



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

Département Hydraulique
Projet pour l'obtention du diplôme
De master

Réalisé et présenté par:

M^{elle}. **BENBOUREK Kahina**

Thème :

Solution pour le bourbier du complexe industriel sud de Hassi Messaoud

Sujet proposé par : SONATRACH

Dirigé par : Dr S.BENMAMAR

Soutenu le 23/06/2014 devant le jury suivant :

A. KETTAB	Président
S. BENZIADA	Examineur
N. NEBACHE	Examineur
S. BENMAMAR	Promotrice



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

Remerciement

Tout d'abord, nous remercions dieu, le tout puissant de nous avoir donné la force, le courage et la volonté de mener à bien nos études.

Je suis reconnaissante à mes chers parents, qui ont su rester à mes côtés pendant toute cette période de formation

Nous remercions vivement ma promotrice Dr. S. BENMAMAR, de m'avoir réservé le meilleur accueil malgré ses obligations professionnelles.

Mes remerciements vont aussi à toutes personnes qui ont contribué de près ou de loin à ma réussite.

J'ai appris que le succès n'est jamais une fin en soi, que l'échec n'est jamais fatal, mais c'est la persévérance et le courage qui comptent. Ils sont source de 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 pétrolière de contrôler leurs rejets d'effluents vers la nature.

Dans ce présent travail, j'ai établi un diagnostic d'une station de déshuilage située au complexe industriel sud de Hassi Messaoud. Cela m'a permis de constater la présence d'un borbier anarchique qui engendre un impact néfaste sur l'environnement.

Les solutions consistent à concevoir deux bassins d'évaporation et de rétentions avec une géomembrane afin d'éviter l'infiltration de l'eau non traitée.

Mots clé : Station de déshuilage – Bassin API – Diagnostic – borbier.

ملخص

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

سمح لي أن .في العمل الحالي، الأول، تأسيس تشخيص محطة دي التزيبب يقع جنوب المجمع الصناعي حاسي مسعود أرى هذا وجود فوضى الفوضى التي تخلق تأثير سلبي على البي.

.الحلين لتصميم أحواض التبخر والاحتفاظ مع غشاء أرضي لمنع تسلل المياه غير المعالجة

التزيبب محطة - حوض - API- التشخيص- مستنقع

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 the present work, I established a diagnosis of de-oiling station located south of Hassi Messaoud industrial complex. This allowed me to see the presence of a chaotic mess that creates an adverse impact on the environment.

The solutions to design two evaporation and retention basins with a géomembrane to prevent infiltration of untreated water.

Keywords: De-oiling – API basin – Diagnosis – quagmire.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Présentation du CIS	
I. PRESENTATION DU CIS	2
1. Unité de traitement de brut.....	2
2. Unité de Boosting.....	3
3. Unité de traitement de gaz (GPL)	3
4. Unité d'injection de gaz	3
5. Unité d'injection d'eau.....	4
6. Unité de traitement d'eau huileuse.....	4
7. Centrale d'air.....	4
II. FONCTIONNEMENT DE LA STATION DE DESHUILAGE	4
1. Traitement physique.....	5
a. Séparateur tri-phasique.....	5
b. Dégazeur.....	8
c. Bassin API.....	9
2. Traitement chimique.....	12
a. Ballon IGF (Induced Gas Flotation).....	13
b. Ballon DGF (Dissolved GAS Flotation).....	14
Chapitre II : diagnostic de la station de déshuilage du CIS	
I. TRAITEMENT PHYSIQUE	18
1. Problèmes liés aux équipements	18
2. Problèmes liés à la gestion	19
3. Vérification des dimensions du bassin	20
a. Vérification des conditions de la norme API 421	20
b. Vérification du dimensionnement du bassin API.....	21
II. TRAITEMENT CHIMIQUE	25
III. IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT.....	29

Chapitre III : traitement des bourbiers

I. DEPOLLUTION DES BOURBIERS.....	33
1. Méthode de dépollution biologique.....	33
a. Traitement in situ.....	33
b. Traitement hors site.....	33
c. La micro-remédiation.....	34
d. La phyto-remédiation.....	34
e. Biodégradation aérobie des hydrocarbures.....	34
f. Biopile.....	35
2. Procédés chimiques.....	35
a. Oxydation chimique.....	35
b. Lavage des sols in-situ.....	36
c. Procédés thermiques.....	36
3. Procédés thermiques.....	36
a. Désorption thermique.....	36
b. incinération.....	37
II. DIMENSIONNEMENT DES BASSINS.....	37
Conclusion générale.....	41
Bibliographie.....	42

Liste des figures

Figure II. 1: représentation graphique du facteur de correction en fonction de V_h/V_t	22
Figure II. 2: taux des matières en suspension à la sortie de la station de déshuilage.....	27
Figure II. 3: taux des hydrocarbures à la sortie de la station de déshuilage.....	28
Figure II. 4 : débits moyens mensuels de l'année 2013	30
Figure III. 1: bassin de rétention d'eau huileuse et bassin d'évaporation d'eau traitée	39

Liste des tableaux

Tableau I- 1: destination des produits obtenus à la sortie des unités satellites.....	3
Tableau I- 2: dimensions du séparateur tri-phasique de la station de déshuilage du CIS	9
Tableau I- 3: équipements et instruments du séparateur tri phasique du CIS.....	11
Tableau I- 4: équipements et instruments du dégazeur du CIS	13
Tableau I- 5: commutateur de niveau des pompes de transfert d'huile.....	19
Tableau I- 6: commutateur de niveau des pompes de transfert d'eau huileuse	20
Tableau I- 7: instruments et équipement installés au niveau du ballon IGF	22
Tableau I- 8: instruments et équipement installés au niveau du ballon DGF.....	24
Tableau I- 9: caractéristiques principales des skids d'injection	27
Tableau I- 10: instruments et équipement installés au niveau de chaque skid d'injection...	27
Tableau II- 1: paramètres intervenant dans le dimensionnement du bassin déshuileur	34
Tableau II- 2: dimensions du bassin déshuileur	36
Tableau II- 3: récapitulatif des dimensions du bassin déshuileur.....	37
Tableau II- 4: taux des MES et HC à la sortie de la station de déshuilage du CIS	38
Tableau II- 5: débit moyens de la station de déshuilage du CIS	41

Liste des photos

Photo II. 1: chapeaux chinois bouchés, et la couche d'huile n'est pas récupérée	19
Photo II. 2: chapeaux chinois complètement immergés	19
Photo II. 3: les deux compartiments du bassin API en fonctionnement.....	19
Photo II. 4: ski traces du débordement du bassin API	20
Photo II. 5: bourbier du CIS.....	31
Photo II. 6: photo du bourbier du CIS prise de Google earth.....	31

