

CARACTÉRISATION ENVIRONNEMENTALE DU SITE DE LA STIR – BIZERTE (TUNISIE)

RAPPORT PRÉLIMINAIRE

**TA 2008/S 140-186933
(RG/2008/01/FSF)**



MeHSIP-PPIF

Mediterranean Hot Spot Investment Programme

Project Preparation and Implementation Facility

Une opération d'AT financée par l'Union européenne -

Fonds de soutien FEMIP

Avril 2013

Étude de faisabilité: Depollution Integrale du Lac de Bizerte

Name of Underlying Project:	MeHSIP-PPIF Mediterranean Hot Spot Investment Programme Project Preparation and Implementation Facility
Date	
Version	

Expert Team:

Faouzi Ben Amor
Rached Ben Azouz
Michel Lenoel
Antony Kok
Selim Ferchichi
N. Marchesi (Project Leader)

Project Director: M. Woolgar

REVISION	DATE	DESCRIPTION	PREPARED BY (AUTHOR)	REVIEWED BY
0	02/04/2013	Première version	F. Ben Amor et Rached Ben Azouz	Nick Marchesi, George Akl

Document nr.: 5080309/30/DG/111

Disclaimer

Le programme est financé au titre du Fonds d'assistance technique de la FEMIP. Ce Fonds utilise des aides non remboursables accordées par la Commission européenne pour appuyer l'activité d'investissement que la BEI déploie dans les pays du sud de la Méditerranée, en assistant les promoteurs au cours des différentes étapes du cycle des projets. Les auteurs assument pleinement la responsabilité du contenu de la présente brochure. Les opinions exprimées ne reflètent pas nécessairement celles de l'Union européenne ou de la Banque européenne d'investissement.

TABLE DES MATIÈRES

1. Contexte et objectifs	7
1.1 Contexte	7
1.2 Objectifs	8
2. Description des activités de la STIR	9
2.1 Introduction	9
2.2 Localisation du site	9
2.3 Les unités de raffinage des pétroles bruts	10
2.3.1 Les unités de distillation atmosphérique	10
2.3.2 Unité de reformage catalytique	12
2.3.3 Unité de traitement du GPL	13
2.4 Les utilités techniques	15
2.4.1 Production de vapeur	15
2.4.2 Énergie électrique	15
2.4.3 Traitement des eaux de procédé	16
2.5 Les mouvements des produits	16
2.6 Moyens de contrôle et gestion	19
3. Caractéristiques environnementales du site	21
3.1 Milieu physique	21
3.1.1 Topographie	21
3.1.2 Climat	21
3.1.3 Géologie et Hydrogéologie	24
3.1.4 Hydrologie	25
3.2 Pollution hydrique	25
3.3 Sites industriels limitrophes	27
4. Les sources potentielles de pollution	29
4.1 Sources liées au stockage fixe des produits	29
4.2 Sources liées aux mouvements des produits	30
4.3 Sources liées aux réseaux des effluents liquides	30
4.3.1 Effluents industriels	30
4.3.2 Eaux pluviales	31
4.3.3 Eaux sanitaires	31
4.4 Déchets solides	31
4.4.1 Boues huileuses	31
4.4.2 Emballages usagés de produits chimiques	31
4.5 Bilan environnemental de la STIR	32
5. Investigations sur terrain	33
5.1 Les sols	33
5.1.1 Mesure des COV dans les piézomètres	35
5.1.2 Qualité des sols de la STIR	35
5.1.3 Qualité des sols de la SOTULUB	39
5.2 Les eaux de la nappe souterraines	41
5.2.1 Réseau piézométrique	41
5.2.2 Suivi du niveau piézométrique	41
5.2.3 Prélèvements d'échantillons d'eau	42
5.2.4 Résultats des analyses au laboratoire	43
5.3 Les effluents liquides	43
6 Analyse des résultats des investigations	47

6.1	Cadre réglementaire	47
6.2	Qualité des sols	47
6.3	Qualité des eaux souterraines	48
6.4	Simulation de la dispersion des polluants et analyse de risques	50
6.4.1	Description du modèle Visual MODFLOW	50
6.4.2	Résultats des simulations	50
6.4.3	Conclusions des simulations hydrogéologiques	55
6.5	Conclusions des travaux d'investigation	56
7.	Unité de Lavage des GPL aux amines	59
7.1	Objectif	59
7.2	Procédé de traitement retenu	59
7.2.1	Choix du procédé	59
7.2.2	Description technique	60
7.2.3	Impact environnemental	61
7.2.4	Estimation budgétaire du projet	61
7.3	Procédure de passation du marché	62
8.	Station de traitement des eaux de procédé	63
8.1	Objectif	63
8.2	Le procédé de traitement proposé	63
8.2.1	Choix du procédé	63
8.2.2	Description technique	63
8.2.3	Impact environnemental	65
8.2.4	Estimation budgétaire du projet	65
8.3	Procédure de passation du marché	66
Références		67

Annexes:

- 1 – Résultats des Analyses Chimiques
- 2 – Coupes de sondages et d'installation des piézomètres
- 3 – Résultats des mesures des COV dans les piézomètres
- 4 – Caractéristiques et suivi des opérations d'entretien des réservoirs de stockage des hydrocarbures
- 5 – Fiche de projet 1 – Unité de lavage des GPL par les amines
- 6 – Fiche de projet 2 – Station de traitement des eaux de procédé

LISTE DES FIGURES

Figure 1-	Localisation du site	9
Figure 2:	Schéma synoptique du procédé de raffinage STIR	11
Figure 3:	Schéma détaillé du procédé de raffinage STIR.....	14
Figure 4-	Localisation et identification des produits stockés	18
Figure 5-	Pluviométrie moyenne à Bizerte entre 1996 et 2010 (INM, 2010)	21
Figure 6-	Température moyenne à Bizerte entre 1996 et 2010 (INM, 2010)	22
Figure 7-	Insolation moyenne à Bizerte entre 1996 et 2010 (INM, 2010)	22
Figure 8-	Vitesse moyenne du vent à Bizerte entre 1996 et 2010	23
Figure 9-	Rose des vents de la station de Bizerte entre 1981 et 2007 (INM, 2010).....	24
Figure 10 -	Extrait de la carte géologique de Bizerte	24
Figure 11-	Localisation des piézomètres et des prélèvements d'échantillons	34
Figure 12 –	Concentrations des COV dans les piézomètres	35
Figure 13 –	Niveaux piézométriques et sens d'écoulement de la nappe d'eau souterraine	51
Figure 14 –	Coupe Sud-Nord montrant les niveaux piézométriques et le sens d'écoulement de la nappe d'eau souterraine	51
Figure 15 –	Concentrations initiales en HCT	52
Figure 16 –	Concentrations des HCT après 100 ans de dispersion	52
Figure 17 –	Concentrations initiales en BTEX	53
Figure 18 –	Concentrations initiales en Benzène	53
Figure 19 –	Concentrations des BTEX après 100 ans de dispersion	54
Figure 20 –	Concentrations des Benzène après 100 ans de dispersion	54
Figure 21 –	Concentrations des BTEX après 100 ans de dispersion (couche de sable profonde)	55
Figure 22 –	Concentrations en Benzènes après 100 ans de dispersion (couche de sable profonde) ...	55
Figure 23 –	Schéma simplifié du procédé d'une unité de lavage aux amines	60
Figure 24 –	Schéma du procédé de la station de traitement des eaux de procédé	65

#

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-	Caractéristiques vapeur et son utilisation (Source STIR 2008)	15
Tableau 2-	Caractéristiques des deux turbogénérateurs de la STIR (Source STIR 2008)	15
Tableau 3-	Données quantitatives des différents produits STIR (Source STIR 2008)	16
Tableau 4-	Bilan quantitative des différents produits mis en œuvre à la STIR (Source STIR 2008) ..	17
Tableau 5-	Évaporation dans le lac de Bizerte	22
Tableau 6-	Humidité à Bizerte	23
Tableau 7-	Sources et débits des eaux huileuses de la STIR	26
Tableau 8-	Qualité des eaux huileuses de la STIR	26
Tableau 9-	Résultats des analyses du sol dans le terrain de la SOTULUB [4]	27
Tableau 10-	Résultats des analyses de l'eau souterraine (µg/L) dans le terrain de la SOTULUB [4] ...	27
Tableau 11 -	Résultats des analyses des sols – réseau de drainage eaux huileuses	36
Tableau 12-	Résultats des analyses des sols au niveau de PZ-23	38
Tableau 13-	Résultats des analyses des sols au niveau de PZ-25	41
Tableau 14-	Niveaux piézométriques	42
Tableau 15-	Programme d'analyses des échantillons d'eau	42

Tableau 16- Mesures in-situ de la conductivité, pH et température	43
Tableau 17- Résultats des analyses au laboratoire sur les échantillons d'eau	45
Tableau 18- Résultats des analyses du Sodium dans des échantillons d'eau (mg/l).....	46
Tableau 19- Résultats du suivi de la qualité des eaux de la nappe souterraines (mg/l).....	46
Tableau 20 - Extraits des normes néerlandaises de réhabilitation des terrains pollués.....	47
Tableau 21- Résultats des analyses dépassant les seuils de dépollution (µg/l).....	49
Tableau 22- Estimations du budget de l'unité de lavage des GPL aux amines.....	61
Tableau 23- Estimations du budget de la station de traitement des effluents du procédé	66

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS

1.1 Contexte

Dans le cadre du programme « Mediterranean Hot Spots Investment Programme, Project Preparation and Implementation Facility (MeHSIP-PPIF) » le projet de dépollution du lac de Bizerte a été retenu par la Banque Européenne d'Investissement (BEI) comme projet d'investissement pour le cas de la Tunisie. Un bon nombre de sous-projets a été identifié dans le cadre du projet de dépollution du lac de Bizerte, parmi lesquels la dépollution du site de la STIR, objet de la présente étude.

Actuellement, la STIR est la seule industrie du raffinage de pétrole qui existe en Tunisie et sa création date depuis environ 50 ans, bien avant la date de prise de conscience environnementale au niveau national (1990). Vu la nature de l'activité et les procédés utilisés, la pollution des sols et des eaux souterraines ainsi que du milieu marin est fort probable. En effet les boues huileuses générées sont stockées dans des bourniers sans protection adéquate, les zones de rétention autour des bacs de stockage sont en terre, le traitement des effluents n'est pas suffisant, l'installation n'est pas raccordée au réseau d'assainissement public, le réseau d'eau pluvial est vétuste, les fuites chroniques d'hydrocarbures existent, la soude usée est rejetée sans traitement, etc. Reste à déterminer l'ampleur de cette pollution et si elle crée un risque pour les milieux naturel et humain. Chose certaine est que les rejets en mer sont très chargés puisque même après l'importante dilution qu'elles subissent avec les eaux de refroidissement, elles restent non-conformes aux normes de rejet. Pour les eaux de la nappe, la qualité est suivie depuis environ une dizaine d'années par la STIR moyennant des analyses périodiques dont les résultats indiquent une pollution par les hydrocarbures surtout dans la partie nord du site.

Par ailleurs, en se basant sur la stratégie énergétique du gouvernement, il n'y a pas d'arrêt programmé des activités de la STIR ni d'un déclassement de son site. Cependant, soucieuse d'une meilleure gestion environnementale, la STIR s'est engagée depuis quelques années dans une série d'action proactive dont notamment, l'amélioration de l'étanchéité des fonds des bacs, la réparation des toits, des écrans flottants et des robes des bacs, réfection du circuit de mousse et arrosage, la gestion des émissions atmosphériques, le suivi environnemental de la qualité de la nappe, l'amélioration des installations de traitement des rejets, l'amélioration du procédé de lavage des GPL et la dépollution du site.

Dans le présent rapport, une attention particulière est donnée à ces trois dernières actions puisque celles-ci concernent directement la dépollution du site et d'autres parts elles peuvent qualifier pour un financement BEI dans le cadre du projet H2020.

Les deux sous-projets ; traitement des GPL et traitement des effluents huileux sont justifiables et ont été déjà approuvés par l'ANPE. Par contre, il n'en est pas de même pour le troisième projet concernant la dépollution des sols et des eaux souterraines. En effet, ne sachant pas l'envergure et l'étendue de la pollution des sols et des eaux souterraines du site, il n'est pas possible de parler de dépollution, ni du budget nécessaire. Il est donc nécessaire de réaliser une caractérisation environnementale du site qui comprend un inventaire des sources de pollution, des prélèvements et analyses des sols et eaux souterraines complétées par des simulations de la dispersion des polluants et enfin une analyse du risque.

C'est dans ce contexte que la présente caractérisation environnementale a été lancée sous l'égide du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable Tunisien en collaboration avec la STIR, et réalisée par le groupe de travail de l'Assistance Technique du programme MEHSIP.

1.2 Objectifs

Il s'agit d'une mission de caractérisation environnementale du site de la Société Tunisienne des Industries du Raffinage (STIR) à Bizerte en vue de déterminer les actions nécessaires pour dépolluer le site et éliminer sinon réduire l'impact des activités de cette raffinerie sur le milieu marin. De plus, cette mission précisera le budget nécessaire pour réaliser les travaux et actions de dépollution de la STIR et qui nécessiteront un financement BEI.

2. DESCRIPTION DES ACTIVITES DE LA STIR

2.1 Introduction

La Société Tunisienne des Industries de Raffinage STIR, a été créée en 1961 suite à une convention entre l'État Tunisien et le groupe Italien ENI. Son objet social est le raffinage du pétrole brut en vue de satisfaire les besoins du marché national en produits pétroliers.

La raffinerie STIR est constituée d'un ensemble d'unités de fabrication de produits pétroliers à partir du pétrole brut et d'une capacité de stockage de 950.000 m³. Le procédé de fabrication se base sur une simple séparation des différentes catégories d'hydrocarbures dans les colonnes de distillation. Une unité de reforming catalytique et des unités de traitement chimique permettent respectivement d'augmenter l'indice d'octane des essences et le traitement de GPL (élimination du H₂S et du mercaptan). La raffinerie comprend trois composantes principales :

- a) Les unités de raffinage des pétroles bruts ;
- b) Les utilités techniques ;
- c) Les mouvements des produits.

2.2 Localisation du site

Le site de la STIR, objet de la présente étude, est localisé dans la ville de Zarzouna (Gouvernorat de Bizerte) à l'extrême nord du pays et à proximité de la mer méditerranéenne.

Le terrain est délimité au Nord par des unités industrielles notamment la SOTULUB et la SOTRAPIL, par des terrains agricoles des côtés Est et Sud et par une zone résidentielle dense à l'Ouest.



Figure 1- Localisation du site

La route nationale GP8 menant vers le pont de Bizerte traverse la partie Nord du site et passe au-dessus des conduites souterraines liant le port pétrolier et la raffinerie.

2.3 Les unités de raffinage des pétroles bruts

Ce circuit de raffinage, qui permet de fabriquer des produits divers à partir du pétrole brut, compte :

- une unité de distillation primaire dite atmosphérique,
- une unité de reforming catalytique permettant d'augmenter l'indice d'octane ;
- Une unité de traitement chimique de GPL comprend des étapes à froid de désulfuration à la soude et de lavage de GPL.

Les différentes fractions soutirées de la tour de distillation atmosphérique comprennent le gaz de pétrole liquéfié (GPL), l'essence légère, l'essence lourde, le kérosène, les gasoils, le fuel et le résidu atmosphérique.

2.3.1 Les unités de distillation atmosphérique

Principe générale

La distillation est un procédé qui consiste à séparer les différents composants d'un mélange liquide en fonction de leur température d'ébullition. Quand on chauffe un liquide constitué de plusieurs produits, la vapeur qui s'échappe au commencement de la distillation comporte une majorité du produit le plus volatil, appauvrissant ainsi le mélange initial.

Cette vapeur est collectée et en se refroidissant, retrouve sa forme liquide : ce liquide est enrichie en composants les plus volatils, mais il n'est pas pur. Le pétrole brut est constitué du mélange d'un nombre très élevé de produits ; on ne cherche donc pas à obtenir des produits purs, mais plutôt des « Coupes », c'est-à-dire des mélanges plus simples, constitués de produits aux caractéristiques homogènes, qui par la suite subiront un traitement adapté à leur famille, en vue de fabriquer un certain type de produits. C'est donc l'opération essentielle et initiale que subit le pétrole brut en arrivant à la raffinerie.

En général, la distillation du pétrole brut est réalisée en deux étapes complémentaires. Une première distillation dite atmosphérique permet de séparer les gaz, les essences et le naphta (coupes légères), le kérosène et le gazole (coupes moyennes) et les coupes lourdes. Les résidus des coupes lourdes subissent ensuite une deuxième distillation dite sous vide afin de séparer certains produits moyens (voir Figure 2).

En ce qui concerne la raffinerie de la STIR, l'absence du procédé « Distillation sous-vide », ne permet pas le traitement des coupes lourdes.

Description des installations de distillation

- a) Le premier train de chauffage : Les bruts, provenant du parc de stockage, alimentant l'unité à travers deux lignes distinctes : une ligne d'aspiration principale, où le coulage du brut se fait par gravité, et une ligne d'injection conçue pour réguler la densité du mélange de brut désirée.

Après mélange, le brut passe à travers deux filtres (un en service et l'autre de réserve) pour retenir les impuretés solides.

Le premier train d'échangeurs est constitué de 9 échangeurs à travers lesquels le brut absorbe de la chaleur pour augmenter sa température jusqu'à environ 120°C.

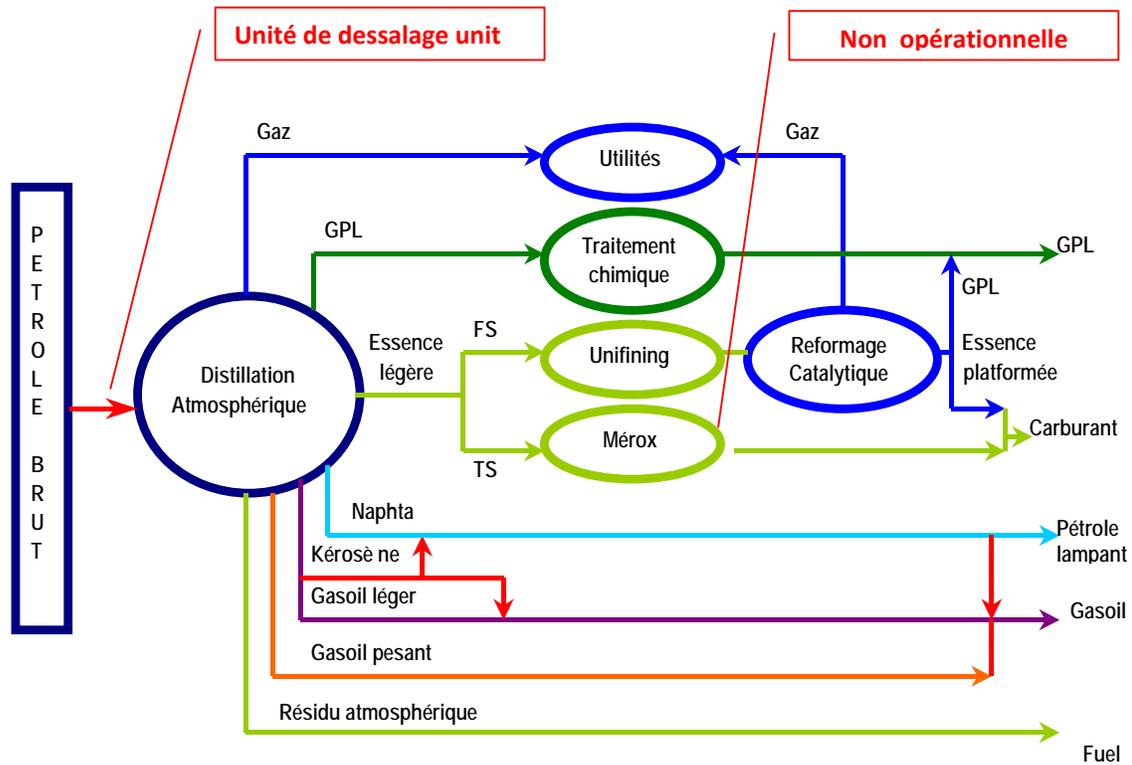


Figure 2: Schéma synoptique du procédé de raffinage STIR

- b) Opération de dessalement du brut : Par la suite, le brut entre dans le dessaleur pour éliminer les sels minéraux qui, malgré leur faible présence dans le brut, peuvent causer des sérieux problèmes.

Les Chlorures de Sodium, le magnésium et le Calcium sont les composés les plus rencontrés dans le brut avec le gypse et le Carbonate de Sodium. La présence de ces sels engendre plusieurs inconvénients ((i) Durant la production ; les Chlorures de Sodium peuvent se déposer sur les parois de la tuyauterie après la vaporisation partielle de l'eau. (ii) Dans la raffinerie, les sels déposent sur les parois des tubes des échangeurs).

En outre, la majeure partie des sels se trouve dans le résidu causant ainsi l'encrassement des brûleurs.

- c) Le deuxième train de chauffage : Une fois débarrassé des sels et des sédiments, le brut entre dans le deuxième train d'échangeurs qui comprend 10 échangeurs pour le chauffer à une température aux alentours de 250°C.
- d) Le four : Le brut entre dans la zone d'échange thermique par convection dans le four atmosphérique du topping par quatre passes puis se regroupe en deux seulement dans la partie radiative pour se réduire en une à la sortie du four où la température du brut atteint 350°C.
- e) La colonne atmosphérique : Le brut chauffé et partiellement vaporisé, est envoyé à la zone flash de la colonne atmosphérique où il en assure ainsi le rebouillage. Le niveau d'alimentation de la charge définit deux zones principales : une zone d'enrichissement (entre l'alimentation et le sommet de la colonne) et une zone d'épuisement (entre l'alimentation et le fond de la colonne).

- f) La colonne de stripping : Les soutirages de produits sont effectués latéralement par l'intermédiaire de 4 strippeurs. Ils sont constitués chacun de 4 plateaux. On distingue ainsi les soutirages suivants :
- Naphte (N) à une température de 195°C ;
 - Kérosène (K) à une température de 190°C ;
 - Gas oil (GL) à une température de 290°C ;
 - Gas oil pesant (GP) à une température de 330°C.
- Les produits strippés seront par la suite envoyés après refroidissement à travers les échangeurs de préchauffage du brut et les réfrigérants à l'eau de mer.
- g) La colonne de stabilisation : L'opération de stabilisation de l'essence est réalisée dans la colonne en séparant le GPL de la coupe essence qui la rend plus stable. Le gaz incondensable est torché et le liquide obtenu forme la coupe GPL qui alimente l'unité de traitement du GPL.
- h) La colonne de spiltter : Le fractionnement des essences se fait dans la colonne Splitter. Au sommet de la colonne, on obtient de l'essence légère ou Tête Splitter qui sera envoyée au stockage. Le produit de fond constitue l'essence lourde ou Fond Splitter, dont une partie est utilisée comme charge de l'unité reforming catalytique pour produire l'essence platformée, l'excès est envoyé au stockage.

2.3.2 Unité de reformage catalytique

Principe générale

Le reformage permet de convertir le Naphta ou les essences provenant de la distillation en des essences de qualité supérieure, à haut indice d'octane. Ce procédé permet aussi d'obtenir des bases pour la pétrochimie. Il s'effectue vers 530°C, donc à plus haute température que le craquage. Le reformage utilise comme catalyseur du platine, d'où le nom de platforming donné à ce type de procédé (voir Figure 3).

Les installations du reformage catalytique

- a) Unité de reformage : Le fond splitter est envoyé vers l'unité « Reformage Catalytique » afin d'améliorer l'indice d'octane de l'essence. La charge sera mélangée avec du gaz de recycle riche en hydrogène refoulé par le compresseur. Par la suite la charge subit une première préchauffe dans les échangeurs, puis une chauffe complémentaire dans le four pour ramener sa température à environ 300-350°C.
- b) Section unifining : Le but du procédé Unifining est l'hydrotraitement de la charge du Platforming en vue de ramener la limite en soufre totale dans la charge à des valeurs acceptables par le catalyseur du Platforming. Les impuretés contenues dans la charge, Soufre, Azote et Oxygène, sont éliminées par réaction avec l'Hydrogène sur le catalyseur, à base d'Oxyde de Cobalt et Molybdène, sous forme de produits volatils.
- En sortant du réacteur, les gaz subiront une condensation dans les aérocondenseurs et un refroidissement par le réfrigérant à eau de mer.
- c) Les ballons de charge de gaz du platforming
- d) La colonne de stripping : Le stripping de la charge consiste à séparer le reste du H₂S et de l'eau de l'essence alimentant la section du Platforming. Le rebouillage du fond de cette colonne est assuré par le four qui ramène la température du fond à 230-240°C.
- L'eau de stripping (résultant des vapeurs de tête condensées) est recueillie dans le dôme de ce ballon puis drainée à l'égout. L'essence du fond constitue la charge du platforming.

- e) La section de platforming : L'objectif du reformage catalytique est d'augmenter l'indice d'octane des essences. Le procédé utilisé par la STIR produit en parallèle de l'essence à haut indice et de l'hydrogène. Il utilise comme catalyseur, un catalyseur bimétallique UOP composé de l'alumine chlorée imprégnée de Platine et de Rhénium. Après être mélangée avec du gaz riche en hydrogène, puis chauffée dans un échangeur à plaques, la charge entre par la suite dans un four pour le quitter à 497-530°C.

L'effluent sera refroidi dans un échangeur à plaques jusqu'à 95 °C puis passe dans un aérocondenseur, ensuite au réfrigérant pour baisser sa température à 25-32°C.

- f) Système de recontactage : Ce système assure l'amélioration de la pureté du gaz de recycle et une meilleure récupération du GPL dans l'unité.
- g) La colonne déthéanisatrice : Le GPL issu de la débutanisatrice alimente la colonne déthéanisatrice en passant par l'échangeur pour extraire me méthane et l'éthane et améliorer ainsi la tension de vapeur du GPL obtenu au fond.

2.3.3 Unité de traitement du GPL

L'unité de traitement du GPL, sert à éliminer les composés sulfurés (H₂S et mercaptans légers) du GPL produit par l'unité Topping.

Le procédé de lavage GPL consiste en l'absorption chimique des impuretés sulfurées par de la soude. L'unité est composée de trois étages de lavage du GPL (deux à la Soude et un à l'eau). Chaque étage est doté principalement de :

- Circuit de mélange (GPL + Soude),
 - Ballon de décantation et de séparation,
 - Circuit de recirculation e la Soude ou de l'eau.
- a) Premier lavage à la Soude : Le GPL est mélangé avec la soude recirculée dans les mélangeurs mécaniques avant d'entrer dans un ballon en vue de le débarrasser par absorption chimique des composés sulfurés. La soude recirculée est maintenue dans ce ballon à un niveau constant. Elle est renouvelée chaque fois qu'elle devient épuisée. Le contrôle de la soude est assuré par le laboratoire. Le GPL ainsi traité est évacué par le haut du premier ballon vers le deuxième ballon pour subir le deuxième lavage à la soude.
- Le contrôle du « Doctor Test » du GPL à la sortie du ballon se fait périodiquement par le laboratoire. Dans le cas où le H₂S est absent et le Doctor Test est négatif, le GPL est envoyé directement au dernier stade de lavage à l'eau.
- b) Deuxième lavage à la Soude : Le GPL sortant du premier ballon et contenant encore des traces de sulfures est introduit avec la soude dans des mélangeurs mécaniques puis dans le deuxième ballon. La soude recirculée, riche en sulfures, se décante au fond du ballon et le GPL est entraîné vers le sommet à travers un matelas de coalescence pour limiter l'entraînement des fines gouttelettes de soude.
- c) Troisième lavage à l'eau : Avant de stocker le GPL, un lavage à l'eau est effectué dans le ballon. La soude entraînée avec le GPL est retenue par l'eau au fond du ballon. L'eau utilisée en recirculation est remplacée à chaque fois où elle devient trouble suivant un constat visuel. Après lavage à l'eau et avant stockage, le contrôle du « Doctor Test » et la vérification de la présence de H₂S sont effectués pour le GPL traité. Sinon, le GPL non-conforme est isolé dans des réservoirs de slop.

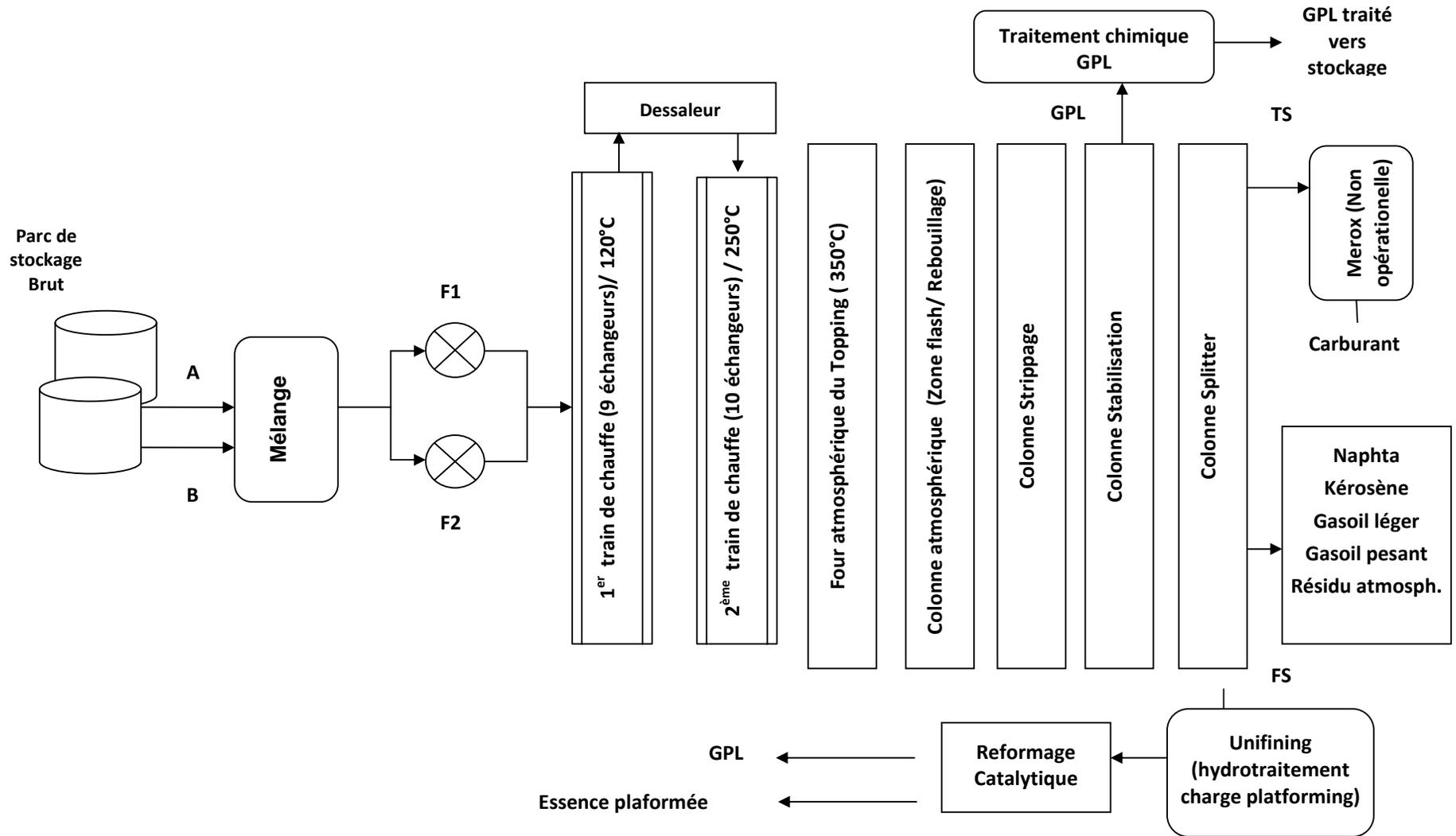


Figure 3: Schéma détaillé du procédé de raffinage STIR

2.4 Les utilités techniques

Le service utilités techniques de la STIR assure la production et la distribution de la vapeur (HM, MP, BP), l'énergie électrique, l'eau déminéralisée, l'air d'instrumentation, l'air de service, le fuel oil de consommation, l'eau de mer pour réfrigération et l'eau anti-incendie et l'activité récupération Slop.

2.4.1 Production de vapeur

Deux chaudières sont installées, la troisième chaudière est en cours d'installation sui de type pressurisée, à tubes d'eau et à circulation naturelle. Ces chaudières sont destinées pour la production de la vapeur surchauffée à haute pression. La charge normale continue de production de vapeur des deux chaudières est de 30 et 25 t/h.

L'alimentation de ces deux chaudières est en eau déminéralisée et dégazée. Le fuel-gaz et le fuel-oil (BTS) sont les combustibles utilisés pour ces deux chaudières. La production de vapeur de deux chaudières alimente les trois réseaux de la raffinerie à haute, moyenne et basse pression, comme présenté dans le Tableau 1.

	Réseau haute pression (HP)	Réseau moyenne pression (MP)	Réseau basse pression (BP)
Caractéristiques vapeur	45Kg/cm ² et 400°C	11Kg/cm ² et 260°C	3,5 Kg/cm ² et 180°C
Utilisation	Turbogénérateur à contre pression (TG1)	Décharge de vapeur	Décharge de turbines utilisant de la vapeur MP
	Turbogénérateur à condensation (TG2)	Station de réduction	Station de réduction
	Turbocompresseur du Platforming	Petite chaudière du four platforming (et économiseur)	NB : La vapeur basse pression est utilisée aussi pour divers usages (stripping, chauffage des lignes et réservoirs fuel oil, etc.)
	3 turbopompes d'eau de mer interne		
	Station de réduction		

Tableau 1- Caractéristiques vapeur et son utilisation (Source STIR 2008)

2.4.2 Énergie électrique

L'énergie électrique est essentiellement produite par les deux turbogénérateurs (TG1 et TG2), dont les principales caractéristiques sont présentées dans le Tableau 2.

Principales caractéristiques	Turbogénérateur (TG1)	Turbogénérateur (TG2)
Entrée vapeur	44 Kg/cm ² et 400°C	44 Kg/cm ² et 400°C
Sortie vapeur	11 Kg/cm ² et 260°C A	condensation complète
Puissance	2 100 CV	2 100 CV
Année de mise en service	1963	1963

Tableau 2- Caractéristiques des deux turbogénérateurs de la STIR (Source STIR 2008)

2.4.3 Traitement des eaux de procédé

Les réseaux hydriques alimentant les chaudières subissent un traitement indispensable à la protection des équipements de production et de distribution de vapeur.

L'eau brute étant de qualité insuffisante pour être utilisée directement, et ayant des caractéristiques néfastes, plusieurs étapes ont été nécessaires avant de pouvoir l'utiliser et gérer les inconvénients suivants :

- Le primage : Entrainement des gouttelettes d'eau contenant des els minéraux et MES ;
- L'incrustation : Formation de dépôt de tartre lié à l'augmentation de la température et la précipitation des sels minéraux ;
- La corrosion : Dérogation des éléments de production et de distribution de vapeur liée à divers éléments (variation du PH, présence de O₂, minéralisation trop importante, etc.).

Avant 1996, le traitement de l'eau brute SONEDE est assuré par un prétraitement à la chaux. Actuellement une unité d'osmose inverse traite l'eau alimentant l'ensemble des installations produisant de la vapeur et nécessitant un niveau de qualité d'eau. Bien que l'eau soit préalablement traitée par osmose inverse, la présence des quantités non négligeables de sels dissous a nécessité le recours à une déminéralisation afin d'éliminer tous les ions.

2.5 Les mouvements des produits

Avant le circuit de production, on assiste aux mouvements des produits: stockage, conditionnement, mélange, réception et expédition des produits pétroliers. Le parc de stockage occupe environ les deux tiers de l'aire de la raffinerie avec 60 réservoirs de différents types. La capacité globale de ce parc avoisine 1.000.000 m³ dont 430.000 m³ pour le pétrole brut et 570.000 m³ pour les produits finis et semi-finis (voir Tableau 4 et Figure 4).

Les opérations de transfert bac à bac, de coulage et les opérations de réception du pétrole brut, des produits finis et semi-fini issus des unités de fabrication et d'expédition sont assurées par un réseau de plusieurs kilomètres de conduites. Ce réseau est équipé d'une vingtaine de pompes pour le mélange et le transfert des produits aux différents postes de chargement (voie terrestre, voie maritime et pipeline).

En 2008, l'usine a traité 1.774.000 tonnes de pétrole brut pour produire les fractions commerciales présentées dans le Tableau 3.

