coagulant, la teneur de MES diminue progressivement. Elle atteint les 35 mg/l pour une dose de coagulant de 3,25 ml et continue à diminuer jusqu'à atteindre les 20 mg/l pour une dose de coagulant de 3,5 ml. A partir de cette dose, on remarque que la teneur de MES augmente et dépasse les 35 mg/l pour des doses de coagulant strictement supérieures à 3,85 ml.

L'intersection entre la droite en rouge et la courbe en bleu montre que pour des injections de coagulant comprises dans l'intervalle [3,25 ml ; 3,85 ml], le taux des MES est en dessous de la norme de 35mg/l. Donc nous pouvons en déduire que la plage de la dose optimale du coagulant est approximativement de 3,25 ml à 3,85 ml.

Dans ce qui suit, la détermination de la dose optimale du flocculant se fera avec une dose fixe de coagulant qui est de 3,5 mg/l, car c'est la dose pour laquelle nous avons obtenu le minimum de MES.



**Photo V. 12** : photos de l'échantillon d'eau huileuse pour l'optimisation du coagulant

Dans la photo ci-dessus, le bécher à gauche représente l'échantillon brut. Celui à droite représente l'échantillon après une injection de 3,5 ml du coagulant. Le dernier bécher représente l'échantillon après une injection de 1 ml du floculant.

Nous remarquons sur cette photo que l'eau est plus claire mais les floccs formés se sont décantés au fond du bécher. De cela, nous avons déduit que pour que les floccs formés puissent flotter la dose du floculant à injecter doit être supérieure à 1 ml.

### 3. Optimisation de la dose de floculant à injecter

Dans cette partie, nous avons fixé la dose du coagulant à 3,5 mg/l, et nous avons varié la dose du floculant.

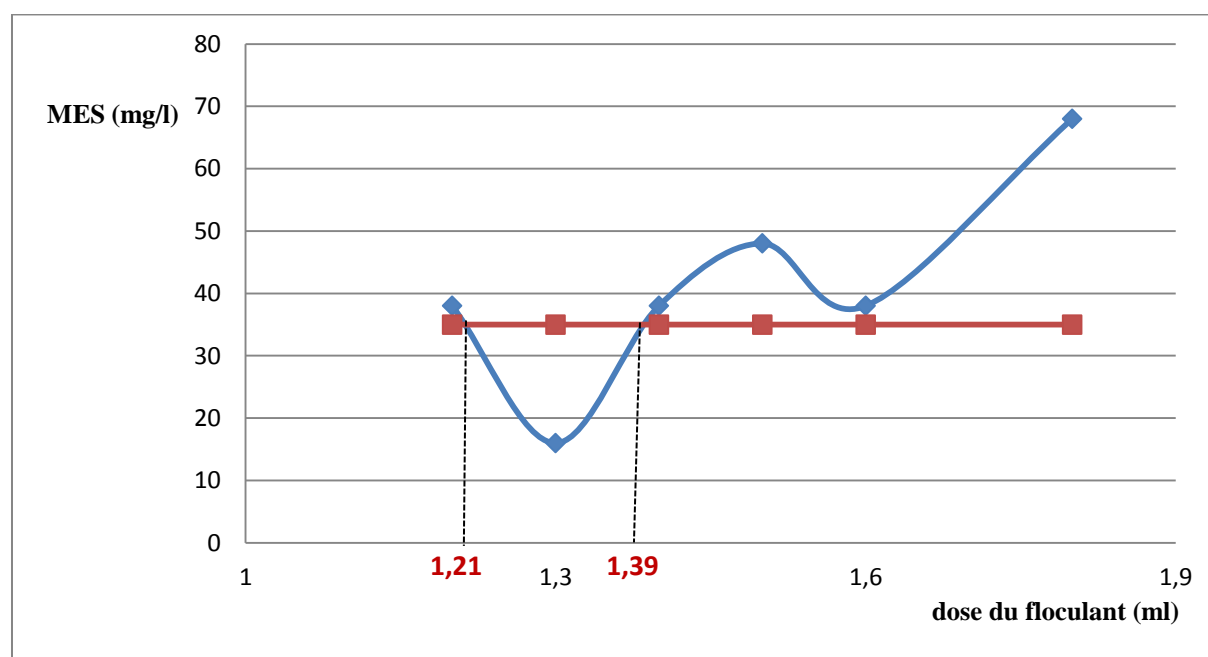


Après 30 min de décantation, et à l'aide d'une pipette, nous avons pipeté 100 ml à partir de la phase claire de chaque échantillon pour mesurer le taux des MES. Les résultats sont présentés dans le Tableau V-3.