Abréviations

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

Notations

A_c	surface transversale du séparateur	m ²
A_{c1}	surface transversale maximale d'un compartiment	m ²
A_h	surface horizontale	m ²
B	largeur d'un seul canal du séparateur	m
D	diamètre de la particule d'huile	cm
d	profondeur du séparateur	m
F	facteur de correction	--
F_t	facteur de turbulence et de court-circuitage	--
g	accélération de la pesanteur	cm/s ²
H	hauteur génie civil du séparateur	m
K	coefficient de sécurité	--
L	longueur du séparateur	m
n	nombre de canaux	--
q	masse des matières en suspension	mg/l
Q_m	Débit maximal d'eaux huileuses à traiter	m ³ /s
Q_{moyen}	débit moyen d'eaux huileuses à traiter	m ³ /s
T_p	temps de parcours	min
T_s	temps de séjour	min
V_h	vitesse horizontale	cm/s
μ_c	viscosité absolue	g/cm/s
ρ_e	masse volumique de l'eau	g/cm ³
ρ_h	masse volumique de l'huile	g/cm ³
ρ_m	masse volumique du mélange	g/cm ³

Introduction générale

La protection de l'environnement est définie comme l'ensemble des actions ne portant pas atteinte aux 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.

Les puits producteurs de pétrole du champ de **Hassi Messaoud** (HMD), produisent quotidiennement de grandes quantités d'eaux contaminées par des hydrocarbures. Ces eaux représentent une source de pollution qu'il convient de traiter au vu de la réglementation algérienne.

Dans le cadre de la concrétisation de la politique de SONATRACH relative à la protection de l'environnement, une station de déshuilage a été mise en œuvre au **Complexe Industriel Sud** (CIS) du champ de HMD, afin d'assurer à la fois la récupération des hydrocarbures et la production d'eau de réinjection.

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 normes exigées par la réglementation algérienne, qui sont :

- $MES < 35 \text{ mg/l}$
- $HC < 10 \text{ mg/l}$

Du fait de la non-conformité de ces eaux aux normes réglementaires, elles sont directement rejetées vers le milieu naturel, ce qui a provoqué un énorme borbier.

Le présent travail comporte une solution afin de réduire l'impact environnemental de cette pollution.

La solution consiste à concevoir deux bassins, un bassin de rétention des eaux polluées avec géomembrane afin de stocker l'eau non traitée en cas de dysfonctionnement de la station de déshuilage, et un bassin d'évaporation afin de stocker l'eau traitée qui s'évapore sous l'effet de la chaleur dans le cas où l'unité de réinjection est en dysfonctionnement.

Chapitre I

Présentation du CIS

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 Km². 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).

I. PRESENTATION 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. 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.

1. 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 :

- **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, 11bars et 4 bars. La séparation s'effectue donc sur plusieurs étages selon la pression d'arrivée de l'effluent.

- **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 m³/jr et les deux autres d'une capacité de 12×10^3 m³/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.

- **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.

2. 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.

3. 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. Une première unité de traitement de gaz (GPL1) a été conçue en 1973 pour traiter 5,7 millions de Stm³/jr. En 1997 une deuxième unité (GPL2) d'une capacité de 25 millions Stm³/jr a été mise en service.

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.

4. 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.

5. 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.

6. 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.

7. 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.

II. 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 tri phasique ;
- 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 » ;
- Réservoir d'eau traitée ;
- Les pompes d'expédition ;

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.

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, 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 la plaque inclinée et la 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. 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- 1: dimensions du séparateur tri-phasique de la station de déshuilage du CIS

Paramètres	Valeur
Diamètre (mm)	2700,0
Longueur (mm)	70000,
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- 2: équipements et instruments du séparateur tri phasique 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

b. Dégazeur

Cet équipement a été placé en amont de la station de déshuilage. 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:

- 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- 3: 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

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 calmer 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 bournier.

❖ API 2

Après le passage de l'eau par le séparateur tri-phasique, elle 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.

Le bassin décanteur est de type API. Il est considéré comme un bassin pré déshuileur conçu pour assurer l'élimination d'un grand pourcentage de particules solides par décantation. L'extraction de l'huile libre possédante un diamètre de particules supérieur à 150 microns mètre, qui n'ont pas eu le temps de s'agglomérer et d'être récupéré 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.

- Système de récupération d'huile

- ✓ *Skimmer à tambour oléophile (ancien système)*

Ce système est installé sur les parois et à la fin du bassin API 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. 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.

- ✓ *Skimmer à tube oléophile (nouveau système)*

Ce système a été adapté pour la collecte des huiles de surface sur une distance de 4m. 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. 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 entraîne 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.

- ✓ *Chapeaux chinois*

Ce sont des dispositifs de collecte d'huile, installés dans la première partie de chaque compartiment du bassin API appelés chapeaux chinois. 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.

- ii. Puisard et pompes de transfert d'huile

L'huile récupérée au niveau du ballon tri phasique 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- 4: commutateur de niveau des pompes de transfert d'huile

Pompe : P1107A/B		
Contacteur de niveau	Consigne	Alarme
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- 5: commutateur de niveau des pompes de transfert d'eaux huileuses

Pompe : P1106A/B/C/D		
Contacteur de niveau	Consigne	Alarme
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 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.

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.

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

Tableau I- 6: 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 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. 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.

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- 7: 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

✓ 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 :
1000ml 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).

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 était dans le cadre de la mise en application 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 doit donc répondre aux normes exigées par la réglementation.

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 à la sortie de la station sont directement rejetées dans le milieu naturel sans qu'elles atteignent la norme.

Il est important aujourd'hui de résoudre ce problème, et de fournir d'avantage des efforts pour que l'impact sur l'environnement en soit minimisé, et que les ressources soient préservées en termes de qualité et quantité.

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

Diagnostic de la station de déshuilage du CIS

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 diminuer 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 ans pour les installations pétrolières.

Les installations doivent être entretenues pour réduire leurs durées d'indisponibilité. 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 de l'eau 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 le problème de la non-conformité de l'eau huileuse est lié essentiellement à deux raisons :

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

I. 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 forme 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 parfois même l'eau est 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 :

- Le tambour oléophile est placé à une hauteur fixe, à cet effet deux cas peuvent se présenter :
 - ✓ Le premier c'est qu'il peut être immergé dans l'eau huileuse et donc le tambour 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. ou dans le cas contraire, pour des grands débits, les chapeaux chinois sont totalement immergés.



Photo II. 1: chapeaux chinois bouchés, et la couche d'huile n'est pas récupérée



Photo II. 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 II.4).



