



**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
De master**

Réalisé et présenté par:

Mr. BELKACEMI Omar

Thème :

Impact du borbier du complexe industriel sud de Hassi Messaoud sur l'environnement

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

Promotion Juin2014

Remerciement

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

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

Je remercie le membre du jury d'avoir accepté de juger et d'examiner mon travail.

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

Le but de ce mémoire est l'élaboration d'un diagnostic de la station de déshuilage du complexe industriel sud de Hassi Messaoud afin de déterminer les défaillances et dysfonctionnements de la station. Ensuite passer aux impacts engendrés par le bourbier situé à côté de la station.

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

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.

الهدف من ه ذا المشروع هو تأطير تشخيص لمحطة التزيبب الواقعة بالمجمع الصناعي الجنوبي لحاسي مسعود لتحديد الفشل والأعطال في المحطة. ثمالانتقالإلنالأثارالناجمةعالمستنقع الواقعجانباالمحطة.

الكلمات المفتاحية : محطة التزيبب - 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.

The aim of this thesis is the development of a diagnostic station oiling South industrial complex HassiMessaoud to determine failures and malfunctions of the station. Then move to the impacts caused by the quagmire next to the station.

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

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : présentation de la zone d'étude	
I. PRESENTATION DU CIS.....	2
II. FONCTIONNEMENT DE LA STATION DE DESHUILAGE	4
1. Traitement physique	5
a. Séparateur tri-phasique	5
b. Dégazeur	6
c. Bassin API	7
2. Traitement chimique	8
a. Ballon IGF (Induced Gas Flotation)	9
b. Ballon DGF (Dissolved GAS Flotation).....	9
Chapitre II : diagnostic de la station de déshuilage du CIS	
I. PARTIE TRAITEMENT PHYSIQUE	13
1. Problèmes liés aux équipements	13
2. Problèmes liés à la gestion	14
3. Vérification des dimensions du bassin	15
a. Vérification des conditions de la norme API 421	15
b. Vérification du dimensionnement du bassin API.....	16
II. PARTIE TRAITEMENT CHIMIQUE.....	21
Chapitre III : pollution et impact sur l'environnement	
I. pollution des sols.....	29
1. catégories de sols pollués	29
2. les principaux polluants.....	29
3. pollution des sols par les activités pétroliers	30
a. exploration	30
b. forage d'exploitation	30
c. les opérations de production	31
d. traitement des hydrocarbures	31

II. pollution de l'air.....	31
1. types de pollution de l'air.....	31
a. au niveau planétaire	32
b. au niveau régional	32
c. au niveau local	32
2. principaux polluants	32
a. les polluants primaires	32
b. les polluants secondaires	32
III. pollution de l'eau	32
1. les principaux polluants.....	33
2. la pollution de l'eau et l'activité pétrolière	33
IV. impacte sur l'environnement.....	33
1. dangé environnementatl	33
2. etude de sol.....	34
3. impact du bourbier du CIS	35
Conclusion générale.....	36
Bibliographie.....	37

Liste des figures

Figure I.1: complexe industriel sud.....	4
Figure II.1: représentation graphique des facteurs de correction	17
FigureII.2:taux des MES à la sortie de la station de déshuilage.....	22
Figure II.3: taux des hydrocarbures à la sortie de la station de déshuilage du CIS.....	21

Liste des tableaux

Tableau II- 1: paramètres intervenant dans le dimensionnement du bassin déshuileur	13
Tableau II- 2: dimensions du bassin déshuileur	19
Tableau II- 3: récapitulatif des dimensions du bassin déshuileur.....	20
Tableau II- 4: taux des MES et HC à la sortie de la station de déshuilage du CIS	21
Tableau II- 5: débit moyens de la station de déshuilage du CIS	24
Tbleau III.1:caractéristiques physico-chimiques du sol.....	34

Liste des photos

Photo I. 1: séparateur tri-phasique de l'unité de déshuilage du CIS.....	6
Photo I. 2: dégazeur de l'unité de déshuilage du CIS.....	7
Photo I. 3: bassin API 2 de l'unité de déshuilage du CIS.....	8
Photo I. 4: ballon IGF de l'unité de déshuilage du CIS.....	9
Photo I. 5: Ballon DGF de l'unité de déshuilage du CIS	10
Photo II. 1: chapeaux chinois bouchés	13
Photo II. 2: chapeaux chinois complètement immergés	14
Photo II. 3: traces du débordement du bassin API	14
Photo II. 3:les deux compartiments du bassin API en fonctionnement.....	14
Photo II. 4: bourbier du CIS	26
Photo II. 2: photo du bourbier du CIS prise de google earth.....	26

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 l'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. Le développement de cette industrie a engendré beaucoup de problèmes environnementaux qui contribuent à la dégradation des écosystèmes, à savoir le sol et le sous-sol.

L'activité pétrolière du champ de HASSI MESSAOUD génère de grande quantité d'eaux huileuses qui représentent une source de pollution pouvant contaminer le sol ou les eaux souterraines. Cette contamination est due soit aux déversements accidentels soit aux rejets non contrôlés, elle constitue l'un des principaux problèmes environnementaux liés aux activités de la SONATRACH.

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 Hassi Messaoud, afin d'assurer à la fois la récupération des hydrocarbures et la production d'eau de réinjection. Après un certain nombre d'années de fonctionnement, la qualité de l'eau à la sortie de la station n'est pas conforme aux normes réglementaires, d'où elle est rejetée vers la nature ce qui a provoqué la création du borbier du CIS.

Afin de réduire l'impact du borbier sur l'environnement, un diagnostic a été établi. Ce dernier permet de localiser les sources de problèmes et de trouver des solutions convenables pouvant protéger l'environnement contre les effets néfastes de la présence du borbier.

Chapitre I

Présentation de la zone d'étude

Le gisement de HASSI MESSAOUD (HMD) est situé à 85 Km au Sud-est du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla, s'étend sur une superficie de 6000 Km². Il a été découvert en 1956 par les deux compagnies françaises CFPA et SNREPAL. Depuis la première mise en production en 1958, ce gisement continue à fournir du pétrole brut.