**Tableau V- 3** : résultats de l'optimisation du flocculant

Echantillon	1	2	3	4	5	6
Coagulant (ml)	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Flocculant (ml)	1,20	<b>1,30</b>	1,40	1,50	1,60	1,80
PH	4,10	5,06	4,14	4,27	4,24	4,17
MES (mg/l)	38,00	<b>16,00</b>	38,00	48,00	38,00	68,00

La représentation graphique des taux de MES après injection des produits chimiques, en fonction des doses du flocculant est donné dans la figure ci-après :



— MES = 35 mg/l

— Taux des MES en fonction des doses du flocculant

**Figure V. 4** : représentation de la dose du flocculant injecté en fonction des taux des MES

On remarque que 1,3 ml est la dose du flocculant pour laquelle le taux des matières en suspension est minimal soit 16 mg/l.

La droite en rouge sur la figure V.4 représente la limite maximale de MES admissible par la réglementation, et la courbe bleue représente la variation des MES en fonction de la variation des doses du flocculant.

Pour une dose du flocculant de 1,21 ml, le taux de MES atteint les 3 mg/l. Ce taux continue à diminuer jusqu'à atteindre les 16 mg/l pour une dose de flocculant de 1,3 ml. Au-delà de cette dose, les MES augmentent et dépassent les 35 mg/l pour une dose de flocculant strictement supérieure à 1,39 ml.

On en déduit que pour une dose de flocculant dans l'intervalle [1,21 ml ; 1,39 ml], la teneur en MES est inférieure à 35 mg/l.



**Photo V. 13** : photos de l'échantillon d'eau huileuse pour l'optimisation du flocculant

Dans la photo ci-dessus, le bécher à gauche contient une eau huileuse brute, celui de la droite contient l'eau huileuse après injection d'une dose de 3,5ml du coagulant et une dose de 1,3ml du flocculant.

Nous remarquons bien sur la photo ci-dessus que l'eau est plus limpide et que les flocs formés ont atteint la surface libre de l'effluent, ce qui facilite la récupération.

Après avoir déterminé la dose pour laquelle le taux de MES peut être réduit jusqu'à atteindre une valeur au-dessous de la norme exigée par la réglementation, nous avons pris un autre échantillon avec un taux de MES de 204 mg/l et HC de 200 mg/l à l'entrée du ballon DGF. Cela est fait dans le but de confirmer l'action de la dose optimale sur un autre échantillon en terme de MES et de HC.



**Photo V. 14 :** photos de l'échantillon d'eau huileuse avant et après injection des produits chimiques optimaux

Dans la photo ci-dessus, le bécher à gauche contient une eau huileuse brute, celui à droite contient l'eau huileuse après injection d'une dose de 3,5 ml du coagulant. Le dernier contient l'eau huileuse après injection de 1,3 ml du flocculant.

Les résultats obtenus sont compilés dans le tableau ci-dessous.

**Tableau V- 4 :** résultats des MES et HC avant et après injection des produits chimiques optimaux

MES (entrée DGF)	204,0 mg/l
HC (entrée DGF)	200,0 mg/l
MES après traitement	21,0 mg/l
HC après traitement	4,7mg/l

Pour cet échantillon, les résultats du taux de MES et de HC après injection de la dose optimale (coagulant =3,5 ml et flocculant = 3,1 ml) sont acceptables et inférieurs aux valeurs exigées par la norme (HC < 10mg/l et MES < 35mg/l).

**Tableau V- 5 :** résultats des MES avant et après injection des produits chimiques optimaux

	MES avant injection des produits chimiques (mg/l)	MES après injection des doses optimales (mg/l)
Echantillon 1	322	16
Echantillon 2	204	21

En tentant de prédire les résultats des MES du deuxième échantillon tout en se basant sur les résultats du premier, on aurait dit que les résultats du deuxième seront plus faibles (MES < 16 mg/l après traitement) et cela revient à ce que le taux des MES du deuxième échantillon avant injection des produits chimiques est faible par rapport au premier.

Cela n'est pas le cas, car la coagulation et la floculation sont des réactions de produits chimiques qui agissent pour éliminer une pollution, et par conséquent les résultats ne pourront pas être linéaires.

#### 4. **Recommandations**

- La dose optimale obtenue au laboratoire doit être vérifiée sur site, et les deux intervalles de coagulant et du floculant optimaux obtenues devront être utilisés par la suite.
- Vu la variabilité du taux de la pollution à l'entrée du ballon DGF/IGF, il n'est pas possible de garder cette dose et l'injecter sur site quel que soit le taux de pollution à l'entrée sans avoir fait au préalable des essais au laboratoire. Pour cela, nous recommandons de faire des jars tests régulièrement afin de déterminer la bonne dose qui permet d'atteindre la norme.
- L'utilisation d'une eau anti-incendie pour la préparation des solutions chimiques, pourrait influencer sur les réactions du coagulant et du floculant, du fait que c'est une eau stagnante dont les caractéristiques ne sont pas les mêmes. Donc nous recommandons d'utiliser l'eau potable à partir du réseau AEP.
- Le temps à respecter entre l'ajout du coagulant et du floculent est primordiale. En effet, un floculant n'est efficace que lorsque la phase de coagulation est achevée. Pour cela nous recommandons d'injecter le floculant dans le DGF/IGF après que la phase de coagulation soit terminée.
- La préparation manuelle des solutions chimiques nuit à la santé des opérateurs, de plus les quantités ne sont pas exactes du fait que l'incertitude augmente. Pour cela, nous recommandons des pompes doseuses qui seront directement reliées aux skids des coagulant et floculant, pour la préparation précise des solutions chimiques sans avoir à mettre la santé des opérateurs en danger.