Produits	Quantité (T)
GPL	52 785
Essences (platformée et unifinée)	120 984
Pétrole lampant (ou Kérosène)	143 990
Gas Oil	335 653
White Spirit	12 887
Virgin Naphta	257 183
Résidu atmosphérique BTS	621 773
Consommation interne (plus pertes)	55 814 ¹
Brut traité	1 774 000 ²

Tableau 3- Données quantitatives des différents produits STIR (Source STIR 2008)

¹ Pour l'année 2006

² Brut Tunisien (583.000 T) et Brut Libyen (1.191.000 T)

Produits	Localisation (Réservoir)	Capacité de stockage (m ³)	Quantité produite (T)
GPL	Sphères V101- V102- V103- V104	13.000	52.785
Gaz incondensable	-	-	21.969
Essence Platformée	-	75.000	116.114
Essence unifiée	-	2.000	4.870
Essence sans plomb	S4-S48	32.000	0
Pétrole lampant (ou Kérosène)	S2-S32-S38	41.000	143.990
Gasoil	S21-S27	150.000	335.653
Résidu atmosphérique BTS	-	90.000	621.773
White spirit	S46- S47	2.500	12.887
Virgin naphta	S40-S41-S55	61.000	257.183
Fond Splitter	S44-S45-S49-S50	23.600	251.199
Tête Splitter			112.386
Slop	S61-S62-S63-S64	3.000	0
Fuel Oil	S12-S13-S14-S15- S16-S17-S18-S19	100.000	0
Consommation interne plus pertes	-	-	55.814
Vapeur	-	-	33.000
Brut traité	S5-S6-S7-S8-S9-S10	430.000	1.774.000
Capacité de stockage		950.000	

Tableau 4- Bilan quantitative des différents produits mis en œuvre à la STIR (Source STIR 2008)

Le terminal pétrolier STIR, situé à l'avant port de Bizerte, est constitué des quais (Nord et Sud). Il assure les opérations d'accostage et de sortie de navires. Les installations de chargement et de déchargement permettent des débits de pompage de l'ordre de 2.000T/h pour le brut et 1.000 T/h pour les autres produits.

Quai Nord :

En raison de la limite d'un tirant d'eau de 10,5 m, ce quai permet l'amarrage et le chargement des navires jusqu'à 60.000 tonnes. Les navires acceptés doivent avoir une longueur maximum de 250 m et une distance du « manifold » à l'arrière du navire ne dépassant pas 125 m. Les produits véhiculés comprennent el pétrole brut, essences, Virgin naphta, pétrole lampant, Jet A1, gasoil, fuel oil, et résidu atmosphérique.

Quai Sud :

Avec un tirant d'eau de 8,2 m, il permet l'amarrage et le chargement des navires d'une capacité de 15.000 tonnes. Les navires acceptés doivent avoir une longueur maximum de 150 m. Les produits véhiculés comprennent le GPL, essences, pétrole lampant et gasoil.

Figure 4- Localisation et identification des produits stockés

2.6 Moyens de contrôle et gestion

La STIR dispose d'une organisation et de moyens de contrôle et de gestion de la sécurité, l'hygiène et la protection de l'environnement adaptés à leurs propres activités. Cette organisation s'est améliorée significativement depuis l'entrée en exploitation de la raffinerie (1963).

La mise en place d'une organisation sur la sécurité et la prévention des incendies et la lutte contre le feu, la sécurité des personnes et la protection de l'environnement est prise en considération sur l'ensemble des activités du site malgré quelques insuffisances en termes de formalisation (cas des enregistrements des incidents, fiches d'actions correctives, etc.)

Les programmes de gestion de l'environnement et la sécurité d'exploitation sont rattachés à la fonction sécurité et environnement (Sous-direction de la Sécurité, de l'Environnement et École de Feux) en coordination avec la Direction Centrale Technique et la Direction de Production et sont mis en œuvre par le personnel chargé de l'examen des plans, du contrôle de l'avancement des travaux de maintenance préventive et curative et des vérifications qui précèdent la mise en service des installations. Ce personnel participe souvent à l'examen des qualifications des entreprises chargées de l'exécution des travaux, contrôle la qualité et examine les incidents impliquant des employés ou des entreprises. Il peut aussi assurer la surveillance des travaux soumis à autorisation, comme l'entrée dans des espaces confinés, les travaux à proximité de pièces portées à haute température et la vérification de la disponibilité et du bon état des moyens de lutte incendie, des installations de décontamination, des douches d'urgence, des dispositifs fixes de détection et d'alarmes ainsi que des appareils respiratoires autonomes disponibles au sein de la caserne pompiers.

Ainsi l'organisation pour le contrôle et la gestion des aspects sécurité se résume dans le programme suivant :

- Élaboration de plans d'intervention en cas d'urgence (incendie et pollution);
- Rondes d'intervention préventives et de protection contre les risques d'incendie et pollution assurées par les Pompiers de la caserne ;
- Rondes d'intervention préventives assurées par le personnel STIR pour le nettoyage du fond des regards de drainage des eaux des réservoirs du Brut ;
- Examen de la conception des installations sous l'angle de la sécurité et les contrôles précédant la mise en service;
- Mise au point des programmes de sécurité visant les entreprises extérieures;
- Définition des méthodes de travail axées sur la sécurité;
- Élaboration de procédures de consignation et d'étiquetage;
- Les précautions en cas d'entrée dans des espaces confinés ou des atmosphères inertes / Sécurité électrique (mise à la terre des installations, protection contre les courants de défaut, consignation, etc.);
- Délivrance d'autorisations de travail pour les travaux présentant des risques.

Pour la protection de l'environnement, La STIR dispose d'une série de mesures prises pour contrôler les émissions de liquides et de vapeurs et réduire ainsi les risques environnementaux et les coûts d'exploitation:

- Surveillance par la mise en œuvre de plan d'inspection des installations techniques ;

- Planification des travaux de maintenance préventive et curative sur les différentes installations mettant en œuvre les hydrocarbures (bacs de stockage, installations de production, les utilités techniques, etc.) ;
- Programme de contrôle des produits d'hydrocarbures (Servie Laboratoire) ;
- Économies d'énergie : Les mesures à prendre dans ce domaine comprennent la limitation des fuites de vapeur et la récupération des condensats afin d'économiser l'énergie et d'accroître le rendement des installations de production d'énergie ;
- Pollution de l'eau : La STIR a élaboré en mai 2010 une étude de dépollution de ses activités et particulièrement la mise à niveau des séparateurs API. L'étude a traité, le traitement des eaux usées dans des séparateurs API et des installations spéciales, la collecte et le traitement des eaux de ruissellement, ainsi que la prévention des fuites accidentelles.
- Pollution atmosphérique : La STIR a élaboré en juin 2012 une étude dépollution atmosphérique de ses activités. La raffinerie étant exploitée en continu, la détection des fuites, en particulier au droit des vannes et des raccords, revêt une importance primordiale. Les mesures antipollution comprennent la réduction des émissions de vapeurs d'hydrocarbures et de leurs rejets dans l'atmosphère, le contrôle de l'étanchéité des vannes et des raccords, le confinement des vapeurs, le contrôle de l'anneau d'étanchéité des réservoirs à toit flottant, ainsi que la récupération des vapeurs aux installations de chargement et de déchargement et lors de la purge des bacs et des réservoirs.
- Pollution des sols : L'utilisation de cuvettes de rétention et d'évacuation des polluants vers des zones de confinement spécifiques protégées devrait permettre de prévenir la pollution des sols et la contamination des eaux souterraines lors des déversements de pétrole. Pour éviter la contamination en cas de collecte de polluants dans les cuvettes de rétention, la STIR est en train d'adopter des mesures additionnelles telles qu'un doublage en plastique imperméable (géotextile) ou en argile.
- Intervention en cas de déversement : La STIR dispose déjà d'un plan d'urgence pour la mise en œuvre des mesures destinées à faire face aux déversements de pétrole brut, de produits chimiques et de produits finis, tant sur le sol que dans l'eau. Ces mesures comprennent le recours, en cas d'urgence, à des équipes de travailleurs ayant reçu une formation spéciale à l'école de feu de la STIR (en plus des pompiers de service). Le plan d'intervention précise le type, les quantités nécessaires et les conditions de disponibilité, sur le site ou ailleurs, des fournitures et de l'équipement indispensables.

3. CARACTERISTIQUES ENVIRONNEMENTALES DU SITE

3.1 Milieu physique

3.1.1 Topographie

La morphologie du site de la STIR est caractérisée par une pente assez régulière vers la mer, avec une série de plateaux au niveau des zones de rétention des bacs de stockage. L'altitude du terrain varie de 45 m NGT au niveau des limites sud à 0,5 m NGT au niveau des limites nord représentées par le quai pétrolier près de la mer. Les plateaux des zones de rétention des bacs se présentent sous forme d'étages de 5 m de hauteur allant de 35 m NGT (S10) jusqu'à 5 m NGT (S24).

3.1.2 Climat

Le climat de la région de Bizerte est du type méditerranéen appartenant à l'étage bioclimatique subhumide.

Pluviométrie : La pluviométrie annuelle varie entre 450 et 700 mm. Les mois de juillet et août sont les mois les plus secs, ils sont caractérisés par des précipitations inférieures à 10 mm et une importante évaporation. Les pluies sont généralement de type averse. Elles ont tendance à lessiver le sol, provoquant des crues et des inondations.

Selon les données climatiques de la station de Bizerte de 1996 à 2010 relevées à l'INM, la pluviométrie mensuelle varie entre un maximum de 108 mm en novembre et un minimum qui ne dépasse pas les 0,8 mm en juillet. Le minimum absolu (0 mm) a été enregistré 9 fois notamment durant les mois de juillet. Le maximum absolu a été atteint en février 1996 avec plus de 251 mm. La moyenne annuelle de la période 1996-2010 est de 536 mm.

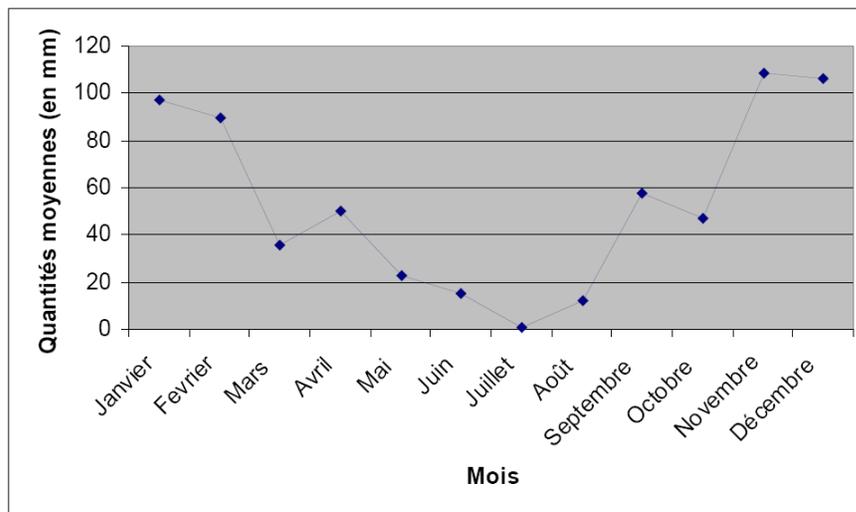


Figure 5- Pluviométrie moyenne à Bizerte entre 1996 et 2010 (INM, 2010)

Température : La région de Bizerte se caractérise par des températures élevées en été (27°C en août) et des températures plus clémentes en hiver (11°C en janvier et février). Les températures les plus faibles sont enregistrées durant les mois de décembre et janvier (11,2°C en moyenne), alors que les températures les plus importantes sont mesurées en août (26,2°C en moyenne). En été, le climat est tempéré par des brises de mer qui adoucissent les températures. Toutefois, des irruptions de masse d'air très chaud peuvent survenir avec

l'avènement du « Chhili », vent de secteur Sud, très sec et qui fait monter le thermomètre à plus de 40°C. Les maxima absolus s'élèvent ainsi à 44,8°C en juillet, 45°C en septembre et 48°C en août.

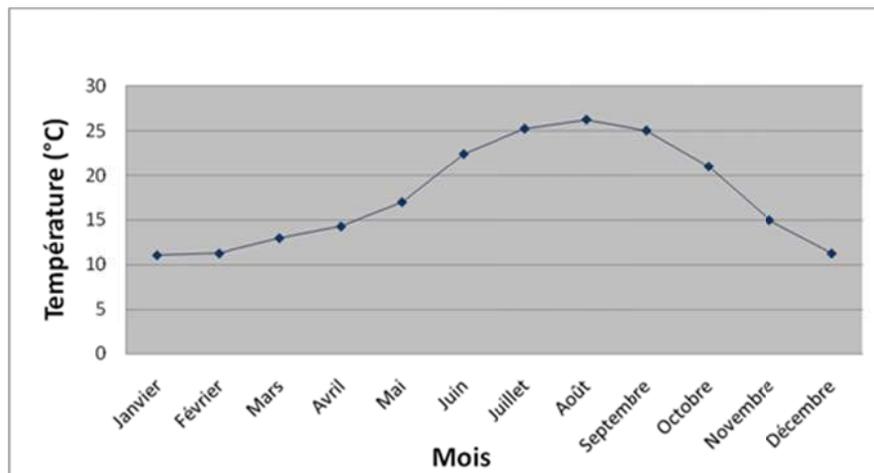


Figure 6- Température moyenne à Bizerte entre 1996 et 2010 (INM, 2010)

Insolation : L'insolation au niveau de la ville de Bizerte varie énormément entre les mois. En effet, en juillet l'insolation atteint 377 heures alors qu'elle ne dépasse pas les 155 heures en décembre. La moyenne mensuelle enregistrée entre les années 1996 et 2010 est de 254 heures.

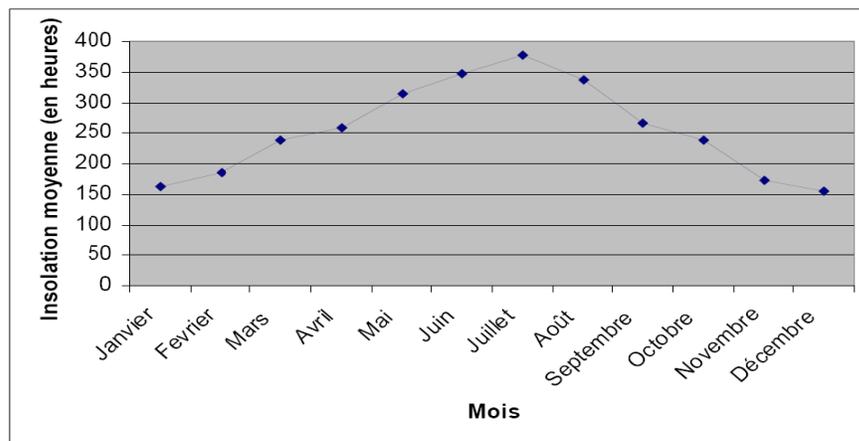


Figure 7- Insolation moyenne à Bizerte entre 1996 et 2010 (INM, 2010)

Évaporation : L'évaporation présente une moyenne annuelle de 1.230 mm/an. En été, on assiste à une forte évaporation par suite des températures élevées et de la faible humidité relative de l'air. Le tableau suivant résume les valeurs de l'évaporation pour le lac de Bizerte mesurées à la station météorologique de Bizerte en 2010.

Mois	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août
Évaporation (mm)	121	87	65	159	62	70	76	84	103	128	169	173

Tableau 5- Évaporation dans le lac de Bizerte

L'évaporation dans le lac de Bizerte est inférieure à celle mesurée dans la ville de Bizerte et ce à cause des caractéristiques thermiques et du pouvoir évaporant différent de l'air.

Humidité : L'humidité relative de la région de Bizerte est élevée, ce qui traduit une forte influence de la mer, elle oscille entre 67,0% (juillet) et 77,3 % (janvier). Les mois de décembre et janvier sont les mois les plus humides avec une moyenne de 77,3% alors que la moyenne annuelle est de 72,7 %.

Mois	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Humidité Moyenne (%)	77,3	75,0	74,3	73,3	70,7	67,3	67,0	68,3	72,0	75,3	74,3	77,3

Tableau 6- Humidité à Bizerte

Vent : Les vents les plus fréquents soufflent des secteurs septentrionaux. Ceux qui viennent du Nord-Ouest prédominent toutefois à toutes les échelles de temps mais dominant surtout au cours de la saison hivernale.

Quant aux vitesses, les moyennes peuvent paraître faibles. Pour la période 1985-1994 par exemple, elles ont varié entre 3,3 et 4,6 m/s. En fait, ceci cache les vents forts. Les coups les plus violents se produisent surtout au début du printemps. Les vents des secteurs Est et Sud soufflent surtout pendant la saison estivale sous forme de brises de mer ou de sirocco.

En outre, l'analyse de l'évolution mensuelle de la vitesse moyenne des vents montre que le mois de juillet est le mois le plus venteux avec des vents atteignant les 4,4 m/s et que le mois le moins venteux est octobre avec 3,4 m/s.

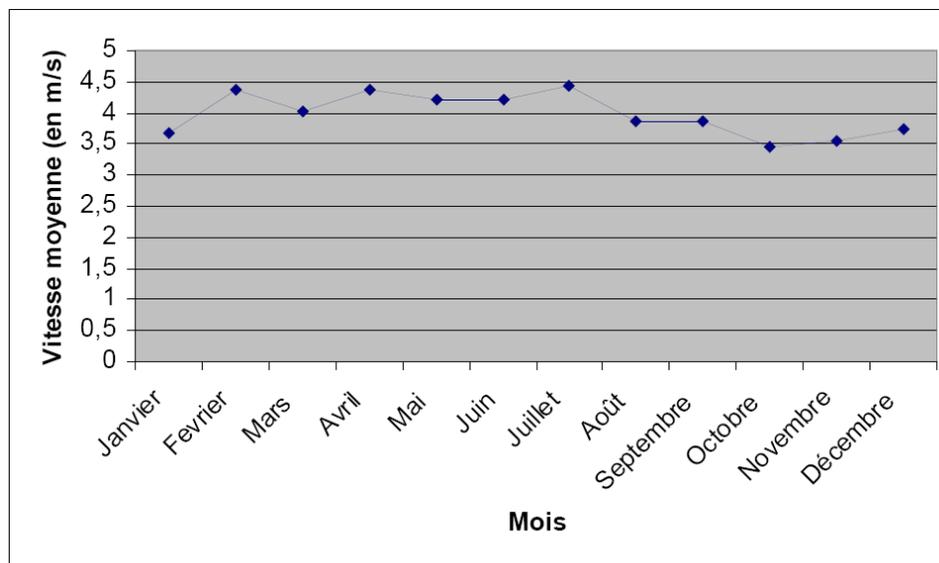


Figure 8- Vitesse moyenne du vent à Bizerte entre 1996 et 2010

La rose des vents de la station de Bizerte pour la période 1981 à 2007 indique une prépondérance des vents de secteur Ouest et Nord-Ouest. Les vents calmes quant à eux ne dépassent pas les 12,4 %.

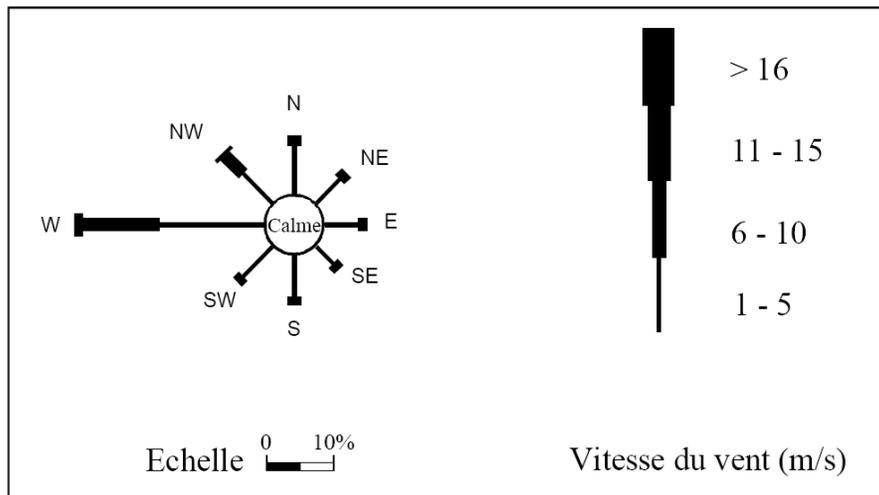


Figure 9- Rose des vents de la station de Bizerte entre 1981 et 2007 (INM, 2010)

3.1.3 Géologie et Hydrogéologie

Le cadre géologique aussi bien régional que local est relativement varié. Dans les environs de Bizerte dominent les calcaires et marnes (jurassiques, crétacés et éocènes) plissés et faillés. Ailleurs ce sont les alternances de marnes et grès miocènes et pliocènes qui prédominent en étant, souvent, à l'origine de reliefs monoclinaux typiques.

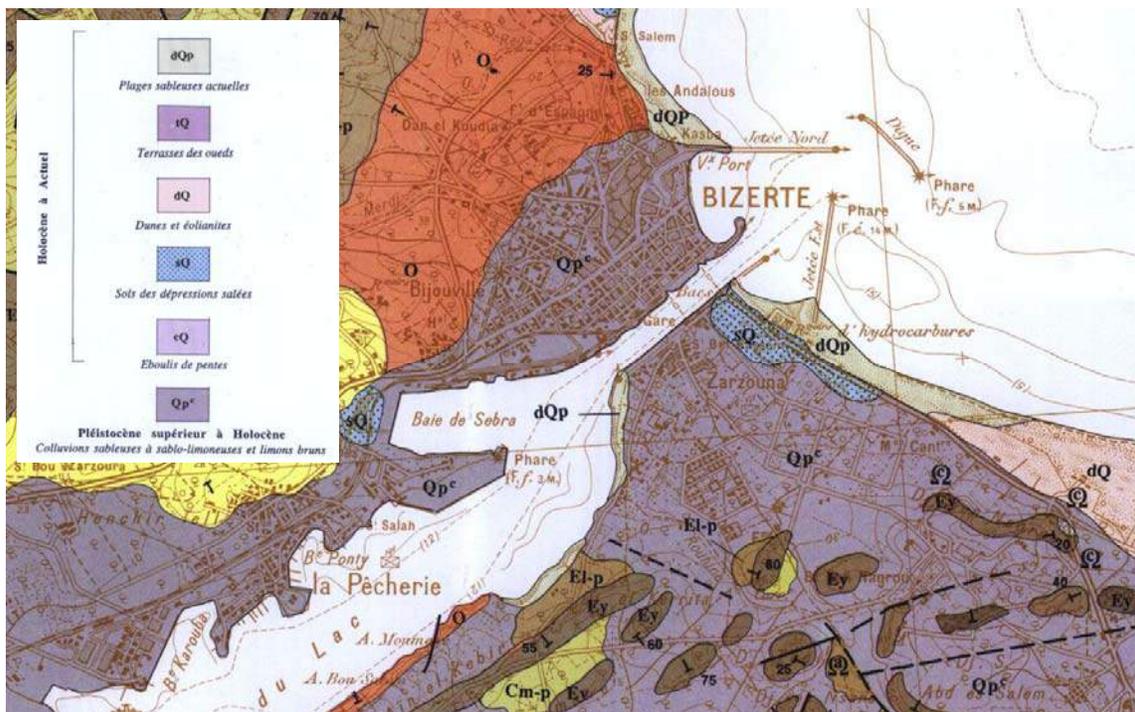


Figure 10 - Extrait de la carte géologique de Bizerte

Au niveau local, la partie Sud du terrain de la STIR est caractérisé par des alternances de couches de sables et argiles déposées sur un substratum en marne grise. L'épaisseur des couches sableuses étant faible à l'extrême Sud s'accroît en allant vers le Nord. Au niveau de

la jetée à proximité de la mer le substratum est formé d'une couche de sable située sur un socle rocheux en calcaire.

Un forage d'eau existe à l'extrémité sud-est du site, à une altitude de 42 m. Ce forage dont la profondeur équipée est de 110 m, a été réalisé en février 1992 (n° I.R.H=8938/1). La stratigraphie des sols rencontrés dans ce forage est la suivante :

- 0 – 56 m Marnes
- 56 – 134 m Marnocalcaires (le tube lanterné du forage est placé entre 68 et 104 m)

Les caractéristiques de ce forage sont les suivantes :

Niveau statique = 29,50 m et le Résidu Sec = 1,294 g/l.

Paliers	1	2	3
Débits l/s	5	9,52	16,60
Rabatement (m)	2,10	8,00	25,50

La valeur du résidu sec montre que la nappe souterraine profonde est de bonne qualité.

3.1.4 Hydrologie

La dépression du lac de Bizerte présente une vaste nappe d'eau. Elle se caractérise par une forme cornue. Elle s'étend sur 15 km d'ouest en est et de 11 km du nord au sud. Elle est séparée de la méditerranée (baie de Bizerte) par la presqu'île de Menzel Abderrahman qui culmine à 81 m. Les profondeurs dans le lac de Bizerte sont relativement importantes. Les deux tiers de la superficie ont des profondeurs supérieures à -5 m, et en son milieu existent des fonds de -10 m.

Au niveau du site de la STIR, il n'existe pas de cours d'eau ou des écoulements naturels. Les bacs de stockage sont entourés de digues de rétention qui entres-autres retiennent les eaux pluviales. Des bassins de rétention existent surtout dans la partie Sud là où la géologie superficielle est argileuse.

3.2 Pollution hydrique

D'après l'étude de dépollution, réalisée en 2010, la STIR rejette des eaux dans la mer des eaux huileuses et des eaux chargées en soude.

a) Eaux huileuses :

Ces eaux, à des débits très variables, contiennent une pollution surtout constituée d'hydrocarbures et de matières en suspensions et comprennent les eaux de procédés, purges des réservoirs de stockage, eaux de lavage, eaux de déballastage et eaux de refroidissement. D'après les études antérieures, les sources et débits respectifs de ces eaux sont présentés dans le tableau suivant.

Type	Débit	Remarques
<u>Eaux de procédés</u> - Dessaleur : 3 - 4 m ³ /h - Réfrigération des pompes du topping : 11 m ³ /h - Réfrigération des pompes de reforming : 9 m ³ /h - Nettoyage des sols : 5 - 10 m ³ /h - vidange d'échangeur : 3 - 4 m ³ /h - Condensats de vapeurs de stripping : 1,5 - 3 m ³ /h	75 m ³ /h	Certains de ces débits sont irréguliers
Purges des réservoirs de stockage	3 m ³ /h (pointe)	- Débit varie en fonction de la nature du produit - Forte charge en oxydes de fer, sable et argiles.
Eaux de lavage des circuits et des pomperies	10 m ³ /h (pointe)	Débit moyen de 1 m ³ /h
Eaux de déballastage	400 m ³ /h (pompage 3-12 h)	- Stockés dans le réservoir S13 - Après décantation les eaux sont récupérées comme produit valorisé
Eaux de refroidissement	2.000 m ³ /h	Inspection pour détecter des traces d'hydrocarbures en surface avant rejet en mer

Tableau 7- Sources et débits des eaux huileuses de la STIR

Les mêmes sources précitées présentent la qualité des eaux huileuses avant et après traitement dans les séparateurs API par le tableau suivant :

Origine	Débit (m ³ /h)	pH	Salinité	DBO ₅ (mgO ₂ /l)	DCO (mgO ₂ /l)	MES (mg/l)	HCT (mg/l)
Entrée API	75	7,45	22	800	1.222	466	161.337
Sortie API	75	7,35	25,4	224	410	101	1.354
Sortie bassin N°4	2.075	6,1	36,2	88	138	52,5	153,19
Norme NT 106.02	-	6.5-8.5	-	30	90	30	10

Tableau 8- Qualité des eaux huileuses de la STIR

Ce tableau montre que même après dilution avec les eaux de refroidissement, les eaux huileuses rejetées dans la mer restent toujours très polluées et dépassent de beaucoup les valeurs limites de rejet dans le milieu marin de la norme tunisienne NT 106.02 [7].

b) Rejets de la soude usée :

Parmi les défis environnementaux dont la STIR fait face, on note la gestion de la soude usée qui est essentiellement générée par les eaux de lavage du GPL et à degré moindre par les eaux de l'unité MEROX. Le lavage à la soude du GPL permet d'éliminer les mercaptans et le H₂S dissous et génère environ 6 m³/j d'effluents polluants. Le traitement au MEROX des essences est une opération intermittente, il n'est utilisé que sur l'essence légère lorsqu'elle est envoyée au pool essence et quant le brut est sulfureux. Cette unité est rarement en service.

Des opérations pilotes pour le traitement de soude usée par évaporation ont été réalisées par la STIR depuis 2010. Ces opérations qui assurent actuellement une capacité de stockage très limitée ne semblent pas donner des résultats encourageants. Actuellement les rejets de la soude usée transitent par les API séparateurs avant de se retrouver dans la mer. Malgré l'importante dilution appliquée, ces rejets de soude présente un impacte pénalisant sur le milieu marin ainsi que sur les réseaux de drainage de la raffinerie.

3.3 Sites industriels limitrophes

L'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE) a réalisé en septembre 2011 une étude (Étude Historique) sur le terrain de la SOTULUB. Cette étude a identifié une importante pollution des sols et eaux souterraines du site.

Rappelons que la SOTULUB, qui se trouve au Nord-Ouest de la STIR, a démarré ses activités en 1984, soit environ 23 ans après la STIR. Ses principales activités sont la collecte et la régénération des huiles lubrifiantes usagées ainsi que la fabrication et commercialisation de graisses lubrifiantes.

Dans son rapport de l'étude précitée [4], l'ANPE s'est basée sur des résultats d'analyses obtenus à partir de trois différentes compagnes de prélèvements d'échantillons, réalisées en 1994, 2002 et 2008. Les résultats des analyses sur les sols ont révélé des teneurs élevées en hydrocarbures totaux comme le montre le tableau suivant.

	1994	2002	2008
Nombre d'échantillons	14	25	14
HCT (mg/kg)	367- 200.000	810 - 79.400	10 – 7.230
Valeur seuil (mg/kg)	5.000	5.000	5.000
Dépassements	79%	56%	7%

Tableau 9- Résultats des analyses du sol dans le terrain de la SOTULUB [4]

Les résultats des analyses sur les eaux souterraines ont également révélé des teneurs élevées en hydrocarbures totaux et en PCB comme le montre le tableau suivant.

	1994		2002		2008	
	HCT	PCB	HCT	PCB	HCT	PCB
P1	2.500	-	2.300	2,58	38.000	-
P2	8.900	-	3.600	1,71	25.000	-
Fouilles	4.700-235.900	3,24- 18,63	710-6.900	1,13-2,83	44.000-58.000	-
Valeurs seuil	600	0,01	600	0,01	600	0,01

Tableau 10- Résultats des analyses de l'eau souterraine ($\mu\text{g/L}$) dans le terrain de la SOTULUB [4]

Les conclusions de ce rapport affirment que les teneurs en hydrocarbures totaux dans le sol dépassent localement (à la surface) la valeur seuil de 5.000 mg/kg et qui indiquent un faible risque pour la santé humaine dans cette zone industrielle. Ces teneurs augmentent avec la profondeur et sont probablement transférés vers la nappe d'eau. Les PCB et les métaux lourds dans le sol sont peu élevés.

Concernant la nappe d'eau, l'ANPE affirme que celle-ci est bien contaminée avec des hydrocarbures totaux vu que la valeur d'intervention correspondante (600 µg/L) est plusieurs fois dépassée. Les PCB sont aussi bien élevés.

Vu la proximité des lieux de prélèvement des échantillons des limites de la propriété de la STIR, une partie des investigations réalisées dans le cadre de cette étude ont concerné le terrain de la SOTULUB. Les résultats de ces investigations sont présentés dans les chapitres suivants de ce rapport.

4. LES SOURCES POTENTIELLES DE POLLUTION

La STIR produit des effluents liquides, des déchets solides et des émissions atmosphériques qui peuvent créer un impact négatif sur l'environnement naturel et humain s'ils ne sont pas gérés convenablement. Récemment, les émissions atmosphériques de la STIR ont fait l'objet d'une étude indépendante et par conséquent ne sont pas concernées par la présente étude.

Des visites et inspections ont été effectuées dans le cadre de cette étude pour identifier d'une manière précise les sources de pollution potentielle des sols et eaux souterraines au site de la STIR. Les résultats de cette activité permettront de croiser les informations obtenues sur les sources de pollution avec les résultats des analyses au laboratoire pour modéliser la dispersion des polluants et proposer des mesures correctives.

Les sources de pollution potentielles des sols et des eaux souterraines du site de la STIR sont issues principalement des activités liées :

- au stockage des produits d'hydrocarbures (brut / ou crude oil, fuel oil, gas oil, slop et produits blancs) ;
- aux mouvements des produits d'hydrocarbures ;
- au réseau des effluents industriels (ou huileuses, y compris les rejets de la zone de maintenance et des utilités techniques) ;
- au réseau des eaux pluviales ;
- au stockage des déchets solides.

4.1 Sources liées au stockage fixe des produits

Ces sources concernent particulièrement, les fuites accidentelles identifiées au niveau :

- a) des vanneries pendant les opérations de contrôle des eaux de drainage des bacs ;
- b) des conduites de mouvement des produits lors des opérations de transvasement ou de remplissage ;
- c) du fond de bac par effets de la corrosion que subissent essentiellement les réservoirs du brut (crude oil) et d'un degré moindre les réservoirs du fuel oil et des slops, suite à l'action du soufre présent dans ces produits (voir photos 1 et 2).

Ces fuites concernent en premier lieu les bacs de brut (S5/ S6/ S7/ S8/ S9 et S10) et en deuxième lieu les bacs de fuel oil (S12, S13, S14, S15, S16 et S17) et de slops (S11, S61, 62, 63 et 64). C'est pratiquement les réservoirs du brut et de fuel oil qui sont les plus touchés par ce type d'interventions de réparation ou de substitution de fond de bac (voir Annexe 4).

- d) Lors des opérations planifiées de maintenance préventives (ou curatives) des réservoirs.

Ces aspects concernent l'ensemble des rejets liquides huileux, visqueux ou solides qui sont générés suite aux opérations de sécurité et de maintenance liées aux procédures de dégazage, vidange des produits restants dans le fond du bac, de décapage des fond de bac et de la voile, etc.

Ces fuites restent d'une façon générale cantonnée dans la zone de rétention du bac suite à l'action corrosive des sulfures.

Les travaux de maintenance sont en générale effectués par des entreprises externes spécialisées en chaudronnerie dans le secteur pétrolier.

D'après les responsables de la STIR, il n'y a pas eu de fuites accidentelles importantes à partir des bacs de stockage. Il est à noter que la STIR ne dispose pas actuellement d'un enregistrement formalisé d'un retour d'expérience (Historique) des incidents environnementaux qui se sont déclarés au sein des activités de la raffinerie.



Photos 1 et 2 - Traces des fuites d'hydrocarbures des fonds de bac de Brut (S10) pendant les travaux de réparation du fond de bac

4.2 Sources liées aux mouvements des produits

Ces sources concernent particulièrement, les fuites accidentelles identifiées au niveau :

- a) des vanneries et des brides pendant les opérations de mouvement de transvasement et de remplissage et des régulations des débits produits, etc. ; A titre indicatif, en janvier 2013 une fuite accidentelle de produits blancs a eu lieu à proximité du bac S50 durant des activités de maintenance.
- b) des installations de raffinage (particulièrement la zone d'approvisionnement en produits lourds (entrée de l'unité de Distillation).

4.3 Sources liées aux réseaux des effluents liquides

4.3.1 Effluents industriels

Ces effluents sont évacués dans l'unité Séparateur API pour traitement avant évacuation vers la mer. Elles sont constituées principalement par :

- Les effluents issus du réseau de drainage des eaux de fond de bac ;
- Les effluents huileux charriés par les eaux de pluies et collectées par les hydro cureurs au niveau du bassin d'orage;
- Les eaux huileuses ou autres drainées à partir :
 - zone dans rejets de la soude usée (par le biais des hydrocutés) depuis la non-disponibilité des bassins de collecte de la soude usée;
 - zone de nettoyage des filtres brut F1 et F2 (Distillation atmosphérique) ;
 - zone salle des pompes ;
 - zone de chargement produits par camions citernes ;
 - zone atelier maintenance ;

- zone du stockage des citernes enterrées de gazoil (50 m³) et gazoil 50 (5 m³) ;
- zones des installations de stockage des autres produits autres que les hydrocarbures (cas de l'hydroxyde de Sodium, acide sulfuriques et autres stockages de service).

4.3.2 Eaux pluviales

Les eaux pluviales susceptibles d'être polluées proviennent essentiellement des cuvettes de rétention des bacs de stockage et des voiries. Ces eaux sont collectées par le biais d'un réseau de collecte puis envoyées vers un bassin d'orage. Une fois dans ce bassin, un hydro cureur vient périodiquement récupérer les produits surnageant et les transporte vers les bassins API, et le reste est transféré dans le bassin N°4 avant d'être rejeté dans la mer. Le bassin N°4, situé au niveau du quai pétrolier, constitue un ouvrage de sécurité permettant de récupérer un pourcentage des huiles entraînées accidentellement avec les eaux pluviales avant rejet en mer.