Le champ de HMD compte actuellement plus de milles puits producteurs et une centaine de puits injecteurs. Un réseau de plusieurs kilomètres est enterré à un mètre de profondeur, ce réseau permet le transport des fluides (huile, gaz, eau huileuse) entre les différents puits et plusieurs unités appelées « unités satellites », en suite 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 complexes industriels CIS (Complexe Industriel Sud) et CINA (Complexe Industriel Nord).

I. PRESENTATION DU CIS

Le complexe industriel sud (CIS) 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 :

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

Unité de traitement de brut

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

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 turbocompresseur et de moto-compresseur.

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 Stm^3/jr , par la suite une deuxième unité (GPL2) d'une capacité de 25 millions Stm^3/jr a été mise en service en 1997.

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).

Unité d'injection de gaz

Dans cette unité le gaz résiduel issu du GPL1 et du GPL2 est aspiré à 28 bars, en suite 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).

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, la quantité et la pression d'injection sont respectivement 6000 m^3/jr et 250 bars. Cette eau provient de la station de traitement des eaux huileuses et de l'albien.

Unité de raffinage

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

Unité de traitement d'eau huileuse

La station de déshuilage du CIS a été mise en service en 2001. Elle a été conçue pour traiter 8000 m^3/j d'eaux huileuses (dont les caractéristiques sont très variables) issues des six (06) unités satellites, des unités de traitement d'huile (séparation, dessalage, stabilisation, bacs de stockage), des unités GPL, de la raffinerie, des stations Boosting et des stations de compression. 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.

Central 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-compresseur.

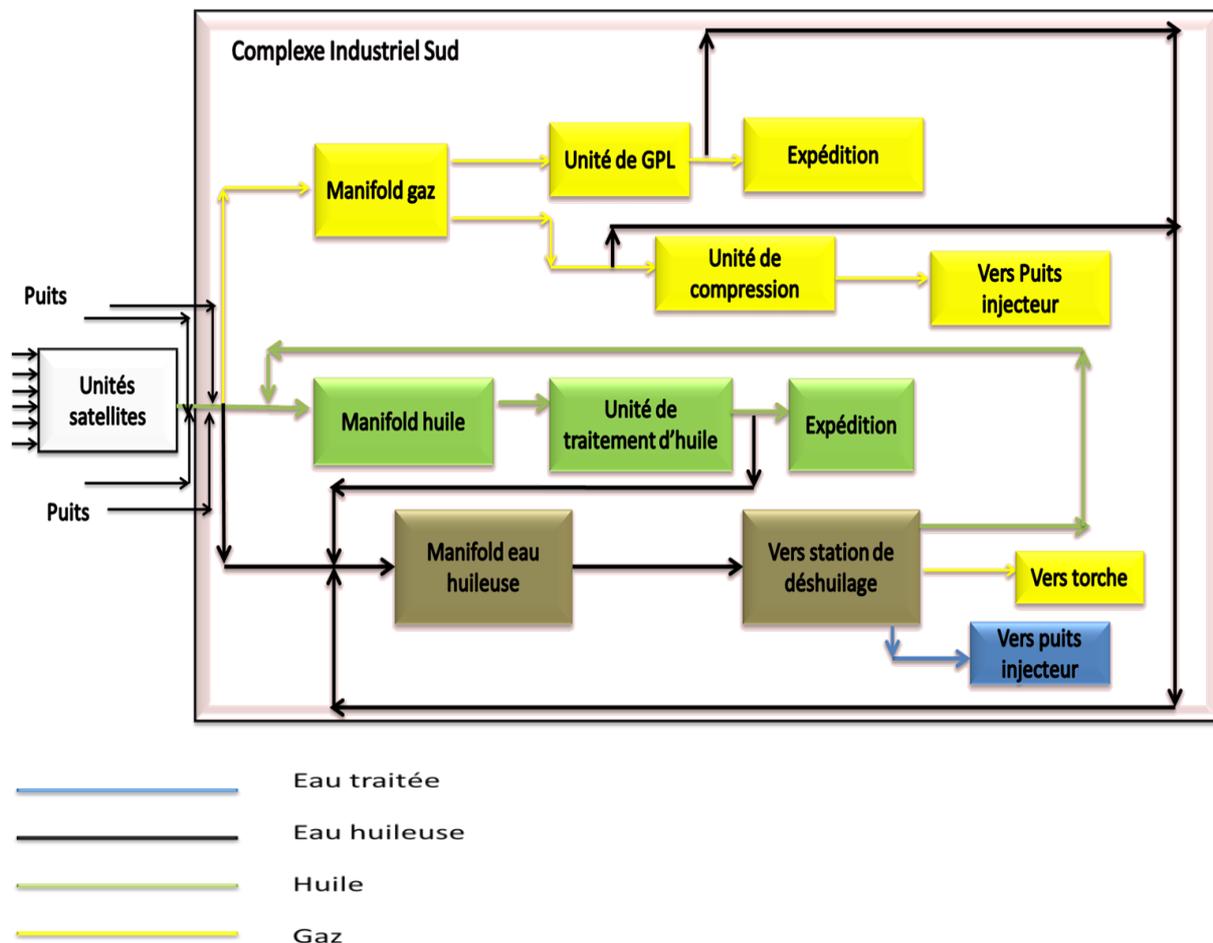


Figure I.1 : complexe industriel sud

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 triphasique ;
- Le dégazeur ;
- Le bassin API 1 (en abondant) ;
- Le bassin API 2 ;
- Les puisards et pompes de transferts d'eau huileuses ;

- Les puisards et pompes de transferts d'huile ;
- 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) ;
- Les pompes d'expédition (voir annexe) ;
- Réservoir d'eau traitée (voir annexe).

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) 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 < 30 mg/l ;
- Teneur en HC < 10 mg/l ;
- Oxygène dissous < 50 ppb ;
- Bactéries sulfato-réductrices 0,0 mg/l.

La boue et la mousse récupérées du tri-phasique, bassin API, 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

L'eau arrivant au séparateur tri-phasique (photo I.1) se débarrasse de la majorité des particules solides dans le compartiment d'admission à l'aide d'une plaque inclinée appelée chicane, elle 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.