#### **Conclusion**

Cette manipulation avait pour but de déterminer les doses du coagulant et du floculant nécessaires à la réduction du taux des matières en suspension et des hydrocarbures dans l'eau huileuse issue du traitement physique de la station de déshuilage du CIS jusqu'à atteindre la norme (MES < 35 mg/l et HC < 10 mg/l).

Le protocole suivi ne permet qu'une détermination grossière de la quantité optimale du coagulant et du floculant à injecter. En effet, les résultats doivent être affinés sur site (injection des doses dans le ballon DGF).

Durant notre stage et après avoir fait la manipulation au laboratoire et obtenus des résultats, nous avons suggéré de faire une application sur site, cela n'était pas possible vu que les pompes doseuses étaient défectueuses.

## **Conclusion générale**

Le traitement des eaux huileuses permettant la récupération du brut sans qu'il soit rejeté vers le milieu naturel, n'est pas un acte purement économique, mais plutôt comme une action environnementale visant à lutter contre la dégradation des sols, du sous-sol et des paysages désertiques.

Le champ de Hassi Messaoud constitue une richesse nationale importante pour l'Algérie, elle doit être protégée pour en tirer le maximum de bénéfice sans nuire à l'environnement.

Le présent mémoire s'est basé sur une recherche bibliographique des procédés de traitement des eaux huileuses ainsi qu'un diagnostic de la station de déshuilage du CIS pour déceler les défaillances des procédés de traitement. Les principales conclusions à retenir sont les suivantes :

- ✓ L'ajustement des dimensions selon la norme API 421 du bassin déshuileur et la conception d'un bassin tampon, sont indispensables pour récupérer la partie libre des hydrocarbures.
- ✓ L'optimisation des doses des produits chimiques à injecter est impérative. Elle constitue l'étape essentielle du procédé de traitement physico-chimique.

Ces orientations et la mise en œuvre de ces recommandations permettront à SONATRACH d'améliorer le mode fonctionnement et de gestion des installations de traitement de leurs effluents liquides industriels et ainsi de respecter ses engagements stipulés dans sa politique environnementale qui vise la préservation des ressources naturelles et la minimisation des risques liés à ses activités.

## **Bibliographie**

API publication 421 ., (1992). « Design and operation of oil- water separators ». First Edition, 43 pages.

Berne, F. & Cordonnier, J ., (1991). « Traitement des eaux ». Edition TECHNIP, 306 pages.

Cheick Tidiane, T ., (2007). « Protocole de détermination des paramètres physico-chimiques et bactériologiques ». Centre collaborant de l’OMS, 52 pages.

Eckenfelder, W.W., (1982). « Gestion des eaux usées urbaines et industrielle ». Edition TECH & DOC, 503 pages.

KRADOLFER, J.P. & DERONT, M . & ADLER, N ., (2013). « Méthodes analytiques pour influents/effluents de bioréacteurs ou de station d’épuration ». Polycopier de cours de l’école Polytechnique Fédérale de Lausanne, 135 pages.

Le ROUX, S. & ROLLAND, M ., (2005). « Procédés de traitement d’eaux polluées par des hydrocarbures ». Edition MAISONNEUVE, 10 pages.

MEINCK, F. & STOOFF, H. & KOHLSCHUTTER, H., (1977). «Les eaux résiduaires industrielles ». Edition MASSON, 863 pages.

MEKHALIF, F ., (2009). « Réutilisation des eaux résiduaires industrielles épurées comme eau d’appoint dans un circuit de refroidissement». Mémoire de magister. SKIKDA, 138pages.

RIBONI, E ., (2003). Purification de l’eau dans l’industrie. Edition Ozone, 164 pages.