Photo II. 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'eau huileuse dans le bassin API suite au dysfonctionnement des pompes, ont conduit à des débordements (photo II.3)



Photo II. 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 nous ont été communiquées :

- Longueur : $L = 49$ m
- Largeur : $l = 4$ m
- Profondeur : $d = 2,1$ m
- Temps de séjour $T_s = 2$ h
- Le débit maximal de dimensionnement est $Q_m = 355$ m³/h

a. Vérification des conditions de la norme API 421

En premier lieu, nous avons commencé par la vérification du rapport entre le temps de séjour (T_s) et le temps que met une particule d'huile pour remonter à la surface libre de l'effluent (T_p)

Pour avoir une bonne remontée des huiles à la surface, ce qui veut dire une bonne séparation eau-huile, il faut que le temps de séjour soit supérieur au temps que met une particule d'huile pour atteindre la surface.

$$T_s > T_p$$

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 , ρ_e , ρ_h , et μ par leurs valeurs, 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 :

$$A_c = \frac{Q_m}{V_h} = \frac{(355 \times 10^6) / 3600}{1,5} = 6,6 \text{ m}^2$$

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 $V_h = 1,5$ 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 est acceptable car ce dernier est supérieur au temps que met une particule pour atteindre la surface ($T_s > T_p$).

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.

En faisant cette vérification, il en ressort 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 $k = 3$, le débit maximal du dimensionnement est de $355 \text{ m}^3/\text{h}$.

Le tableau (II-1) illustre les paramètres intervenant dans le dimensionnement du bassin

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

Paramètre	Indice	Valeur
Masse volumique de l'huile	ρ_h	0,800 (g/cm ³)
Masse volumique de l'eau	ρ_e	1,000 (g/cm ³)
Viscosité absolue de la phase aqueuse	μ_c	0,010 (g/cm/s)
Accélération de la pesanteur	g	981,000 (cm/s ²)
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 0,245, valeur déterminé 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 $V_h = 1,5 \text{ cm/s}$

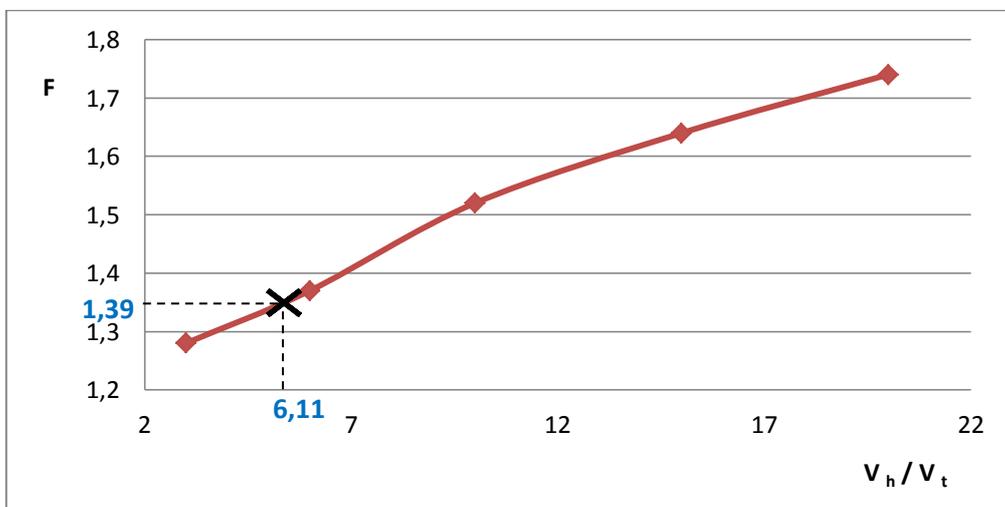
La vitesse calculée dépasse la valeur exigée donc, on prend $V_h = 1,5 \text{ cm/s}$

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 II. 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 compartiment est déterminé comme suit :

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

Pour minimiser le nombre de compartiment, 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 vient la détermination de la profondeur et la longueur du bassin, en suivant la procédure suivante :

On se fixe une largeur $B = 609,6 \text{ cm}$ 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 :

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

En utilisant la longueur et la profondeur déjà déterminées, on vérifie les conditions de la norme API 421 comme suit :

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

Si les conditions ne sont pas vérifiées, on corrige la largeur B, jusqu'à atteindre la norme et avoir les bonnes dimensions.

Le tableau II-2 compile les résultats obtenus en suivant la procédure décrite ci-dessus.

Tableau II- 2: dimensions du bassin déshuileur

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
350,0	187,7	1598,5	0,5	5
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 pour une 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 17,7min

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 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.

II. TRAITEMENT CHIMIQUE

Nous avons remarqué 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 désignée par l'opérateur en fixant la quantité injectée par les pompes doseuse.

La station de déshuilage du CIS est doté d'un réseau anti incendie, à partir duquel ils ont fait un piquage pour utiliser l'eau pour la préparation des solutions chimiques. Les caractéristiques de cette eau peuvent influencer sur l'action des réactifs.

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

Tableau II- 3: 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
19.09.2013	256,0	90,8
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

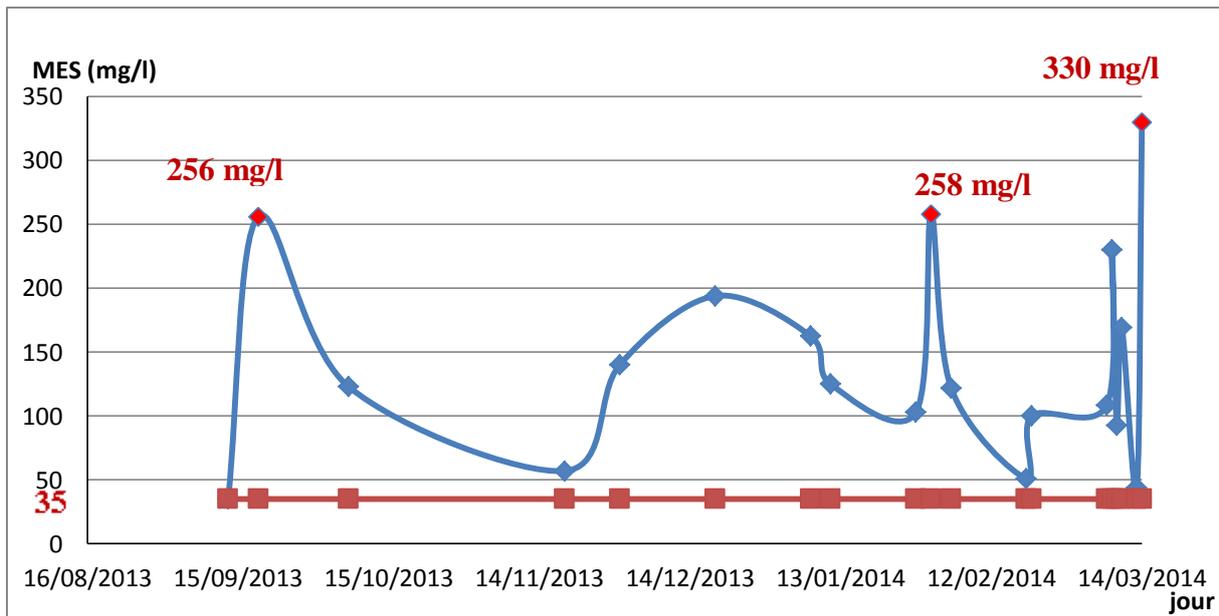
07.01.2014	162,6	38,6
11.01.2014	125,0	145,0
28.01.2014	103,0	77,0
31.01.2014	258,0	355,0
04.02.2014	122,0	384,0
19.02.2014	51,0	43,6
20.02.2014	100,0	174,0
07.03.2014	108,5	27,6
08.03.2014	230,0	18,0
09.03.2014	92,5	34,7
10.03.2014	169,5	25,6
13.03.2014	44,0	60,0
14.03.2014	330,0	200,0