4.3.3 Eaux sanitaires

N'étant pas raccordés au réseau ONAS, ces effluents issues en général des locaux sanitaires (toilettes et lavabos) sont évacués vers des fosses sceptiques.

4.4 Déchets solides

Les déchets solides rencontrés sur le site de la STIR incluent des boues huileuses contaminées par la soude usée, un gros lot de ferrailles, citernes de différentes dimensions et emballages contenant des résidus de produits chimiques

4.4.1 Boues huileuses

Les boues générées par les activités de la STIR comprennent les résidus de fond des bacs de stockage et les boues produites dans la station de traitement des eaux huileuses (API séparateur). Actuellement, toutes les boues sont transférées dans un premier temps vers l'API séparateur ensuite stockées sur site dans les bourbiers. En effet, les boues huileuses décantées dans les fonds des séparateurs API sont transférées moyennant les hydro cureurs de la STIR vers des fosses excavées sur site et dont les fonds sont couverts avec des bâches en plastique (bourbiers).

Il est important de noter que puisque les rejets de soude usée sont transférés dans les séparateurs API, les boues huileuses collectées des fonds des séparateurs API sont contaminées par la soude usée. Cette contamination par la soude risque de créer un impact négatif sur le potentiel de la valorisation énergétique des boues huileuse.

Récemment, la STIR a initié des discussions avec la cimenterie de Bizerte dans le but d'une valorisation énergétique de ses boues huileuses dans la cimenterie. Ces discussions sont actuellement en cours et pourront aboutir à un contrat entre la STIR et les Ciments de Bizerte.

4.4.2 Emballages usagés de produits chimiques

Les déchets solides stockés sur le terrain de la STIR comprennent un gros lot de ferrailles, des citernes de différentes dimensions et emballages de produits chimiques. Ces déchets, qui sont actuellement stockés d'une manière anarchique à proximité de l'ancienne zone des débourbeurs, peuvent polluer le terrain par les produits chimiques et les métaux lourds qu'ils peuvent émettre.

La partie Ouest de cette zone est occupée par un grand stock de coproduit généré suite au traitement des boues huileuses, historiquement stockées dans les bourbiers, à la chaux selon le procédé MOULINEC. La STIR estime que la quantité de ce coproduit est d'environ 15.000

tonnes. Des alternatives de valorisation du coproduit ont été évaluées, dont les résultats ont été en faveur d'une valorisation énergétique dans une cimenterie.

4.5 Bilan environnemental de la STIR

La STIR fait face à plusieurs insuffisances liées à la gestion environnementale. En effet, les effluents huileux rejetés en mer sont pollués, la soude usée est rejetée en mer sans traitement adéquat, les boues huileuses sont stockées dans des bourbiers mal construits et qui risquent de polluer le terrain, le réseau des eaux pluviales est vétuste et mal entretenu, les eaux sanitaires ne sont pas raccordées au réseau d'assainissement public, et les déchets solides sont stockés d'une manière anarchique avec un risque de pollution de la nappe. De plus, le suivi de la qualité des eaux de la nappe initié par la STIR depuis environ une dizaine d'années montre que la nappe est polluée par les hydrocarbures totaux and plusieurs endroits.

Suite à l'étude de dépollution du site, présentée par la STIR en mai 2010, l'ANPE a demandé à la STIR d'entamer au plus vite la mise en œuvre d'une liste d'actions permettant de résoudre les problèmes environnementaux de la raffinerie.

Par ailleurs, la localisation des quatre sphères de GPL, et dont le stockage est $> 10.000 \text{ m}^3$, à environ 130 m des premières habitations présente un risque inacceptable en cas de BLEVE. Consciente de cette situation, la STIR a pris les mesures conservatoires en s'équipant d'un dispositif de protection des sphères, et en entamant le projet de déplacement de ces stockages GPL en stockages par cylindres enterrés. La réalisation de ce projet est en cours de préparation et doit être prioritaire.

Il important de noter que la STIR ne dispose pas jusqu'à présent de procédures standards pour la gestion environnementale du site, ni de registres montrant l'historique des fuites ou la production des déchets dangereux. On constate que les ressources humaines liées à la gestion environnementale de la STIR sont très limitées et ne reflètent pas l'envergure de cette installation et des efforts pour le renforcement des capacités dans ce domaine semblent quasi-inexistants.

5. INVESTIGATIONS SUR TERRAIN

Les investigations réalisées dans le cadre de cette étude ont porté sur les matrices sol, eau de la nappe et effluents liquides. Les émissions atmosphériques n'ont pas été abordées puisque cet aspect fait l'objet d'un programme indépendant géré par la STIR et contrôlé par l'ANPE. Les localisations des anciens et nouveaux piézomètres, des prélèvements d'échantillons de sol et du réseau de drainage des eaux huileuses sont présentées dans la Figure 11.

5.1 Les sols

D'après les responsables de la STIR, il n'y a pas eu d'importants déversements accidentels ou de fuites de grandes quantités de produits durant toute la période d'exploitation de la raffinerie. A titre indicatif, le bac de stockage S10 a connu quelques petites fuites et il est actuellement hors service pour des travaux de réhabilitation. D'autres fuites de quantités insignifiantes de produits sont courantes et sont occasionnées surtout lors des activités de maintenance. Des traces et tâches noirs sont visibles par terre dans plusieurs endroits du site notamment dans les zones de rétention des bacs de stockage, autour des regards, dans les canalisations du réseau de drainage des eaux pluviales, dans la zone des API séparateurs, etc.

Par ailleurs, avant 2010, toutes les boues d'hydrocarbures collectées des fonds des séparateurs API de la raffinerie étaient déversées dans des bourbiers situés dans l'extrême nord-est du site. En 2010, ces boues ont été traitées in-situ à la chaux en se basant sur le procédé MOULINEC. Ce traitement, assez coûteux, a généré une quantité d'environ 15.000 tonnes de coproduit de faible potentiel de valorisation et qui est actuellement stocké dans la zone des anciens bourbiers. Après cela la STIR a repris les activités d'élimination des boues dans les bourbiers mais cette fois-ci en changeant de localisation d'élimination des boues vers le côté sud-est du site.

Comme mentionné plus haut, il y a plusieurs endroits du site où l'on peut visualiser des traces de contamination superficielle. Ces traces de contamination sont isolées et ne semblent pas présenter de risques particuliers. Sinon, pour chercher des zones potentiellement polluées, nous avons effectué un suivi de la qualité de l'air à l'intérieur de quelques piézomètres existants, analysé des matériaux de remblai prélevés autour des conduites de drainage des eaux huileuses et analysé des échantillons de sols à proximité des anciens bourbiers et dans le terrain de la SOTULUB. En somme, la pollution des sols a été évaluée par :

1. Sondage à la tarière de 80 cm de profondeur dans la zone de rétention du bac de stockage S10 et évaluation visuelle de la qualité des sols excavés.
2. Mesure en continue par un détecteur à photo-ionisation « PID » des composés organiques volatils (COV) au niveau de 9 piézomètres existants ;
3. Analyse au laboratoire de la teneur en hydrocarbures totaux, carbone organique total et teneur en argile de 10 échantillons de sols prélevés dans les remblais autour des conduites de drainage des eaux huileuses à proximité des regards de branchement ;
4. Analyse au laboratoire de la teneur en hydrocarbures totaux, carbone organique total et teneur en argile de 7 échantillons de sols prélevés à partir des sondages carottés effectués pour l'installation des 2 piézomètres PZ-23 (dans la STIR) et PZ-25 (dans la SOTULUB).

Figure 11- Localisation des piézomètres et des prélèvements d'échantillons

5.1.1 Mesure des COV dans les piézomètres

Le laboratoire L2A a été mandaté pour effectuer des mesures en continu des COV dans un nombre de piézomètres existants dans le site de la STIR. A cet effet un détecteur à photo-ionisation « PID » des composés organiques volatils a été utilisé pour mesurer en continue la concentration des COV au niveau de 9 piézomètres. Parmi ces piézomètres, 5 sont situés dans la zone des bacs de stockage (PZ-1, PZ-3, PZ-5, PZ-7 et PZ-11) et les 4 autres (PZ-2, PZ-6, PZ-10 et PZ-12) sont situés dans la zone nord du site, connue par la « Zone Marathon ». En général les mesures des COV dans chaque piézomètre ont duré environ 10 minutes.

Les mesures des COV dans les 5 piézomètres situés près des bacs de stockage étaient toutes inférieures à $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Celles dans les 4 piézomètres situés dans la Zone Marathon ont révélé des concentrations très élevées en COV atteignant un maximum de $14,8 \text{ mg}/\text{m}^3$ au niveau du piézomètre PZ-6. Ces mesures justifient la présence de COV dans les sols aux droits des 4 piézomètres en question. Les résultats des mesures sont présentés dans la figure suivante.

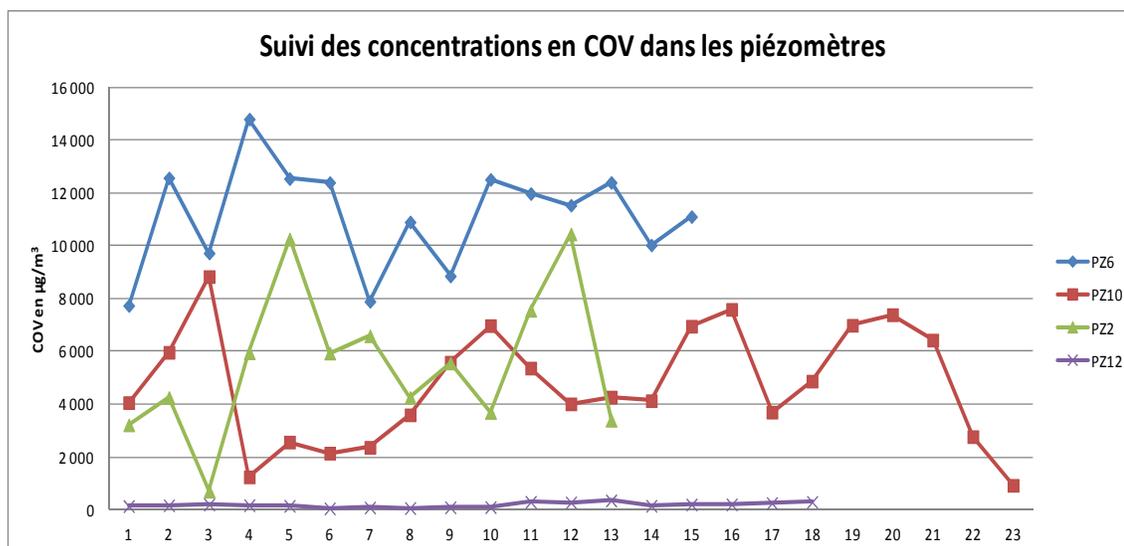


Figure 12 – Concentrations des COV dans les piézomètres

5.1.2 Qualité des sols de la STIR

a) Zone de rétention de S10 :

Un sondage à la tarière manuelle a été effectué dans la zone de rétention du bac de stockage S10 pour déterminer la nature et la qualité des sols sous-jacents. Rappelons que ce bac de stockage, qui est actuellement hors service pour des travaux de réhabilitation, a été mis en service en 1991 et contenait du pétrole brut. Ce sondage a montré que le bac S10 est placé sur une couche d'argile naturelle très raide d'une épaisseur dépassant 80 cm. Aucune évidence visuelle ou d'odeur d'hydrocarbure n'a été constaté dans les sols excavés à partir du sondage en question. Il est à noter qu'en amont de la zone de rétention de S10 (au Sud) existe une retenue d'eau prévue pour la sécurité incendie. Cette retenue d'eau est excavée dans le terrain naturel sans aucune étanchéité artificielle. Ce qui justifie la présence et la faible perméabilité de la couche d'argile dans la zone de rétention de S10.

Par ailleurs, lors de nos visites sur site, nous avons constaté la présence d'eau stagnante dans plusieurs zones de rétention des bacs. Ceci montre que la plupart des bacs sont placés sur des terrains de faible perméabilité offrant ainsi une mesure de protection contre l'infiltration des fuites de produits vers la nappe.



Photo 3 - Sondage à la tarière manuelle dans la zone de rétention de S10

b) Réseau de drainage des eaux huileuses :

Étant donné que la nature du sol dans la plupart des zones de rétention des bacs de stockage semble de faible perméabilité (stagnation d'eau), les fuites ou les déversements accidentels des produits resteront à la surface ou chercheront des chemins préférentiels (perméabilité élevée) pour se propager dans les milieux naturels tels que par exemple les remblais autour des réseaux de drainage.

Sur cette base, une dizaine d'échantillons de sol ont été prélevés à partir des remblais autour des conduites de drainage des eaux huileuses, généralement à proximité des regards de branchement (voir Figure 11). Ces échantillons ont été prélevés au moyen de sondages à la tarière manuelle et analysés au laboratoire pour leur indice d'hydrocarbure et, pour la moitié, la teneur en carbone organique total et le pourcentage en argile. Les résultats de ces analyses sont présentés dans le tableau suivant :

Échantillon	Profondeur de l'échantillon (m)	COT (g/Kg MS)	% Argile	HCT (mg/Kg MS)
TH-1 (S9)	1,0 - 1,2	10,4	49,82	25,7
TH-3 (S26)	1,7 - 2,0	-	-	27,8
TH-4 (S25)	1,0 - 1,2	-	-	29,9
TH-5 (S17)	1,5 - 1,8	-	-	289
TH-6 (S16)	1,0 - 1,3	-	-	49,4
TH-7 (S11)	1,0 - 1,3	-	-	17,6
TH-8 (S22)	1,1 - 1,5	7,38	14,82	144
TH-9 (S24)	2,5 - 2,6	17,8	26,31	3,53 10 ³
TH-11 (S1)	1,5 - 1,8	4,55	9,52	28,2
TH-12 (S64)	1,9 - 2,1	-	-	172

Tableau 11 - Résultats des analyses des sols – réseau de drainage eaux huileuses

Les résultats d'analyses montrent la présence d'hydrocarbures dans tous les échantillons avec des teneurs variables. Toutefois des teneurs relativement élevés en hydrocarbures n'ont été rencontrés que dans l'échantillon prélevé à proximité du bac S24.



Photos 4 et 5 - Travaux de prélèvement de l'échantillon TH-9 près de S24

Rappelons que le bac S24 contient du gasoil pesant d'une capacité de 11.200 m³, il est en service depuis 1963 et a subi une réparation de son fond en 2009.

c) Les anciens bourbiers :

Dans le cadre de cette étude, un piézomètre PZ-23 a été installé immédiatement en aval de la zone utilisée dans le passé pour le stockage des boues huileuses collectées à partir du fond des séparateurs API. Ces anciens bourbiers ne disposaient d'aucune étanchéité artificielle et avaient une profondeur d'environ 1,5 m. Récemment en 2010, les boues dans ces anciens bourbiers ont été neutralisées à la chaux suivant un procédé connu par le procédé MOULINEC et la zone en question est actuellement occupée par un immense stock de coproduit.

Le sondage carotté réalisé au droit du PZ-23 a rencontré les couches géologiques suivantes :

Piézomètre PZ-23

0 – 2,7 m	Remblai argileux (niveau statique de l'eau = 1,9 m)
2,7 – 3,8 m	Sable argileux, graveleux par endroits, beige-jaunâtre
3,8 – 4,8 m	Sable fin graveleux avec présence d'encroutements gréseux par endroits, beige
4,8 – 5,9 m	Sable fin graveleux avec encroutements gréseux par endroits, pollué par des hydrocarbures, forte odeur de soude, noir (échantillon à 5,15 m)
5,9 – 8,9 m	Argile marneuse beige brunâtre (échantillon à 6,65 m)
8,9 – 10,0 m	Argile marneuse brunâtre

Du sable noir pollué a été rencontré à environ 4,8 m avec forte odeur de soude et hydrocarbures. Sous le sable noir le sondage a rencontré une couche d'argile marneuse brunâtre qui s'est étendue jusqu'à la fin du sondage à 10 m.

Deux échantillons de sols ont été prélevés à partir des carottes du sondage à des profondeurs de 5,15 m et 6,65 m et analysés au laboratoire pour leur indice d'hydrocarbure, teneur en carbone organique total et pourcentage d'argile. Les résultats de ces analyses sont présentés dans le tableau suivant :



Photos 6 et 7 - Caisses à carottes prélevées à partir du sondage réalisé au droit de PZ-23

Échantillon	Profondeur de l'échantillon (m)	COT (g/Kg MS)	% Argile	HCT (mg/Kg MS)
PZ-23-1	5,1 - 5,2	12,5	4,17	17,3
PZ-23-2	6,6 - 6,7	5,65	43,81	96,1

Tableau 12- Résultats des analyses des sols au niveau de PZ-23

Bien que les produits contenus dans les anciens bourbiers aient été traités (stabilisés), on remarque que les coproduits stockés dans cette zone continuent à émettre des lixiviats de couleur rouille. Un peu plus à l'est dans cette même zone, sont stockés des anciens réservoirs, des emballages de produits chimiques usagés et une importante quantité de ferrailles. Ces rebuts peuvent être une source de pollution des sols et de la nappe par les produits chimiques et les métaux lourds.



Photos 8 et 9 - Zone des anciens débourbeurs et zone de stockage des emballages de produits chimiques usagés

d) Canaux de drainage des eaux pluviales :

Le site est équipé d'un réseau de drainage gravitaire pour les eaux pluviales. Ce réseau est constitué d'un ensemble de canaux à ciel ouvert dont la plupart est sous forme de dalles en béton et les autres en terre. Les eaux de pluie collectées par le réseau sont transférées dans un bassin d'orage situé en aval du réseau de collecte. Plusieurs sections du réseau sont non-fonctionnels et d'autres en très mauvais état. Faute de manque d'entretien les eaux de pluie stagnent dans plusieurs endroits du réseau et certaines de ces eaux sont chargées en hydrocarbures.



Photos 10 et 11 - État de certains canaux de drainage des eaux pluviales

5.1.3 Qualité des sols de la SOTULUB

Tel que mentionné dans la section 3.3.7, un récent rapport de l'ANPE a montré que les sols et eaux de la nappe dans le site de la SOTULUB sont pollués par les hydrocarbures, métaux lourds et PCB. De plus, des fuites d'hydrocarbures dans la SOTULUB ont été récemment identifiées dans un nombre de regards connectés au réseau d'assainissement public des eaux usées. Notons que les 2 puits à partir desquels les échantillons d'eau prélevés précédemment dans le terrain de la SOTULUB et utilisés par l'ANPE pour l'évaluation de l'état environnemental du site ont été détruits.

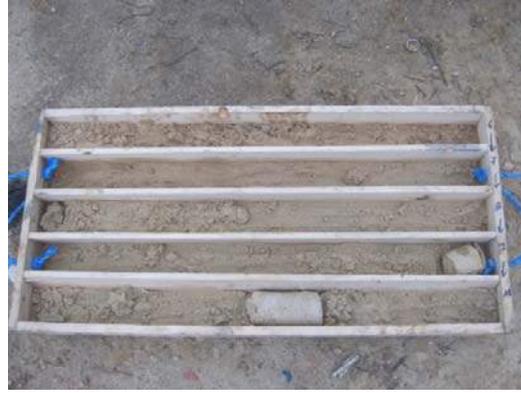
De plus, le suivi de la qualité des eaux de la nappe réalisé par la STIR a identifié une importante pollution en hydrocarbures totaux au droit du piézomètre PZ-6 qui est limitrophe à la SOTULUB. De ce fait, et afin de déterminer la qualité des sols et des eaux de la nappe dans le terrain de la SOTULUB, 2 piézomètres (PZ-24 et PZ-25) ont été installés dans le cadre de cette étude. Le PZ-24 a été placé dans une zone limitrophe à un des 2 anciens puits dont fait référence le rapport de l'ANPE. Le sondage carotté réalisé au droit de PZ-24 a rencontré les couches géologiques suivantes :

Piézomètre PZ-24

0,0 – 1,1 m	Remblai
1,1 – 3,0 m	Sable fin beige
3,0 – 3,8 m	Silt sableux avec des passages gréseux, beige-blanchâtre
3,8 – 4,7 m	Sable moyen beige
4,7 – 10,0 m	Sable fin beige à blanchâtre

Aucune présence visuelle de contamination des sols ni des eaux de la nappe n'a été constatée au cours des travaux de sondage. De ce fait, il n'a pas été jugé nécessaire de prélever des échantillons de sol dans PZ-24.

Par ailleurs, le PZ-25 a été placé à la limite ouest du terrain de la SOTULUB, non loin du réseau d'assainissement des eaux usées pollué par une source non encore identifiée.



Photos 8 & 9 - Caisnes à carottes prélevées à partir du sondage réalisé au droit de PZ-24

Le sondage carotté réalisé au droit de PZ-25 a rencontré les couches géologiques suivantes :

Piézomètre PZ-25

0,0 – 0,1 m	Terre végétale
0,1 – 0,9 m	Argile silteuse graveleuse par endroits, beige-brunâtre
0,9 – 2,1 m	Sable fin avec présence d'hydrocarbures, noir (échantillons 1,0 à 1,4 m et 1,6 à 1,9 m) – nappe d'eau rencontrée à 1,6 m
2,1 – 2,4 m	Argile silteuse rouge-brunâtre
2,4 – 3,1 m	Sable fin beige avec faible présence d'hydrocarbures (échantillons 2,4 à 2,65 m)
3,1 - 5,0 m	Sable fin beige-blanchâtre (échantillon 3,7 à 4,0 m)
5,0 – 6,0 m	Argile sableuse beige avec encroutements de sable consolidé (échantillon 5,8 à 6,0 m)
6,0 – 6,3 m	Argile plastique, beige-brunâtre
6,3 – 12,0 m	Sable fin beige avec passages d'encroutements de sable consolidé par endroits



Photos 10 & 11 - Caisnes à carottes prélevées à partir du sondage réalisé au droit de PZ-25

Les sols prélevés dans les carottes des premiers 2,7 m ont montré la présence d'une importante pollution par les hydrocarbures tant visuellement que par l'odeur. L'eau de la

nappe rencontrée était de couleur noir et avait l'odeur d'hydrocarbures. Sur la base visuelle, la contamination du sol s'étend jusqu'à environ 2,7 m de profondeur.

Échantillon	Profondeur de l'échantillon (m)	COT (g/Kg MS)	% Argile	HCT (mg/Kg MS)
PZ-25-1	1,0 - 1,4	50,9	8,54	30,7 10 ³
PZ-25-2	1,6 - 1,9	19,0	1,78	7,03 10 ³
PZ-25-3	2,4 - 2,65	7,58	1,49	1,65 10 ³
PZ-25-4	3,7 - 4,0	1,64	3,24	25,9
PZ-25-5	5,8 - 6,0	1,09	9,35	20,6

Tableau 13- Résultats des analyses des sols au niveau de PZ-25

Les résultats d'analyses confirment les observations sur terrain, car après 2,7 m de profondeur la couleur du sol devient plus claire et l'odeur des hydrocarbures disparaît.

5.2 Les eaux de la nappe souterraines

5.2.1 Réseau piézométrique

La STIR a entrepris depuis plus d'une dizaine d'années un programme de suivi environnemental de la qualité des eaux de la nappe. Ce programme comprend un prélèvement 2 ou 3 fois par an d'échantillons d'eau à partir d'un réseau de piézomètres installés dans différents endroits à l'intérieur du périmètre du site. Les prélèvements et analyses sont réalisés par des laboratoires d'analyses indépendants. Les quelques résultats d'analyses qui nous ont été fournis par les responsables de la STIR sont présentés dans le Tableau 19.

Actuellement la STIR dispose de 22 piézomètres pour le suivi de la qualité des eaux de la nappe. Les piézomètres sont placés de façon à surveiller les fuites potentielles à partir des bacs de stockage jusqu'à leur écoulement dans la mer. Notons que 8 de ces piézomètres (PZ-15 à PZ-22) ont été installés par STIR pendant la même période de réalisation de la présente étude. Ajouté à ces derniers, et dans le cadre de cette étude nous avons ajouté 3 autres piézomètres (PZ-23 à PZ-25) dont PZ-23 proche des anciens bourniers et PZ-24 et PZ-25 dans le site de la SOTULUB (voir Figure 11).

Suite à leur inspection, nous avons estimé que les piézomètres PZ-9, PZ-14, PZ-17 et PZ-18 n'étaient pas fonctionnels, et ce essentiellement dû au manque d'étanchéité à leur surface. Notons également que le piézomètre PZ-20 n'était pas encore achevé.

5.2.2 Suivi du niveau piézométrique

Un nombre de campagnes de suivi du niveau de la nappe d'eau a été réalisé dans la zone du projet. Les niveaux d'eau ont été mesurés dans les piézomètres au moyen d'une sonde électrique. Le résultat de ce suivi a montré que le niveau moyen de la nappe ne dépasse pas les 2 m de profondeur par rapport à la surface du terrain.

Le sens de l'écoulement de la nappe au niveau du site est en direction nord vers la mer.

Piézomètre	Élévation au sol (m)	Profondeur de l'eau (m)	Piézomètre	Élévation au sol (m)	Profondeur de l'eau (m)
PZ1	21,67	1,4	PZ13	9,48	2,6
PZ2	4,55	2,2	PZ15	29,9	1,4
PZ3	11,28	1,3	PZ16	20,3	0,9
PZ4	7,99	1,1	PZ17	12,35	1,1
PZ5	8,8	1,7	PZ18	19,82	9,2
PZ6	4,35	2,1	PZ19	6,48	0,9
PZ7	10,72	5,2	PZ21	1,88	1,0
PZ8	6,58	0,2	PZ22	0,5	0,5
PZ10	4,41	2,4	PZ23	7,96	1,9
PZ11	10,15	0,6	PZ24	4,5	1,6
PZ12	3,66	1,7	PZ25	4,5	1,6

Tableau 14- Niveaux piézométriques

5.2.3 Prélèvements d'échantillons d'eau

Au début, nous avons procédé à la vérification de l'état de tous les piézomètres existants. Ceux qui étaient jugés fonctionnels ont été purgés d'un volume dépassant les 50 litres. Les purges ont été effectuées moyennant un tube plastique équipé à son extrémité inférieure d'un dispositif à bille. Des échantillons d'eau de la nappe ont été prélevés et analysés au laboratoire au cours de 2 campagnes le 1^{er} février et le 1^{er} mars 2013 tel que présenté dans le tableau suivant :

Date de prélèvement	Nombre d'échantillons	Type d'échantillon	Laboratoire d'analyses	Paramètres
01/02/2013	13	Eau de la nappe	Eurofins Analytico	BTEX, HCT, COHV
	1	Eau minérale (QA/QC)		
01/03/2013	8	Eau de la nappe	GreenLab	Na (Soude)
	1	Rejet API séparateur		
	3	Eau de la nappe		
	1	Rejet API séparateur		

Tableau 15- Programme d'analyses des échantillons d'eau

Les échantillons d'eau de la nappe ont été analysés par le laboratoire Eurofins Analytico aux Pays-Bas pour les BTEX, COHV et HCT. Au total 23 échantillons d'eau ont été analysés par Eurofins Analytico y compris 2 duplicatas (PZ-4 et PZ-12), un blanc (Eau minérale), et un échantillon des rejets du séparateur API.

Le prélèvement des échantillons d'eau de la nappe, effectué le 01/02/2013, a été réalisé par un personnel qualifié du laboratoire GreenLab moyennant un échantillonneur à bille en plastique. Celui effectué le 01/03/2013 a été réalisé par un personnel qualifié de Géo-Environnement moyennant un tube en plastique équipé à son extrémité inférieure d'un dispositif à bille. Tous les prélèvements dans les piézomètres ont été réalisés après la purge d'un volume suffisant pour obtenir une qualité homogène de l'eau purgée. Lors de la première campagne d'échantillonnage, des mesures in-situ de la température, pH et conductivité ont été réalisées et sont présentées dans le tableau suivant.

Piézomètre	Niveau statique* (m)	Température (°C)	pH	Conductivité (mS/cm)
PZ 1	1,73	18,0	6,60	11,3
PZ 2	2,37	19,4	6,70	13,7
PZ 3	2,62	19,9	7,05	4,96
PZ 4	1,29	18,6	7,00	14,2
PZ 5	1,85	17,8	7,00	34,8
PZ 6	2,28	18,0	7,00	6,41
PZ 7	5,72	21,1	6,75	6,24
PZ 8	0,34	14,1	7,30	1,48
PZ 10	2,47	19,6	6,90	4,93
PZ 11	2,10	18,2	7,40	4,87
PZ 12	1,89	18,4	6,75	5,05
PZ 13	2,86	18,8	7,25	8,93

Tableau 16- Mesures in-situ de la conductivité, pH et température

* par rapport à la surface du sol

Par ailleurs, et pour contrôler la qualité des analyses de laboratoire, des duplicatas de PZ-4 et PZ-12 (PZ-30) ont été prélevés et analysés par le laboratoire Eurofins Analytico en plus d'un échantillon d'eau minérale (PZ-29).

5.2.4 Résultats des analyses au laboratoire

Comme déjà mentionné, les échantillons d'eau prélevés ont été analysés pour les BTEX, HAP, et HCT par le laboratoire Eurofins Analytico aux Pays-Bas qui est accrédité ISO/IEC 17025. Les échantillons ont été prélevés dans des flacons fournis par le laboratoire et contenant de l'acide sulfurique comme agent de conservation. De plus, le conditionnement et l'expédition des échantillons ont été réalisés suivant les consignes du laboratoire.

Au total 23 échantillons d'eau ont été analysés par Eurofins Analytico, y compris 2 duplicatas (PZ-4 et PZ-12), un blanc (Eau minérale), et un échantillon des rejets du séparateur API. De plus, parmi ces 23 échantillons 4 ont été analysés par le laboratoire GreenLab en Tunisie pour la teneur en Sodium.

Les résultats des analyses effectuées dans le cadre de la présente étude sont présentés dans les tableaux 17 et 18 et leur interprétation est présentée dans le chapitre suivant. Les résultats analytiques sur les échantillons témoins ont justifié la fiabilité des analyses du laboratoire. Les résultats du suivi de la qualité des eaux souterraines effectué par la STIR pendant les 10 dernières années sont présentés dans le Tableau 19. Les rapports et certificats d'analyses remis par les laboratoires d'analyses sont présentés dans l'Annexe 1 à la fin de ce rapport.

5.3 Les effluents liquides

Un échantillon d'eau a été prélevé à la sortie du séparateur API et soumis pour des analyses des BTEX, HAP, HCT et Na. L'objectif de ce prélèvement est de déterminer la qualité des effluents de la raffinerie après traitement et avant rejet en mer. Notons qu'à la sortie du séparateur API les effluents traités sont transférés par un réseau gravitaire vers un bassin tampon (Bassin N°4) pour inspection avant rejet en mer. Au cas où des huiles apparaissent à la surface, celle-ci seront récupérées par les hydro cureurs de la STIR.

Les résultats des analyses sont présentés dans les tableaux suivants, et leur interprétation est présentée dans le chapitre 6.

	PZ-1	PZ-2	PZ-3	PZ-4	PZ-5	PZ-6	PZ-7	PZ-8	PZ-10	PZ-11	PZ-12	PZ-13
Hydrocarbures Mono Aromatiques												
Benzène	<0,20	0,61	<0,20	<0,20	<0,20	31	<0,20	<0,20	11	<0,20	1200	300
Toluène	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	<0,30	2	20
Ethylbenzène	<0,30	1,7	<0,30	<0,30	<0,30	74	0,4	<0,30	6,6	<0,30	53	1900
o-Xylène	<0,10	0,25	<0,10	0,13	<0,10	3,7	<0,10	<0,10	0,37	<0,10	4,3	140
m,p-Xylène	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	130	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	3	230
Xylènes (somme)	0,21	0,39	0,21	0,27	0,21	130	0,21	0,21	0,51	0,21	7,2	370
BTEX (somme)	<1,1	2,6	<1,1	<1,1	<1,1	240	<1,1	<1,1	18	<1,1	1200	2600
Naphtalène	<0,050	35	<0,050	3,3	<0,050	290	0,087	<0,050	190	0,67	30	290
Hydrocarbures halogéné Volatils												
Dichlorométhane	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20
Trichlorométhane	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60
Tetrachlorométhane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
Trichloroéthène	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60
Tetrachloroéthène	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
1,1-Dichloroéthane	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60
1,2-Dichloroéthane	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60	<0,60
1,1,1-Trichloroéthane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
1,1,2-Trichloroéthane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
cis-1,2-Dichloroéthène	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	0,37	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	11	<0,10
trans-1,2-Dichloroéthène	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	0,11	<0,10
Hydrocarbures Chlorés (somme)	<3,2	<3,2	<3,2	<3,2	<3,2	<3,2	<3,2	<3,2	<3,2	<3,2	11	<3,2
cis+trans-1,2-Dichloroéthènes (somme)	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,44	0,14	0,14	0,14	0,14	11	0,14
Hydrocarbures Totaux (HCT)												
Huile Minérale (C10-C12)	<8.0	2700	<8.0	120	<8.0	480000	<8.0	<8.0	1400	<8.0	310	950
Huile Minérale (C12-C16)	<15	2900	<15	110	<15	400000	<15	<15	1400	<15	110	560
Huile Minérale (C16-C21)	<16	890	<16	<16	<16	97000	<16	<16	130	<16	<16	460
Huile Minérale (C21-C30)	<31	530	<31	<31	<31	73000	<31	<31	79	<31	<31	210
Huile Minérale (C30-C35)	<15	100	<15	<15	<15	13000	<15	<15	15	<15	<15	<15
Huile Minérale (C35-C40)	<15	<15	<15	<15	<15	6800	<15	<15	<15	<15	<15	<15
Huile Minérale totale (C10-C40)	<100	7200	<100	270	<100	1.1 ^{E6}	<100	<100	3100	<100	420	2200

	PZ-16	PZ-19	PZ-21	PZ-22	PZ-23	PZ-24	PZ-25	API
Hydrocarbures Mono Aromatiques								
Benzène	<0,20	16	<0,20	<2,0	4,5	<0,20	<0,20	1000
Toluène	4,9	7,3	17	930	0,88	1,5	0,69	1300
Ethylbenzène	<0,20	0,62	<0,20	<2,0	0,59	<0,20	<0,20	120
o-Xylène	<0,20	1,3	<0,20	<2,0	0,70	<0,20	<0,20	330
m,p-Xylène	<0,20	1,8	<0,20	<2,0	0,58	<0,20	<0,20	640
Xylènes (somme)	<0,40	3,0	<0,40	<4,0	1,3	<0,40	<0,40	970
BTEX (somme)	4,9	27	17	930	7,3	1,5	<1,0	3500
Naphtalène	<0,20	0,27	<0,20	<2,0	<0,20	<0,20	0,23	71
Hydrocarbures halogéné Volatils								
Dichlorométhane	<0,10	0,11	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
Trichlorométhane	<0,10	0,13	<0,10	1,0	0,13	0,68	0,60	<1,0
Tetrachlorométhane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
Trichloroéthène	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
Tetrachloroéthène	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
1,1-Dichloroéthane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
1,2-Dichloroéthane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
1,1,1-Trichloroéthane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
1,1,2-Trichloroéthane	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
cis1,2-Dichloroéthène	<0,10	<0,10	1,1	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
trans 1,2-Dichloroéthène	<0,10	<0,10	0,13	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<1,0
Hydrocarbures Chlorés (somme)	<0,20	<0,20	1,2	<0,20	<0,20	<0,20	<0,20	<2,0
cis+trans 1,2-Dichloroéthènes (somme)	<1,1	<1,1	1,2	<11	<1,1	<1,1	<1,1	<11
Hydrocarbures Totaux (HCT)								
Huile Minérale (C10-C12)	<4,0	<4,0	<4,0	11	<4,0	<4,0	15	1100
Huile Minérale (C12-C16)	10	<5,0	<5,0	20	<5,0	15	21	2500
Huile Minérale (C16-C21)	6,5	22	<6,0	49	<6,0	<6,0	47	2400
Huile Minérale (C21-C30)	<10	<10	19	120	12	<10	340	2600
Huile Minérale (C30-C35)	5,1	<5,0	<5,0	27	10	<5,0	300	840
Huile Minérale (C35-C40)	<8,0	<8,0	<8,0	9,3	<8,0	<8,0	180	460
Huile Minérale totale (C10-C40)	<38	<38	<38	230	<38	<38	900	9800

Tableau 17- Résultats des analyses au laboratoire sur les échantillons d'eau

Échantillon	Sodium (mg/l)
PZ-6	6.700
PZ-19	4.330
PZ-21	1.630
API	6.750

Tableau 18- Résultats des analyses du Sodium dans des échantillons d'eau (mg/l)

Date	04/01/2013	14/09/2012	16/04/2012	12/01/2012	22/04/2011	09/03/2010	26/11/2009	31/01/2007	29/11/2006	05/10/2006	29/12/2004	13/10/2004
Laboratoire	CITET	LCAE	LCAE									
PZ-1	0,1	0,1	0,1	1,7	0,1	0,5	0,4	0,44	0,8	0,55	0,5	0,5
PZ-2	24	19	28,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PZ-3	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1	0,7	0,1	1,05	109	-	0,5	0,5
PZ-4	0,1	0,1	0,1	0,3	-	-	-	1,17	1,25	0,28	0,5	5,9
PZ-5	0,5	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	2,63	0,91	0,29	-	-
PZ-6	759	12 000	6 200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PZ-7	0,1	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	2,56	1,44	0,24	0,5	11,35
PZ-8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,8	-	3,44	4,47	0,34	-	-
PZ-9	0,3	0,1	0,4	0,1	0,3	11	0,1	0,23	-	-	0,5	10
PZ-10	6,4	0,1	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PZ-11	7,1	0,1	0,2	0,1	0,3	0,1	0,4	0,54	0,56	0,46	7,4	9,71
PZ-12	0,1	0,1	0,6	0,5	0,3	0,6	0,5	1,43	49,3	0,43	-	-
PZ-13	0,5	0,1	0,4	13	1,6	-	-	0,27	2,04	0,44	0,5	5,16
PZ-14	0,1	-	-	-	-	-	-	0,31	-	-	0,5	7,35

Tableau 19- Résultats du suivi de la qualité des eaux de la nappe souterraines (mg/l)

N.B. : 6,4 représente les concentrations dépassant le seuil de 600 µg/l

6 ANALYSE DES RESULTATS DES INVESTIGATIONS

Ce chapitre présente successivement les observations de terrain et la caractérisation de la qualité des sols et des eaux souterraines sur la base des résultats analytiques obtenus à l'issue des investigations.