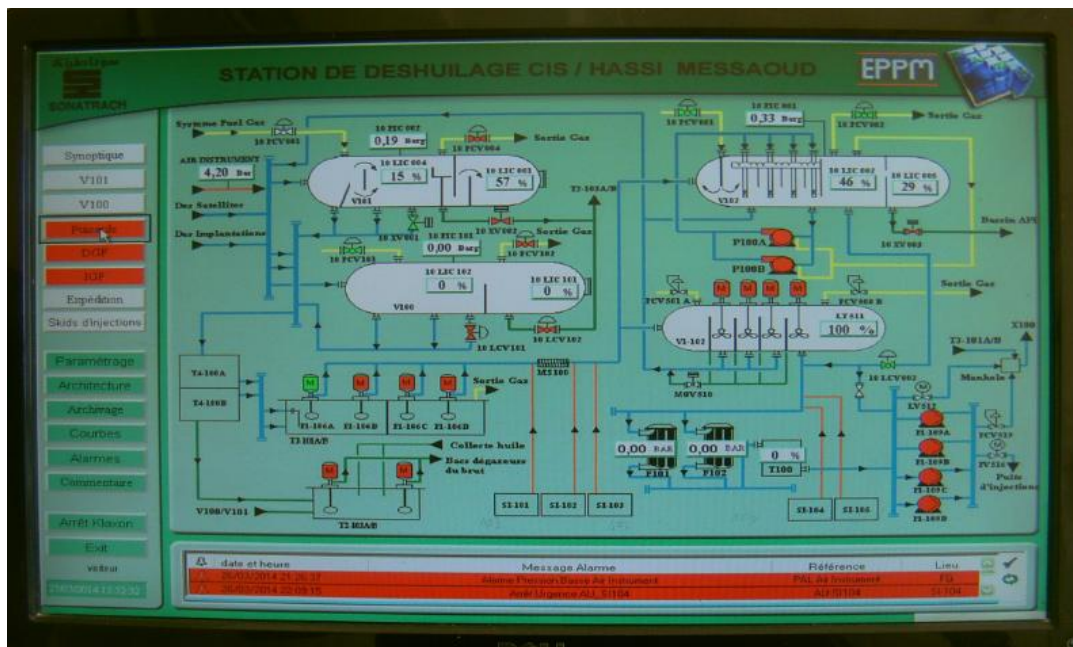
## Annexe A

### QUELQUES NOTIONS SUR L'AUTOMATE PLC

Le système de contrôle assure les commandes suivantes :

- Le contrôle de niveau de l'eau et de l'huile des différents équipements ;
- Le contrôle et la commande des pompes ;
- Le contrôle des équipements électriques ;
- Le comptage de l'eau de l'huile et du gaz ;
- Le control des skids d'injection ;
- Le contrôle de la pression au niveau des filtres et le niveau de l'eau à l'intérieur du réservoir ;
- Le contrôle de commande des vannes PCV (vanne de contrôle de pression) et LCV (vanne cde contrôle de niveau)

### Structure



Photos 1 : structure du PLC de la station de déshuilage du CIS

### Menu

#### Description

Le menu comporte les boutons des liens vers les différentes pages du poste opérateur :




- *Vue de contrôle du processus*
- Les séparateurs ;
- Les puisards de l'eau et de l'huile ;
- Les pompes d'expéditions ;
- Les skids d'injections.
- *Vue de contrôle de l'installation*
- Réseau de communication.

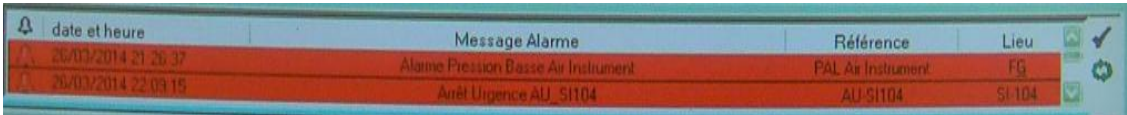
### Animation

Le bouton peut avoir trois couleurs qui indiquent trois états différents :

- Vert : équipement en marche ;
- Blanc : équipement non sélectionné ;
- Rouge : équipement en arrêt.

### Alarme

Pour acquitter une alarme : sélectionner l'alarme à acquitter, puis cliquer sur  .