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 exigés par la réglementation (droite représentée en rouge sur les graphes).

La figure II.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, ils dépassent les 250 mg/l, les deux premiers piques sont dus à une mauvaise injection des produits chimiques, quant au dernier il est due au dysfonctionnement des pompes doseuses. Ceci signifie que ce jour-là (14/03/2014), l'eau huileuse n'a pas été traitée chimiquement.

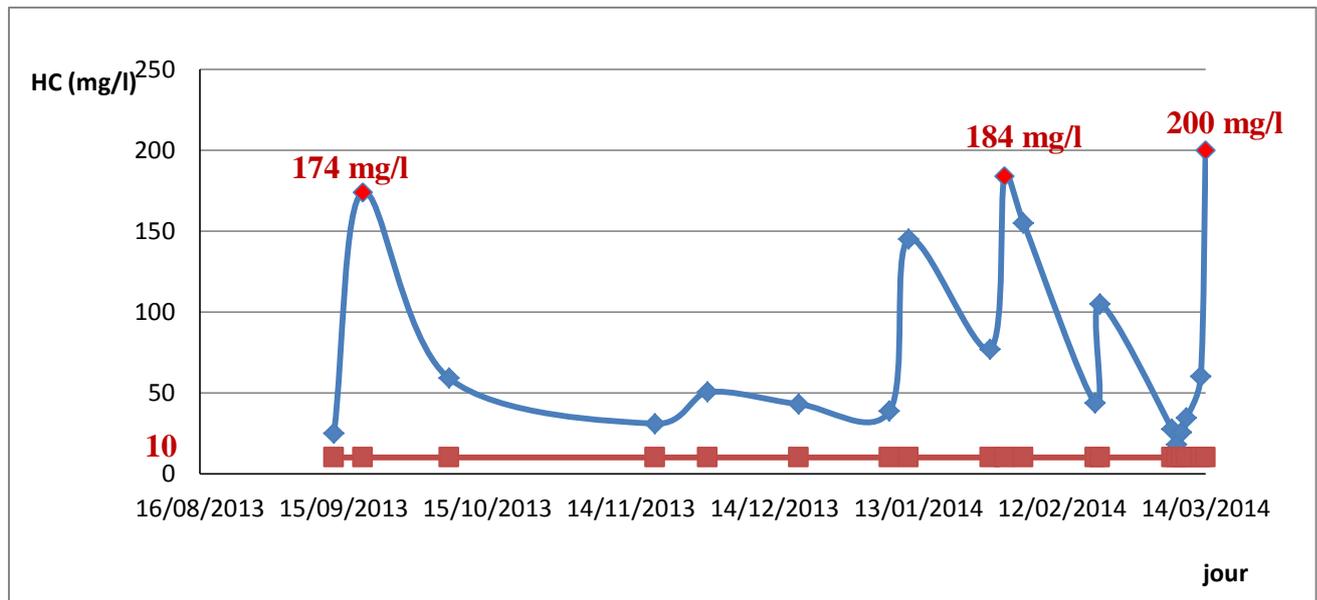


- Taux des matières en suspension (MES) exigé par la réglementation (35mg/l)
- ◆ Taux des matières en suspension (MES) à la sortie de la station de déshuilage

Figure II. 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 terme de teneur en hydrocarbure 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 (limite maximale des hydrocarbures exigés 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 qui a provoqué les deux premiers pics et le dysfonctionnement des pompes doseuses qui est la cause du 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 II. 3: taux des hydrocarbures à la sortie de la station de déshuilage.

Les produits chimiques injectés (coagulant, 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 II.2 et II.3.

Vue la qualité très détériorée des eaux à la sortie de la station de déshuilage, la réutilisation est impossible, car une eau chargée en matière en suspension et en hydrocarbure 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.

III. IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

A la sortie de la station de déshuilage, l'eau huileuse qui a subi un traitement physique puis physico-chimique, ne répond pas aux critères de la réinjection, donc elle ne peut pas être réutilisée, d'où son rejet directe dans la nature.

Le tableau ci-dessous représente les débits moyens mensuels d'entrée à la station de déshuilage du CIS, de rejet vers le borbier du CIS et de réinjection de l'année 2013.

Tableau II-5 : débits moyens mensuels de la station de déshuilage du CIS

mois	débit moyen mensuels vers borbier (m ³ /jr)	Débit moyen mensuel d'entrée à la station de déshuilage (m ³ /jr)	Débit moyen mensuel de réinjection m ³ /jr
Janvier	2000,45	2762,29	761,83
Février	3456,07	4280,92	824,85
Mars	3986,41	4641,41	655,00
Avril	4768,63	4768,63	0
Mai	4993,48	4993,48	0
Juin	5308,90	5308,90	0
Juillet	5530,35	5530,35	0
Aout	3211,51	3885,06	673,54
Septembre	2956,13	3947,53	991,40
Octobre	3461,67	3668,22	206,54
Novembre	4346,70	5264,60	917,90
Décembre	4415,67	5381,67	966,00

La figure ci-dessous représente les trois graphiques, les débits moyens mensuels d'entrée à la station de déshuilage en vert, les débits moyens mensuels de rejets vers le bourbier du CIS en rouge et les débits moyens mensuels de réinjection en noire.

En comparant les trois courbes, nous remarquons que la quasi-totalité des débits d'entrée à la station de déshuilage sont rejetés vers le milieu naturel, du fait qu'ils ne répondent pas aux critères de la réinjection.