La séparation des trois produits s'effectue donc par différence de densité, le gaz s'échappe et traverse un filtre métallique appelé « démister », l'huile flottante est récupérée par une cuvette interne puis acheminée vers le puisard d'huile et l'eau huileuse est récupérée au fond du séparateur pour être envoyée vers le bassin API2



Photo I.1 : séparateur tri-phasique de l'unité 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 torchage. 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.



Photo I.2 : dégazeur de l'unité 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 écumeire 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

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 ballons 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 des vannes manuelles de 250 mm de diamètre.

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 afin de répartir les bulles de gaz dans le séparateur.

La mousse générée après injection des produits chimiques est récupérée à l'intérieur de l'IGF par le biais d'une goulotte orientée vers le bassin API 1.



Photo I. 4 :ballon IGF de l'unité de déshuilage du CIS

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

La mousse récupérée après injection de produits chimiques est acheminée vers le compartiment de stockage se trouvant dans le séparateur DGF lui-même puis vers le bassin API 1.

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. 5 :Ballon DGF de l'unité de déshuilage du CIS

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 flocculant ;
- 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 flocculant 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).

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

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 diminuer la pollution.

Les valeurs limites de rejets prennent en compte l'ancienneté des installations, et un 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 mise 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 désavantageux 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. PARTIE TRAITEMENT PHYSIQUE

La station de déshuilage comme déjà cité dans le chapitre I se compose d'un bassin déshuileur qui est calculé 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 libres des hydrocarbures, et de faire décanté 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 présenté :
- ✓ Le premier c'est qu'il peut être immergé dans l'eau huileuse et donc le tambour entraine avec lui beaucoup plus d'eau huileuse que d'huile ;
- ✓ 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 II.1). ou dans le cas contraire, pour des grands débits, les chapeaux chinois sont totalement immergés (photo II.2).



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



Photo II.2 : chapeaux chinois complètement immergés

- Des augmentations imprévues du niveau d'eau huileuse dans le bassin API ont conduit à des débordements (photo II.3)



Photo II.3 : traces du débordement du bassin API

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.4 : 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 droite afin d'être traitée et de pouvoir entretenir le compartiment vidé.

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

3. Vérification des dimensions du bassin

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

- Longueur : $L=49\text{m}$
- Largeur : $l=4\text{m}$
- Profondeur : $d=2,1\text{m}$
- Temps de séjour $T_s = 2\text{h}$
- Le débit maximal de dimensionnement est $Q_m=355\text{m}^3/\text{h}$

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

$$V_t = 0,245 \times 10^{-2} \text{ m/s}$$

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 ($T_p > T_s$).

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 m³/h, en utilisant un coefficient de sécurité $k = 3$, le débit maximal du dimensionnement est de 355 m³/h.

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

TableauII-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 déjà déterminé avec la formule de stocks et égale 0,245cm/s, 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 $V_h < 1,5$. Si non $V_h = 1,5\text{ cm}$

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 $F = f(V_h/V_t)$

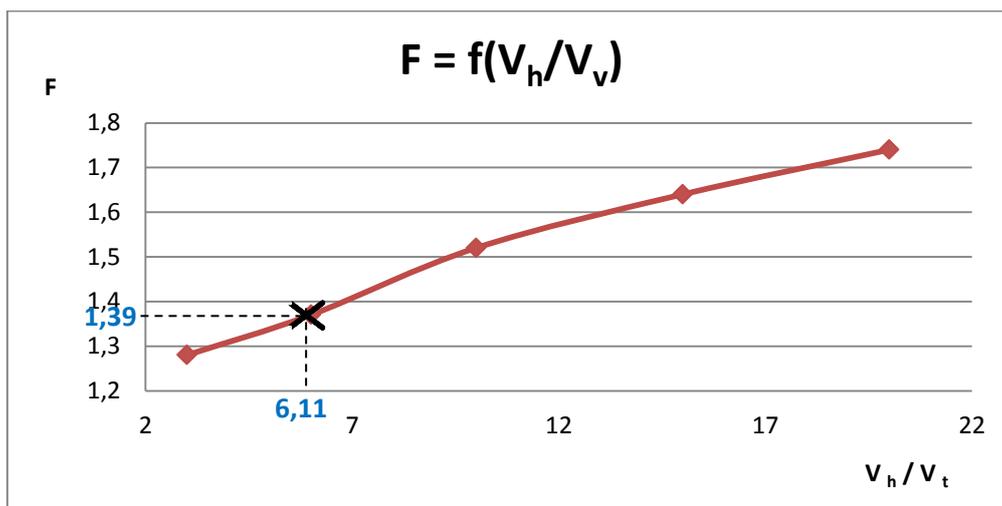


Figure II.1: représentation graphique des facteurs de correction

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

$$Q_m = 355 \text{ m}^3/\text{h} ; V_h = 1,5\text{cm/s}$$

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 pour un seul compartiment est : $A_{c1} = 148425,4 \text{ cm}^2$

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

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

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 :

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

En utilisant la longueur et la profondeur déjà déterminées, on vérifie les conditions de la norme API 421 en vérifiant les deux conditions suivantes :

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

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

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

Tableau II-2 : dimensions du bassin déshuileur pour ($182,8\text{cm} \leq B \leq 609,6\text{cm}$)

B (cm)	d (cm)	L (cm)	d/B	L/B
609,6	107,842356	917,760455	0,2	2
600	109,567833	932,444622	0,2	2
550	119,528545	1017,21232	0,2	2
500	131,4814	1118,93355	0,3	2
450	146,090444	1243,2595	0,3	3
400	164,35175	1398,66693	0,4	3
350	187,830571	1598,4765	0,5	5
300	219,135667	1864,88924	0,7	6
250	262,9628	2237,86709	1,1	9
200	328,7035	2797,33387	1,6	14
182,8	359,631838	3060,54034	2,0	17

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 qui est égale à 350 mm donne des rapports acceptables.