6.1 Cadre réglementaire

En Tunisie, des normes relatives à la réhabilitation des terrains pollués n'existent pas, les normes néerlandaises ont été donc adoptées pour ce projet. Les plus récentes normes néerlandaises en cette matière, exigent deux valeurs seuils, notamment les valeurs cibles et les valeurs d'intervention. Quand le degré de pollution d'un site dépasse la valeur d'intervention, cette norme exige une dépollution qui ramène ce degré de pollution à la valeur cible. Les valeurs cibles et les valeurs d'intervention néerlandaises, pour le sol et l'eau souterraines concernant les hydrocarbures, sont présentées dans le Tableau 20.

Composé	Unité	Valeur de cible	Valeur d'intervention
Sols			
Huiles minérales (HCT)	mg/kg M.S	50	5.000
Eaux souterraines			
Huiles minérales (HCT)	µg/l	50	600
Benzène	µg/l	0,2	30
Toluène	µg/l	7	1.000
Éthylbenzènes	µg/l	4	150
Xylène	µg/l	0,2	70

Tableau 20 - Extraits des normes néerlandaises de réhabilitation des terrains pollués

En ce qui concerne les rejets hydriques, la norme NT-106.02 (1989) fixe la qualité exigée des eaux rejetées dans les milieux ; marin, hydraulique et canalisations publiques. A titre indicatif, la valeur limite de la concentration en huiles minérales des effluents dans le milieu marin est fixée par cette norme à 10 mg/l.

6.2 Qualité des sols

La stratégie de dépollution du site dépend entres-autres de l'usage prévu ou le devenir du terrain après ces travaux de dépollution. Dans le cas du terrain de la STIR, il s'agit d'un terrain industriel limitrophe à une zone urbaine dense. L'usage du terrain pour le raffinage du pétrole restera le même étant donné qu'il n'y a actuellement aucun programme pour une nouvelle raffinerie dans le pays. Même dans le cas où une nouvelle raffinerie verra le jour, il serait judicieux de continuer à utiliser le terrain de la STIR pour le stockage des produits pétroliers. Par conséquent, nous supposons que la vocation du site de la STIR restera la même, et les travaux de dépollution au cas où ils s'avèreront nécessaires doivent être conçus de façon à ne pas nuire au fonctionnement normal de cette raffinerie.

Les travaux de recherches de la contamination des sols étaient basés sur l'hypothèse que « les fuites interceptées dans les zones de rétention des bacs suivront sans doute le milieu le plus perméable dans cette zone qui est dans ce cas les matériaux de remblai autour des regards et des conduites de drainage ». Pour cela, des échantillons des matériaux de remblai ont été prélevés le long de tout le réseau de drainage des eaux huileuses et analysés pour les HCT.

D'autres échantillons de sol ont été également prélevés des carottes des sondages réalisés pour l'installation des piézomètres et analysés pour les HCT.

Les résultats des analyses des matériaux de remblai du réseau de drainage des eaux huileuses ainsi que des sols au niveau des anciens bourbiers de la STIR ont donné des concentrations en HCT inférieures à la valeur d'intervention respectives de la norme néerlandaise (5.000 mg/kg). En effet la concentration la plus élevée en HCT obtenue est de 3.530 mg/kg et se trouve dans l'échantillon TH-9 au niveau du réservoir S-24. De ce fait, nous pouvons conclure que les remblais du réseau de drainage des eaux huileuses sont légèrement pollués par les HCT, mais ne nécessitent pas des travaux de dépollution.

Il va de soit pour les sols au niveau des anciens bourbiers, et dont les concentrations en HCT dans les deux échantillons de sol prélevés (à 5,2 et 6,7 m de profondeur) au droit du PZ-23 n'ont pas dépassé les 96,1 mg/kg.

Par contre, des concentrations élevées en HCT ont été obtenues dans les sols au niveau des limites sud-ouest du terrain de la SOTULUB. En effet des concentrations élevées en HCT ont été trouvées dans les premiers 2,5 mètres du sondage réalisé au droit du PZ-25 dans le site de la SOTULUB. Ces concentrations ont passé de 30.700 mg/kg à 1.650 mg/kg de la surface à environ 2,5 m de profondeur. D'ailleurs les responsables de la SOTULUB sont au courant de l'existence d'une fuite quelques parts sur leur terrain et sont en cours de planifier des travaux de recherches de la source de pollution et la réhabilitation des sols contaminés.

Par ailleurs, les sols au niveau de la zone marathon sont pollués par des hydrocarbures et ce d'après les mesures des COV réalisées et la qualité des eaux de la nappe dans les piézomètres installés dans cette zone. On reviendra plus tard sur la nécessité d'avoir plus des détails sur la qualité des sols dans la zone marathon après l'analyse de la qualité des eaux de la nappe souterraine.

En conclusion, les résultats des mesures des COV dans les piézomètres existants, et des analyses au laboratoire des HCT dans les sols prélevés du terrain de la STIR, montrent que la partie du terrain de la STIR située au sud de la clôture limitant la zone marathon sont faiblement pollués en HCT et par conséquent ne nécessitent pas d'interventions. Par contre les résultats des mesures des COV dans les piézomètres existants dans la zone marathon située au nord du site indiquent l'existence potentielle d'une pollution des sols et des eaux souterraines dans cette zone.

6.3 Qualité des eaux souterraines

Les résultats des analyses au laboratoire effectuées sur des échantillons de l'eau souterraine du site montrent l'existence d'une pollution au moins par les HCT, BTEX et Naphtalène (HAP).

Pollution par les Hydrocarbures totaux (HCT) :

En analysant les résultats du suivi de la qualité des eaux souterraines réalisé par la STIR depuis 2004, on remarque la présence d'une pollution par les HCT dans la plupart du temps. En général cette pollution ne persiste pas au même endroit indiquant qu'il s'agit de fuites localisées et qui disparaissent après un moment donné (voir Tableau 19). D'ailleurs, ceci est mis en évidence par la couleur grisâtre et l'odeur septique de la nappe des eaux souterraines rencontrée dans la plupart des piézomètres lors des travaux de purge. Cette couleur est probablement due à la diminution du potentiel d'oxydo-réduction causée par la consommation du carbone par des bactéries. Cette réduction du potentiel redox crée des tâches noir de manganèse. Les résultats analytiques identifiant un dépassement des valeurs d'intervention sont présentés dans le Tableau 21.

Par contre au niveau des piézomètres PZ-6 et PZ-2, qui sont implantés au niveau de la zone marathon au nord du site, les concentrations élevées en HCT persistent depuis au moins le mois d'avril 2012. En effet, la contamination par les HCT dans cette zone a été confirmée par les analyses réalisées dans le cadre de la présente étude. Les piézomètres PZ-2, PZ-6 et PZ-10, dont les teneurs en HCT dépassent les valeurs d'intervention (600 µg/l), sont situés dans la zone marathon.

Il est à noter que le piézomètre PZ-13 se trouve dans une zone où des opérations d'entretien sont fréquentes et où un déversement accidentel vient juste de se produire au début de 2013 lors des travaux de réparation d'une vanne de contrôle pour le produit blanc. La quantité de produit déversée n'est pas connue.

Le PZ-25, qui se trouve dans les limites nord-ouest du terrain de la SOTULUB, a également montré la présence d'une pollution des eaux de la nappe souterraines par les HCT à une concentration de 900 µg/l.

	Seuil	PZ-2	PZ-6	PZ-10	PZ-12	PZ-13	PZ-25
Hydrocarbures Mono Aromatiques							
Benzène	30	0,61	31	11	1.200	300	<0,20
Toluène	1.000	<0,30	<0,30	<0,30	2	20	0,69
Ethylbenzène	150	1,7	74	6,6	53	1.900	<0,20
o-Xylène		0,25	3,7	0,37	4,3	140	<0,20
m,p-Xylène		<0,20	130	<0,20	3	230	<0,20
Xylènes (somme)	70	0,39	130	0,51	7,2	370	<0,40
BTEX (somme)		2,6	240	18	1.200	2.600	<1,0
Naphtalène	70	35	290	190	30	290	0,23
Hydrocarbures Totaux (HCT)							
Huile Minérale (C10-C12)		2.700	480.000	1.400	310	950	15
Huile Minérale (C12-C16)		2.900	400.000	1.400	110	560	21
Huile Minérale (C16-C21)		890	97.000	130	<16	460	47
Huile Minérale (C21-C30)		530	73.000	79	<31	210	340
Huile Minérale (C30-C35)		100	13.000	15	<15	<15	300
Huile Minérale (C35-C40)		<15	6800	<15	<15	<15	180
Huile Minérale totale (C10-C40)	600	7.200	1,1 ^E 6	3.100	420	2.200	900

Tableau 21- Résultats des analyses dépassant les seuils de dépollution (µg/l)

Il faut noter que les hydrocarbures sont très nocifs pour la santé humaine, ils sont d'ailleurs reconnus cancérigènes.

Pollution par les BTEX et Naphtalène (HAP) :

Les BTEX ont été détectés dans les eaux de la nappe souterraines de la STIR à des concentrations assez élevées notamment au niveau des piézomètres PZ-6 (240 µg/l), PZ-12 (1.200 µg/l) et PZ-13 (2.200 µg/l). Au niveau des mêmes piézomètres les concentrations en Benzène étaient plus élevées que la valeur d'intervention respective de 30 µg/l (voir Tableau 21).

Le Naphtalène qui est un hydrocarbure aromatique polycyclique (HAP) a été détecté dans les mêmes 3 piézomètres précités à des concentrations élevées dépassant la valeur d'intervention respective de 70 µg/l (voir Tableau 21).

Les BTEX sont susceptibles de constituer un danger pour autant que les vapeurs migrent vers des cibles potentielles, l'homme par inhalation directe à la surface du sol ou à l'intérieur d'un bâtiment atteint par le sous-sol. Pour ce qui concerne les risques sanitaires liés au contact

cutané avec un sol superficiel pollué, l'ingestion d'une terre polluée et l'ingestion de légumes cultivés sur un sol pollué, ce sont en premier lieu les HAP qui constituent un danger.

Pollution par la soude usée :

Les échantillons d'eaux de la nappe souterraines, prélevés à partir de 3 piézomètres dans la partie nord du terrain de la STIR et analysé pour leur teneur en Sodium, ont donné des valeurs entre 1.630 mg/l (PZ-21) et 6.700 mg/l (PZ-6) de Sodium. Notons que l'analyse du Sodium dans les rejets de l'API séparateur a donné une concentration de 6.750 mg/l. Ceci peut indiquer qu'il y a une potentielle communication entre les eaux sortant de l'API et la nappe.

6.4 Simulation de la dispersion des polluants et analyse de risques

6.4.1 Description du modèle Visual MODFLOW

La vulnérabilité de la nappe d'eau souterraine à la pollution dépend des conditions hydrogéologiques du site. En effet, ces conditions hydrodynamiques et hydro dispersifs déterminent la vitesse de circulation de l'eau et par la suite la vitesse d'apparition d'une pollution éventuelle et son temps de séjour dans le milieu marin ou dans l'aquifère.

Les modèles mathématiques utilisés pour résoudre les problèmes d'écoulement et de transport en milieu poreux sont issus des lois physiques régissant ces phénomènes. Ces lois physiques sont pour l'écoulement la loi de Darcy et l'équation de continuité, et pour le transport de masse, l'équation de convection-dispersion. Le logiciel Visual MODFLOW version 3.0 a été utilisé pour simuler les écoulements souterrains et le transport de soluté. Ce logiciel compte actuellement parmi ceux qui sont les plus utilisés et les plus répandus de par le monde.

Pour déterminer le sens d'écoulement des eaux de la nappe souterraines et leur vitesse, un modèle hydrogéologique conceptuel a été construit à l'aide du logiciel Visual MODFLOW. Un modèle conceptuel est un modèle qui n'est pas très détaillé et il est construit pour donner une idée de l'écoulement des eaux souterraines et la migration des contaminants. Pour construire un modèle détaillé, des investigations de terrain plus approfondies seront nécessaires.

Dans notre cas, le modèle est construit avec 5 couches stratigraphiques, chacune de 8 m d'épaisseur. Afin de simuler la présence des couches de sable et les couches d'argile dans les 4 premières couches la perméabilité horizontale dans ces couches est 5 fois plus grande que la perméabilité verticale. La perméabilité horizontale dans ces 4 couches supérieures est de 0,25 m/jour et la perméabilité verticale est de 0,05 m/jour. La couche inférieure (qui se trouve de 2 à 10 m au-dessous du niveau de la mer) est plus perméable (perméabilité à 1 m/jour), parce que des couches de sable perméables ont été trouvées dans parties inférieures. Les paramètres précités ont été donc utilisés pour le calibrage du modèle hydrogéologique.

6.4.2 Résultats des simulations

Sens d'écoulement des eaux souterraines : Le sens d'écoulement des eaux souterraines est en général vers la mer en direction nord et le lac à l'ouest. Dans la Figure 13 l'écart entre les courbes de niveau (isohypses) représente 5 mètres de profondeur. La vitesse d'écoulement calculée des eaux souterraines est de 5 à 20 m/an.

Au niveau de la zone marathon, on remarque que l'écart entre les courbes de niveau est plus réduit, et ce compte tenu de l'existence d'un sous-sol relativement plus perméables. Les mesures du niveau de la nappe dans la zone en question confirment les résultats des simulations. Ce rabattement irrégulier du niveau de la nappe dans la zone marathon, peut être dû à la présence de la dépression salée connectée directement aux sables de plage, tel que présenté dans la carte géologique.

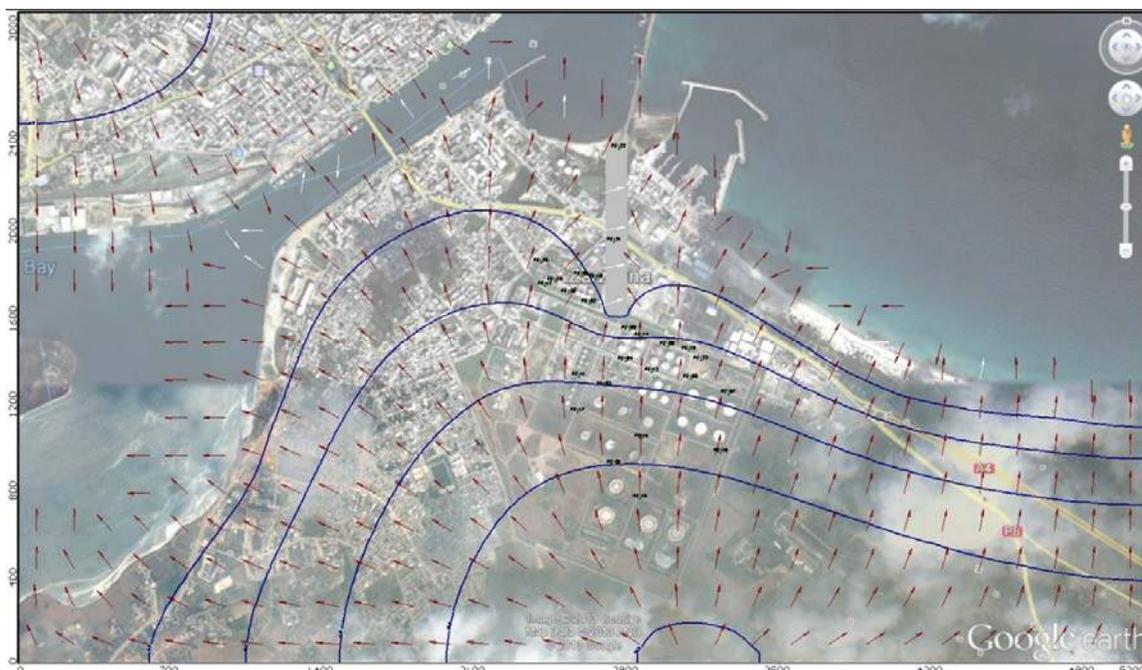


Figure 13 – Niveaux piézométriques et sens d'écoulement de la nappe d'eau souterraine

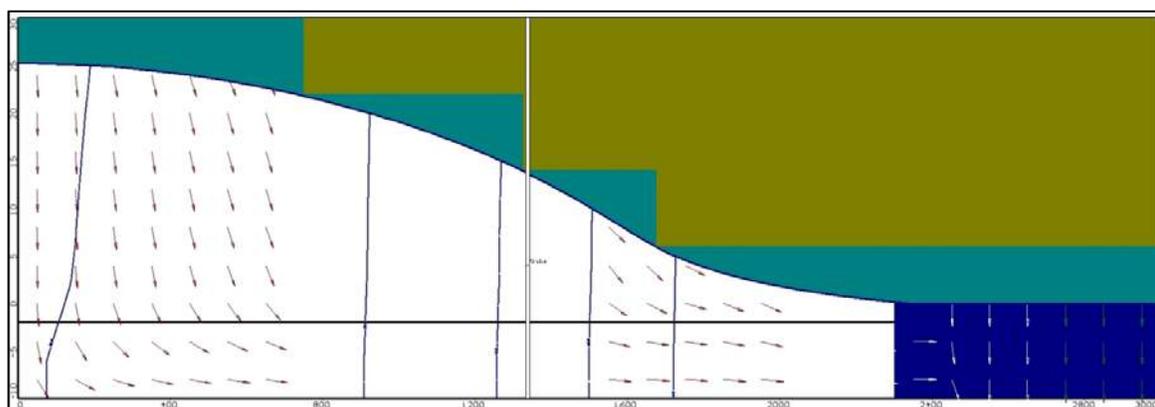


Figure 14 – Coupe Sud-Nord montrant les niveaux piézométriques et le sens d'écoulement de la nappe d'eau souterraine

Dispersion des contaminants : Le chapitre précédent a montré que les sols et les eaux souterraines sont contaminés à des endroits isolés du site par des hydrocarbures totaux, les BTEX et HAP.

La dispersion de ces contaminants dépend de la vitesse d'écoulement des eaux souterraines et l'adsorption sur la matière organique dans le sol. Les hydrocarbures pétroliers s'adsorbent fortement aux matières organiques résultant dans une très faible mobilité. Les hydrocarbures aromatiques mono sont considérés comme des éléments mobiles, car ils ne s'adsorbent pas aussi fortement à la matière organique dans le sol. Les contaminants sont introduits dans le modèle à des concentrations initiales déterminées à partir des résultats analytiques et appliquées à une zone de 5.000 à 10.000 m² autour de chaque piézomètre correspondant.

La modélisation des dispersions a donc concerné les polluants HCT, BTEX et Benzène. Pour avoir une idée de la vitesse de propagation de chaque polluant, une dispersion pendant une

période de 100 ans a été simulée. Les résultats des simulations sont présentés dans les sections suivantes.

Pour le cas des HCT :

Les plus importantes concentrations initiales en HCT dans les eaux souterraines ont été introduits dans le modèle tel que montré sur la Figure 15.

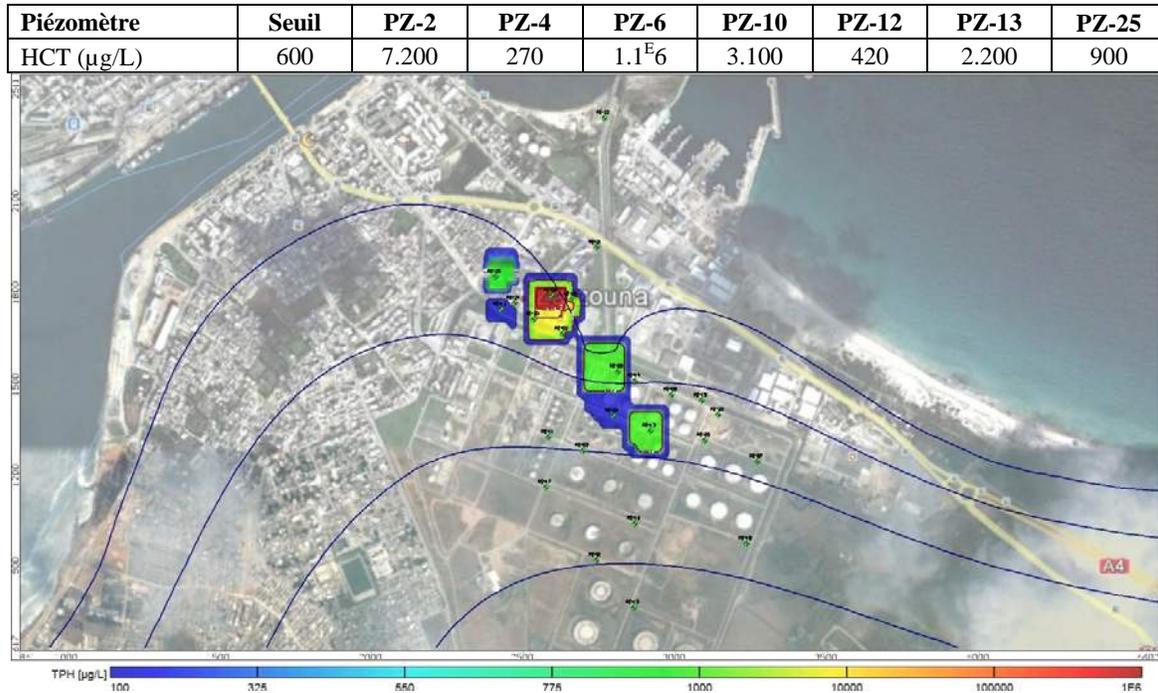


Figure 15 – Concentrations initiales en HCT

La modélisation de la dispersion des HCT après 100 ans est présentée dans la Figure 16.

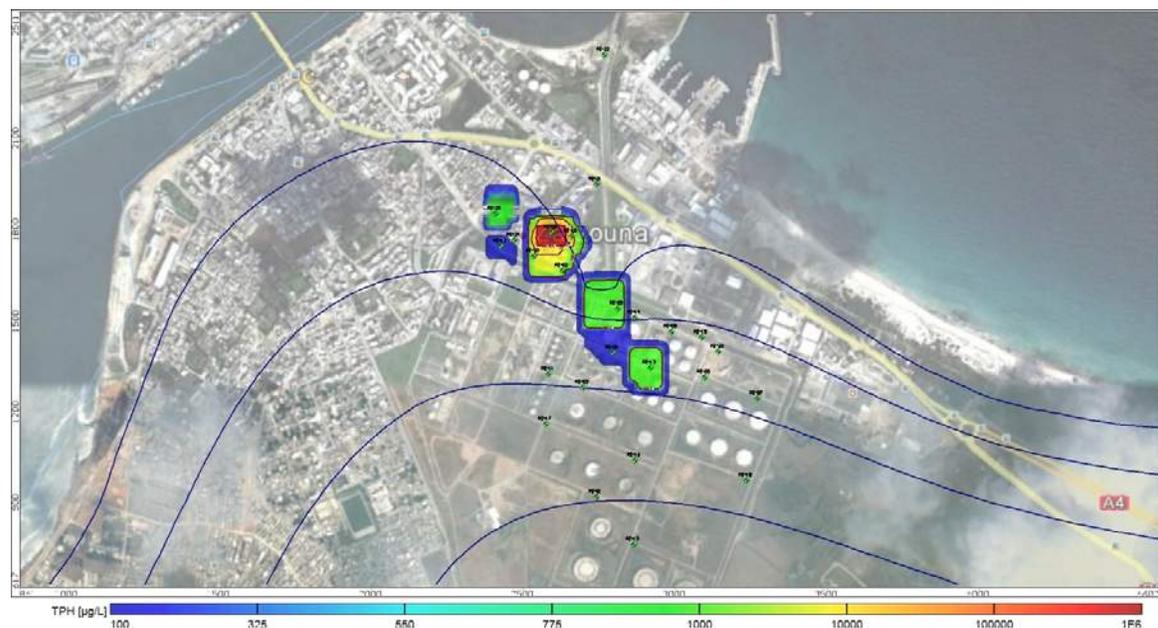


Figure 16 – Concentrations des HCT après 100 ans de dispersion

Les résultats du modèle montrent que les HCT sont immobiles, et par conséquent il y a peu de risques d’une éventuelle pollution dans les zones situées en aval de la STIR, tels que le milieu marin et les zones résidentielles.

Pour le cas des BTEX et le Benzène :

Piézomètre	PZ-6	PZ-10	PZ-12	PZ-13	PZ-19	PZ-21
BTEX (µg/L)	240	18	1.200	2.600	27	17

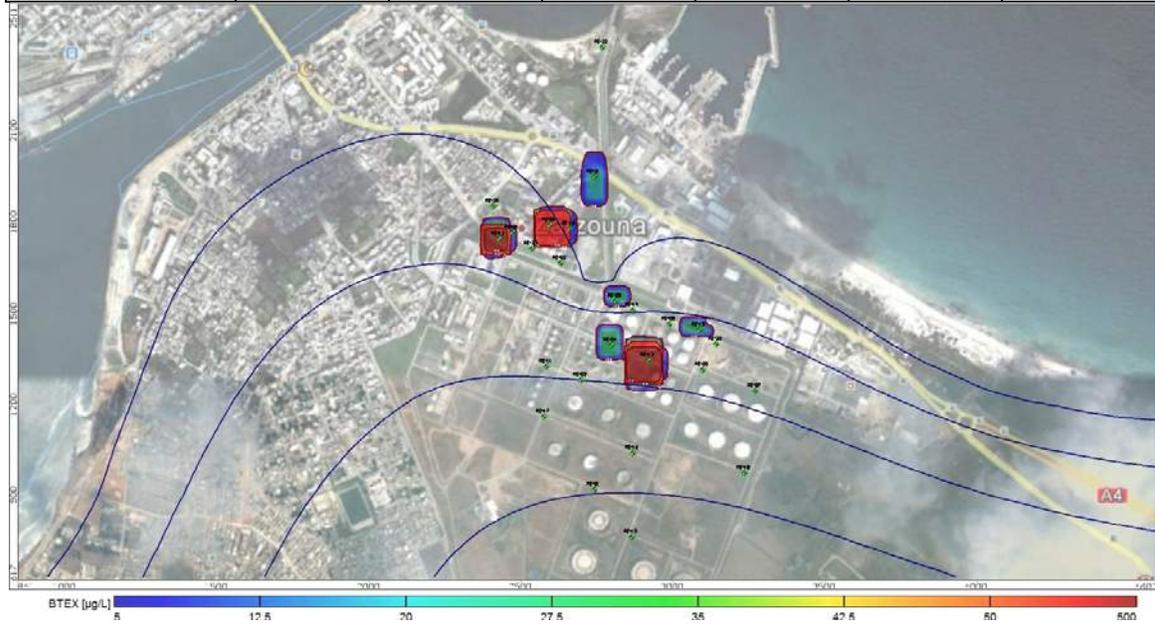


Figure 17 – Concentrations initiales en BTEX

Piézomètre	Seuil	PZ-19	PZ-6	PZ-12	PZ-13
Benzène (µg/L)	30	16	31	1.200	300

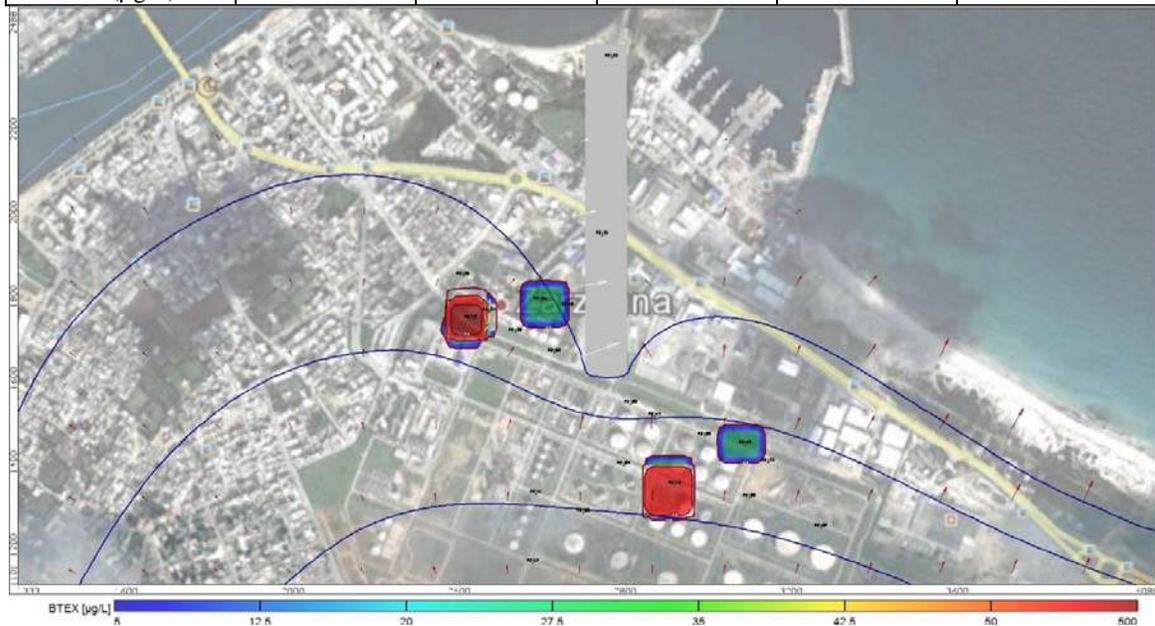


Figure 18 – Concentrations initiales en Benzène

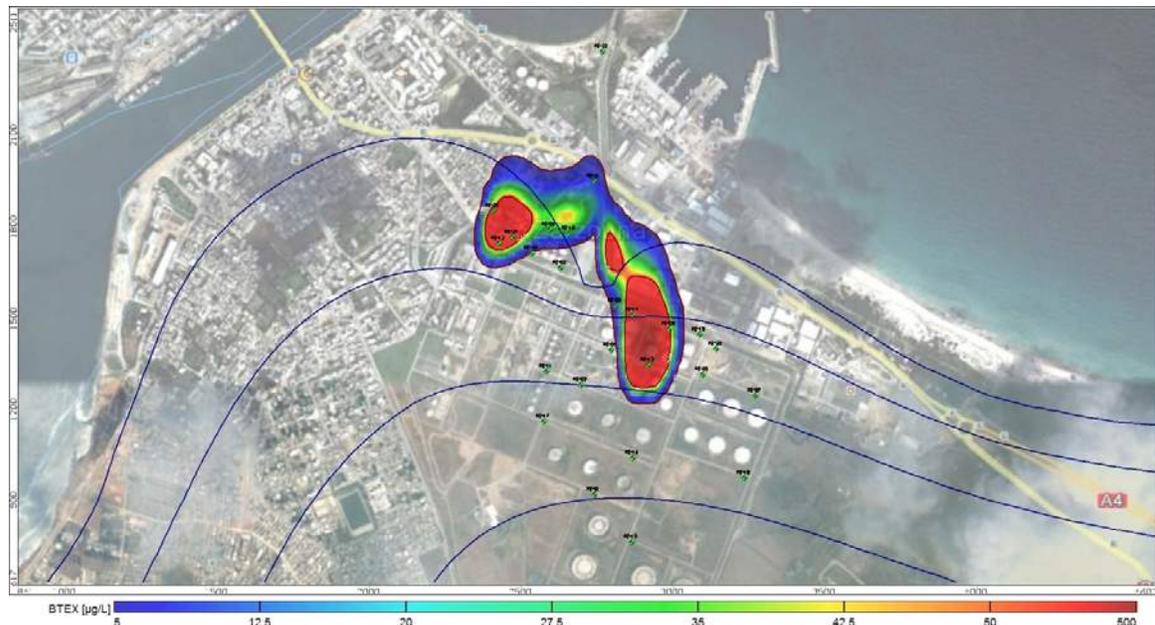


Figure 19 – Concentrations des BTEX après 100 ans de dispersion

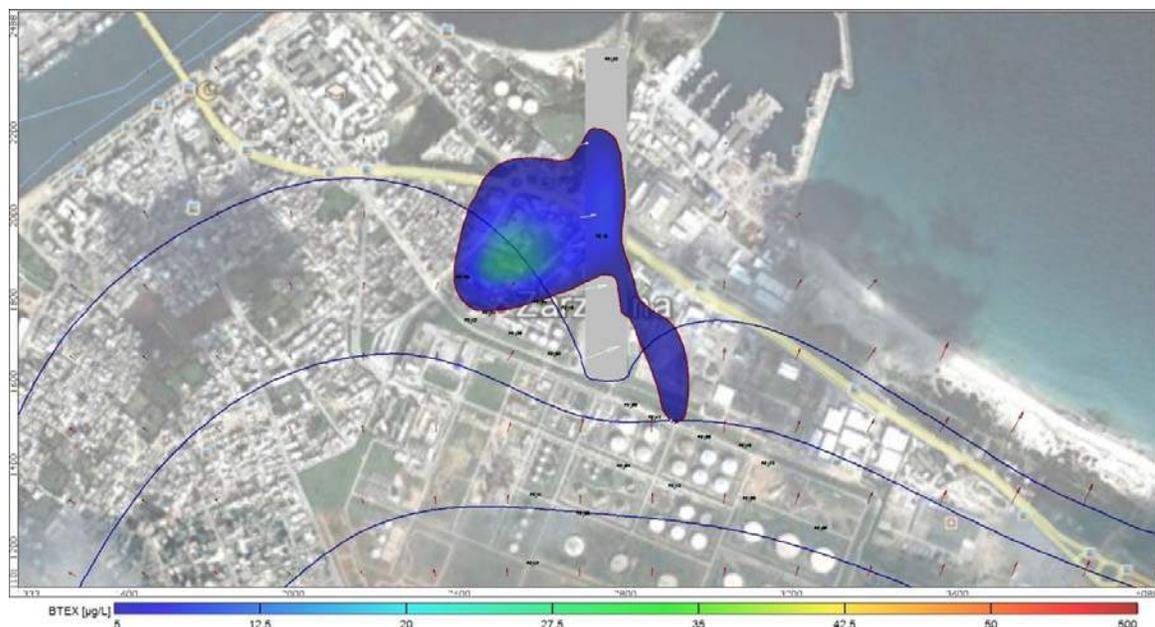


Figure 20 – Concentrations des Benzène après 100 ans de dispersion

Les résultats du modèle de la dispersion des BTEX et du Benzène après 100 ans dans les couches superficielles du terrain montrent que ces polluants sont mobiles et peuvent éventuellement s'étendre en surface jusqu'à atteindre les terrains d'un bon nombre d'habitations situées surtout au niveau de la partie ouest du site.

La dispersion des BTEX et du Benzène est plus importante dans la couche de sable inférieure étant donné que celle-ci est représentée par une perméabilité 4 fois plus grande que celle des couches supérieures ($k=1$ m/jour).