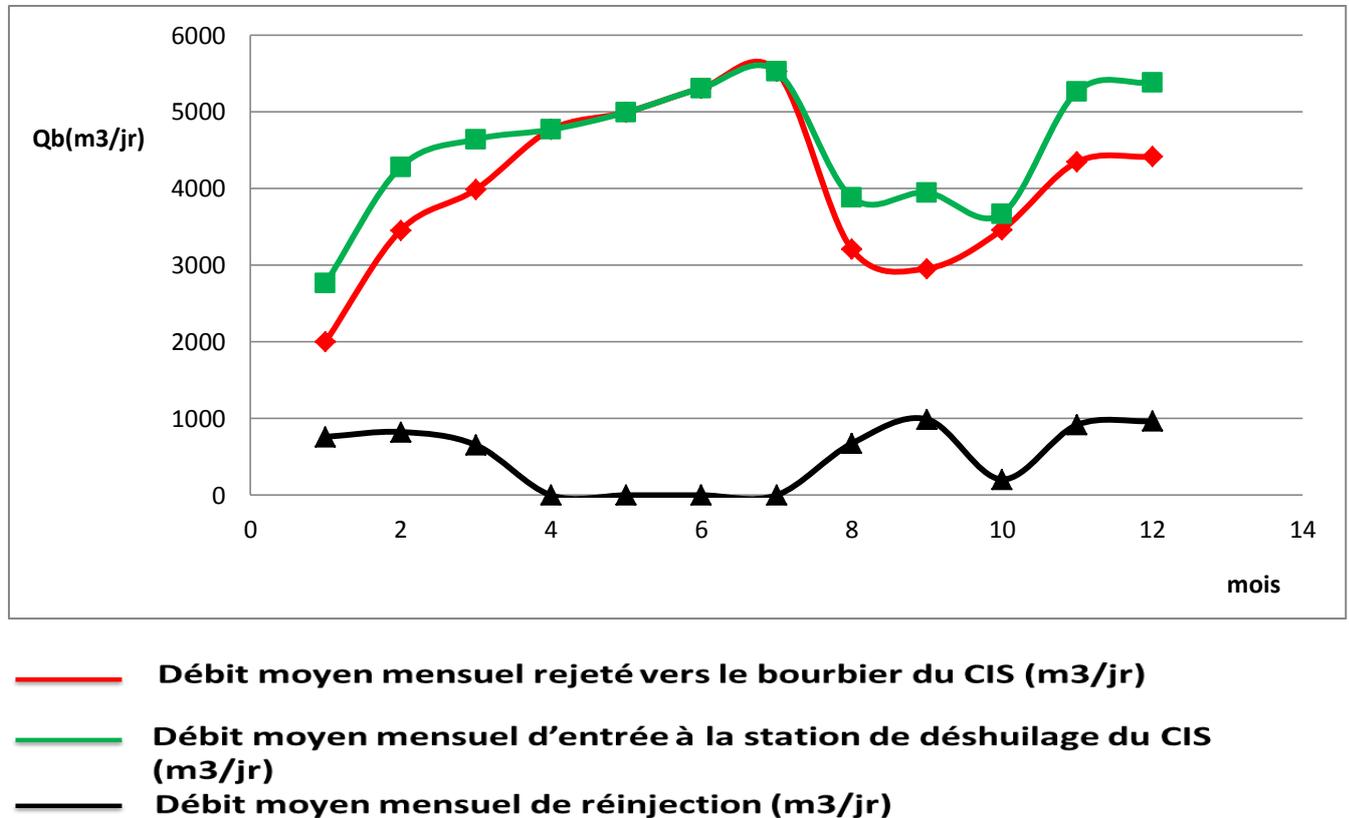


Figure II.4 : débits moyens mensuels de l'année 2013

En visitant le bourbier du CIS, on a constaté qu'il est construit d'une manière archaïque et ne répond pas aux normes, à savoir : respect des paramètres tels que, la forme, la profondeur, la hauteur, la largeur et le temps de séjour...etc.

Par ailleurs, ce bourbier ne répond pas aux exigences et aux impératifs de protection de l'environnement

- Absence d'une géo membrane, permettant d'éviter l'infiltration des eaux polluées dans le sous-sol ;
- Le bourbier est ouvert (photo II.1 et photo II.2), d'où risque d'intrusion d'animaux sauvages et d'oiseaux fréquents dans la Région (gazelle, Mouflon à manchettes, chacals, renards) et domestiques (chèvres, dromadaires, moutons) ;

- Absence de moyens de récupération des huiles à la surface du borbier ;
- Absence de mesures de sécurité (clôture, panneau de signalisation...Etc.) ;
- Emission des vapeurs d'hydrocarbures (COV) ;
- Difficulté pour effectuer un échantillonnage (lors de l'autocontrôle des rejets) ;
- Pollution de la nappe phréatique à long terme ;
- Risques de noyades ;
- intervention fréquentes de l'effet de renard.



Photo II.5 : borbier du CIS



Photo II.6 : photo du borbier du CIS prise de Google earth

Les deux photos ci-dessus représentent le borbier abandonné du CIS, nous remarquons surtout sur la photo satellitaire la surface très vaste qu'occupe ce borbier.

Nous avons pris l'image satellitaire à partir de Google earth, en suite nous avons calculé la surface et le périmètre en utilisant AUTO-CAD, les résultats obtenus sont les suivant :

Surface du borbier du CIS ~ 177902 m²

Périmètre du borbier du CIS ~ 1700 m

La couleur noir et du a la présence des hydrocarbures dans l'eau d'un taux très élevé, ce qui est néfaste pour les animaux, les oiseaux et l'Environnement.

Conclusion

La préparation des solutions chimique (coagulant-floculant) se fait manuellement, Les utilisateurs ignorent ou sous-estiment les propriétés dangereuses des produits qu'ils manipulent, or certains sont très dangereux pour la santé. Ainsi que, lors de la préparation des solutions chimiques, le dosage doit être respecté, ce qui n'est pas évident dans la préparation manuelle.

A la station de déshuilage du CIS, les analyses de vérification de la conformité de la qualité de l'eau aux normes algériennes ne se font que sur le taux des matières en suspension et le taux des hydrocarbures dans l'eau, or que dans la réglementation les exigences inclus d'autres facteurs tels que la DCO, la DBO, le phosphore total ... etc.

Le dysfonctionnement de la partie chimique du traitement est dû à la préparation anarchique des produits chimiques et à l'injection qui se fait arbitrairement pour cela un essai de jar teste au laboratoire serais utile.

Le traitement des eaux huileuses, la récupération du brut au lieu de le rejeter vers le milieu naturel, et l'obligation d'atteindre les normes réglementaires ne doit pas être perçue uniquement comme un acte purement économique, mais plutôt comme une action environnementale pour lutter contre la dégradation des sols, du sous-sol et des paysages désertiques.

Nos visites fréquentes sur site, nous ont permis de déterminer et de voire quelques anomalies de fonctionnement dans les deux parties du traitement, ce qui va servir d'informations utiles pour réfléchir à des solutions viables, durables et moins préjudiciables à l'environnement.