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 $V_h=1,5\text{cm/s}$; on trouve $T_s = 1065,6 \text{ s} = 17,7\text{min}$

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 $V_t=0,245\text{cm/s}$; on trouve : $T_p = 766,5 \text{ s}$

$$T_p = 12,7 \text{ min}$$

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

Tableau II-3 récapitulatif des dimensions du bassin déshuileur

Paramètres	Indices	Valeurs
Longueur (cm)	L	1141,77
Largeur (cm)	B	245,00
Profondeur (cm)	D	134,16
temps de séjour (min)	Ts	12,70

Conclusion

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

Le rapport largeur, longueur et profondeur entre les valeurs du bassin existant et celles calculées n'est pas le même (absence de similitude). D'après les normes établies par l'API 421 nous pouvons dire que le dimensionnement du bassin n'a pas été fait en suivant la procédure élaborée par l'API 421.

II. PARTIE 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).

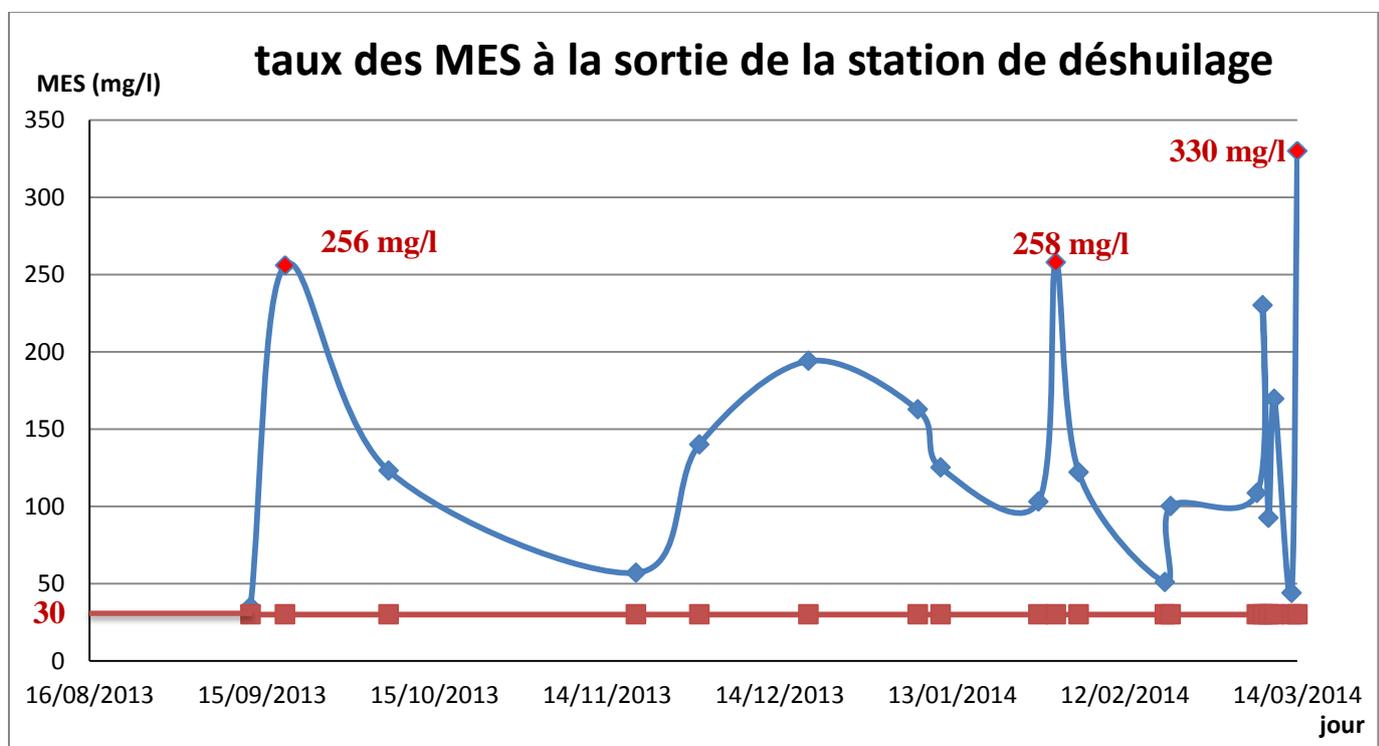
Tableau II-4 : le taux des MES et HC à la sortie de la station de déshuilage du CIS

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, elle varie d'une manière 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 pics 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.



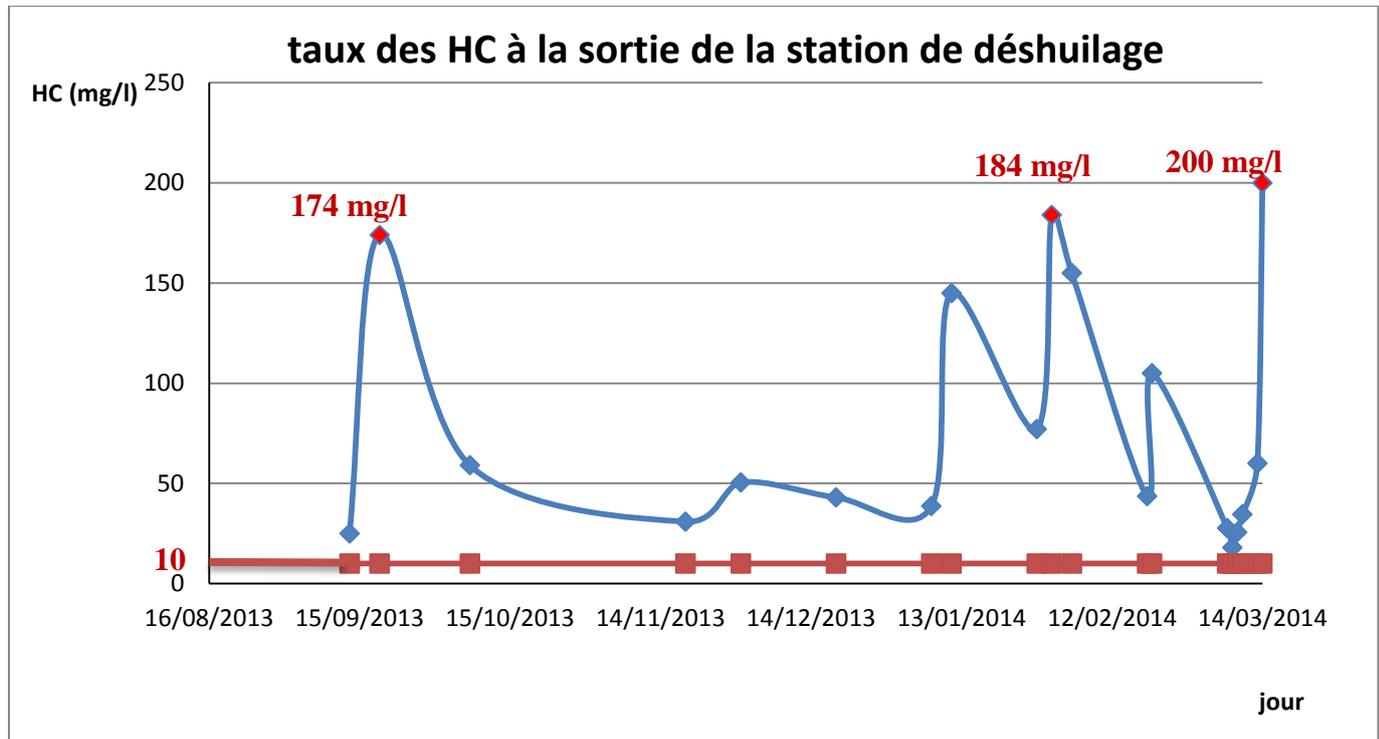
- Taux des matières en suspension (MES) exigé par la réglementation (30mg/l)
- Taux des matières en suspension (MES) à la sortie de la station de déshuilage