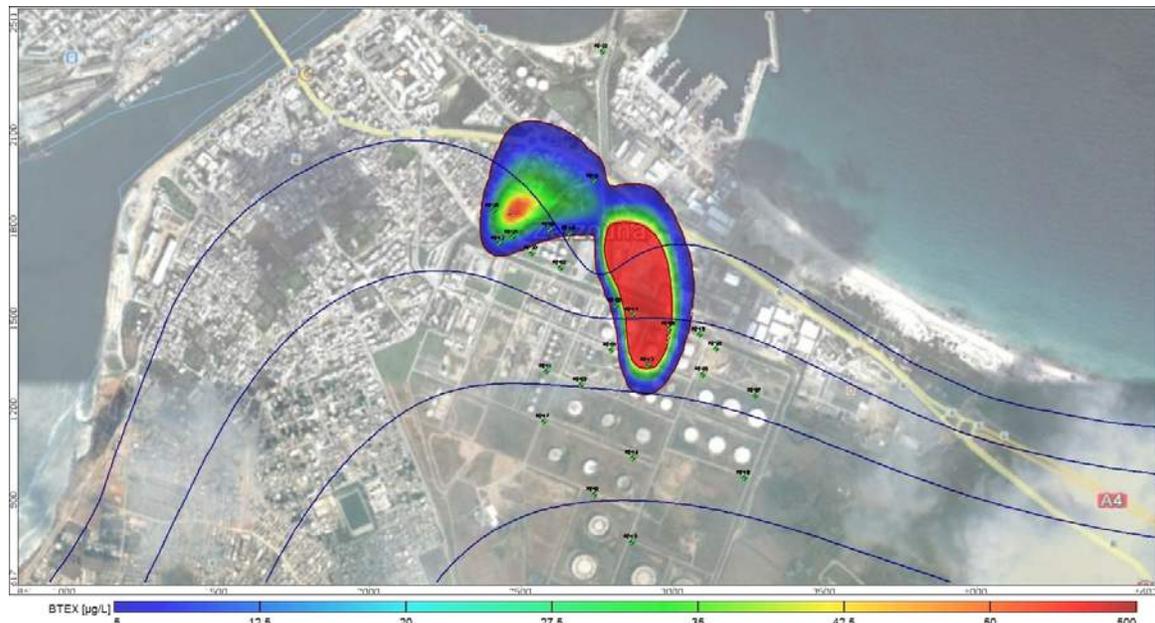


Figure 21 – Concentrations des BTEX après 100 ans de dispersion (couche de sable profonde)

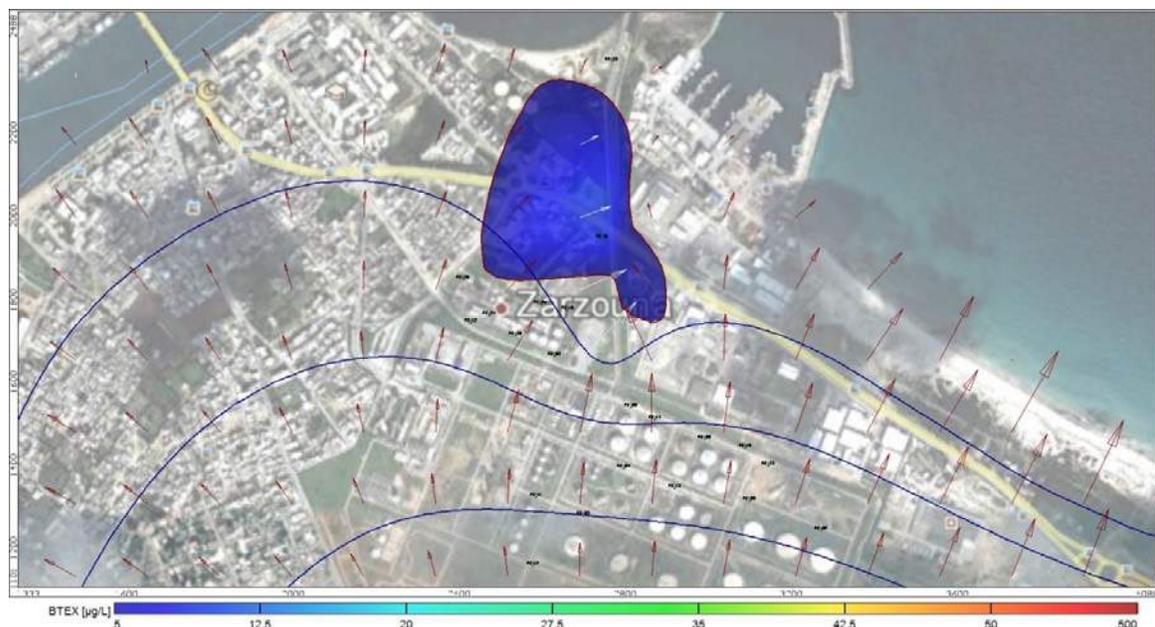


Figure 22 – Concentrations en Benzènes après 100 ans de dispersion (couche de sable profonde)

Dans ce cas, les résultats des simulations montrent que dans 100 ans de dispersion les BTEX et le Benzène s'étendront plus rapidement en surface jusqu'à attendre une plus grande surface d'habitations situées à ouest et au nord du site.

6.4.3 Conclusions des simulations hydrogéologiques

En se basant sur les résultats des simulations et des analyses réalisées, on peut tirer les conclusions générales suivantes :

- Les eaux souterraines du site sont contaminées par les hydrocarbures totaux et les BTEX. Cependant, en raison de la faible perméabilité du sol, les contaminants n'ont pas migré

assez loin de leurs sources de déversement. En effet, les hydrocarbures pétroliers sont immobiles en raison de leur importante capacité d'adsorption sur la matière organique dans le sol.

- Les BTEX sont considérés mobiles, car pour ces composés les valeurs d'adsorption utilisées sont faibles en raison de leur plus faible capacité d'adsorption de la matière organique. Ces BTEX se déplacent dans l'eau souterraine vers la mer et vers la zone de drainage située près du piézomètre PZ-21.
- Les composés BTEX sont volatils et peuvent causer des risques pour la santé humaine dans les zones résidentielles, où ils peuvent s'accumuler dans les habitations. Il est recommandé d'examiner ce risque potentiel au moyen d'un inventaire des zones d'habitation concernées par la dispersion potentielle. Sur la base de cet inventaire des piézomètres supplémentaires peuvent être placés à proximité des habitations dans la zone à risque potentiel. S'il s'avère que les eaux souterraines dans ces piézomètres sont contaminées à un certain niveau déterminé, la qualité de l'air doit être mesurée à l'intérieur des maisons pour déterminer le risque réel des composés volatils et prendre les mesures correctives nécessaires.
- Le modèle montre qu'aucune migration des contaminants vers la mer par les eaux souterraines de la STIR n'est attendue et par conséquent cette contamination ne présente pas d'impact sur la qualité des eaux du lac de Bizerte.
- Les effluents de la raffinerie causent une pollution du milieu marin par les hydrocarbures aromatiques mono (BTEX) et les hydrocarbures pétroliers rejetés. En effet le traitement actuel de ces effluents n'est pas suffisant pour abattre la charge polluante de ces effluents à un niveau acceptable et une solution immédiate doit être trouvée pour ce problème.

6.5 Conclusions des travaux d'investigation

Dans le cadre de la mission de caractérisation environnementale de la STIR, les travaux d'investigation ont donné les conclusions suivantes :

1. Les eaux de la nappe souterraines au niveau de la partie nord du site de la STIR sont polluées par les hydrocarbures totaux et les BTEX. Cette pollution ne présente pas de risques pour le milieu marin, par contre il y a un risque potentiel causé par les BTEX pour la santé humaine dans les zones résidentielles limitrophes. Pour évaluer le risque de ces BTEX sur la santé humaine, des piézomètres additionnels doivent être installés dans les zones potentiellement concernées et des analyses des eaux souterraines doivent être effectuées.
2. Les sols et les eaux de la nappe souterraines au niveau des limites sud-ouest du site de la SOTULUB sont polluées par les hydrocarbures totaux. La pollution des sols s'étend à environ 2,5 mètres de profondeur. D'après les responsables de la SOTULUB, une fuite existe quelques parts sur le terrain et qui s'est propagée le long du réseau d'assainissement public. La SOTULUB doit prendre les mesures nécessaires pour remédier à cette situation.
3. Le réseau de drainage des eaux pluviales qui sont susceptibles d'être polluées par les hydrocarbures est très vétuste. En effet, certaines sections de ce réseau ne sont plus fonctionnelles par manque d'entretien, de plus il ne couvre pas la surface totale de la raffinerie. Les eaux huileuses stagnantes dans plusieurs sections en terre ou en béton endommagé présentent un risque de pollution des sols et de la nappe d'eaux souterraines. La STIR doit prendre les mesures nécessaires pour réhabiliter ce réseau et l'étendre sur toute la surface du site.

4. Les rejets de soude usée générés par le procédé de lavage des GPL existant causent un grand problème environnemental. Ces effluents, très chargés, sont actuellement rejetés en mer après dilution dans les séparateurs API créant un impact pénalisant sur le milieu marin. De plus, ces effluents très corrosifs présentent un risque sur la santé humaine, de pollution de la nappe, et de dégradation des réseaux de collecte. Une solution à ce problème est d'une grande priorité.
5. Le traitement actuel des effluents huileux, au moyen des API séparateurs, est caractérisé par une faible efficacité et forte charge en hydrocarbures des eaux de procédés en sortie des bassins API. Ces effluents reçoivent une forte dilution par les eaux de réfrigération pour diminuer par dilution la teneur en hydrocarbures en sortie du bassin API, ce qui est contraire à toutes les bonnes pratiques. Ces effluents sont rejetés dans la mer créant un impact pénalisant sur le milieu écologique marin. Une solution à ce problème est d'une grande priorité.
6. La STIR n'est pas raccordée au réseau d'assainissement public (ONAS). Les eaux sanitaires, qui sont actuellement drainées dans des fosses septiques proches des zones résidentielles à l'ouest du site, présentent des risques sur la santé des habitants. La STIR doit se raccorder au réseau d'assainissement public dans les meilleurs délais pour mettre fin à cette problématique.
7. Les bourniers sont très mal construits, l'étanchéité de leur fond est effectuée avec des bâches en plastique inadéquates. Il existe un risque de pollution des eaux de la nappe par les lixiviats produites des boues d'hydrocarbures à partir de ces bourniers. En attendant la réalisation de la station de traitement des effluents, il est recommandé de construire une décharge dans les règles de l'art pour le stockage des boues. Le fond et les parois de cette décharge seront couverts d'une géomembrane en polyéthylène haute densité et un système de récupération des lixiviats. Cette décharge servira pour le stockage des boues asséchées suite à la réalisation de la station de traitement des eaux huileuses.
8. Les citernes de différentes dimensions et les emballages de produits chimiques actuellement sont stockés dans la partie nord-est du site d'une manière anarchique. Ces citernes et emballages présentent un risque potentiel de pollution du terrain par les résidus de produits chimiques qu'ils contiennent. Il est recommandé de construire une zone de stockage des emballages équipée d'une chape en béton armé et d'un drainage adéquat.
9. La STIR ne dispose pas de procédures standards pour la gestion environnementale du site. De plus les ressources humaines dédiées à la gestion environnementale sont très limitées et ne reflètent pas l'envergure de cette installation et des efforts pour le renforcement des capacités dans ce domaine semblent quasi-inexistants. Il est recommandé de développer la direction en charge de la gestion environnementale d'une part et de mettre en place un système de management environnemental basé sur le référentiel ISO 14001.

En se basant sur les conclusions précitées, la réalisation d'une station de traitement des eaux de procédé et une solution pour l'arrêt des rejets de la soude usée dans les effluents représentent les actions prioritaires visant à éliminer ou à la limite réduire la pollution créée par la STIR sur le milieu écologique marin du lac de Bizerte. Il s'agit de deux assez grands projets nécessitant la mobilisation d'importantes ressources financières pour l'investissement capital. Ces deux projets, qui sont présentés dans les chapitres suivants, semblent pouvoir remplir les conditions nécessaires pour qualifier à un financement BEI dans le cadre du programme H2020.

Pour le reste des actions, et dont les coûts d'investissement sont gérables, la STIR doit élaborer et mettre en œuvre un programme pour répondre aux diverses insuffisances et réduire les impacts négatifs identifiés sur l'environnement.

7. UNITE DE LAVAGE DES GPL AUX AMINES

7.1 Objectif

Pour être conformes aux spécifications de qualités représentatives de la corrosivité et à l'odeur des produits, les GPL (propane et butane) doivent être exempts (moins de 1 ppm) de contaminants potentiels : H₂S, mercaptans légers (méthyl et ethyl mercaptans). Le traitement des GPL en raffineries dépend du type de raffinage en amont. Le procédé conventionnel est le lavage à la soude seul qui est actuellement utilisé par la STIR.

Ce procédé conduit généralement à un faible taux d'utilisation de la soude, et en conséquence à des appoints de soude fraîche et des rejets de soude usée. Les sulfures résultant du traitement sont éliminés avec la soude usée.

Le procédé de lavage à la soude non régénérée des gaz GPL est très ancien et il existe actuellement un nombre très limité de raffineries au monde qui l'utilise. Ce procédé produit des quantités importantes de sodes usées (6 m³/j, soit 2000 t/an) rejetées sans traitement. En effet, ces rejets sont transférés dans les API séparateurs d'huile avant d'être rejetés dans la mer.

L'impact de ces rejets sur l'environnement est pénalisant, notamment sur les infrastructures de collecte de par leur effet corrosif. De plus, la soude usée augmente la demande chimique en oxygène des effluents de la raffinerie. A haute concentration, la soude augmente le pH des cours d'eau, représentant ainsi une menace potentielle pour la faune et la flore aquatiques. Par ailleurs, cette soude contamine les boues huileuses décantées au fond des séparateurs API et de ce fait réduit leur potentiel de valorisation énergétique dans les raffineries.

La soude réagit très violemment avec les acides et certains métaux en produisant des vapeurs d'hydroxyde de sodium fortement irritantes et corrosives pour la peau, les yeux et les voies respiratoires et digestives. Les expositions prolongées peuvent occasionner des difficultés dans la respiration, une toux ou une bronchite. Le contact avec la peau peut donner des démangeaisons, des picotements, des brûlures et des dommages permanents. Le contact avec les yeux peut avoir comme conséquence des dommages permanents voire la perte de vue.

La gestion de la soude usée pose un grand problème quotidien pour la STIR qui a entrepris depuis quelques années, des projets pilotes dans le but de réduire par évaporation sous serre les quantités de soude usée. Actuellement, la STIR a décidé de mettre fin à ce problème en substituant son procédé de lavage à la soude des GPL par un procédé représentant une meilleure technologie disponible (MTD). La solution envisagée, qui est un lavage aux amines des GPL, éliminera tous les impacts négatifs causés par l'ancien procédé. (Voir Fiche de projet en Annexe 5).

7.2 Procédé de traitement retenu

7.2.1 Choix du procédé

Il existe un nombre d'alternatives de traitement du gaz GPL dans le but d'éliminer le H₂S et des mercaptans. Ces alternatives ont été évaluées dans le cadre de la présente étude, et comprennent des techniques telles que:

- Régénération in-situ de la Soude, en complément du procédé existant ;
- Remplacement du lavage à la Soude par un procédé MEROX régénératif ;
- Hydrotraitement suivi du lavage aux amines puis tamis moléculaires ;

- Lavage aux amines.

Le procédé de lavage à l'amine des gaz acides et GPL est couramment utilisé en raffinerie, mais souvent après hydrotraitement (conversion des mercaptans en H_2S), ou en combinaison avec des procédés éliminant spécifiquement les mercaptans (MEROX extractif ou MEROX sweetening).

Cependant, la STIR a l'intention de s'équiper d'un système de lavage à l'amine des GPL seul sans hydrotraitement préalable. Ce système n'éliminera qu'en partie les mercaptans (les acides plus faibles que le H_2S ne sont éliminés que par solubilité partielle dans la solution d'amine). Le procédé ne sera donc adapté que si la STIR se limite au traitement de bruts peu soufrés, sans mercaptans dans les coupes GPL – essence légère.

Ceci semble ne pas causer de soucis pour la STIR qui traite généralement des bruts peu soufrés (Algérie Zarzaitine, Lybie Es Sider), avec des compléments de brut Azeri. Le brut Azeri, bien que peu soufré, contient des mercaptans dans la coupe essence légère (50 ppm).

7.2.2 Description technique

Pour remédier aux problèmes causés par la soude usée, la STIR a l'intention de s'équiper d'un nouveau procédé qui élimine les sulfures d'hydrogène contenu dans le GPL par absorption chimique. Le schéma simplifié de la solution procédé lavage aux amines est présenté dans la Figure 23.

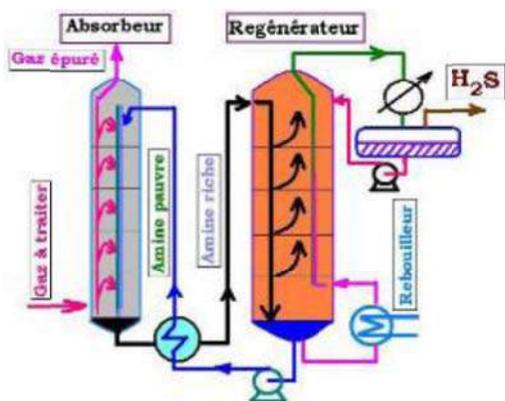


Figure 23 – Schéma simplifié du procédé d'une unité de lavage aux amines

Le procédé de traitement par absorption chimique utilisant des solvants chimiques tels que les alcanolamines est largement utilisé dans l'industrie du pétrole et du gaz. Les alcanolamines sont souvent utilisées comme solvants extracteurs des gaz acides (H_2S , CO_2). Ces solvants ne sont pas utilisés seuls, ils sont dilués dans de l'eau à des concentrations suffisantes pour obtenir la basicité nécessaire à la réaction avec les gaz acides.

Le procédé de traitement est basé sur l'absorption chimique de l'hydrogène sulfuré grâce à cette solution aqueuse d'amine à contre courant dans une colonne d'absorption.

Le principe repose sur l'injection, en bas de colonne, le gaz riche contenant le soluté (H_2S). L'amine pauvre comme solvant descend la colonne à contre-courant et absorbe le H_2S à travers les plateaux de la colonne. On obtient en haut de colonne un gaz, et en bas de colonne une amine riche en H_2S . Les GPL pauvres en H_2S seront ensuite lavés à l'eau dans un ballon afin de récupérer les éventuels entrainements de diéthanolamine (DEA).

Cette solution d'amine riche en H₂S sera « régénérée » en étant chauffée par un rebouilleur à la vapeur et envoyée dans une colonne où on récupère l'amine propre ou pauvre en fond. La vapeur d'eau chargée en H₂S sort du régénérateur par le haut de colonne. Une fois condensée et passée au ballon de reflux, l'eau liquide revient au régénérateur et l'hydrogène sulfuré H₂S, toujours gazeux, est brûlé à la torche.

7.2.3 Impact environnemental

Le nouveau procédé permettra d'éliminer définitivement l'impact négatif causé depuis toujours par les rejets de soude usée.

Le gaz acide (tête du régénérateur d'amine) doit être incinéré. Deux options à étudier sont soit l'incinération dans un four, soit l'envoi au réseau de torche. Le risque de corrosion (point de rosée acide des fumées en cas d'envoi dans un four, réseau de torche) doit être pris en compte. Finalement le H₂S éliminé des GPL sera converti en émissions de SO₂ dans le bilan environnemental.

7.2.4 Estimation budgétaire du projet

L'assistant technique de la STIR, la société Foster Wheeler, a estimé le coût de réalisation de l'unité de lavage des GPL aux amines à 3,5 millions d'Euros. Étant donné que la décomposition des prix de cette estimation n'était pas disponible, nous avons supposé que le budget proposé par Foster Wheeler comprend la conception-réalisation (Clé en main). L'estimation budgétaire (CAPEX) incluant toutes les activités à prendre normalement en considération est détaillée dans le Tableau 22.

Activité		Coûts (€)
DAO		
Préparation du dossier d'appel d'offres international	2 x 25j x1.000 €	50 000 €
Réalisation & RC		
Réalisation (clé en main)		3 500 000 €
Pièces de rechange	10% x 3.500.000 €	350 000 €
Formation/Renforcement des Capacités	2 x 6m x 16.000 €	192 000 €
Total Réalisation & RC		4 042 000 €
Supervision	3% du DB & RC	121 260 €
Sous-total		4 213 260 €
Aléas	10% du sous-total	421 326 €
Grand total		4 634 586 €

Tableau 22- Estimations du budget de l'unité de lavage des GPL aux amines

L'entreprise des travaux assistera la STIR pendant les 6 premiers mois suite à la réception provisoire dans l'exploitation de la nouvelle unité de lavage des GPL. Cette assistance sera délivrée sous forme de renforcement des capacités (RC) avec modules de formation et manuels en Français et Arabe.

7.3 Procédure de passation du marché

Pour garantir le maximum de réussite dans la mise en œuvre de la nouvelle unité de lavage des GPL par les amines, il est recommandé que l'appel d'offres soit international, publié entre autres dans le journal officiel de l'Union Européenne. La procédure de passation du marché doit obéir aux règles et directives adoptées par la BEI pour ce type de projets.

Le dossier d'appel d'offres (DAO) doit être d'un format standard accepté par la BEI et préférentiellement réalisé avec l'appui des experts de la mission d'assistance technique. L'appel d'offres sera ouvert (sans pré-qualification), et du type clé en main (Design-Build, FIDIC Yellow Book). De préférence le DAO inclura les 2 lots :

Lot 1 : Travaux de réalisation d'une unité de lavage des GPL aux amines

Lot 2 : Travaux de réalisation d'une station de traitement des eaux de procédé

Le soumissionnaire sera libre de participer aux 2 lots ou bien à un seul lot.

Une fois préparé le DAO sera vérifié et approuvé par les responsables de la BEI, ensuite publié dans le J.O de l'Union Européenne et la presse locale.

Il faut réserver une période minimale de 6 mois pour la réception et dépouillement des offres jusqu'à la signature du contrat des travaux. Les travaux peuvent normalement être achevés dans une période de 12 mois à partir de la date de signature du contrat (4 mois ingénierie + 8 mois réalisation).

Un contrat de services indépendant doit être préparé et signé avec un ingénieur FIDIC pour la supervision des travaux. Pour cette mission, un appel d'offres international doit également être lancé et qui doit obéir aux conditions de la BEI en termes de passation des marchés.

Après la réception provisoire des travaux, l'entreprise sera demandée de fournir des services de formation et de renforcement des capacités du personnel concerné de la STIR qui peuvent s'étendre sur une période de 6 mois.

8. STATION DE TRAITEMENT DES EAUX DE PROCEDE

8.1 Objectif

Le traitement actuel au moyen de l'API séparateur des effluents est caractérisé par une faible efficacité et forte charge en hydrocarbures des eaux de procédés en sortie de bassin API. De plus, il y a une forte dilution de ces eaux de procédés par surverse d'eaux de réfrigération pour diminuer par dilution la teneur en hydrocarbures en sortie du bassin API, ce qui est contraire à toutes les bonnes pratiques. Ce sont probablement les rejets de la STIR en mer qui représentent le plus important impact négatif causé par cette installation sur l'environnement.

De ce fait, une des premières mesures pour éliminer ou réduire le risque de pollution causé par la STIR est d'arrêter la pollution de la mer par le rabattement de la charge polluante de ses rejets en mer à des concentrations acceptables pour le milieu écologique marin récepteur.

Dans l'étude de dépollution, la proposition pour la réalisation d'une unité de traitement des effluents huileux a été avancée et acceptée sur le principe par l'ANPE. Cette proposition semble à priori tenir compte des anciennes infrastructures d'épuration et des contraintes de terrain. A l'état actuel, un cahier des charges techniques particulières (CCTP) est en cours de préparation par un bureau d'études local mandaté par la STIR.

Vu l'importance de cette unité la participation de la BEI dans son financement est fortement recommandée et ce essentiellement dans le but d'augmenter la compétitivité internationale et assurer une gestion optimale de ce projet. En effet, les entreprises internationales les plus qualifiées seront plus rassurées et encouragées à y participer lorsqu'il s'agit d'un financement d'une institution financière internationale de grande réputation comme la BEI. D'autres parts toutes les pratiques qui assurent la réussite du projet, exigées par la BEI, seront mises en œuvre, telles que la transparence dans le dépouillement des offres, surveillance des travaux par un ingénieur FIDIC, exploitation temporaire et formation par le fournisseur, garanties, etc. (Voir Fiche de projet en Annexe 6)

8.2 Le procédé de traitement proposé

8.2.1 Choix du procédé

Le procédé de traitement envisagé correspond aux meilleures technologies disponibles (BAT) associant :

- Un traitement primaire de séparation eaux / hydrocarbures / sédiments (bassin API suivi par un CPI : objectif de réduction de la teneur en hydrocarbures à la limite de solubilité ;
- Un traitement secondaire physico chimique (aération / flottation / floculation) ;
- Un traitement des boues (épaississeurs et déshydratation mécanique par centrifuge).

8.2.2 Description technique

A l'état actuel, les eaux huileuses générées par les activités de la STIR sont transférées par un réseau gravitaire vers une unité de déshuilage type API séparateur. Cette unité enlève les huiles en surface par écrémage et les renvoie vers les bacs de stockage du slop pour recyclage. Les boues décantées sont enlevées de temps à autres par le biais des hydro cureurs de la STIR et éliminées dans des bourniers.

Les eaux ainsi traitées sont transférées dans un bassin de décantation (Bassin N°4) où elles sont mélangées avec les eaux de refroidissement avant leur rejet en mer. D'après l'étude de dépollution de la STIR [3], les caractéristiques des rejets des eaux huileuses générées par les activités de la raffinerie sont présentées dans le Tableau 8.

Le procédé de traitement choisi est basé sur la qualité physico-chimique du rejet et la vulnérabilité du milieu récepteur (milieu marin). Il inclut les actions suivantes :

- Réduction à la source la quantité des effluents huileux générés partout où c'est possible moyennant un système de « collecte des égouttures » ;
- Réalisation d'une station de traitement des effluents huileux issus de la raffinerie.
- Arrêt du refroidissement de l'eau de dessalage par l'eau de mer et installation d'un échangeur charge/effluent pour réduire la quantité d'eau de mer utilisée.

Système de collecte des eaux de procédé : Ce système permettra de collecter les condensats de vapeurs chauds évacués en cas d'urgence. Il est constitué d'un ballon pour liquide, des pompes verticales immergées entraînées par des moteurs électriques et un réseau de collecte. Une fois refroidis, les liquides seront transférés du ballon de vide vite chaud vers le système de Blow down existant.

Station de traitement des effluents industriels :

Le procédé de traitement proposé comprend les opérations suivantes :

1. Première séparation physique eau/ huile/boue effectuée dans le séparateur API N°3 existant ;
2. Deuxième séparation physique eaux/huile/boue effectuée dans un CPI (Corrugated Plate Interceptor) constitué de tôles inclinées qui permettent d'augmenter la vitesse ascensionnelle des huiles résiduelles ;
3. Coagulation ;
4. Flocculation ;
5. Flottation à air dissous (FAD) ;
6. Épaississement des boues récupérées ;
7. Déshydratation mécanique des boues par centrifugation.

Le schéma de procédé de la station de traitement des eaux de procédé proposée est présenté dans la Figure 24. Plus de détails sur le procédé de traitement proposé sont présentés dans l'étude de dépollution de la STIR [3].

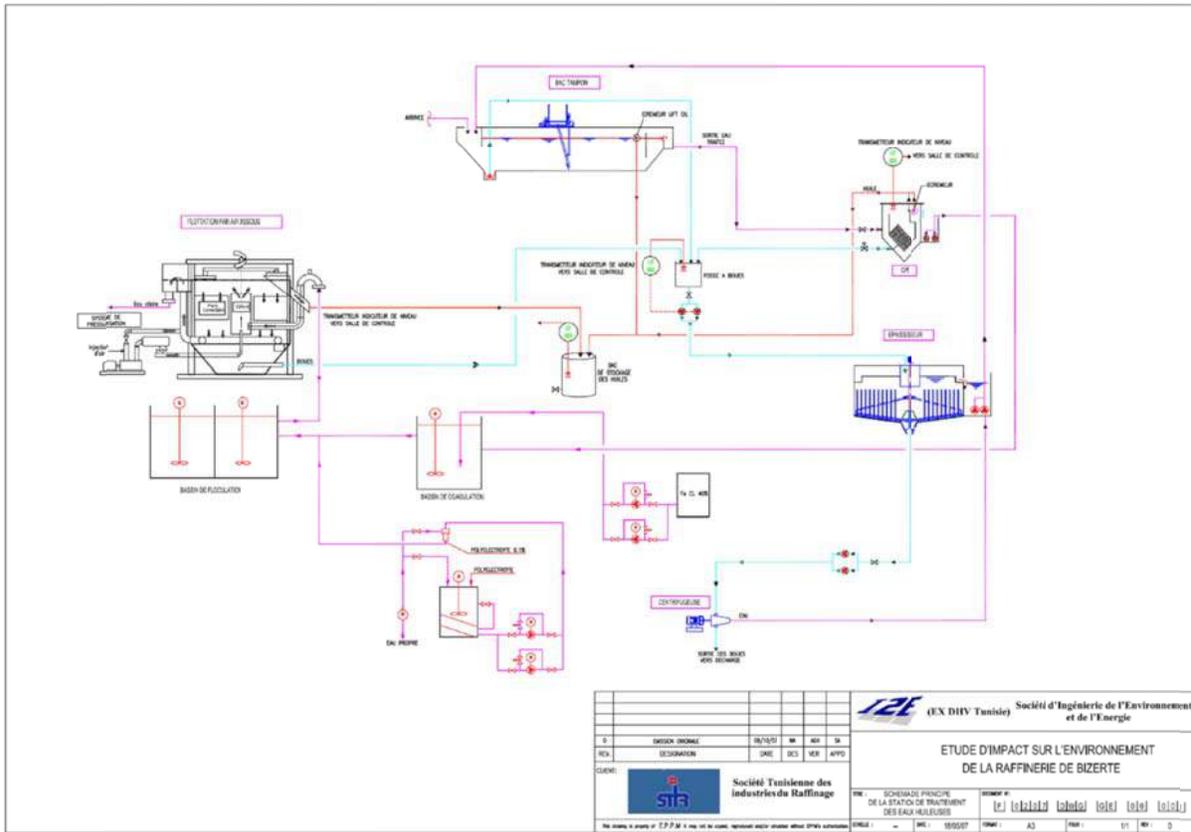


Figure 24 – Schéma du procédé de la station de traitement des eaux de procédé

8.2.3 Impact environnemental

L'impact environnemental de la station de traitement proposé est très favorable étant donné qu'une réduction importante des rejets d'hydrocarbures totaux, DCO et DBO, matières en suspension est attendue dans les eaux résiduaires.

Parallèlement, la réduction des rejets d'hydrocarbures dans les eaux résiduaires (en surface des bassins APIs) devrait s'accompagner d'une réduction importante des COV émis par ces bassins API.

8.2.4 Estimation budgétaire du projet

Dans l'étude de dépollution, le coût de réalisation de la station de traitement des eaux de procédé a été estimé à environ 3,3 millions d'Euros. Étant donné que la décomposition des prix de cette estimation n'était pas disponible, nous avons supposé que le budget proposé dans l'étude de dépollution comprend la conception-réalisation (Clé en main).

L'estimation budgétaire incluant toutes les activités à prendre normalement en considération est détaillée dans le Tableau 23.

Activité		Coûts (€)
DAO		
Préparation du dossier d'appel d'offres international	2 x 50j x1.000 €	50 000 €
Réalisation & RC		
Réalisation (clé en main)		3 300 000 €
Pièces de rechange	10% x 3.300.000 €	330 000 €
Formation/Renforcement des Capacités	2 x 6m x 16.000 €	192 000 €
Total Réalisation & RC		3 822 000 €
Supervision	3% du DB & RC	114 660 €
Sous-total		3 986 660 €
Aléas	10% du sous-total	398 666 €
Grand total		4 385 326 €

Tableau 23- Estimations du budget de la station de traitement des effluents du procédé

L'entreprise des travaux assistera la STIR pendant les 6 premiers mois suite à la réception provisoire dans l'exploitation de la nouvelle unité de traitement des effluents de la raffinerie. Cette assistance sera délivrée sous forme de renforcement des capacités avec modules de formation et manuels en Français et Arabe.

8.3 Procédure de passation du marché

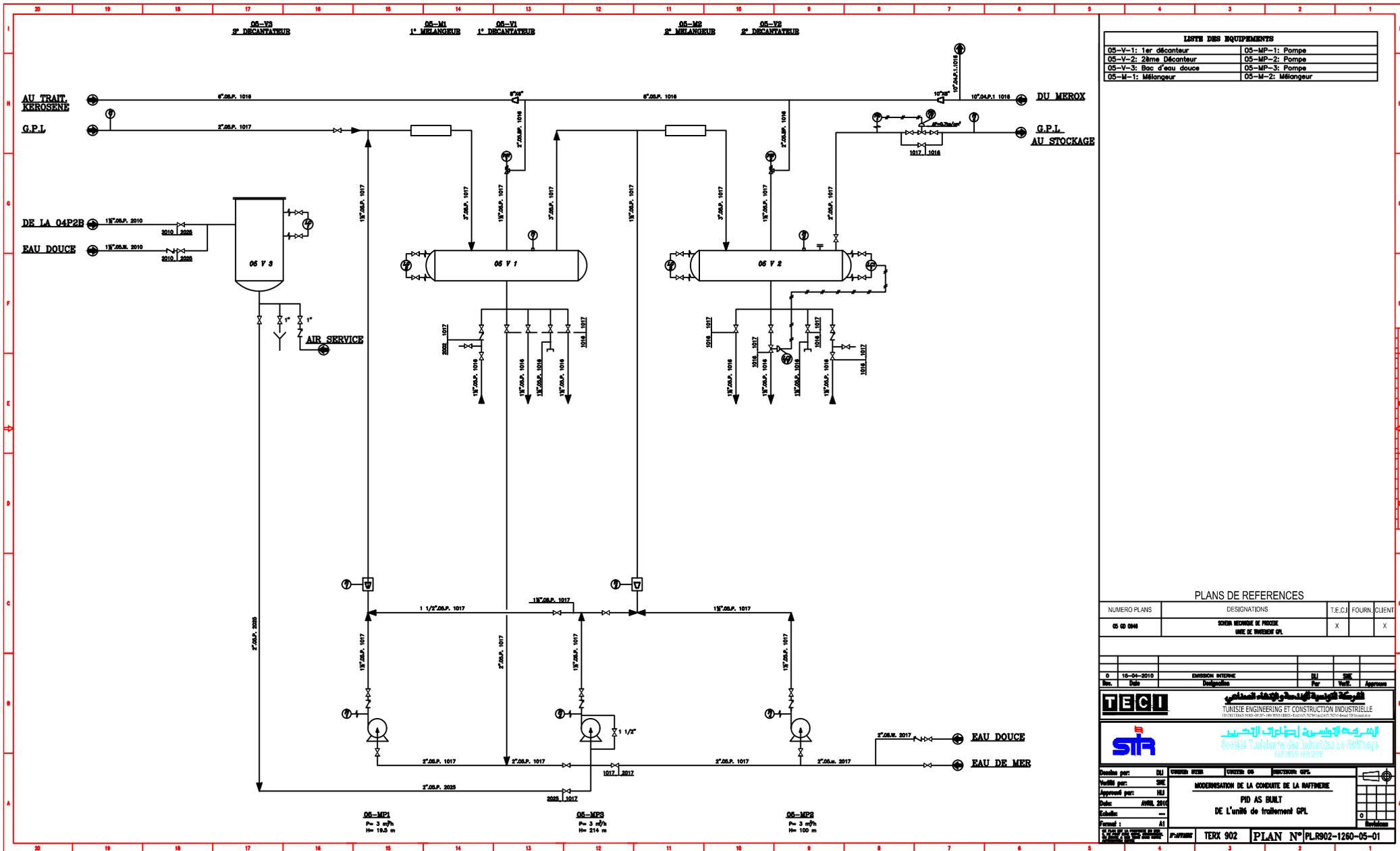
Pour garantir le maximum de réussite dans la mise en œuvre de la nouvelle station de traitement des effluents de la STIR, il est recommandé que l'appel d'offres soit international, publié entre autres dans le journal officiel de l'Union Européenne. La procédure de passation du marché doit obéir aux règles et directives adoptées par la BEI pour ce type de projets.

Le dossier d'appel d'offres (DAO) doit être d'un format standard accepté par la BEI et préférablement réalisé avec l'appui des experts de la mission d'assistance technique. L'appel d'offres sera ouvert (sans pré-qualification), et du type clé en main (Design-Build, FIDIC Yellow Book). Une fois préparé le DAO sera vérifié et approuvé par les responsables de la BEI, ensuite publié dans le J.O de l'Union Européenne et la presse locale.