Chapitre III

Traitement des bourbiers

Le bourbier du CIS est une conséquence majeure du dysfonctionnement de la station de déshuilage du CIS. Le problème de la réinjection de l'eau dans le gisement ne s'est jamais posé du fait qu'elle se faisait à partir de la nappe albienne.

Actuellement, ce site est confronté au problème de pollution des sols et des nappes phréatiques. Pour cela le traitement du bourbier est inévitable.

Les solutions du traitement varient en fonction du volume et du degré de pollution, de l'usage auquel on destine le terrain ainsi que le coût du traitement.

I. DEPOLLUTION DES BOURBIERS

1. Méthode de dépollution biologique

Il existe des microorganismes capables de dégrader efficacement des polluants comme les produits pétroliers et les hydrocarbures. Ce type de traitement peut être regroupé en deux sous parties, la première consacrée aux traitements de dépollution «in situ», la seconde aux traitements «hors site» [Ould Rabah Nassira ; 2012].

a. **Traitement in situ**

Les traitements in situ s'imposent dans le cas où les polluants ont pénétré profondément dans le sol, et sont répartis sur des surfaces importantes, rendant l'excavation coûteuse. Ces traitements visent à activer les processus de biodégradation, et à améliorer l'accessibilité des microorganismes à l'oxygène [Ballerini et al; 1998].

- Bioventing (traitement biologique par aération des sols)

Le bioventing est une technologie prometteuse qui consiste à simuler la biodégradation in situ de pollutions dans les sols, fournissant à la microflore en place l'oxygène nécessaire. Celui-ci est apporté par l'injection d'air dans la zone contaminée.

Afin que cette méthode soit efficace, il est nécessaire que le milieu poreux présente une bonne teneur en éléments minéraux, et un sol colonisé par des microorganismes adaptés à la pollution pour que la technique du bioventing soit envisageable [Perchet ; 2008].

b. **Traitement hors site**

Les traitements hors site peuvent être utilisés dans le cas où les contaminants n'ont pas pénétré trop profondément, les sols peuvent être alors excavés puis traités. L'utilisation de ces procédés hors site permet la plupart du temps une réduction des durées de traitement [Ballerini et al ; 1998, Ademe ; 2004].

- Bioslurry (traitement en réacteur)

Le principe de ce traitement consiste à réaliser et faciliter la biodégradation dans un contenant installé sur le site, en ajoutant au sol les nutriments nécessaires aux microorganismes. Le sol excavé va subir diverses opérations de broyage, de tamisage et d'homogénéisation. Il sera ensuite mélangé à de l'eau, généralement en proportion de 30% et introduit dans le réacteur par pompage. Différents modes de fonctionnement sont possibles, soit en continu ou en discontinu. Cette technique concerne les sols pollués, par des substances peu biodégradables (hydrocarbure) et pour les sols difficile à traiter comme les sols argileux. Le principal inconvénient de cette méthode étant son coût par rapport aux autres techniques biologiques accompagné d'une efficacité moindre pour les hydrocarbures de masse élevée [Dubourguier ; 2000].

c. **La micro-remédiation**

C'est un traitement qui se base sur l'utilisation de champignons possédant les capacités enzymatiques pour dégrader certaines pollutions. La micro-remédiation préconise, entre autre l'utilisation de plantes colonisées par des champignons mycorrhiziens tolérants aux contaminants en question pour la végétation de sites perturbés par des contaminants de toutes sortes [Khan ; 2006].

d. **La phyto-remédiation**

C'est une technologie de dépollution qui semble efficace vis-à-vis d'un large spectre de polluants organiques et inorganiques. Elle peut être utilisée sur des substrats solides (sols pollués), liquide (eaux contaminées) ou gazeux (filtration d'air chargé en composés nocifs volatils).

La phyto-remédiation qui a fait l'objet de notre étude est dans le regroupement de nouvelles phytotechnologies de décontamination in situ des sols et de l'eau, basée sur l'utilisation des plantes, des algues et de leurs microorganismes associés [Ould rabah Nassira ; 2012].

e. **Biodégradation aérobie des hydrocarbures**

La biodégradation des hydrocarbures par les microorganismes appelés hydrocarbonoclastes a été mise en évidence dès 1946 par Zobell. Depuis cette date, le nombre d'espèces bactériennes identifiées possédant cette propriété n'a cessé d'augmenter.

L'oxydation est le principal processus utilisé par la plupart des bactéries, conduisant à la formation de l'alcool primaire puis de l'aldéhyde et de l'acide gras correspondant. Cette oxydation est catalysée par un mécanisme complexe d'hydroxylase qui peut être relié à un système de transport d'électrons permettant l'incorporation de l'atome d'oxygène [Ould Rabah Nassira ; 2012].

f. **Biopile**

La technique de traitement des sols par biopile consiste à amonceler les sols excavés, à les humidifier, à les amender et à les aérer afin d'accélérer la biodégradation des contaminants.

Cette technologie est éprouvée et largement utilisée en Amérique du Nord et en Europe. Elle consiste tout d'abord à mélanger des sols excavés avec un amendement tel des copeaux de bois. Les contaminants dans les sols sont ensuite biodégradés grâce à la mise en place de conditions idéales (température, taux d'humidité, nutriments, oxygène, pH...). Les sols contaminés excavés sont traités dans une installation spécifiquement conçue pour le traitement. L'installation peut se situer sur le terrain même ou dans un centre spécialisé.

Les sols excavés sont la plupart du temps recouverts d'une membrane imperméable (géomembrane). Ceci permet de limiter les infiltrations d'eau de pluie, de retenir les gaz des polluants volatils ainsi que de maintenir la température au bon niveau. Pour permettre d'augmenter l'efficacité du traitement, il est possible d'ajouter des éléments nutritifs sous forme solide ou liquide, de l'oxygène est également nécessaire pour une dégradation en mode aérobie. Les lixiviats ainsi que les rejets atmosphériques créés par la dégradation des polluants sont récupérés et traités avant d'être rejetés dans l'environnement.

Les polluants pouvant être traités par cette méthode de traitement sont principalement les hydrocarbures volatils et semi-volatils biodégradables [Dufresne Myriam ; 2013].

2. **Procédés chimiques**

On distingue deux techniques de traitement chimique l'oxydation chimique et le lavage des sols in situ, ces deux technologies sont présentées comme suit :

a. **Oxydation chimique**

La technique d'oxydation chimique est largement répandue dans les pays industrialisés. Cette technique consiste en une dégradation des contaminants en contact avec des réactifs oxydants injectés dans la zone de sols contaminés (in-situ) ou mélangés dans un conteneur adapté.