Figure II.2 : taux des MES à la sortie de la station de déshuilage

La figure ci-dessous qui représente la variation du taux des hydrocarbures à la sortie de la station de déshuilage, montre que la qualité exigée par la réglementation en termes de teneurs en hydrocarbure n'est pas atteinte, cela est clairement visible en comparant la courbe

représenté en bleu (taux des hydrocarbures à la sortie de la station), avec la droite rouge (limite maximal 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 dus aux mêmes causes (injection anarchique des produits chimiques qui a provoqué les deux premiers piques et le dysfonctionnement des pompes doseuses qui est la cause du troisième pique).



— 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.1 et II.2,

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, peu provoqué :

- Colmatage des pompes lors de la réinjection ;
- Colmatage des conduites de transport due au dépôt des MES ;
- Détérioration des équipements suite à l'agressivité de l'effluent ;
- Contamination de la nappe lors de la réinjection... etc

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

A la sortie de la station de déshuilage, l'eau huileuse qui ne répond pas aux critères de la réinjection, ou quand des dysfonctionnements des équipements ont lieu, l'eau est rejetée directement dans le bourbier. Ce dernier est conçu donc pour recevoir l'eau huileuse de la station de déshuilage uniquement dans les cas extrêmes.

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

Le bourbier du CIS reçoit une quantité d'eau huileuse très importantes, le tableau ci-dessous représente les débits moyens mensuels d'entrée à la station de déshuilage du CIS, débits de rejet vers le bourbier du CIS et les débits de réinjection de l'année 2013.

Tableau II-5 : débits moyens mensuels d'entrée à la station de déshuilage, rejet vers bourbier du CIS et de réinjection de l'année 2013

Mois	Débit moyen mensuel d'entrée à la station de déshuilage (m ³ /jr)	Débit moyen mensuel de réinjection (m ³ /jr)	Débit moyen mensuel envoyé vers bourbier (m ³ /jr)
Janvier	2762,3	761,8	2000,5
Février	4280,9	824,9	3456,1
Mars	4641,4	655,0	3986,4
Avril	4768,6	0,0	4768,6
Mai	4993,5	0,0	4993,5
Juin	5308,9	0,0	5308,9
Juillet	5530,4	0,0	5530,4
Aout	3885,1	673,5	3211,5
Septembre	3947,5	991,4	2956,1
Octobre	3668,2	206,5	3461,7
Novembre	5264,6	917,9	4346,7
Décembre	5381,7	966,0	4415,7

La figure ci-dessous représente les trois histogrammes des débits moyens mensuels d'entrée à la station de déshuilage en rouge, les débits moyens mensuels de de rejets vers bourbier en bleu, et les débits moyens mensuels de réinjection en vert.