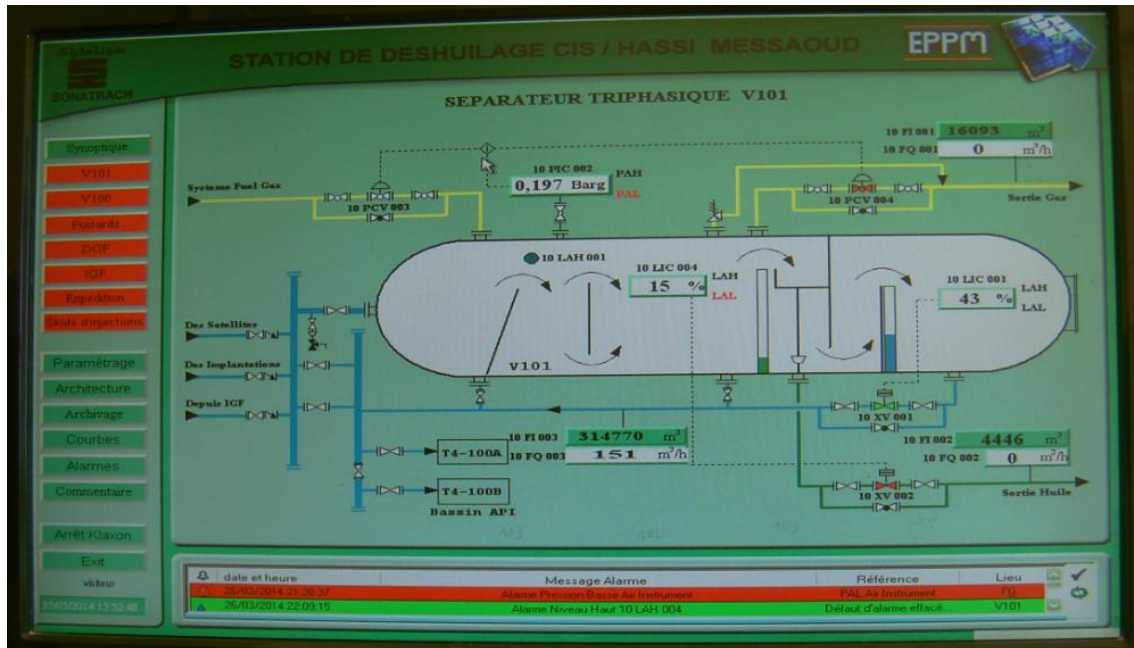


date et heure	Message Alarme	Référence	Lieu
26/03/2014 21:26:37	Alarme Pression Basse Air Instrument	PAL Air Instrument	FG
26/03/2014 22:09:15	Arrêt Urgence AU_51104	AU-51104	SI-104

**Photos 2** : bande d'affichage des alarmes de la station de déshuilage du CIS au PLC

## Fenêtres de contrôle des équipements

### Séparateur tri-phasique



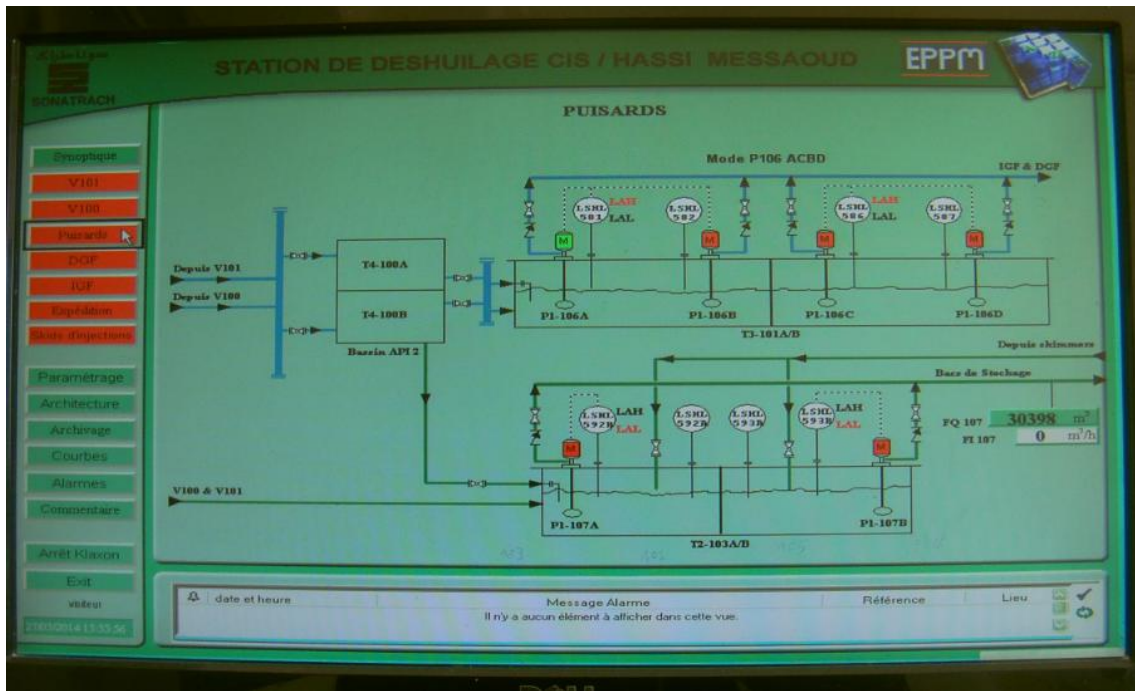
**Photos 3 :** représentation du ballon tri-phasique sur le PLC de la station de déshuilage du CIS

### Transmetteur du niveau d'huile

- Mesure du niveau en % :
- LAL : niveau liquide bas (fermeture des vannes TOR) ;
- LAH : niveau liquide haut (ouverture des vannes TOR)
- 10LAH001 : Contact de niveau haut (alarme de sécurité) ;
- Transmetteur de pression:
- Mesure de la pression en bar pour la régulation et la commande des vannes en PVC ;
- PAL : pression basse ;
- PAH : pression haute.