Il faut réserver une période minimale de 6 mois pour la réception et dépouillement des offres jusqu'à la signature du contrat des travaux. Les travaux peuvent normalement être achevés dans une période de 16 mois à partir de la date de signature du contrat (4 mois ingénierie + 12 mois réalisation).

Un contrat de services indépendant doit être préparé et signé avec un ingénieur FIDIC pour la supervision des travaux. Pour cette mission, un appel d'offres international doit également être lancé et qui doit obéir aux conditions de la BEI en termes de passation des marchés.

Après la réception provisoire des travaux, l'entreprise sera demandée de fournir des services de formation et de renforcement des capacités du personnel concerné de la STIR qui peuvent s'étendre sur une période de 6 mois.



LISTE DES EQUIPEMENTS	
05-V-1: 1er déconteur	05-MP-1: Pompe
05-V-2: 2ème Déconteur	05-MP-2: Pompe
05-V-3: Bac d'eau douce	05-MP-3: Pompe
05-M-1: Mélangeur	05-M-2: Mélangeur

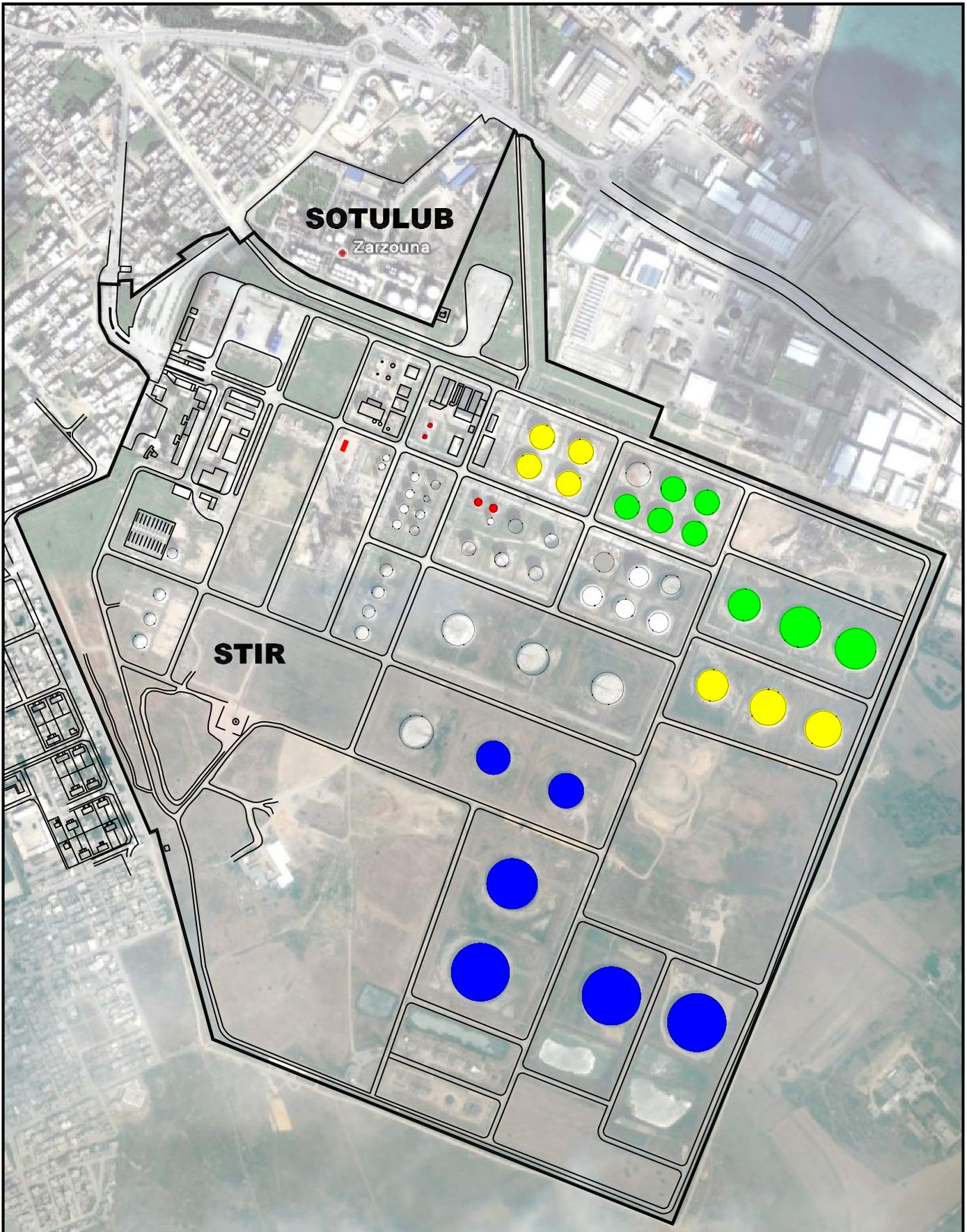
PLANS DE REFERENCES

NUMERO PLANS	DESIGNATIONS	T.E.C.I	FOURN.	CLIENT
05 00 040	SCHEM MECANIQUE DE PROCEDE UNITE DE TRAITEMENT GPL	X		X

Rev.	Date	EMISEN INTERNE	DL	SEC	Approuvé
0	10-04-2010				

TECI
 TUNISIE ENGINEERING ET CONSTRUCTION INDUSTRIELLE
 شركة تونسية للهندسة والبناء والصناعة
SIR
 شركة تونس للصناعة والهندسة والبناء
 Société Tunisienne des Industries et Bâtiments
 TUNISIE - TUNIS

Dessiné par:	DLI	VERIFIÉ PAR:	CHERIF GH	PROJETEUR G.P.L.	
Validé par:	SIE	MODERNISATION DE LA CONDUITE DE LA BATTERIE			
Approuvé par:	DLI	PID AS BUILT			
Date:	AVRIL 2010	DE L'UNITÉ DE TRAITEMENT GPL			
Échelle:	---				
Formé :	AI				



Source: Google Earth

Légende:

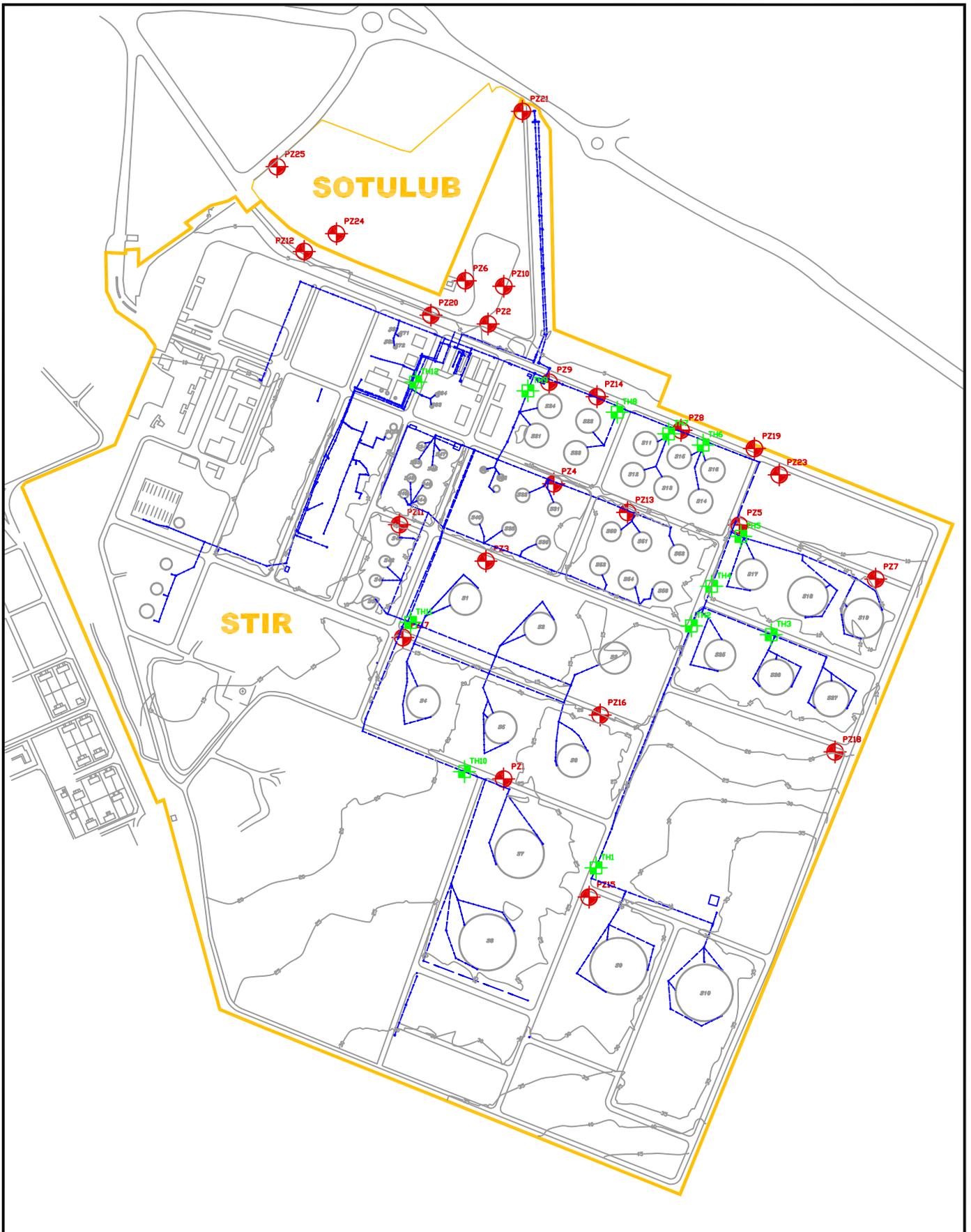
- BRUT
- SLOP
- FUEL OIL
- PRODUITS BLANCS
- GAS OIL



0 50 100 250

Echelle(m)
1/8.000e

Figure 4
 Identification des produits
 stockés
 STIR – TUNISIE



0 50 100 250
 Echelle(m)
 1/8.000e

Légende:

-  TH3 Sondage à la tarière manuelle
-  PZ24 Piézomètre
-  Conduite de drainage
-  Regard de contrôle

Figure 9
 Localisation des piézomètres
 et des sondages
 STIR – TUNISIE



Source: Google Earth

Figure 4

**LOCALISATION DE L'UNITÉ DE TRAITEMENT
GPL & INSTALLATIONS CONNEXES**

STIR-TUNISIE

ECHANTILLON	SODIUM (mg/l)
PZ 6	6 700
PZ 19	4 330
PZ 21	1 630
API (Déversoir)	6 750



0 50 100 250

Echelle(m)
1/8.000e

REFERENCES

- [1] « Quelles techniques pour quels traitements - Analyse coûts bénéfiques », Rapport Final BRGM/RP - 58609 – FR, Juin 2010.
- [2] « An overview and analysis of site remediation technologies”, Faisal I. Khan, Tahir Husain, Ramzi Hejazi, Journal of Environmental Management 71 (2004) 95–122.
- [3] « Étude de dépollution de la raffinerie de Bizerte », I2E, Rapport définitif (4^{ème} version), 14 mai 2010.
- [4] « SOTULUB, Société Tunisienne de Lubrifiants, Traitement des huiles usées à Zarzouna, Étude historique (EH) », Projet N° 1105 - Septembre 2011.
- [5] « Critères d'évaluation de la qualité des sols et des eaux souterraines », Phase 2 : Complément de normes – Volume 2, Révision et mise à jour des normes tunisiennes relevant de la protection de l'environnement, Géo-Environnement 19 juin 2009.
- [6] Norme tunisienne homologuée NT 106.02 (1989) Protection de l'environnement - Rejets des effluents dans le milieu hydrique (01/10/1989).
- [7] Alternatives dépollution STIR, Procédés de traitement des GPL, Station de traitement des eaux usées – déshuilage ; Note technico-économique - Michel LENOEL - 28/03/13.
- [8] Memo – STIR Bizerte - Strategy soil investigation and remediation (File : BC1940-100-100); Tony Kok, Royal Haskoning/DHV – 26/03/2013.
- [9] H2020 - Dépollution intégrale du lac de Bizerte, Rapport Diagnostic, version finale, Pescares/Atkins/LDK – mai 2011.
- [10] Étude technique de dépollution de la Société Tunisienne de Raffinage – STIR, ECA-Études, Conseils & Assistance – juin 2012.

ANNEXE – 1

Résultats des analyses chimiques

HaskoningDHV Nederland B.V.
à l'att. de Robert van Bruchem
Numéro de la boîte postale 1076
3800 BB AMERSFOORT

Certificat d'analyse

Date: 20-02-2013

Veillez trouver ci-joint les résultats des analyses suivantes.

Numéro de certificat	2013015645
Numéro de projet	BC1940-100-100
Nom de projet	Tunesie
Votre numéro de commande	BC1940-100-100
Réception échantillons	08-02-2013

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité. Laboratoire agréé par :

- en France : le Ministère chargé de l'Environnement dans le cadre des analyses dans le domaine de l'eau et des milieux aquatiques: portée disponible sur <http://www.labeau.ecologie.gouv.fr/index.php>.
- en Région de Bruxelles-Capitale : l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement.
- en Wallonie : le Ministère de Aménagement du territoire, de l'Urbanisme et de l'Environnement - DGRNE - OWD pour agréments laboratoire d'analyse de déchet et déchets toxiques & pour des analyses eaux de surfaces cat. A et C.
- en Luxembourg : le Ministère de l'Environnement.

Vous pouvez trouver dans le résumé "Spécifications des Méthodes d'Analyse" des informations complémentaires concernant ce rapport. Des exemplaires supplémentaires sont à disposition à la division "Vente et Conseils".

Les échantillons seront conservés pendant 6 semaines pour les sols et pendant 2 semaines pour les eaux. Sans avis contraire, ils seront détruits après cette période sans aucune communication de notre part. Si vous désirez que les échantillons soient conservés plus longtemps, veuillez retourner ce document signé au plus tard une semaine avant la date d'issue

Conserver jusqu'à:

Date:

Nom:

Signature:

En espérant que vous avez obtenu satisfaction. N'hésitez pas à contacter notre département "Vente et Conseils" si vous avez d'autres questions.

Cordialement,

Eurofins Analytico B.V.



Ing. A. Veldhuizen
Directeur de laboratoire

Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

Certificat d'analyse

Numéro de projet BC1940-100-100
 Nom de projet Tunesie
 Votre numéro de commande BC1940-100-100
 Prise d'échantillon 08-02-2013
 Echantillonneur T. Kok
 Eau; AS3000 (Eau)

Numéro de certificat/Version 2013015645/1
 Date de départ 08-02-2013
 Date du compte rendu 20-02-2013/08:41
 Annexe A, B, C, D
 Page 1/6

Analyse	Unité	1	2	3	4	5
Hydrocarbures Aromatiques Volatiles						
S Benzène	µg/L	<0.20	0.61	<0.20	<0.20	<0.20
S Toluène	µg/L	<0.30	<0.30	<0.30	<0.30	<0.30
S Ethylbenzène	µg/L	<0.30	1.7	<0.30	<0.30	<0.30
S o-Xylène	µg/L	<0.10	0.25	<0.10	0.13	<0.10
S m, p-Xylène	µg/L	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20
S Xylènes (total)	µg/L	0.21 ²⁾	0.39	0.21 ²⁾	0.27	0.21 ²⁾
Aromates somme (BTEX)	µg/L	<1.1	2.6	<1.1	<1.1	<1.1
S Naftalène	µg/L	<0.050	35	<0.050	3.3	<0.050
Hydrocarbures Halogène Organiques Volatile						
S Dichlorométhane	µg/L	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20
S Trichlorométhane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S Tetrachlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S Trichloroéthylène	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S Tetrachloroéthylène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S 1,1-Dichloroéthane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S 1,2-Dichloroéthane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S 1,1,1-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S 1,1,2-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S cis1,2-Dichloroéthène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S trans 1,2-Dichloroéthène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
Hydrocarbures Chlorés (totaux)	µg/L	<3.2	<3.2	<3.2	<3.2	<3.2
S cis+trans 1,2-Dichloroéthylènes (somme)	µg/L	0.14 ²⁾				
Huile minérale						
HTP (C10-C12)	µg/L	<8.0	2700	<8.0	120	<8.0
HTP (C12-C16)	µg/L	<15	2900	<15	110	<15
HTP (C16-C21)	µg/L	<16	890	<16	<16	<16
HTP (C21-C30)	µg/L	<31	530	<31	<31	<31
HTP (C30-C35)	µg/L	<15	100	<15	<15	<15
HTP (C35-C40)	µg/L	<15	<15	<15	<15	<15
S HTP (C10-C40)	µg/L	<100	7200	<100	270	<100

No. Description de l'échantillon

1 PZ01-01
 2 PZ02-01
 3 PZ03-01
 4 PZ04-01
 5 PZ05-01

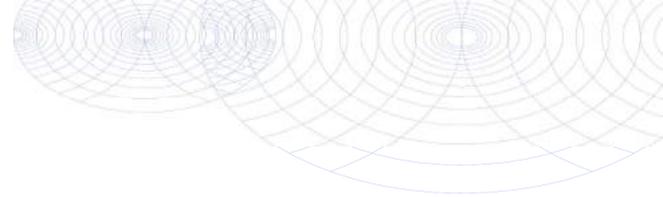
Analytico-no.

7385393
 7385394
 7385395
 7385396
 7385397

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Eurofins Analytico B.V.

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.



Certificat d'analyse

Numéro de projet	BC1940-100-100	Numéro de certificat/Version	2013015645/1
Nom de projet	Tunesie	Date de départ	08-02-2013
Votre numéro de commande	BC1940-100-100	Date du compte rendu	20-02-2013/08:41
Prise d'échantillon	08-02-2013	Annexe	A, B, C, D
Echantillonneur	T. Kok	Page	2/6
	Eau; AS3000 (Eau)		

Analyse	Unité	1	2	3	4	5
Chromatogram			Sur annexe		Sur annexe	

No. Description de l'échantillon

- 1 PZ01-01
- 2 PZ02-01
- 3 PZ03-01
- 4 PZ04-01
- 5 PZ05-01

- Analytico-no.**
- 7385393
 - 7385394
 - 7385395
 - 7385396
 - 7385397

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.

Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
 3771 NB Barneveld
 P.O. Box 459
 3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
 Fax +31 (0)34 242 63 99
 E-mail info-env@eurofins.nl
 Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
 VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
 KvK No. 09088623
 IBAN: NL71BNPR0227924525
 BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).



Certificat d'analyse

Numéro de projet BC1940-100-100
 Nom de projet Tunesie
 Votre numéro de commande BC1940-100-100
 Prise d'échantillon 08-02-2013
 Echantillonneur T. Kok
 Eau; AS3000 (Eau)

Numéro de certificat/Version 2013015645/1
 Date de départ 08-02-2013
 Date du compte rendu 20-02-2013/08:41
 Annexe A, B, C, D
 Page 3/6

Analyse	Unité	6	7	8	9	10
Hydrocarbures Aromatiques Volatiles						
S Benzène	µg/L	31	<0.20	<0.20	11	<0.20
S Toluène	µg/L	<0.30	<0.30	<0.30	<0.30	<0.30
S Ethylbenzène	µg/L	74	0.40	<0.30	6.6	<0.30
S o-Xylène	µg/L	3.7	<0.10	<0.10	0.37	<0.10
S m, p-Xylène	µg/L	130	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20
S Xylènes (total)	µg/L	130	0.21 ²⁾	0.21 ²⁾	0.51	0.21 ²⁾
Aromates somme (BTEX)	µg/L	240	<1.1	<1.1	18	<1.1
S Naftalène	µg/L	290	0.087	<0.050	190	0.67
Hydrocarbures Halogène Organiques Volatile						
S Dichlorométhane	µg/L	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20
S Trichlorométhane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S Tetrachlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S Trichloroéthylène	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S Tetrachloroéthylène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S 1,1-Dichloroéthane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S 1,2-Dichloroéthane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S 1,1,1-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S 1,1,2-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S cis1,2-Dichloroéthène	µg/L	0.37	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S trans 1,2-Dichloroéthène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
Hydrocarbures Chlorés (totaux)	µg/L	<3.2	<3.2	<3.2	<3.2	<3.2
S cis+trans 1,2-Dichloroéthylènes (somme)	µg/L	0.44	0.14 ²⁾	0.14 ²⁾	0.14 ²⁾	0.14 ²⁾
Huile minérale						
HTP (C10-C12)	µg/L	480000	<8.0	<8.0	1400	<8.0
HTP (C12-C16)	µg/L	400000	<15	<15	1400	<15
HTP (C16-C21)	µg/L	97000	<16	<16	130	<16
HTP (C21-C30)	µg/L	73000	<31	<31	79	<31
HTP (C30-C35)	µg/L	13000	<15	<15	15	<15
HTP (C35-C40)	µg/L	6800	<15	<15	<15	<15
S HTP (C10-C40)	µg/L	1.1E6	<100	<100	3100	<100

No. Description de l'échantillon

6 PZ06-01
 7 PZ07-1
 8 PZ08-01
 9 PZ10-01
 10 PZ11-01

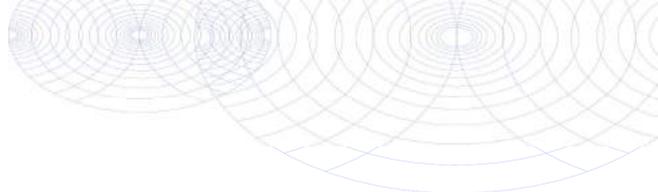
Analytico-no.

7385398
 7385399
 7385400
 7385402
 7385403

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Eurofins Analytico B.V.

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.



Certificat d'analyse

Numéro de projet	BC1940-100-100	Numéro de certificat/Version	2013015645/1
Nom de projet	Tunesie	Date de départ	08-02-2013
Votre numéro de commande	BC1940-100-100	Date du compte rendu	20-02-2013/08:41
Prise d'échantillon	08-02-2013	Annexe	A, B, C, D
Echantillonneur	T. Kok	Page	4/6
	Eau; AS3000 (Eau)		

Analyse	Unité	6	7	8	9	10
Chromatogram		Sur annexe			Sur annexe	

No. Description de l'échantillon

6 PZ06-01
7 PZ07-1
8 PZ08-01
9 PZ10-01
10 PZ11-01

Analytico-no.

7385398
7385399
7385400
7385402
7385403

Q: analyse accréditée par RvA
A: Opération accréditée de AP04
S: Opération accréditée de AS3000

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.

Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPR0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).



Certificat d'analyse

Numéro de projet BC1940-100-100
 Nom de projet Tunesie
 Votre numéro de commande BC1940-100-100
 Prise d'échantillon 08-02-2013
 Echantillonneur T. Kok
 Eau; AS3000 (Eau)

Numéro de certificat/Version 2013015645/1
 Date de départ 08-02-2013
 Date du compte rendu 20-02-2013/08:41
 Annexe A, B, C, D
 Page 5/6

Analyse	Unité	11	12	13	14
Hydrocarbures Aromatiques Volatiles					
S Benzène	µg/L	1200 ¹⁾	300	<0.20	1200 ¹⁾
S Toluène	µg/L	2.0	20	<0.30	2.2
S Ethylbenzène	µg/L	53	1900 ¹⁾	<0.30	56
S o-Xylène	µg/L	4.3	140	<0.10	4.5
S m, p-Xylène	µg/L	3.0	230	<0.20	3.2
S Xylènes (total)	µg/L	7.2	370	0.21 ²⁾	7.7
Aromates somme (BTEX)	µg/L	1200	2600	<1.1	1300
S Naftalène	µg/L	30	290	<0.050	31
Hydrocarbures Halogène Organiques Volatile					
S Dichlorométhane	µg/L	<0.20	<0.20	<0.20	<0.20
S Trichlorométhane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S Tetrachlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S Trichloroéthylène	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S Tetrachloroéthylène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S 1,1-Dichloroéthane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S 1,2-Dichloroéthane	µg/L	<0.60	<0.60	<0.60	<0.60
S 1,1,1-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S 1,1,2-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10
S cis1,2-Dichloroéthène	µg/L	11	<0.10	<0.10	11
S trans 1,2-Dichloroéthène	µg/L	0.11	<0.10	<0.10	<0.10
Hydrocarbures Chlorés (totaux)	µg/L	11	<3.2	<3.2	11
S cis+trans 1,2-Dichloroéthylènes (somme)	µg/L	11	0.14 ²⁾	0.14 ²⁾	11
Huile minérale					
HTP (C10-C12)	µg/L	310	950	<8.0	250
HTP (C12-C16)	µg/L	110	560	<15	88
HTP (C16-C21)	µg/L	<16	460	<16	<16
HTP (C21-C30)	µg/L	<31	210	<31	<31
HTP (C30-C35)	µg/L	<15	<15	<15	<15
HTP (C35-C40)	µg/L	<15	<15	<15	<15
S HTP (C10-C40)	µg/L	420	2200	<100	330

No. Description de l'échantillon

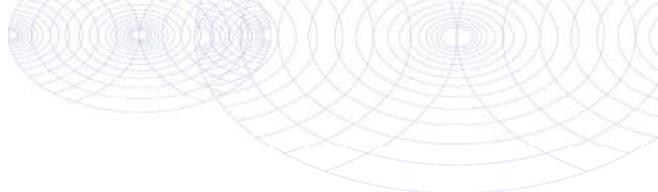
11 PZ12-01
 12 PZ13-10
 13 PZ29-01
 14 PZ30-10

Analytico-no.
 7385404
 7385405
 7385406
 7385407

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Eurofins Analytico B.V.

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.



Certificat d'analyse

Numéro de projet	BC1940-100-100	Numéro de certificat/Version	2013015645/1
Nom de projet	Tunesie	Date de départ	08-02-2013
Votre numéro de commande	BC1940-100-100	Date du compte rendu	20-02-2013/08:41
Prise d'échantillon	08-02-2013	Annexe	A, B, C, D
Echantillonneur	T. Kok	Page	6/6
	Eau; AS3000 (Eau)		

Analyse	Unité	11	12	13	14
Chromatogram		Sur annexe	Sur annexe		Sur annexe

No. Description de l'échantillon

- 11 PZ12-01
- 12 PZ13-10
- 13 PZ29-01
- 14 PZ30-10

Analytico-no.
 7385404
 7385405
 7385406
 7385407

Eurofins Analytico B.V.



Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.

**Accord
Pr.coord.**

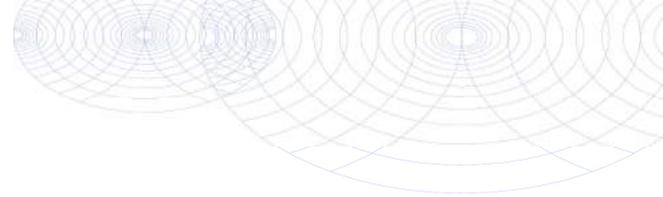
SK

Gildeweg 44-46
 3771 NB Barneveld
 P.O. Box 459
 3770 AL Barneveld NL
 Tel. +31 (0)34 242 63 00
 Fax +31 (0)34 242 63 99
 E-mail info-env@eurofins.nl
 Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
 VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
 KvK No. 09088623
 IBAN: NL71BNPR0227924525
 BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).





Annexe (A) avec information de sub-échantillon appartenant au certificat d'analyse 2013015645/1

Analytico-no.	No.de forage	Description	De	Jusque	Code barres	Description de l'échantillon
7385393					0720146004	PZ01-01
7385393					0675009874	
7385393					0675009866	
7385394					0720146120	PZ02-01
7385394					0675009882	
7385394					0675009897	
7385395					0720146149	PZ03-01
7385395					0675009876	
7385395					0675009884	
7385396					0720146155	PZ04-01
7385396					0675009892	
7385396					0675009908	
7385397					0720146146	PZ05-01
7385397					0675009886	
7385397					0675009894	
7385398					0720146209	PZ06-01
7385398					0675009839	
7385398					0675009859	
7385399					0720146148	PZ07-1
7385399					0675009854	
7385399					0675009895	
7385400					0720146208	PZ08-01
7385400					0675009837	
7385400					0675009842	
7385402					0720146139	PZ10-01
7385402					0675009863	
7385402					0675009838	
7385403					0720146150	PZ11-01
7385403					0675009896	
7385403					0675009846	
7385404					0720146141	PZ12-01
7385404					0675009857	
7385404					0675009883	
7385405					0720146144	PZ13-10
7385405					0675009906	
7385405					0675009885	

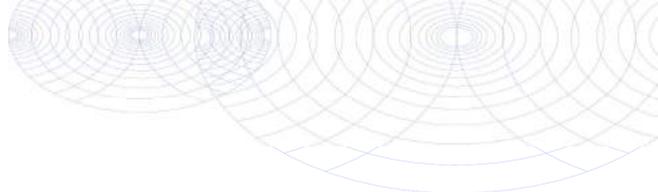
Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VRT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNP0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).



Annexe (A) avec information de sub-échantillon appartenant au certificat d'analyse 2013015645/1

Page 2/2

Analytico-no.	No. de forage	Description	De	Jusque	Code barres	Description de l'échantillon
7385406					0720146121	PI29-01
7385406					0675009862	
7385406					0675009858	
7385407					0720146140	PI30-10
7385407					0675009840	
7385407					0675009877	



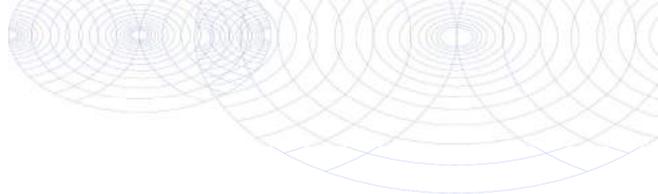
Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VRT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

**Annexe (B) jointe au certificat d'analyse 2013015645/1**

Page 1/1

Remarque 1)

La valeur mesurée est en dehors du domaine de la méthode d'étalonnage.

Remarque 2)

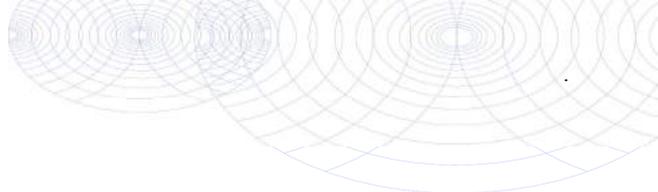
De toetswaarde van de som is gelijk aan de sommatie van $0,7 \times RG$.

**Eurofins Analytico B.V.**

Gildeweg 44-46 Tel. +31 (0)34 242 63 00
3771 NB Barneveld Fax +31 (0)34 242 63 99
P.O. Box 459 E-mail info-env@eurofins.nl
3770 AL Barneveld NL Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).



Le document annexe (C) concerne références de la méthode reportée sur le certificat d'analyse 2013015645

Page 1/1

Analyse	Méthode	Technique	Référence de la méthode
HCT (GC)	W0215	IGV-CG-DIF	Cf. pb 3110-5
Chromatogram HCT (GC)	W0215	IGV-CG-DIF	Méthode interne

Le complément d'information au sujet des méthodes de recherche appliquées ainsi qu'une classification de l'exactitude des méthodes se trouve dans notre supplément "spécifications méthodes d'analyse" version 2011.



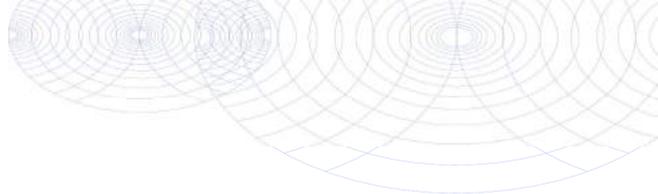
Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

**Annexe (D) remarques concernant l'échantillonnage et délai de conservation 2013015645/1**

Page 1/1

Des différences par rapport à nos critères ont été observés et cela peut influencer l'exactitude des résultats des échantillons indiqués ci-dessous.

Analyse

Au contrôle interne, la valeur du pH ne correspond pas aux critères d'exigence.

Volatil (HS) prétraitement

Analytico-no.