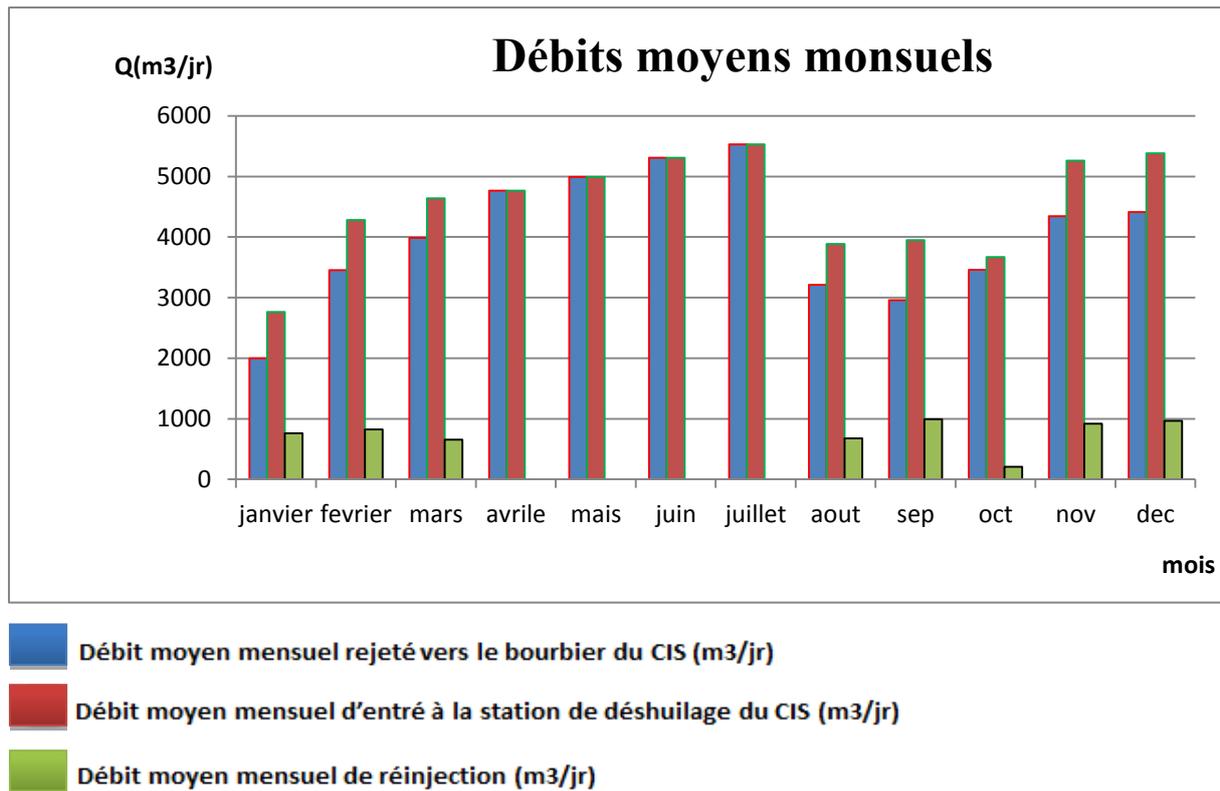


Figure II.4 : débits moyens mensuels de l'année 2013

En comparant les débits d'entrés à la station et ceux rejetés vers bourbier, nous remarquons bien qu'ils sont presque égaux, et ils sont même identiques dans quelques mois (Avril, Mai, Juin, Juillet). D'après l'histogramme des débits nous pouvons conclure que la quasi-totalité ou même la totalité du volume entrant à la station de déshuilage est donc rejeté vers le bourbier.

Cet excès de rejet vers bourbier est dû au fait que la qualité d'eau à la sortie de la station de déshuilage ne répond pas aux exigences de la station de réinjection, et pour éviter donc la détérioration de ces équipements l'eau est envoyée vers le bourbier du CIS.

Les photos ci-dessous (photo III.1 et photo III.2) représentent le bourbier du CIS, nous pouvons remarquer que ce dernier s'étale sur une surface très importante, et qu'il ne répond pas aux exigences et aux impératifs de protection de l'environnement :

- Absence d'étanchéité, permettant d'éviter l'infiltration des eaux polluées dans le sous-sol ;
- Le bourbier est ouvert ;
- Absence de moyens de récupération des huiles à la surface du bourbier ;
- Absence de mesures de sécurité (clôture, panneau de signalisation...Etc.) ;
- Difficulté pour effectuer un échantillonnage (lors de l'autocontrôle des rejets) ;



Photo II.1 : bourbier du CIS



Photo II.2 : photo du bourbier du CIS prise de Google earth

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 bourbier du CIS ~ 177902 m²

Périmètre du bourbier 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 incluent 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 serait 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 voir 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

POLLUTIONS ET IMPACTS SUR L'ENVIRONNEMENT

I. POLLUTION DES SOLS

La pollution des sols correspond à l'accumulation des composés toxiques susceptibles de provoquer une nuisance ou un risque pérenne pour les personnes ou l'environnement.

Cette pollution résulte de l'infiltration de substances polluantes, la présence d'anciennes décharges réalisées sans respect de la réglementation et/ou de retombées de poussières consécutives à des rejets atmosphériques accumulées sur de longues périodes.

1. Catégories des sols pollués

La nature et l'origine des pollutions sont très variées (industrie, agriculture, transport, rejets domestiques, etc.), d'où on peut distinguer :

- Les pollutions accidentelles, qui proviennent d'un déversement ponctuel dans le temps de substances polluantes,
- les pollutions chroniques correspondant à des apports de longues périodes, qui ont souvent pour origine des fuites sur des conduites ou autres réseaux enterrés, sur des cuvettes de stockage non parfaitement étanches, etc.

2. Les principaux polluants

Les principaux polluants peuvent être de différentes natures et peuvent être rencontrés seuls ou en mélange. Ils sont les suivants :

Le Plomb, le zinc, les solvants halogénés, les pesticides, les nitrates, les hydrocarbures. Ce dernier fera l'objet de notre étude.

Les éléments traces : il s'agit des métaux ou métalloïdes tel le cadmium, le mercure, le plomb, le zinc, etc..., présents naturellement dans le sol et/ou exogènes. Ils peuvent avoir sur l'homme et les animaux des effets toxiques ou même cancérigènes [A. WILD ; 1993].

Le sel de sodium : c'est le sodium, présent dans le sol sous forme 'changeable qui tend à rendre un sol humide imperméable à l'air et à l'eau. Une quantité excessive de sel de sodium dans un sol réduit sa fertilité et peut dans certains cas le rendre totalement stérile [S.JANKOVIE ; 1974].

Les nitrates : ils proviennent entre autres des engrais. Ils s'adsorbent difficilement dans le sol et restent donc en solution jusqu'à ce qu'ils soient dénitrifiés. L'ingestion de nitrates peut être toxique et cancérigène [A. WILD ; 1993].

Les pesticides : recouvrent les fongicides, les insecticides et les herbicides. Les propriétés des pesticides peuvent différer largement entre différentes classes chimiques, de même qu'entre ceux d'une même classe chimique. De ce fait leur potentiel en tant que contaminant de l'environnement peut varier [S.JANKOVIE ; 1974].

Les hydrocarbures : Ce sont des composés organiques contenant exclusivement des atomes de carbone et d'hydrogène. Les hydrocarbures présentent une grande importance commerciale : on les utilise comme carburants, comme combustibles, comme huiles lubrifiantes et comme produits de base en synthèse pétrochimique.

3. Pollution des sols par les activités pétrolières

Les activités pétrolières allant de la recherche jusqu'à la commercialisation peuvent être une source de pollution des sols et du sous-sol par les différents rejets et fuites huileux. Ces étapes sont décrites ci-dessous

a. Exploration

L'exploration pétrolière a pour but la découverte d'accumulations d'hydrocarbures liquides et gazeux, techniquement et économiquement exploitables. Ces gisements se rencontrent plus ou moins profondément dans les bassins sédimentaires où ils sont reconnus par des forages. Le pétrole et le gaz ne peuvent généralement être détectés directement à partir de la surface. Aussi la localisation des forages d'exploration est précédée d'une série d'opérations de reconnaissance aboutissant à la définition d'une implantation de sondage. Cette préparation met en œuvre des techniques géologiques et géophysiques de plus en plus complexes et coûteuses.