### Puisards

La vue ci-dessous permet de visualiser l'état des puisards d'eau et de l'huile

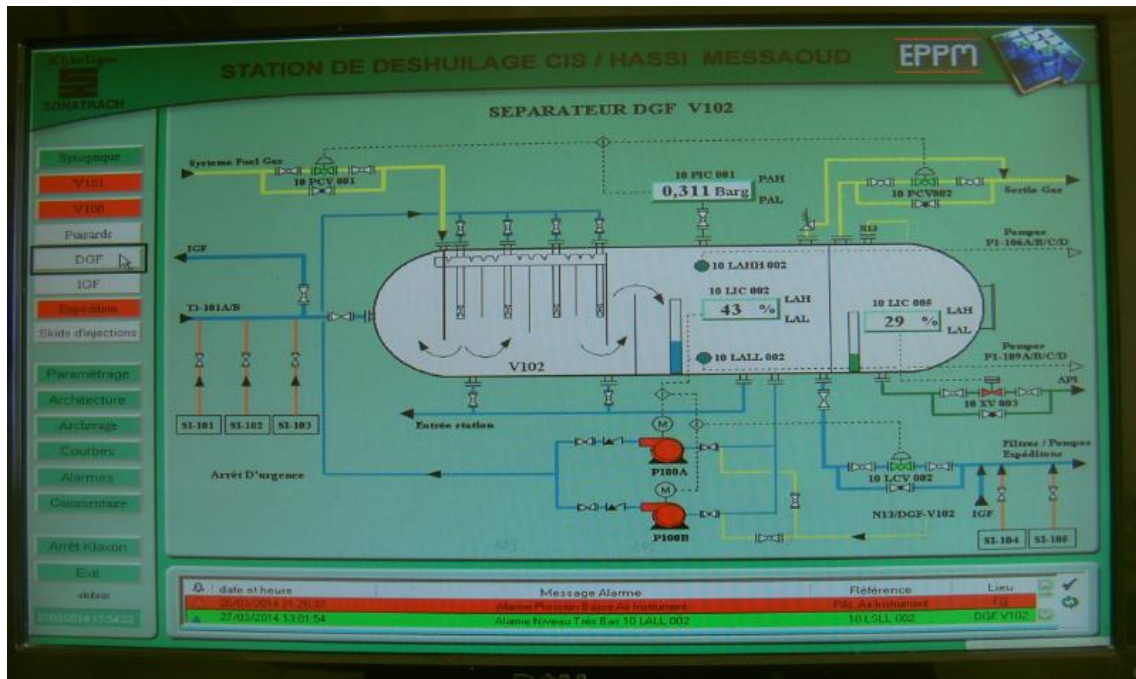


**Photos 4** : représentation des puisards sur le PLC de la station de déshuilage du CIS

Informations sur les pompes de transfert de l'eau et de l'huile :

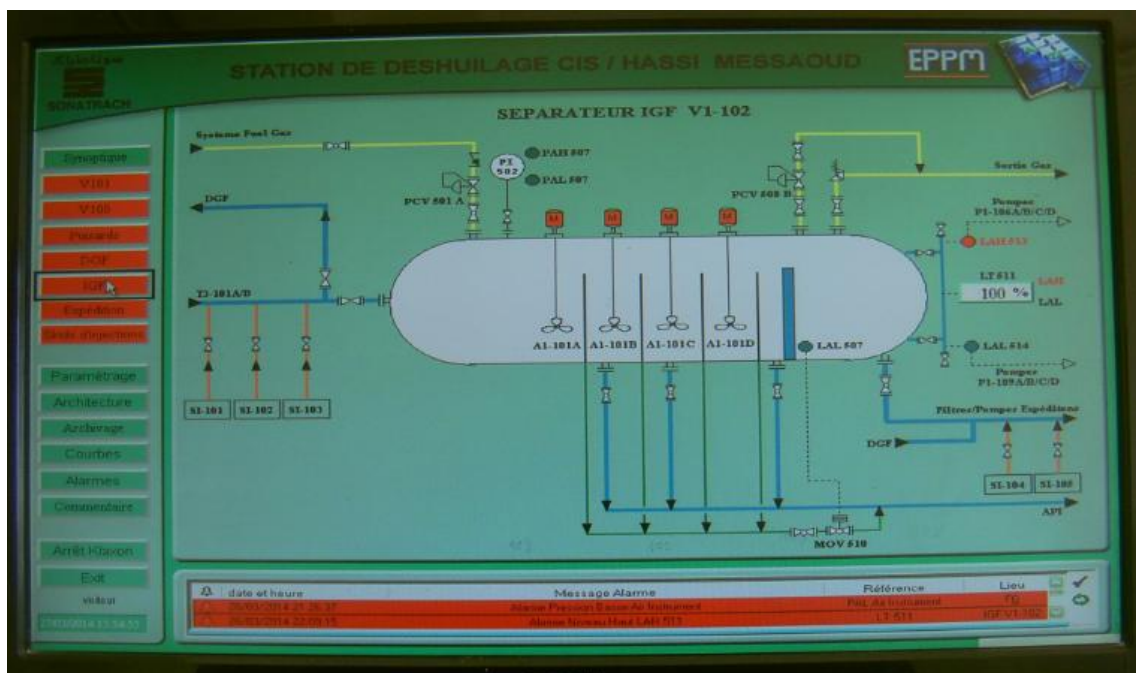
- LHL : contact du niveau haut du liquide ;
- LAL : contact du niveau bas du liquide.