L'oxydation chimique in-situ consiste à injecter sous pression un produit oxydant (ozone, peroxyde, etc.) à l'intérieur de la matrice des sols contaminés, que la zone soit saturée ou non. Les polluants peuvent être totalement dégradés (minéralisation) ou partiellement (sous-produits plus biodégradables). Ce traitement chimique permet de générer des réactions dans la zone contaminée de façon à modifier les produits toxiques en produits qui ne nuisent pas à l'environnement [Dueso et autres, 2009].

b. Lavage des sols in-situ

Le traitement des sols avec un solvant consiste, en d'autres mots, à laver les sols. Les contaminants adsorbés sur les sols s'accrochent aux solvants ou à l'eau, dépendamment du type de lavage, permettant aux sols d'être réutilisés sur le site. Cette méthode de traitement n'est pas couramment employée. Ce procédé ne s'applique pas de façon in-situ. Le lavage à l'eau nécessite préalablement un tri granulométrique, permettant de séparer les particules fines des particules grossières. Les particules fines sont ensuite acheminées vers une phase aqueuse (ou autre solution de traitement privilégiée). Lorsque les contaminants adsorbés aux sols en sont séparés, la solution aqueuse est ensuite traitée. Pour augmenter l'efficacité du traitement à l'eau, des agents chélatants et surfactants sont ajoutés à la solution liquide, de même que des acides et des bases, de l'eau chaude et de la vapeur [Dueso et autres, 2009].

3. Procédés thermiques

Dans ce type de traitement, on distingue la désorption thermique et l'incinération.

a. Désorption thermique

La désorption thermique, qui fait présentement concurrence à l'incinération, est de plus en plus utilisée. Cette technique consiste en la dégradation des molécules des contaminants par l'effet de l'augmentation de la température.

La technique de désorption thermique est appliquée par l'injection de chaleur dans les sols (in-situ) ou dans un four (ex-situ) afin d'en extraire les contaminants volatils et semi-volatils. Ce principe est applicable de façon ex-situ, une fois les sols contaminés excavés, et in-situ, directement dans la zone de sols contaminés.

Le principe de désorption thermique ex-situ consiste à mettre les sols contaminés dans une unité de désorption (four) qui atteint des températures comprises entre 150 et 540 °C. Ceci permet aux contaminants adsorbés aux particules du sol de s'en détacher et favorise la volatilisation des composés qui seront par la suite récupérés sous forme gazeuse.

Le principe de désorption thermique in-situ, quant à lui, consiste à injecter de la vapeur dans la zone contaminée, à chauffer le sol par résistance électrique (courant électrique), à chauffer par micro-ondes ou encore avec un puits thermique. Le traitement par désorption thermique in-situ est encore en développement, contrairement au traitement ex-situ qui est déjà commercialisé.

Le taux d'humidité dans les sols, l'efficacité de transfert thermique du réacteur ainsi que le type de sol influenceront le degré de température atteint dans le four. Les sols argileux sont plus difficiles à chauffer que les sols sableux puisque leur taux d'humidité est élevé. De plus, la désorption thermique dans un sol argileux entraîne plus de gaz qui doivent être traités par la suite [Roudier, 2005].

b. Incinération

Parmi les techniques de traitement les plus anciennes, l'incinération consiste à brûler les sols contaminés dans un four atteignant des températures extrêmes (870 °C à 1 200 °C). Les contaminants sont donc détruits ou volatilisés.

Depuis de nombreuses années utilisées comme technique de traitement des sols, l'incinération a été développée graduellement au fil des ans, s'appliquant maintenant à plusieurs polluants.

La température élevée convertit les polluants en dioxyde de carbone et en vapeur d'eau, ainsi qu'en résidus variés de combustion. « La transformation des polluants en molécules inoffensives simples permet de classer cette méthode parmi les plus efficaces. ».

Quatre techniques sont connues à ce jour, soit les dispositifs à lit fluidisé, les dispositifs à circulation, la technique infrarouge ainsi que le four rotatif. La première étape consiste à excaver les sols, puis à les asséchés. Après avoir été tamisés (seules les particules de taille centimétrique sont incinérées), les sols sont acheminés vers le système de chauffage.

À 400 °C, les contaminants se volatilisent, et à plus de 1 000 °C, ils sont détruits complètement. Le sol peut ensuite être réutilisé sur le site. Les émanations gazeuses doivent être récupérées et brûlées à plus de 1 300 °C.

II. DIMENSIONNEMENT DES BASSINS

Comme déjà mentionner dans le chapitre II, la station de déshuilage du CIS n'existait pas depuis la création du champ de Hassi Messaoud, ce qui fait que les eaux huileuses ne subissaient pas de traitement, et même après la réalisation de la station de déshuilage, le dysfonctionnement fréquent s'opposait à la réinjection de l'eau traitée dans le gisement pour maintenir la pression de celui-ci.

Par conséquence, un borbier a été créé anarchiquement suite au rejet des eaux huileuses non traitées dans la nature. Pour cela une solution est primordiale afin de mettre un terme à cette pollution.

Dans le présent paragraphe, je vais présenter une solution servant à limiter la création anarchique des borbiers et gérer le dysfonctionnement de la station de déshuilage.

Vu le volume du borbier qui augmente de plus en plus de façon incontrôlable et sa surface très importante, le traitement de ses eaux huileuse est inévitable afin d'éviter de contaminer les nappes phréatique et de réduire l'impact colossale sur l'environnement.

Ainsi, la réduction de la pression sur ce borbier est primordiale, pour cela je recommande la réalisation d'un bassin de rétention des eaux huileuses non traitées dans le cas où la station de déshuilage ne fonctionne pas, ainsi que la réalisation d'un autre bassin d'évaporation dans le cas où la station de réinjection ne fonctionne pas pour assurer l'évaporation des eaux traitées tout en évitant leur infiltration dans le sous-sol.

Le volume maximal que peut supporter chacun des deux bassins est celui résultant du dysfonctionnement de la station de déshuilage du CIS durant trois (03) jours, du fait que son dysfonctionnement ne dépasse cette durée.

Comme le débit maximal de la station de déshuilage est de $473 \text{ m}^3/\text{h}$

Donc

$$Q_{\text{amx}} = 473 \times 24 = 11352 \text{ m}^3/\text{jr}$$

Ce qui fait que durant trois jours de dysfonctionnement, le volume cumulé est :

$V_{\text{cumulé}} = 34056 \text{ m}^3$, ce volume représente le volume maximale des deux bassins (bassin d'évaporation et bassin de rétention).

Donc :

Si on suppose une longueur du bassin de 100 m et une profondeur de l'eau de 3 m, la largeur du bassin sera de 100 m. la hauteur du bassin doit être augmentée par le génie civil pour éviter qu'il y ait débordement

Ce qui fait que les deux bassins auront les mêmes dimensions qui seront les suivantes :

$$L = 100 \text{ m}$$

$$B = 100 \text{ m}$$

$$H = 3,5 \text{ m}$$

Ce bassin doit être imperméable, et cela sera assuré par la mise en place d'une géomembrane.