Les risques de pollution dans cette étape sont généralement attribués à la prospection sismique, qui peut provoquer des fissures dans les couches géologiques d'où le risque d'infiltration de boue de forage dans le cas de réalisation de puits d'exploration ou d'exploitation.

b. Forage d'exploitation

Le forage d'exploitation dans le domaine d'hydrocarbure est l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol. L'opération de forage peut donc confirmer les hypothèses faites dans l'étape d'exploration et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

La réalisation d'un forage nécessite l'implantation d'un appareil de forage et l'élaboration d'un programme de boue.

Un chantier de forage d'exploration ou d'exploitation se caractérise par la présence d'un bourbier qui présente une source de pollution. [H.ASKRI ; 2003]

Définition d'un bourbier

Dans le domaine d'hydrocarbure, une panoplie de produits chimiques est employée dans la formulation des boues de forage. Ces composés de nature différentes et dont la toxicité et la biodégradabilité sont des paramètres mal définis sont cependant déversés dans la nature. En plus des hydrocarbures, constituants majeur de boue à base d'huile, on note le déversement accidentel du pétrole ainsi qu'une variété de produits chimiques et additifs spéciaux qui peuvent exister sur les sites de forage. Ces rejets sont généralement stockés dans des endroits appelés « bourbier ». [KHODJA ; 2008]

c. Les opérations de production

Lors des opérations de production des risques majeurs de pollution et de contamination de la nappe peuvent survenir :

- Lors des déversement et fuites d'hydrocarbures en surface ;
- Des rejets de divers produits utilisés pour l'entretien des puits et des installations de production ;
- Des détériorations des tubages et casing des puits.

d. Traitement des hydrocarbures

Cette activité consiste à transformer la matière première en plusieurs produits finis, en lui faisant subir plusieurs traitements physiques et chimiques, cela induit des rejets qui peuvent entraîner une contamination des sols et des nappes :

- Rejets des produits de traitement ;
- Déversement et fuites d'hydrocarbures sur la surface ;
- Opération de torchage du gaz qui provoque une importante pollution atmosphérique et des nuisances sur la santé.

II. POLLUTION DE L'AIR

L'air est un fluide gazeux qui constitue l'atmosphère, il est inodore et incolore sur une faible épaisseur. Sur des volumes plus grands, il devient bleu à cause du phénomène de diffraction de la lumière par les atomes qui le constituent.

L'air n'est pas un élément simple, mais un mélange de plusieurs gaz dont les deux principaux sont l'oxygène et l'azote, il est indispensable à la vie car il participe au processus de la respiration et à la photosynthèse des végétaux.

La pollution atmosphérique constitue l'introduction directe ou indirecte de substances ayant des conséquences préjudiciables de nature à mettre en danger la santé humaine, à nuire aux ressources biologiques et aux écosystèmes.

1. Types de pollutions de l'air

On distingue trois types de pollutions : planétaire, régionale et locale.

a. Au niveau planétaire

La dégradation de la couche d'ozone à très haute altitude (stratosphère), observée depuis quelques années, diminue la protection contre les rayons solaires nocifs et augmente la fréquence d'apparition des mélanomes et autres cancers de la peau. Par ailleurs, l'accroissement de l'effet de serre, dû à l'accumulation de certains gaz (dioxyde de carbone, méthane, protoxyde d'azote...), est responsable du réchauffement climatique.

b. Au niveau régional

La pollution photochimique avec la formation d'ozone à partir de polluants primaires, sous l'effet du rayonnement solaire et la pollution acide (liée au dioxyde de soufre, et aux oxydes d'azote...) est à l'origine des pluies acides qui entraînent le dépérissement des forêts et la dégradation des sols. La pollution régionale peut être constatée jusqu'à plus de mille kilomètres autour de sa source.

c. Au niveau local

La pollution urbaine agit sur quelques kilomètres. Son impact sur la santé dépend de la durée d'exposition, de l'état général et de l'âge des personnes concernées.

2. Principaux polluants

Les principaux polluants atmosphériques se classent dans deux grandes familles bien distinctes : les polluants primaires et les polluants secondaires.

a. Les polluants primaires

Les polluants primaires sont directement issus des sources de pollution, qu'elles soient d'origine industrielle ou automobile. On y trouve des gaz tels que :

- Des oxydes de carbone (CO) ;
- Des oxydes de soufre (SO₂) ;
- Des oxydes d'azote (NO_x) ;
- Des hydrocarbures ;
- Des composés organiques volatils (COV) ;
- Des particules contenant ou non des composés métalliques (plomb, mercure cadmium...) ou organiques ;

b. Les polluants secondaires

La formation de polluants secondaires nécessite un certain temps durant lequel les masses d'air se déplacent. Ce qui explique pourquoi les pointes de polluants secondaires concernent des territoires souvent plus étendus que les pointes de polluants primaires.

III. POLLUTION DE L'EAU

L'eau est une substance unique parce qu'elle se renouvelle et se nettoie naturellement en permettant au polluants de s'infiltrer ou de se détruire, en diluant les polluants au point qu'ils

aient des concentrations qui ne sont pas nuisibles. Cependant, ce processus naturel prend du temps et devient très difficile lorsqu'il y a une quantité importante de polluants qui sont ajoutés à l'eau.

1. Les principaux polluants

Les principaux polluants de l'eau peuvent être de différentes natures et peuvent être dissous ou libre. Ce sont les suivants :

Les métaux lourds, les solvants halogénés, les nitrates et les hydrocarbures.

2. La pollution de l'eau et l'activité pétrolière

Lors de la production des hydrocarbures, il y a une génération d'eaux huileuses (eau contaminée par les hydrocarbures) vu que cette dernière est déjà présente dans les réservoirs ou elle était en contact avec l'huile et le gaz et les roches.