Ballon DGF



**Photos 5 :** représentation du ballon DGF sur le PLC de la station de déshuilage du CIS

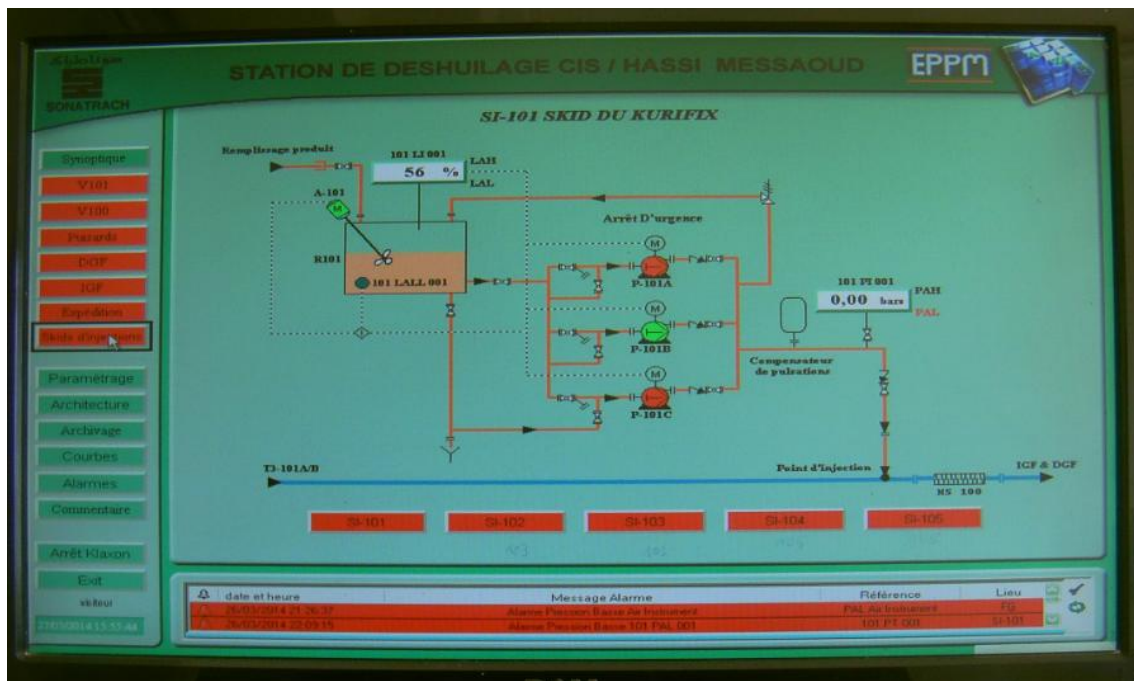
Ballon IGF



**Photos 6 :** représentation du ballon IGF sur le PLC de la station de déshuilage du CIS

Les vues ci-dessus permettent la visualisation de l'état des séparateurs DGF et IGF ainsi que les filtres et les pompes d'expédition.

## Skids d'injection



**Photos 7 :** représentation des skids d'injection sur le PLC de la station de déshuilage du CIS

- 101LALL001 : contacteur de niveau bas pour éviter la marche à sec des pompes d'injection
- 101LI001 : transmetteur de niveau pour l'affichage du niveau du produit chimique dans le réservoir ;
- 101PI 001 : transmetteur de pression pour le contrôle de la pression à la sortie du skid.

## Annexe B

### RESERVOIR D'EAU TRAITEE ET POMPES D'EXPEDITION

#### Réservoir d'eau traitée

En sortant des filtres, l'eau traitée sera stockée dans un réservoir cylindrique en acier revêtu en époxy (Photo N° I.10), ayant les caractéristiques suivantes :

- Diamètre : 2200 mm ;
- Hauteur : 2400 mm ;
- Volume total : 9000 litres.