7385394

7385403

**Eurofins Analytico B.V.**

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

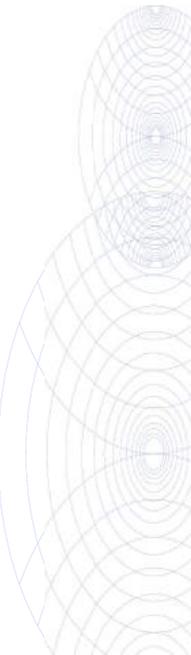
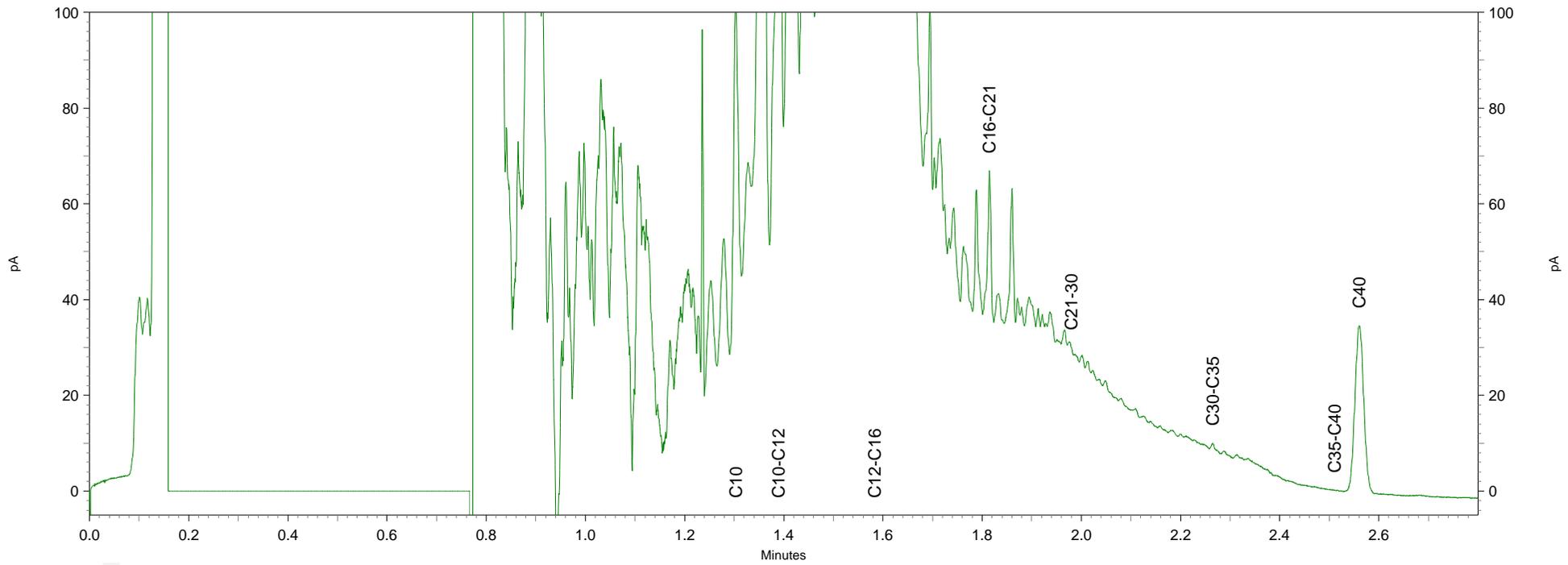
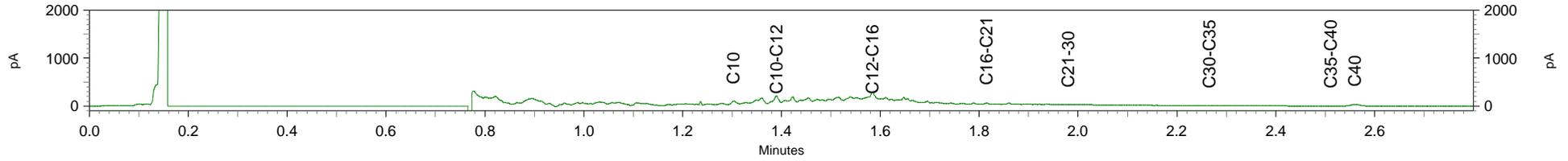
Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloise (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

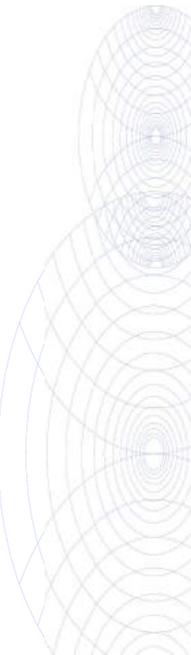
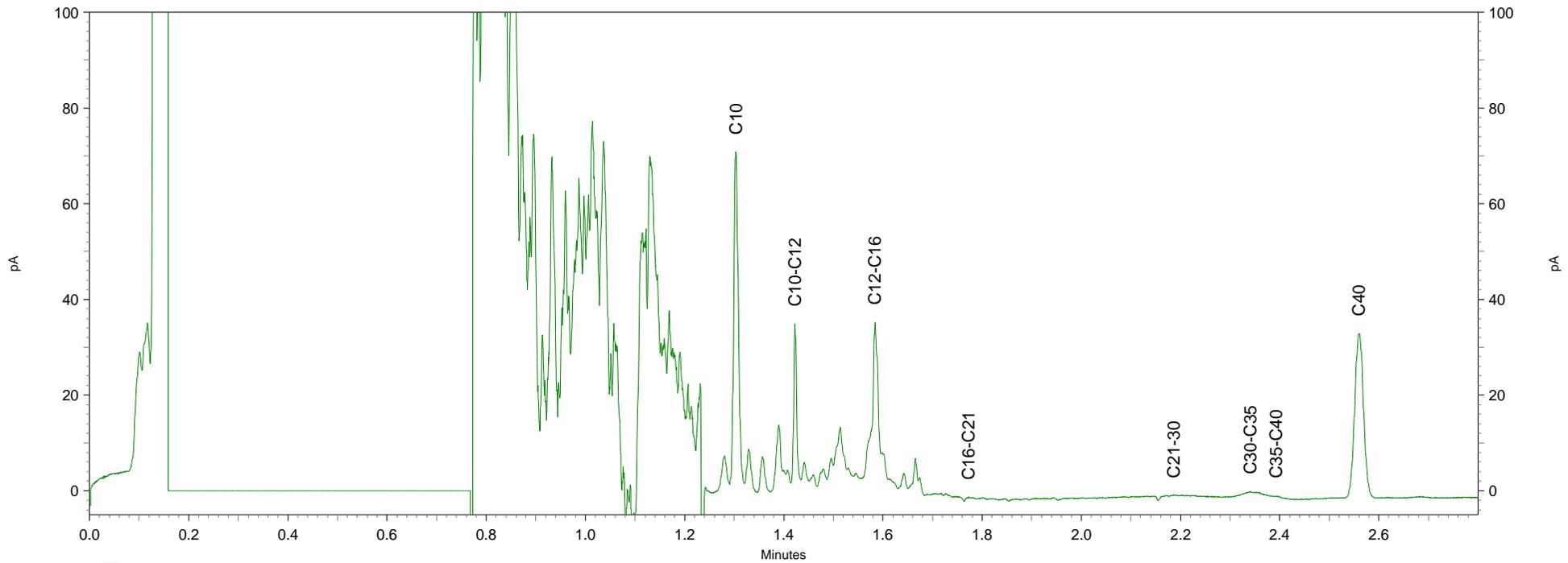
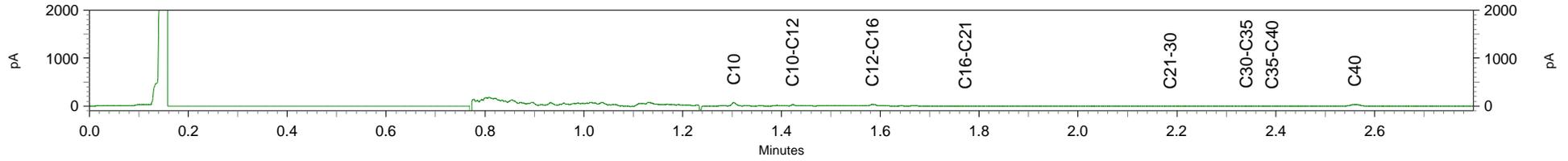
Chromatogram TPH/ Mineral Oil

Sample ID.: 7385394
Certificate no.: 2013015645
Sample description.: PZ02-01
V



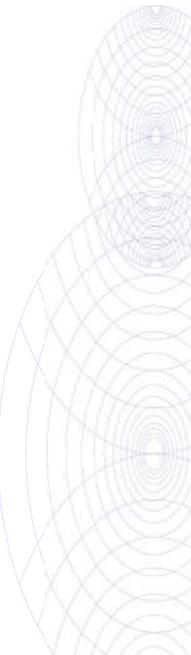
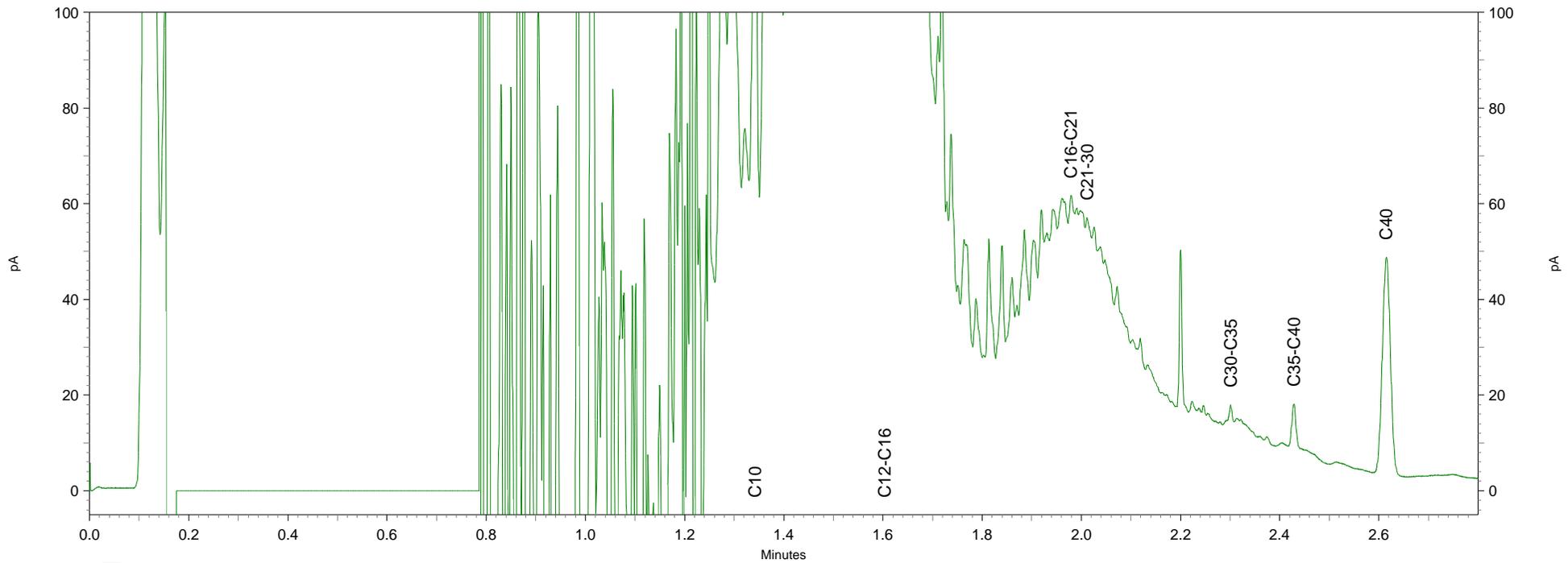
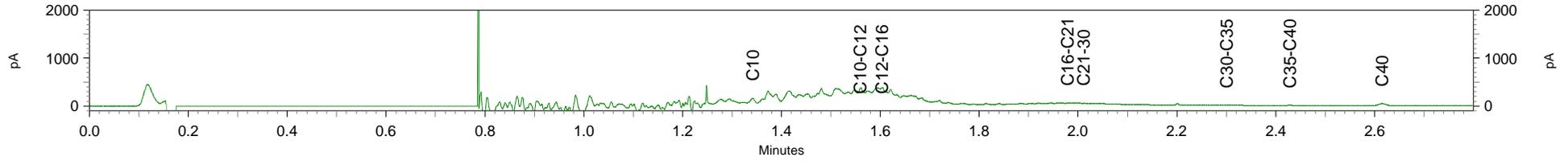
Chromatogram TPH/ Mineral Oil

Sample ID.: 7385396
Certificate no.: 2013015645
Sample description.: PZ04-01
V



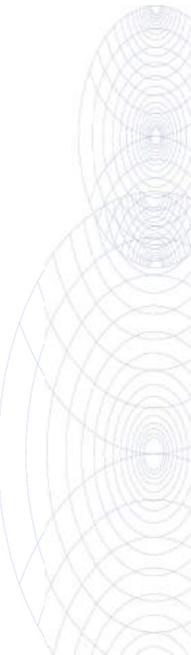
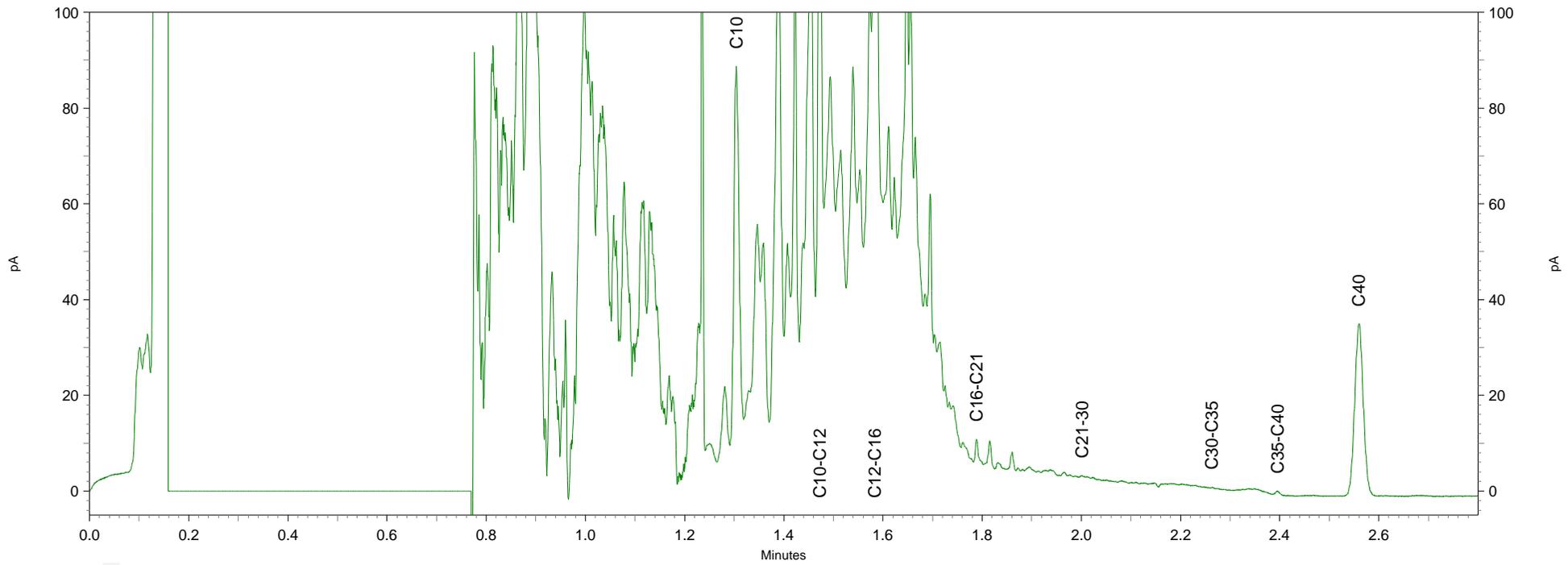
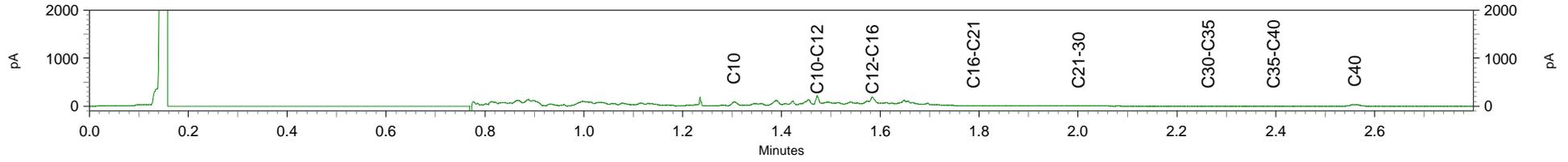
Chromatogram TPH/ Mineral Oil

Sample ID.: 7385398 100vv
Certificate no.: 2013015645
Sample description.: PZ06-01
V



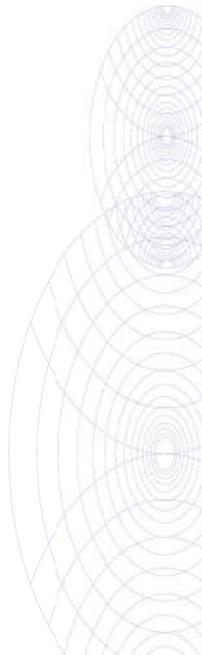
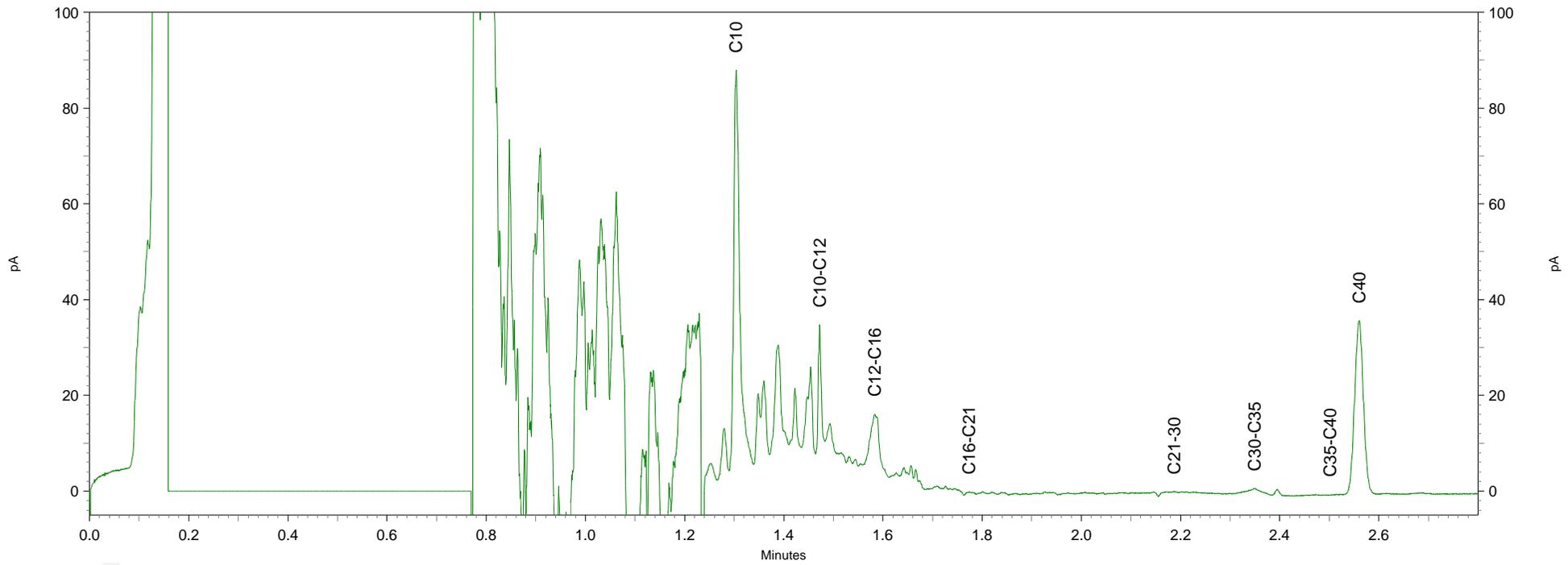
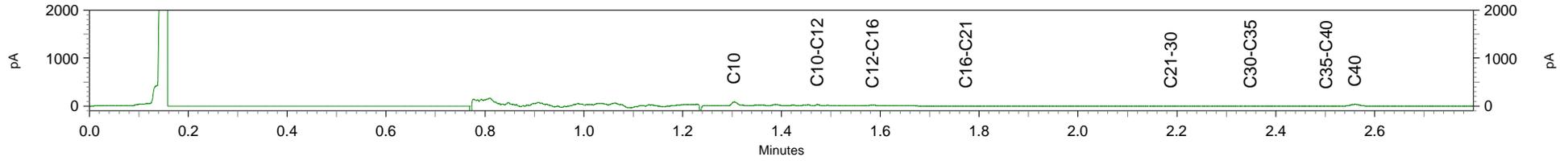
Chromatogram TPH/ Mineral Oil

Sample ID.: 7385402
Certificate no.: 2013015645
Sample description.: PZ10-01
V



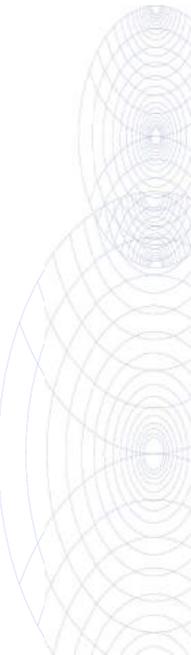
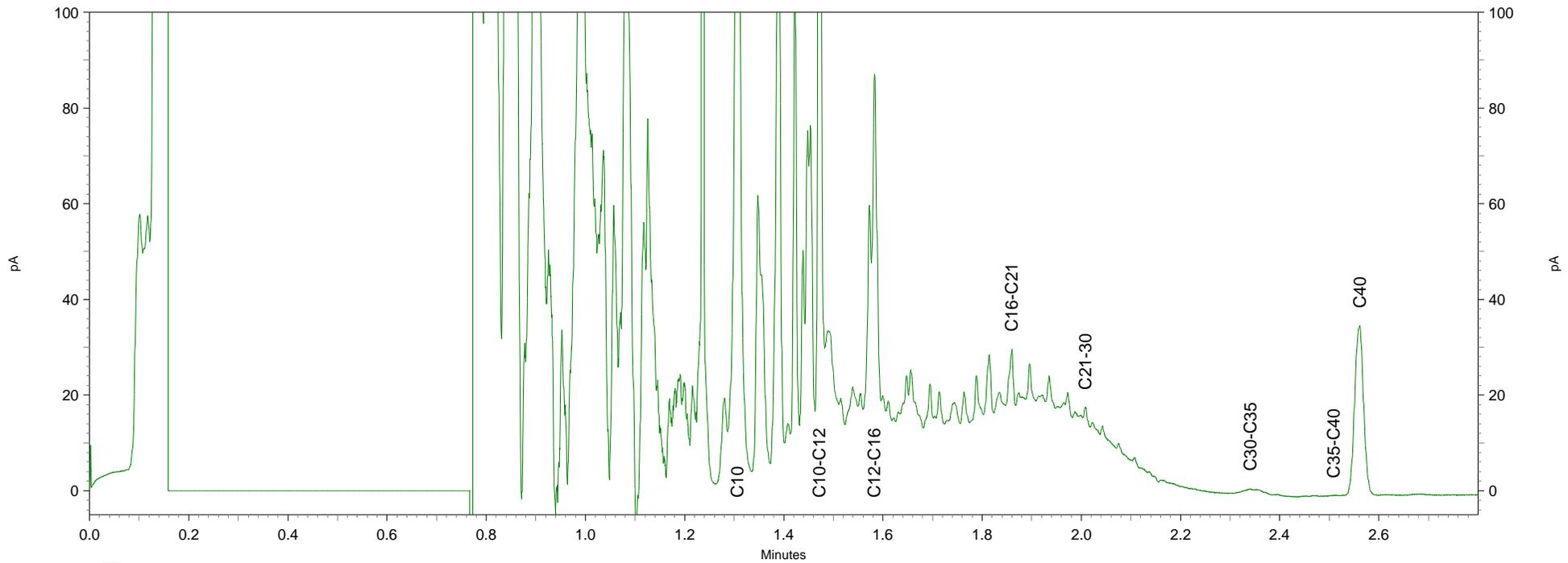
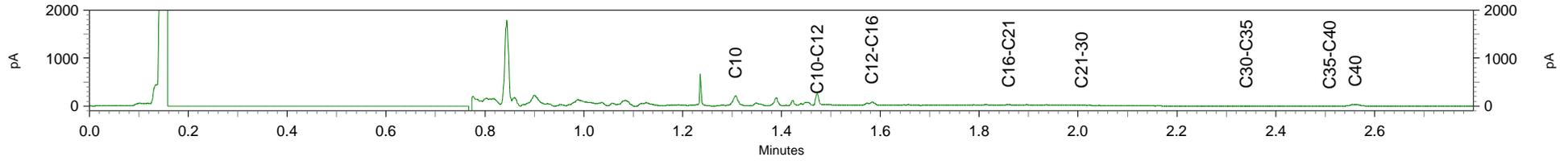
Chromatogram TPH/ Mineral Oil

Sample ID.: 7385404
Certificate no.: 2013015645
Sample description.: PZ12-01
V



Chromatogram TPH/ Mineral Oil

Sample ID.: 7385405
Certificate no.: 2013015645
Sample description.: PZ13-10
V



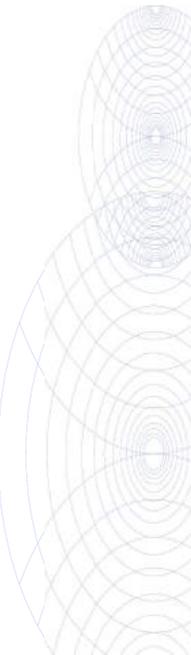
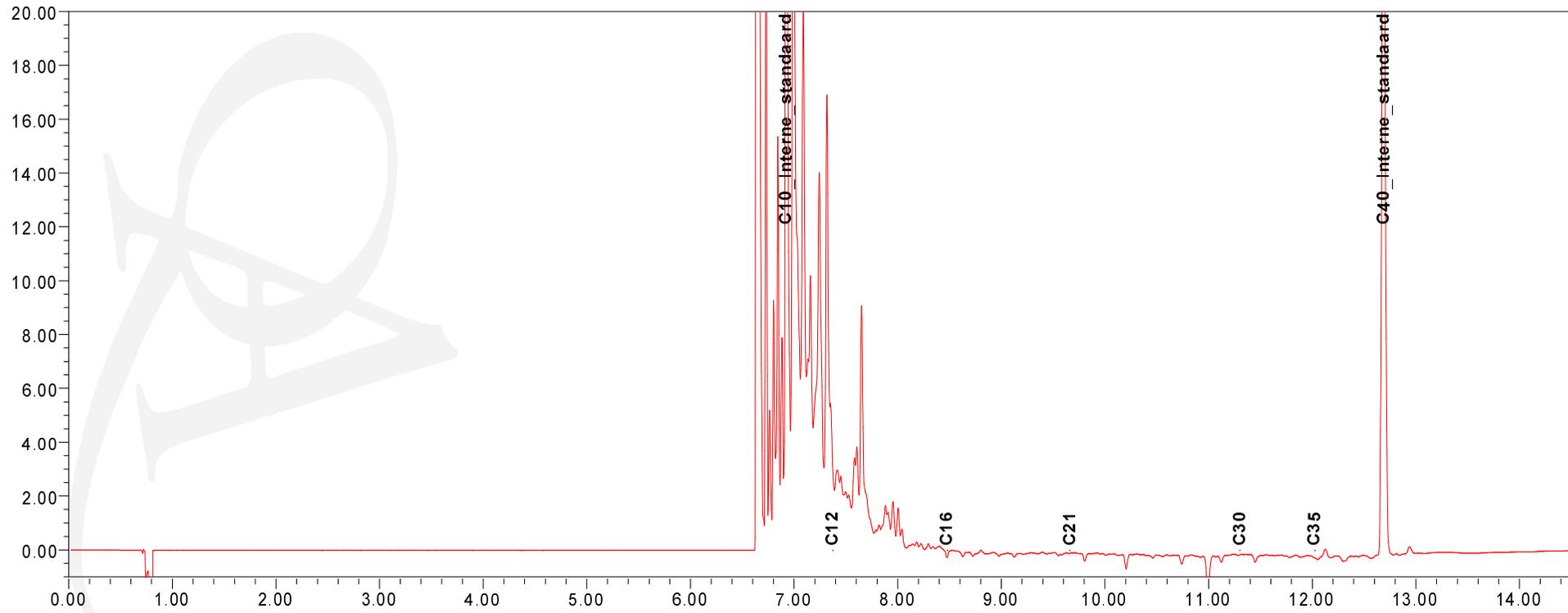
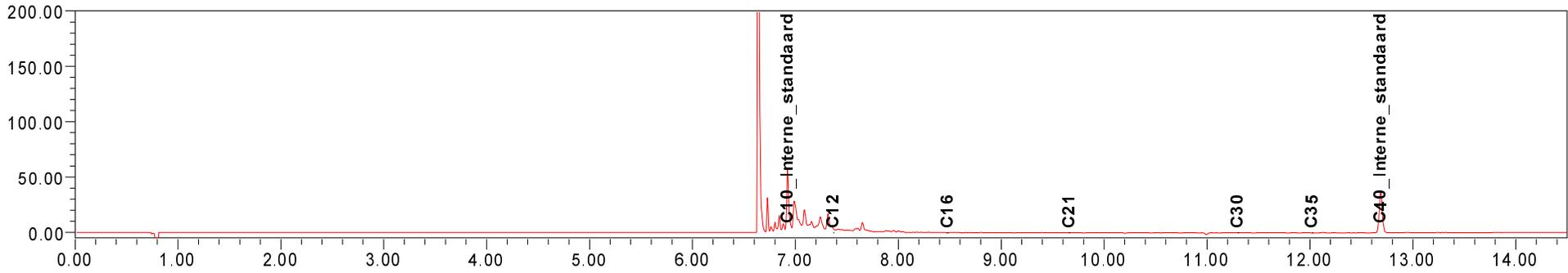
Chromatogram TPH/Mineral Oil

Sample id.: 7385407

Processing Method MO_23_FullRange

Certificate no.: 2013015645

Sample description.: PZ30-10



HaskoningDHV Nederland B.V.
à l'att. de Robert van Bruchem
Numéro de la boîte postale 1076
3800 BB AMERSFOORT

Certificat d'analyse

Date: 19-03-2013

Veillez trouver ci-joint les résultats des analyses suivantes.

Numéro de certificat/Version	2013028864/1
Numéro de projet	BC1940-100-100
Nom de projet	Tunesie
Votre numéro de commande	BC1940-100-100
Réception échantillons	08-03-2013

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité. Laboratoire agréé par :

- en France : le Ministère chargé de l'Environnement dans le cadre des analyses dans le domaine de l'eau et des milieux aquatiques: portée disponible sur <http://www.labeau.ecologie.gouv.fr/index.php>.
- en Région de Bruxelles-Capitale : l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement.
- en Wallonie : le Ministère de Aménagement du territoire, de l'Urbanisme et de l'Environnement - DGRNE - OWD pour agréments laboratoire d'analyse de déchet et déchets toxiques & pour des analyses eaux de surfaces cat. A et C.
- en Luxembourg : le Ministère de l'Environnement.

Vous pouvez trouver dans le résumé "Spécifications des Méthodes d'Analyse" des informations complémentaires concernant ce rapport. Des exemplaires supplémentaires sont à disposition à la division "Vente et Conseils".

Les échantillons seront conservés pendant 6 semaines pour les sols et pendant 2 semaines pour les eaux. Sans avis contraire, ils seront détruits après cette période sans aucune communication de notre part. Si vous désirez que les échantillons soient conservés plus longtemps, veuillez retourner ce document signé au plus tard une semaine avant la date d'issue

Conserver jusqu'à:

Date:

Nom:

Signature:

En espérant que vous avez obtenu satisfaction. N'hésitez pas à contacter notre département "Vente et Conseils" si vous avez d'autres questions.

Cordialement,

Eurofins Analytico B.V.



Ing. A. Veldhuizen
Directeur de laboratoire

Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

HaskoningDHV Nederland B.V.
à l'att. de Robert van Bruchem
Numéro de la boîte postale 1076
3800 BB AMERSFOORT

Certificat d'analyse

Date: 19-03-2013

Veuillez trouver ci-joint les résultats des analyses suivantes.

Numéro de certificat/Version	2013028864/2
Numéro de projet	BC1940-100-100
Nom de projet	Tunesie
Votre numéro de commande	BC1940-100-100
Réception échantillons	08-03-2013

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité. Laboratoire agréé par :

- en France : le Ministère chargé de l'Environnement dans le cadre des analyses dans le domaine de l'eau et des milieux aquatiques: portée disponible sur <http://www.labeau.ecologie.gouv.fr/index.php>.
- en Région de Bruxelles-Capitale : l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement.
- en Wallonie : le Ministère de Aménagement du territoire, de l'Urbanisme et de l'Environnement - DGRNE - OWD pour agréments laboratoire d'analyse de déchet et déchets toxiques & pour des analyses eaux de surfaces cat. A et C.
- en Luxembourg : le Ministère de l'Environnement.

Vous pouvez trouver dans le résumé "Spécifications des Méthodes d'Analyse" des informations complémentaires concernant ce rapport. Des exemplaires supplémentaires sont à disposition à la division "Vente et Conseils".

Les échantillons seront conservés pendant 6 semaines pour les sols et pendant 2 semaines pour les eaux. Sans avis contraire, ils seront détruits après cette période sans aucune communication de notre part. Si vous désirez que les échantillons soient conservés plus longtemps, veuillez retourner ce document signé au plus tard une semaine avant la date d'issue

Conserver jusqu'à:

Date:

Nom:

Signature:

En espérant que vous avez obtenu satisfaction. N'hésitez pas à contacter notre département "Vente et Conseils" si vous avez d'autres questions.

Cordialement,

Eurofins Analytico B.V.



Ing. A. Veldhuizen
Directeur de laboratoire

Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

Certificat d'analyse

Numéro de projet BC1940-100-100
 Nom de projet Tunisie
 Votre numéro de commande BC1940-100-100
 Prise d'échantillon 08-03-2013
 Echantillonneur
 Eau; Eau souterraine

Numéro de certificat/Version 2013028864/2
 Date de départ 08-03-2013
 Date du compte rendu 19-03-2013/09:13
 Annexe A, B, C, D
 Page 1/4

Analyse	Unité	1	2	3	4	5
Hydrocarbures Aromatiques Volatiles						
Q Benzène	µg/L	0.25	<0.20	16	<0.20	<2.0
Q Toluène	µg/L	0.25	4.9	7.3	17	930
Q Ethylbenzène	µg/L	<0.20	<0.20	0.62	<0.20	<2.0
Q o-Xylène	µg/L	<0.20	<0.20	1.3	<0.20	<2.0
Q m, p-Xylène	µg/L	<0.20	<0.20	1.8	<0.20	<2.0
Q Xylènes (totals)	µg/L	<0.40	<0.40	3.0	<0.40	<4.0
Q Aromates somme (BTEX)	µg/L	<1.0	4.9	27	17	930
Q Naftalène	µg/L	1.2	<0.20	0.27	<0.20	<2.0
Hydrocarbures Halogène Organiques Volatile						
Q Dichlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	0.11	<0.10	<1.0
Q Trichlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	0.13	<0.10	1.0
Q Tetrachlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q Trichloroéthylène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q Tetrachloroéthylène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,1-Dichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,2-Dichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,1,1-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,1,2-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q cis1,2-Dichloroéthène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	1.1	<1.0
Q trans 1,2-Dichloroéthène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	0.13	<1.0
Q cis+trans 1,2-Dichloroéthènes (somme)	µg/L	<0.20	<0.20	<0.20	1.2	<2.0
Q Hydrocarbures Chlorés (totaux)	µg/L	<1.1	<1.1	<1.1	1.2	<11
Q Chlorure de vinyl	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Huile minérale						
HTP (C10-C12)	µg/L	30	<4.0	<4.0	<4.0	11
HTP (C12-C16)	µg/L	37	10	<5.0	<5.0	20
HTP (C16-C21)	µg/L	19	6.5	22	<6.0	49
HTP (C21-C30)	µg/L	<10	<10	<10	19	120
HTP (C30-C35)	µg/L	<5.0	5.1	<5.0	<5.0	27
HTP (C35-C40)	µg/L	<8.0	<8.0	<8.0	<8.0	9.3

No. Description de l'échantillon

1 PZ4
 2 PZ16
 3 PZ19
 4 PZ21
 5 PZ22

Analytico-no.

7435864
 7435865
 7435866
 7435867
 7435868

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Eurofins Analytico B.V.

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.

Certificat d'analyse

Numéro de projet	BC1940-100-100	Numéro de certificat/Version	2013028864/2
Nom de projet	Tunesie	Date de départ	08-03-2013
Votre numéro de commande	BC1940-100-100	Date du compte rendu	19-03-2013/09:13
Prise d'échantillon	08-03-2013	Annexe	A, B, C, D
Echantillonneur	Eau; Eau souterraine	Page	2/4

Analyse	Unité	1	2	3	4	5
Q HTP (C10-C40)	µg/L	86	<38	<38	<38	230
Chromatogram		Sur annexe			Sur annexe	

No. Description de l'échantillon

- 1 PZ4
- 2 PZ16
- 3 PZ19
- 4 PZ21
- 5 PZ22

Analytico-no.
 7435864
 7435865
 7435866
 7435867
 7435868

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.

Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
 3771 NB Barneveld
 P.O. Box 459
 3770 AL Barneveld NL
 Tel. +31 (0)34 242 63 00
 Fax +31 (0)34 242 63 99
 E-mail info-env@eurofins.nl
 Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
 VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
 KvK No. 09088623
 IBAN: NL71BNPR0227924525
 BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).



Certificat d'analyse

Numéro de projet	BC1940-100-100	Numéro de certificat/Version	2013028864/2
Nom de projet	Tunesie	Date de départ	08-03-2013
Votre numéro de commande	BC1940-100-100	Date du compte rendu	19-03-2013/09:13
Prise d'échantillon	08-03-2013	Annexe	A, B, C, D
Echantillonneur	Eau; Eau souterraine	Page	3/4

Analyse	Unité	6	7	8	9
Hydrocarbures Aromatiques Volatiles					
Q Benzène	µg/L	4.5	<0.20	<0.20	1000
Q Toluène	µg/L	0.88	1.5	0.69	1300
Q Ethylbenzène	µg/L	0.59	<0.20	<0.20	120
Q o-Xylène	µg/L	0.70	<0.20	<0.20	330
Q m, p-Xylène	µg/L	0.58	<0.20	<0.20	640
Q Xylènes (totals)	µg/L	1.3	<0.40	<0.40	970
Q Aromates somme (BTEX)	µg/L	7.3	1.5	<1.0	3500
Q Naftalène	µg/L	<0.20	<0.20	0.23	71
Hydrocarbures Halogène Organiques Volatile					
Q Dichlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q Trichlorométhane	µg/L	0.13	0.68	0.60	<1.0
Q Tetrachlorométhane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q Trichloroéthylène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q Tetrachloroéthylène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,1-Dichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,2-Dichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,1,1-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q 1,1,2-Trichloroéthane	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q cis1,2-Dichloroéthène	µg/L	<0.10	<0.10	0.20	<1.0
Q trans 1,2-Dichloroéthène	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Q cis+trans 1,2-Dichloroéthènes (somme)	µg/L	<0.20	<0.20	<0.20	<2.0
Q Hydrocarbures Chlorés (totaux)	µg/L	<1.1	<1.1	<1.1	<11
Q Chlorure de vinyl	µg/L	<0.10	<0.10	<0.10	<1.0
Huile minérale					
HTP (C10-C12)	µg/L	<4.0	<4.0	15	1100
HTP (C12-C16)	µg/L	<5.0	15	21	2500
HTP (C16-C21)	µg/L	<6.0	<6.0	47	2400
HTP (C21-C30)	µg/L	12	<10	340	2600
HTP (C30-C35)	µg/L	10	<5.0	300	840
HTP (C35-C40)	µg/L	<8.0	<8.0	180	460

No. Description de l'échantillon

6	PI23
7	PI24
8	PI26
9	AP11

Analytico-no.	
	7435869
	7435870
	7435871
	7435872

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

Eurofins Analytico B.V.

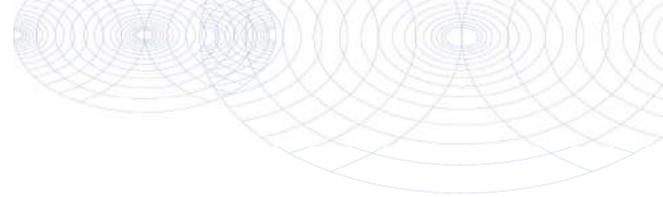
Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.

Gildeweg 44-46
 3771 NB Barneveld
 P.O. Box 459
 3770 AL Barneveld NL
 Tel. +31 (0)34 242 63 00
 Fax +31 (0)34 242 63 99
 E-mail info-env@eurofins.nl
 Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
 VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
 KvK No. 09088623
 IBAN: NL71BNPA0227924525
 BIC: BNPNL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).