Le bassin de rétention (figure III.1) sera utilisé dans le cas où la qualité des eaux n'est pas conforme aux normes, ou la station de déshuilage est en dysfonctionnement. Cela ne doit pas dépasser la durée de trois jours.

Par la suite et après la mise en marche de la station, ces eaux non traitées seront recyclées par des pompes de reprise vers la station de déshuilage du CIS pendant le temps creux (quand la station ne reçoit pas un grand débit), afin d'être traitées puis réinjectées dans le gisement

Le bassin d'évaporation (figure III.1) sera alimenté par l'unité de déshuilage dans le cas où l'unité de réinjection ne fonctionne pas. Ce qui fait que ce bassin ne reçoit que de l'eau traitée (conforme aux normes exigées par la réglementation).

Sur la figure ci-dessous, apparaît un schéma des deux bassins

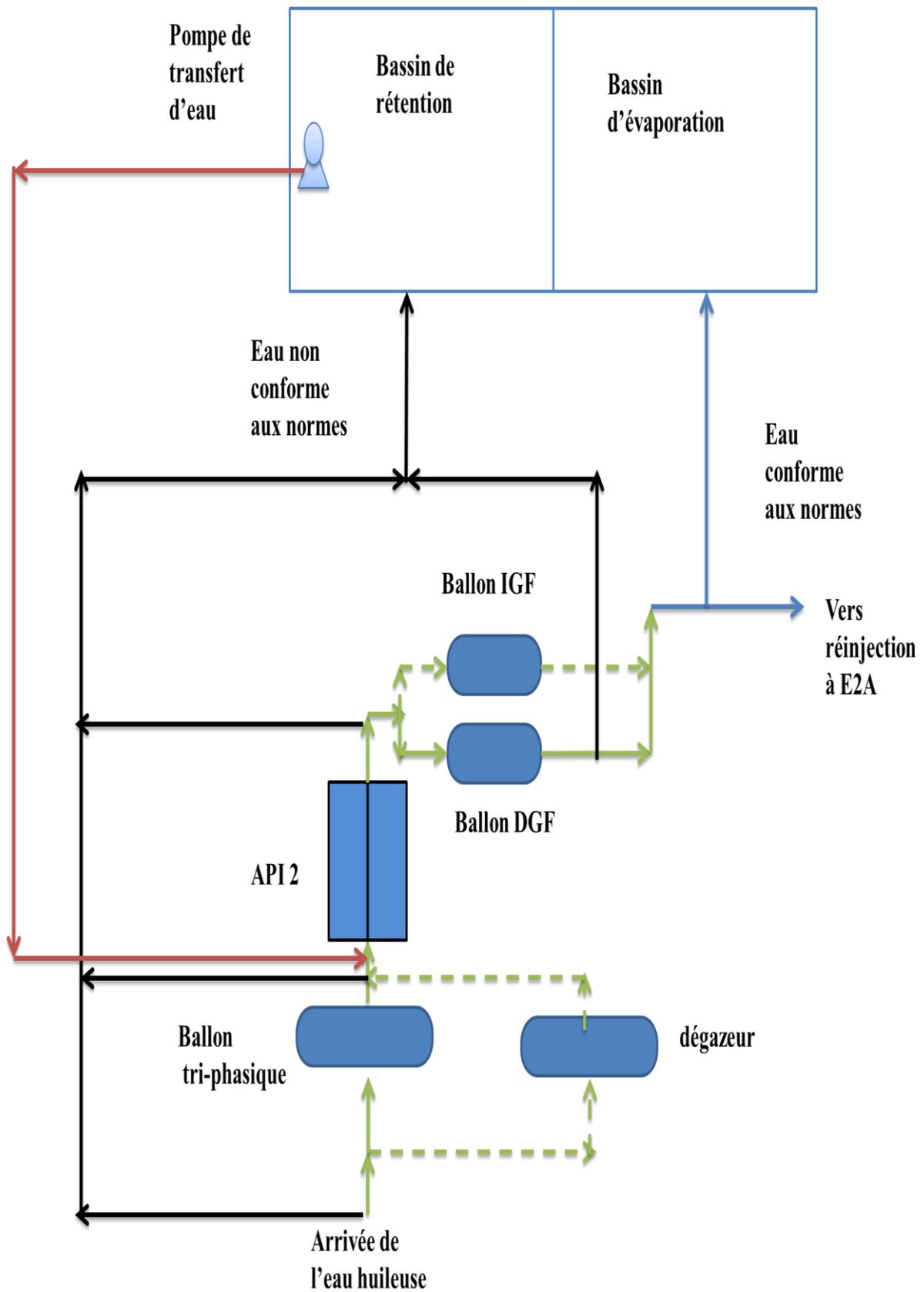


Figure III.1 bassin de rétention d'eau huileuse et bassin d'évaporation d'eau traitée

Conclusion

Le bassin de rétention des eaux huileuses non traitées servira de solution provisoire où cas ou la station de déshuilage ne fonctionne pas, or ce dysfonctionnement ne doit durer plus de trois (03) jours.

Le bassin d'évaporation servira de borbier avec géomembrane. Ce bassin ne peut recevoir que l'eau traitée conforme aux normes à partir de la station de déshuilage aux cas où l'unité de réinjection ne fonctionne pas. Cette eau s'évapore sous l'effet de la température.

L'eau huileuse existante dans le borbier du CIS doit être traitée, afin de réduire l'impact sur l'environnement et éviter la contamination des nappes phréatiques.

Conclusion générale

Le traitement des eaux huileuses, la récupération du brut au lieu de le rejeter vers le milieu naturel, ainsi que l'obligation d'atteindre les normes réglementaires, n'est pas un acte purement économique, mais plutôt comme une action environnementale pour 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.

Dans le présent travail, et après avoir diagnostiqué la station de déshuilage du CIS pour localiser la source des défaillances des procédés de traitement, et la constatation de la présence du borbier, les conclusions suivantes ont été tirées :

- ✓ La conception d'un bassin d'évaporation est primordiale ;
- ✓ La conception d'un bassin de rétention est inévitable ;
- ✓ Le dysfonctionnement de la station de déshuilage ne doit pas dépasser une durée de trois jours.

Bibliographie

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

Faccendini, J. (1995). « Caractérisation d'une pollution de sols granulaires par des hydrocarbures issus de la pyrolyse de la houille ». Thèse de doctorat. Ecole nationale des ponts et chaussées. 190 pages.

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

Mesbaiah, F. & Badis, A. (2013) . « Traitement biologique des milieux aquatiques contaminés par les hydrocarbures aromatiques polycycliques ». 52 pages

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