Des instruments de commandes et de contrôles sont installés sur le réservoir et permettent l'asservissement automatique des pompes d'expédition, P1-109 (A-B-C-D) à travers un automate programmable installé dans la station de déshuilage.



**Photo 8 :** filtres et réservoir de stockage d'eau traitée de la station de déshuilage du CIS

#### Pompes d'expédition des eaux traitées

Quatre pompes d'expédition sont installées pour transférer l'eau traitée à partir du réservoir de stockage vers la station de réinjection. Chaque pompe a une capacité de 118 m<sup>3</sup>/h avec une pression de 216 mètre. Ces trois pompes fractionnement en (3+1), trois pompes en service et une en stand-by. En fonction du niveau d'eau traitée dans l'IGF/DGF, les pompes de transfert rentrent en service sans dépasser trois pompes au même temps. Le transmetteur de niveau installé dans le réservoir d'eau traitée, transmettra le niveau d'eau au PLC afin de contrôler les pompes et le by-pass. Chaque pompe entrera en service à un niveau bien déterminé, si le

niveau dépasse une certaine hauteur la vanne de contrôle localisé au niveau de l'aspiration des pompes du réservoir (LV-512) commence à s'ouvrir afin d'évacuer l'eau vers le bourbier pour éviter le débordement de l'eau dans le DGF/IGF ou le réservoir.

Une vanne de contrôle de pression est mise en place (PV-516), son rôle est de maintenir la contre pression au niveau de la ligne de refoulement. Cette contre pression maintiendra la capacité de pompage dans un intervalle raisonnable afin d'éviter le démarrage et l'arrêt fréquents des pompes, ce qui risque de les endommager. Le démarrage des pompes est automatique et en fonction du niveau d'eau dans le réservoir de stockage d'eau traitée, le cycle on/off ne doit pas dépasser deux démarrages par heure afin de ne pas endommager le moteur électrique des pompes.

Lorsque l'unité d'injection d'eau est à l'arrêt, la pression de refoulement augmente, la vanne en aval des pompes d'expédition s'ouvre automatiquement afin d'évacuer l'eau vers le bourbier. Dès que la pression de refoulement atteint son point de consigne (ce qui veut dire que l'unité de rejection est en marche), la vanne en aval des pompes d'expédition se referme et l'eau sera expédiée vers station de réinjection.

**Tableau 1** : Quelques caractéristiques techniques des pompes d'expédition de la station de déshuilage du CIS

Service	Pompe d'expédition
Type	Multicellulaire
Liquide	Eau traitée
Viscosité	1,97 cp à 40 °C
Débit	118 m <sup>3</sup> /h
Température normale	20/40/5 °C
NPSH	8 m
Puissance hydraulique	76,4 kw
Rendement	66,9 %
Vitesse	2950 tr/min



**Photo 9** : Pompe d'expédition d'eau traitée de la station de déshuilage du CIS

## Annexe C

**VALEURS LIMITES DES PARAMETRES DE REJETS D'EFFLUENTS LIQUIDES INDUSTRIELS**

**Tableau 2** : valeurs limites des paramètres de rejets d'effluents liquides industriels

N°	Paramètres	Unité	Valeurs limites	Tolérance aux valeurs limites (anciennes installation)
1	Température	°C	30	30
2	PH	-	6,5 - 8,5	6,5 - 8,5
3	MES	mg/l	35	40
4	Azote Kjeldahl	"	30	40
5	Phosphore total	"	10	15
6	DCO	"	120	130
7	DBO5	"	35	40
8	Aluminium	"	3	5
9	Substances toxiques bioaccumulables	"	0,005	0,01
10	Cyanures	"	0,1	0,15
11	Fluor et composés	"	15	20
12	Indice de phénols	"	0,3	0,5
13	Hydrocarbures totaux	"	10	15
14	Huiles et graisses	"	20	30
15	Cadmium	"	0,2	0,25
16	Cuivre total	"	0,5	1



N°	Paramètres	Unité	Valeurs limites	Tolérance aux valeurs limites (anciennes installation)
17	<b>Mercure total</b>	"	<b>0,01</b>	<b>0,05</b>
18	<b>Plomb total</b>	"	<b>0,5</b>	<b>0,75</b>
19	<b>Chrome Total</b>	"	<b>0,5</b>	<b>0,75</b>
20	<b>Etain total</b>	"	<b>2</b>	<b>2,5</b>
21	<b>Manganèse</b>	"	<b>1</b>	<b>1,5</b>
22	<b>Nickel total</b>	"	<b>0,5</b>	<b>0,75</b>
23	<b>Zinc total</b>	"	<b>3</b>	<b>5</b>
24	<b>Fer</b>	"	<b>3</b>	<b>5</b>
25	<b>Composés organiques chlorés</b>	"	<b>5</b>	<b>7</b>