La pollution de l'eau par les hydrocarbures peut être sous forme d'huile libre ou bien une huile émulsionnée, l'émulsion est causée par les équilibres de pression qui se font dans le réservoir.

L'eau est utilisée en quantité massive pour les besoins de traitement et de production d'hydrocarbures ainsi que pour les besoins de forage. Elle est contaminée par plusieurs produits chimiques vu qu'elle est utilisée dans leur préparation.

IV. IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

L'impact sur l'environnement peut se définir comme l'effet, pendant un temps donné et sur un espace défini, d'une activité humaine sur une composante de l'environnement. En fait on peut considérer que "l'impact sur l'environnement" comporte deux composantes :

- Les écosystèmes naturels subissent des agressions qui portent atteinte à l'environnement tels que les polluants, le bruit ou les espèces exogènes ;
- La nature du milieu récepteur détermine les incidences sur l'environnement de l'ensemble des facteurs d'agression. Les spécificités du milieu ambiant telles que les caractéristiques physiques de l'écosystème, la densité de population humaine touchée et le fait de savoir si l'écosystème récepteur passe pour un milieu sensible ou abritant des espèces en voie de disparition détermineront à la fois l'impact physique de l'agression et la volonté de payer pour s'en protéger.

1. Danger environnemental

Une substance qui est toxique à de basses concentrations chimiques peut être dangereuse mais cela ne suffit pas pour dire qu'elle présente un danger écotoxicologique [Van Coillie, 2007]. Afin d'estimer le danger écotoxicologique d'une substance, il importe de comparer sa concentration chimique maximale observée dans l'environnement et sa concentration toxique minimale mesurée dans des bioessais [Van Coillie, 2007].

Lorsque la concentration maximale dans l'environnement est supérieure à la concentration toxique minimale, il y a présence d'un danger écotoxicologique. Trois types de dangers doivent être envisagés : les dangers létaux, sublétaux et insidieux qui sont regroupés en deux catégories, les dangers à court terme et les dangers à long terme.

2. Etude du sol

Des études ont été faites sur le sol pollué par les hydrocarbures en exécutant des prélèvements dans une zone présumé homogène du borbier du CIS sur une profondeur de 50cm.

- Les résultats de l'analyse granulométrique est d'après le triangle de GEPPA le sol a une texture sableuse.
- les résultats des caractéristiques physico-chimiques du sol sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau III-1 : caractéristiques physico-chimiques du sol

Paramètres	Résultats
PH	7,097
Humidité	5,7%
Matière sèche	94,3%
Matière organique	4,3%
Carbone organique	1,03%
Azote total	0,0628%
Phosphore	0,003%
Hydrocarbures totaux	34g/kg
Zn	15,8ppm
Mn	9,7ppm
Pb	22,3ppm
C/N/P	343,33/20,93/1

- les caractéristiques biologiques du sol ont été faites en réalisant :
 - Un isolement et un dénombrement des souches autochtones du sol
 - Une identification des souches isolées par observation macroscopique et microscopique.

L'observation macroscopique permet d'étudier la forme, la couleur, l'opacité et l'élévation. Cette observation a mis en évidence deux types de colonies :

Une première colonie : circulaire, beige, opaque, convexe, à surface brillante.

Une deuxième colonie : circulaire, jaune, opaque, plate, a surface libre.

L'observation microscopique a montré que :

Les bactéries de la première colonie sont des cocci gram positives et de la deuxième colonie sont des bacilles gram négatives.

3. Impact du borbier du CIS

Le borbier du CIS engendre des effets néfastes sur la région de Hassi Messaoud, son impact sur l'environnement ne cesse de s'aggraver vu le contact direct avec la nature et l'absence des moyens de protection (l'étanchéité, clôture, couverture).

Depuis sa création sa surface augmente de plus en plus, et son diamètre pousse de plusieurs mètres chaque année vu le rejet en continu d'eau huileuse.

Les conséquences du rejet d'eau huileuse vers le borbier du CIS et l'absence des moyens de protection peuvent se révéler très dangereux sur l'environnement :

- Contamination de l'air par les composés organiques volatiles (COV) ;
- L'infiltration des polluants dans le sous-sol et la contamination de la nappe phréatique à long terme ;
- Risques de noyades ;
- intervention fréquentes de l'effet renard ;
- L'intrusion fréquente d'animaux sauvages, domestiques dans le borbier.

Conclusion générale

Bien qu'elle représente le secteur clé de l'économie nationale l'industrie pétrolière, représente un danger potentiel pour l'environnement. Le traitement des eaux huileuses est une action environnementale permettant de lutter contre la dégradation des sols, du sous-sol et des paysages désertiques.

Cette étude, a consisté d'établir un diagnostic de la station de déshuilage du CIS afin de déterminer les dysfonctionnements et les problèmes existants dans cette station trouver les solutions adéquates.

L'activité pétrolière de Hassi Messaoud a engendré la création d'un bourbier archaïque, son impact sur l'environnement ne cesse de s'aggraver vu le contact direct avec la nature et l'absence des moyens de protection.

Les conséquences du rejet d'eau huileuse vers le bourbier du CIS et l'absence des moyens de protection peuvent se révélées très dangereux sur l'environnement, d'où le traitement de ce bourbier et la conception des moyens de protections sont primordiales.

Bibliographie

ASKRI, H. (2003). « Géologie de l'Algérie ». Contribution de SONATRACH division exploitation, centre de recherche et de développement et division petroleum engineering and developpement. 55 pages.

DUFRENSNE, M. (2013). « Essai présenté au Centre universitaire de formation en environnement en vue de l'obtention du grade de maître en environnement ». Université de SHERBROOKE. 69 pages.

ENSPM (Ecole Nationale Supérieur du Pétrole et des Moteurs). (1994). formation industrie, gisement forage, initiation au forage pétrolier. 60 pages.

JANKOVIE, S. (1974). « Manuel de chimie de l'environnement ». OMS Genève. 50 pages.

LUCIANI, J. (2008). « Assurance et pollution par les hydrocarbures ». Centre de droit maritime et de transports. Faculté de droit et de science politique d'Aix-Marseille. 81 pages.

WILD, A. (1993). « Soils and the environment ». combridge university press. 125