Certificat d'analyse

Numéro de projet	BC1940-100-100	Numéro de certificat/Version	2013028864/2
Nom de projet	Tunesie	Date de départ	08-03-2013
Votre numéro de commande	BC1940-100-100	Date du compte rendu	19-03-2013/09:13
Prise d'échantillon	08-03-2013	Annexe	A, B, C, D
Echantillonneur	Eau; Eau souterraine	Page	4/4

Analyse	Unité	6	7	8	9
Q HTP (C10-C40)	µg/L	<38	<38	900	9800
Chromatogram			Sur annexe	Sur annexe	

No. Description de l'échantillon

- 6 P123
- 7 P124
- 8 P126
- 9 AP11

Analytico-no.
 7435869
 7435870
 7435871
 7435872

Q: analyse accréditée par RvA
 A: Opération accréditée de AP04
 S: Opération accréditée de AS3000

**Accord
Pr.coord.**

Ce certificat ne peut être reproduit que dans son intégralité.

SK

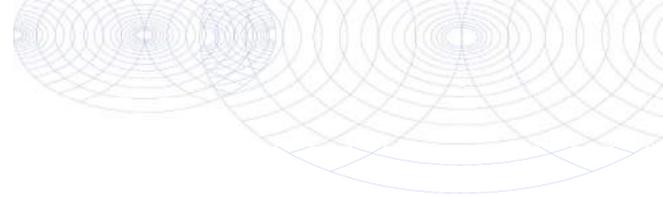
Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
 3771 NB Barneveld
 P.O. Box 459
 3770 AL Barneveld NL
 Tel. +31 (0)34 242 63 00
 Fax +31 (0)34 242 63 99
 E-mail info-env@eurofins.nl
 Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
 VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
 KvK No. 09088623
 IBAN: NL71BNP0227924525
 BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).





Annexe (A) avec information de sub-échantillon appartenant au certificat d'analyse 2013028864/2

Analytico-no.	No.de forage	Description	De	Jusque	Code barres	Description de l'échantillon
7435864					0720146160	PZ4
7435864					0675009819	
7435864					0675009861	
7435865					0720146161	PZ16
7435865					0675009821	
7435865					0675009820	
7435866					0720146163	PZ19
7435866					0675009816	
7435866					0675009844	
7435867					0720146153	PZ21
7435867					0675009900	
7435867					0675009878	
7435868					0720146151	PZ22
7435868					0675009836	
7435868					0675009855	
7435869					0720146162	PZ23
7435869					0675009817	
7435869					0675009843	
7435870					0720146152	PZ24
7435870					0675009860	
7435870					0675009879	
7435871					0720146159	PZ26
7435871					0675009856	
7435871					0675009902	
7435872					0720146154	AP11
7435872					0675009873	
7435872					0675009905	

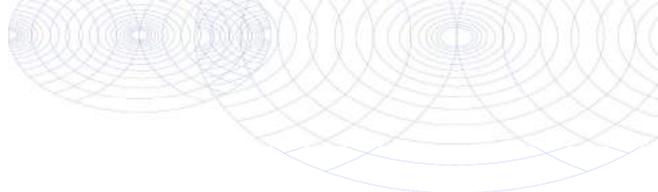


Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL
Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VRT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

**Annexe (B) jointe au certificat d'analyse 2013028864/2**

Page 1/1

Remarque générale appartenant au certificat d'analyse

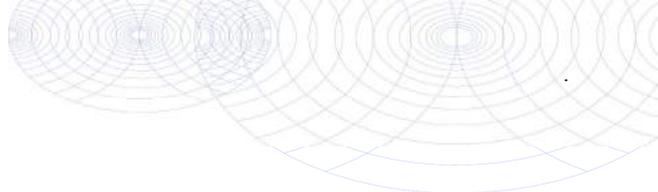
Ce certificat remplace et annule les versions antérieures.

**Eurofins Analytico B.V.**

Gildeweg 44-46 Tel. +31 (0)34 242 63 00
3771 NB Barneveld Fax +31 (0)34 242 63 99
P.O. Box 459 E-mail info-env@eurofins.nl
3770 AL Barneveld NL Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).



Le document annexe (C) concerne références de la méthode reportée sur le certificat d'analyse 2013028864

Page 1/1

Analyse	Méthode	Technique	Référence de la méthode
Aromatiques (BTEXN)	W0254	CG-SM-ETS	Conforme ISO 11423-1 / CMA 3/E
Hydrocarbures halogenes HS	W0254	CG-SM-ETS	Conforme NEN-EN-ISO 10301
CKW: Chlorure de vinyl	W0254	CG-SM-ETS	Méthode interne
HCT (GC)	W0215	IGV-CG-DIF	Cf. NEN EN ISO 9377-2
Chromatogram HCT (GC)	W0215	IGV-CG-DIF	Méthode interne

Le complément d'information au sujet des méthodes de recherche appliquées ainsi qu'une classification de l'exactitude des méthodes se trouve dans notre supplément "spécifications méthodes d'analyse" version 2011.



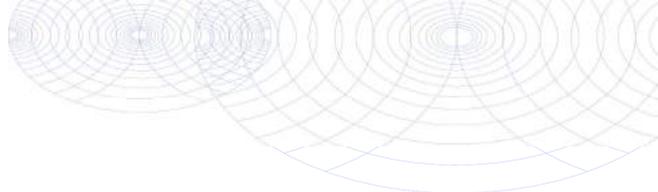
Eurofins Analytico B.V.

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloises (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

**Annexe (D) remarques concernant l'échantillonnage et délai de conservation 2013028864/2**

Page 1/1

Des différences par rapport à nos critères ont été observés et cela peut influencer l'exactitude des résultats des échantillons indiqués ci-dessous.

Analyse

Au contrôle interne, la valeur du pH ne correspond pas aux critères d'exigence.

Volatil (HS) prétraitement

Analytico-no.

7435866

7435867

7435869

**Eurofins Analytico B.V.**

Gildeweg 44-46
3771 NB Barneveld
P.O. Box 459
3770 AL Barneveld NL

Tel. +31 (0)34 242 63 00
Fax +31 (0)34 242 63 99
E-mail info-env@eurofins.nl
Site www.eurofins.nl

BNP Paribas S.A. 227 9245 25
VAT/BTW No. NL 8043.14.883.B01
KvK No. 09088623
IBAN: NL71BNPA0227924525
BIC: BNPANL2A

Eurofins Analytico B.V. est qualifié par la Région Flamande (OVAM et Dép. LNE), la Région Bruxelloise (IBGE), la Région Wallonne (DGRNE-OWD) et par les Gouvernements de la France et Luxembourg (MEV).

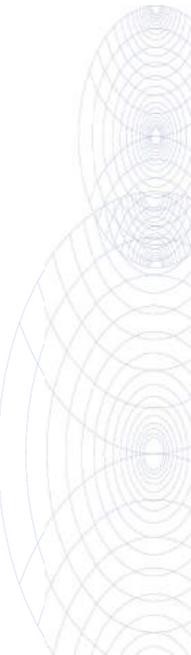
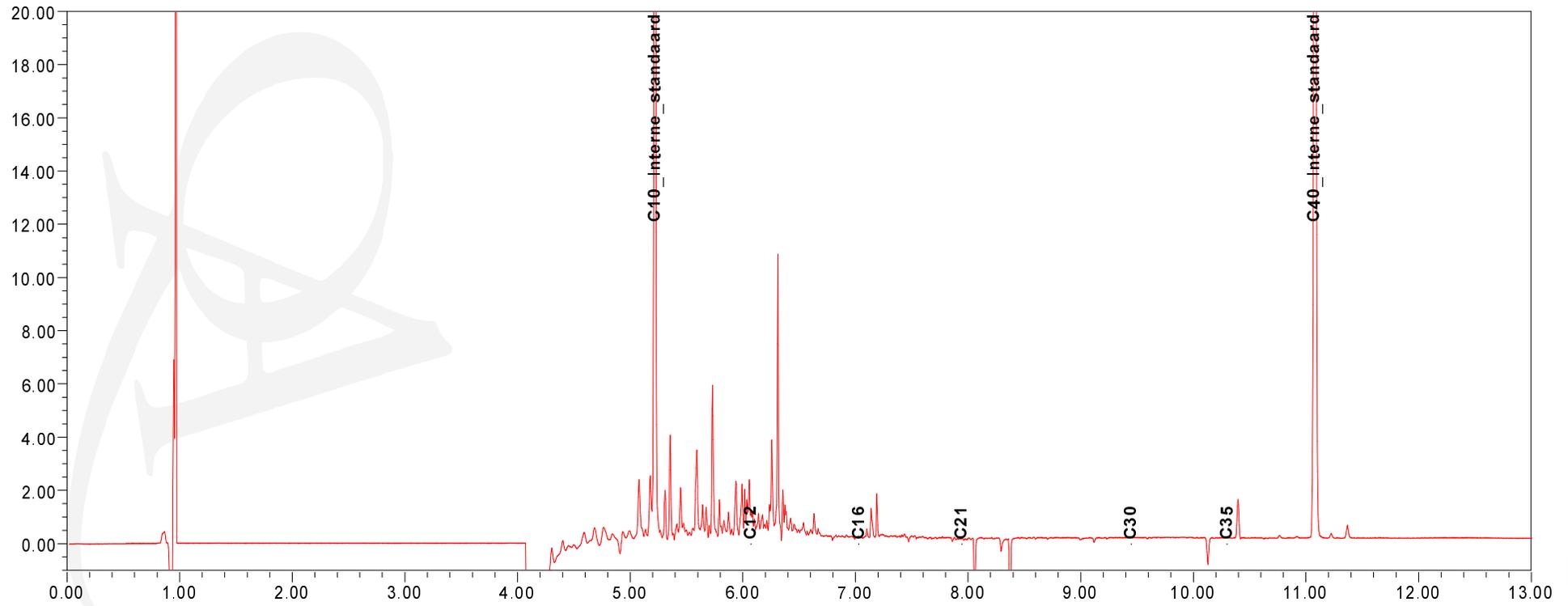
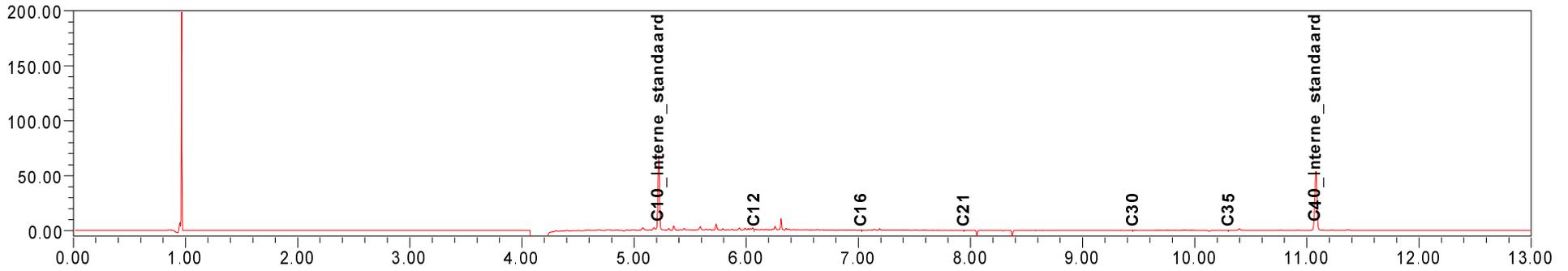
Chromatogram TPH/Mineral Oil

Sample id.: 7435864

Processing Method MO_21L_FullRange

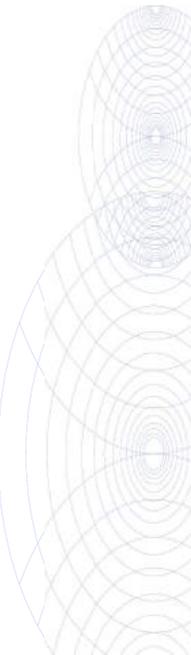
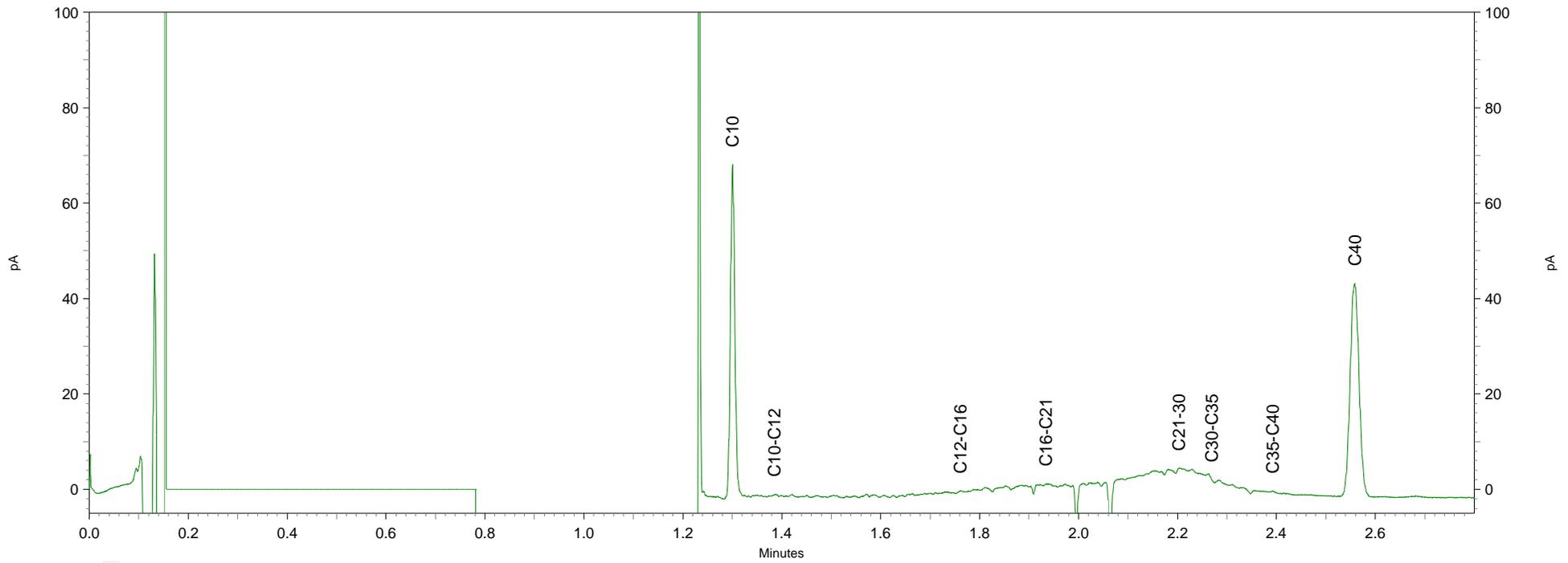
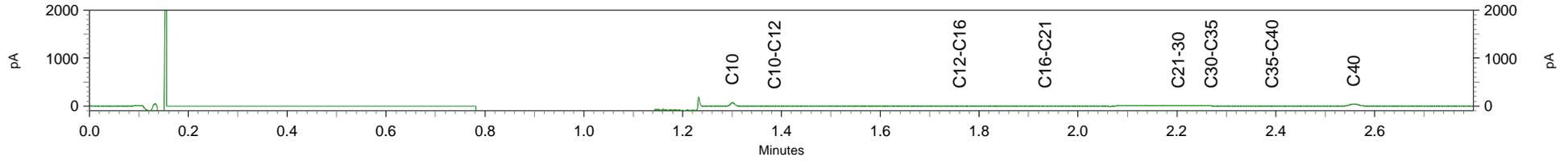
Certificate no.: 2013028864

Sample description.: PZ4



Chromatogram TPH/ Mineral Oil

Sample ID.: 7435868
Certificate no.: 2013028864
Sample description.: PZ22
V



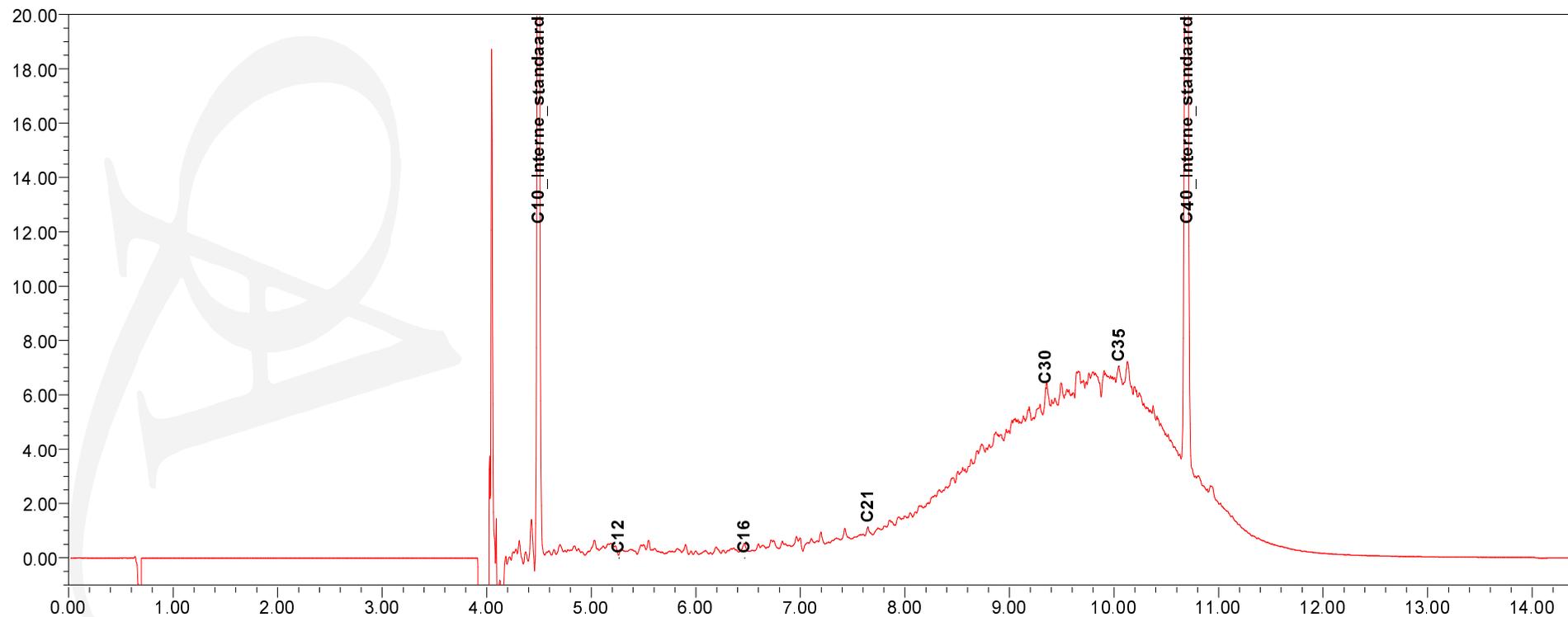
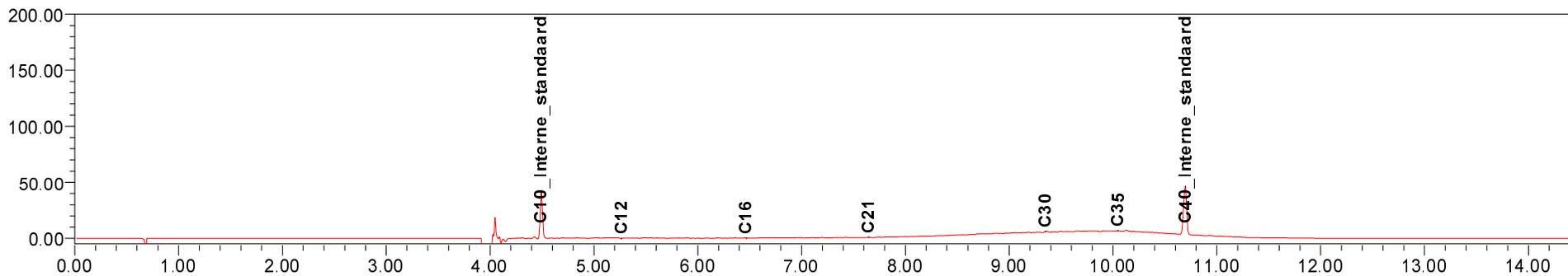
Chromatogram TPH/Mineral Oil

Sample id.: 7435871

Processing Method MO_23_FullRange

Certificate no.: 2013028864

Sample description.: PZ26



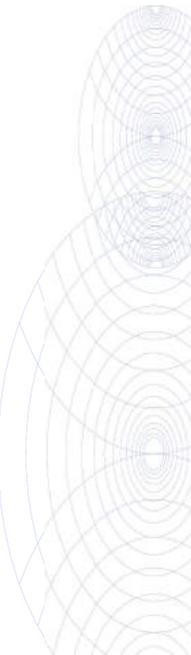
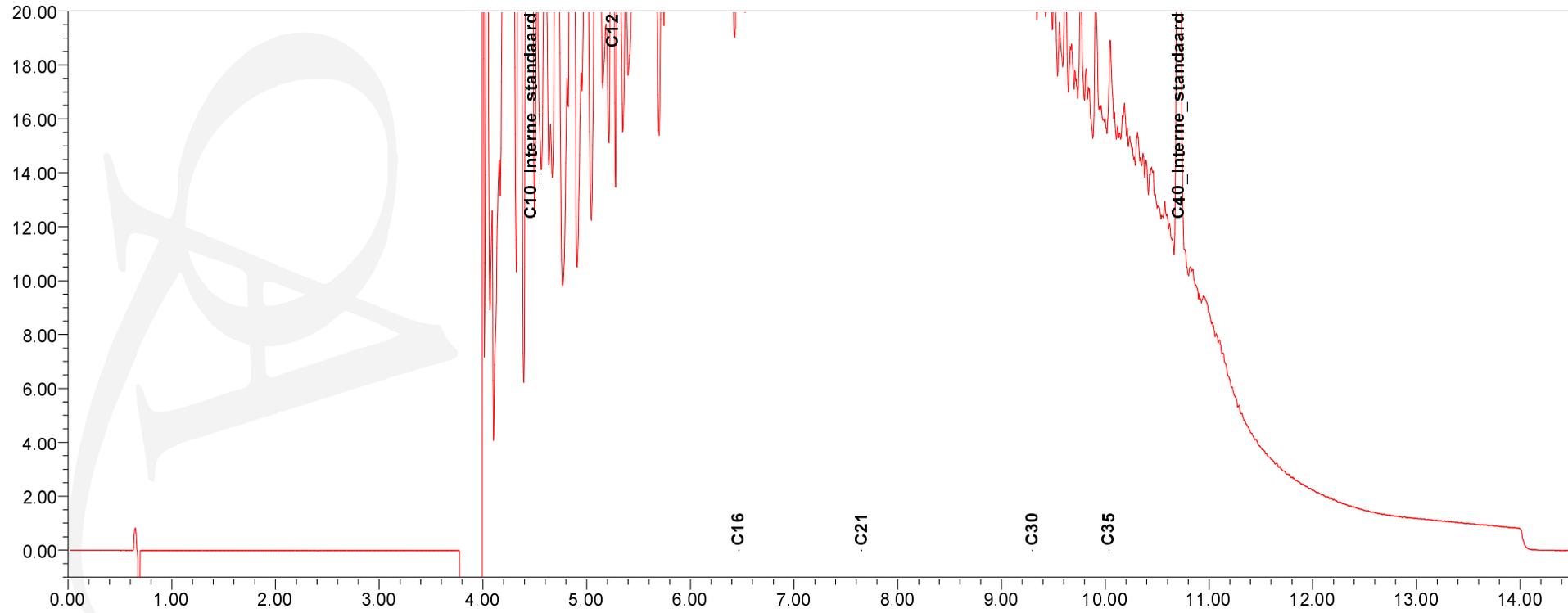
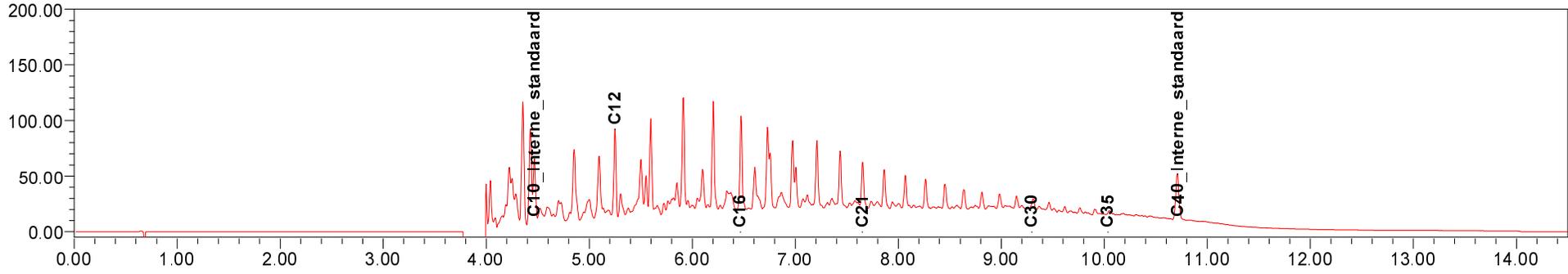
Chromatogram TPH/Mineral Oil

Sample id.: 7435872

Processing Method MO_23_FullRange

Certificate no.: 2013028864

Sample description.: AP11



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0180/0213

Date de réception : 01/02/13



1- DEMANDEUR

GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE

16 bis, rue Docteur Alphonse Laveran 1002 Tunis Belvédère - Tunisia

Tél. : +216 70 735 644

Mob : +216 98 206 885

E-mail : f.benamor@gnet.tn

2- DESCRIPTION DE(s) L'OBJET(s) SOUMIS A L'ESSAI

Prélèvements instantanés et mesures sur site de douze échantillons d'eau piézométrique, numérotés de PZ1 à PZ8 et de PZ10 à PZ13. Prélèvements effectués par Greenlab le 1^{er}-02-2013 à la « SOCIÉTÉ TUNISIENNE DES INDUSTRIES DE RAFFINAGE – STIR ».

3- ESSAI(s) DEMANDE(s)

- Prélèvements;
- Mesures sur site: Température, pH, Conductivité.

4- METHODE(S) D'ECHANTILLONNAGE ET D'ANALYSE(s)

4.1- Prélèvement

Essai (s)	Type d'activité	Référence (s)
Prélèvements instantanés des eaux piézométriques de la STIR	Prélèvement des eaux piézométriques à l'aide d'un tube à bille en vue d'analyses physico-chimiques : Prélèvements réalisés le 01-02-2013 de 08H 40 à 13H 25 au niveau des piézomètres: PZ1, PZ2, PZ3, PZ4, PZ5, PZ6, PZ7, PZ8, PZ10, PZ11, PZ12 et PZ13. Voir photos en annexe	- ISO 5667-1 (1993) - ISO 5667-2 (1993) - ISO 5667-3 (2003) - ISO 5667-11 (1999)



4.2 Analyse (s)

Essai (s)	Méthode (s)	Référence (s)
pH	Electrochimie	NF T 90-008 (2001)
Conductivité	Electrochimie	NF EN 27888 (1994)

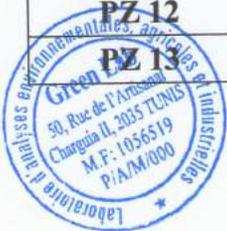
RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0180/0213

Date de réception : 01/02/13

5- RESULTAT(s)

Point de prélèvement	Date	Heure	Température en °C	pH	Conductivité en mS/m
PZ 1	01/02/2013	08:40:00	18,0	6,60	1,13 10 ³
PZ 2	01/02/2013	12:00:00	19,4	6,70	1,37 10 ³
PZ 3	01/02/2013	10:50:00	19,9	7,05	496
PZ 4	01/02/2013	10:00:00	18,6	7,00	1,42 10 ³
PZ 5	01/02/2013	10:25:00	17,8	7,00	3,48 10 ³
PZ 6	01/02/2013	13:25:00	18,0	7,00	641
PZ 7	01/02/2013	10:40:00	21,1	6,75	624
PZ 8	01/02/2013	11:20:00	14,1	7,30	148
PZ 10	01/02/2013	12:20:00	19,6	6,90	493
PZ 11	01/02/2013	11:00:00	18,2	7,40	487
PZ 12	01/02/2013	11:35:00	18,4	6,75	505
PZ 13	01/02/2013	10:15:00	18,8	7,25	893



Tunis, le 02 FEV. 2013

Habib GHANNOUCHI

Responsable du Laboratoire

ANNEXE

Echantillonnage : Eau de Piézomètre à STIR

1- Piézomètre PZ1



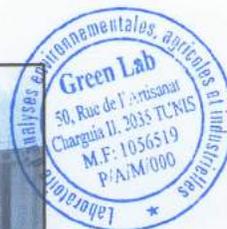
2- Piézomètre PZ4



3- Piézomètre PZ13



4- Piézomètre PZ5



5- Piézomètre PZ7



6- Piézomètre PZ3



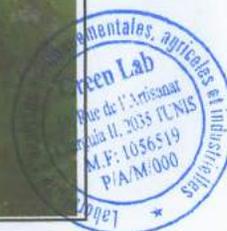
7- Piézomètre PZ11



8- Piézomètre PZ11



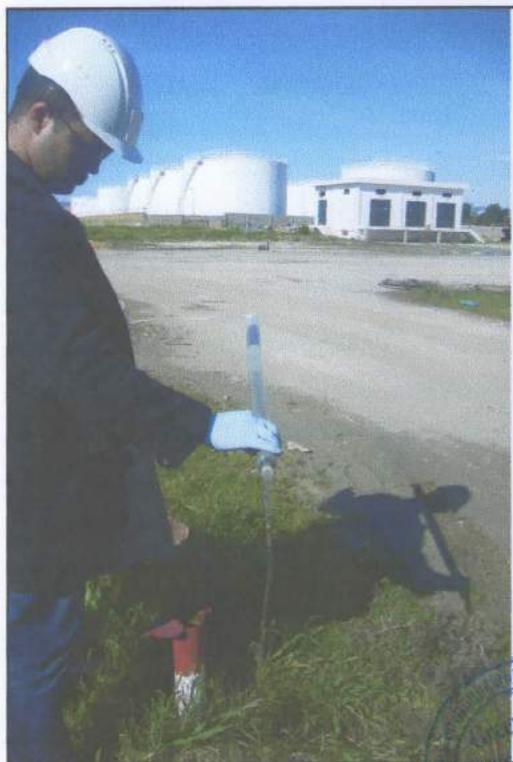
9- Piézomètre PZ8



10- Piézomètre PZ12



11- Piézomètre PZ2



12- Piézomètre PZ10



13- Piézomètre PZ6



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0330/0213

Date de réception : 28/02/13

1- DEMANDEUR

GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE

16 bis, rue Docteur Alphonse Laveran 1002 Tunis Belvédère - Tunisia

Tél. : +216 70 735 644

Mob : +216 98 206 885

E-mail : f.benamor@gnet.tn



2- DESCRIPTION DE(S) L'OBJET(S) SOUMIS A L'ESSAI

Douze échantillons de sol, parvenant de la société « GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE »:

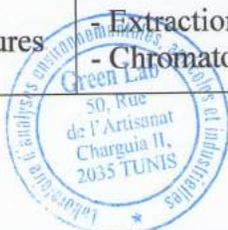
- Echantillon n°1: Testhole #1 Remblai (1,0-1,2 m).
- Echantillon n°2: Testhole #3 Remblai (1,7-2,0 m).
- Echantillon n°3: Testhole #4 Remblai (1,0-1,2 m).
- Echantillon n°4: Testhole #5 Remblai (1,5-1,8 m).
- Echantillon n°5: Testhole #6 Remblai (1,0-1,3 m).
- Echantillon n°6: Testhole #7 Remblai (1,0-1,3 m).
- Echantillon n°7: Testhole #8 Remblai (1,1-1,5 m).
- Echantillon n°8: Testhole #9 Remblai (2,5- 2,6 m).
- Echantillon n°9: Testhole #11 Remblai (1,5-1,8 m).
- Echantillon n°10: Testhole #12 Remblai (1,9-2,1 m).
- Echantillon n°11: Sondage #1-1 Sable (5,1-5,2 m).
- Echantillon n°12: Sondage #1-2 Argile (6,6-6,7 m).

3- ESSAI(S) DEMANDE(S)

- Echantillons n° 1, 7, 8, 9, 11 et 12: COT, Granulométrie, Indice des hydrocarbures totaux.
- Reste des échantillons : Indice des hydrocarbures totaux.

4- METHODE(S) D'ANALYSE(S)

Essai (s)	Méthode (s)	Référence (s)
COT	Oxydation sulfochromique	ISO 14235 (1998)
Granulométrie	Sédimentation – Méthode de la pipette	ISO 11277 (1998)
Indice des hydrocarbures	Extraction Solide/Liquide au solvant - Chromatographie en Phase Gazeuse	NF EN ISO 9377-2 (2000)



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0330/0213

Date de réception : 28/02/13

5- RESULTAT(s)



Essai (s)	Unité	Date d'exécution	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols			
			Testhole #1 Remblai (1,0-1,2 m)	Testhole #3 Remblai (1,7-2,0 m)	Testhole #4 Remblai (1,0-1,2 m)	Testhole #5 Remblai (1,5-1,8 m)
COT	g/Kg MS	04/03/13	10,4	-	-	-
Indice des hydrocarbures	mg/KgMS	04/03/13	25,7	27,8	29,9	289

Essai (s)	Unité	Date d'exécution	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols			
			Testhole #6 Remblai (1,0-1,3 m)	Testhole #7 Remblai (1,0-1,3 m)	Testhole #8 Remblai (1,1-1,5 m)	Testhole #9 Remblai (2,5- 2,6 m)
COT	g/Kg MS	04/03/13	-	-	7,38	17,8
Indice des hydrocarbures	mg/KgMS	04/03/13	49,4	17,6	144	3,53 10 ³

Essai (s)	Unité	Date d'exécution	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols			
			Testhole #11 Remblai (1,5-1,8 m)	Testhole #12 Remblai (1,9-2,1 m)	Sondage #1-1 Sable (5,1-5,2 m)	Sondage #1-2 Argile (6,6-6,7 m)
COT	g/Kg MS	04/03/13	4,55	-	12,5	5,65
Indice des hydrocarbures	mg/KgMS	04/03/13	28,2	172	17,3	96,1

RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0330/0213

Date de réception : 28/02/13

Essai (s)	Unité	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols		
		Testhole #1 Remblai (1,0-1,2 m)	Testhole #8 Remblai (1,1-1,5 m)	Testhole #9 Remblai (2,5- 2,6 m)
Argile	% (pourcentage massique)	49,82	14,82	26,31
Limons		13,23	4,20	2,26
Sables très fins		1,93	0,44	0,74
Sables fins		3,95	5,88	7,53
Sables grossiers		25,31	72,76	62,15

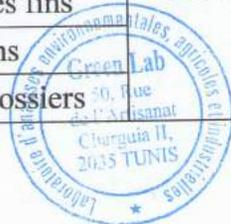
Essai (s)	Unité	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols		
		Testhole #11 Remblai (1,5-1,8 m)	Sondage #1-1 Sable (5,1-5,2 m)	Sondage #1-2 Argile (6,6-6,7 m)
Argile	% (pourcentage massique)	9,52	4,17	43,81
Limons		2,66	5,19	30,66
Sables très fins		0,97	0,50	12,85
Sables fins		1,87	6,51	5,67
Sables grossiers		84,87	81,64	0,53

Tunis, le

19 MARS 2013

Habib GHANNOUCHI

Responsable du Laboratoire

RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0355/0313

Date de réception : 04/03/13



1- DEMANDEUR

GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE

16 bis, rue Docteur Alphonse Laveran 1002 Tunis Belvédère - Tunisia

Tél. : +216 70 735 644

Mob : +216 98 206 885

E-mail : f.benamor@gnet.tn

2- DESCRIPTION DE(S) L'OBJET(S) SOUMIS A L'ESSAI

Cinq échantillons de sol, parvenant de la société « GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE »:

- Echantillon n°1: PZ 25-01 (1,0-1,4m).
- Echantillon n°2: PZ 25-02 (1,6-1,9m).
- Echantillon n°3: PZ 25-03 (2,4-2,65m).
- Echantillon n°4: PZ 25-04 (3,7-4,0m).
- Echantillon n°5: PZ 25-05 (5,80-6,0m).

3- ESSAI(S) DEMANDE(S)

COT, Granulométrie, Indice des hydrocarbures totaux.

4- METHODE(S) D'ANALYSE(S)

Essai (s)	Méthode (s)	Référence (s)
COT	Oxydation sulfochromique	ISO 14235 (1998)
Granulométrie	Sédimentation – Méthode de la pipette	ISO 11277 (1998)
Indice des hydrocarbures	- Extraction Solide/Liquide au solvant - Chromatographie en Phase Gazeuse	NF EN ISO 9377-2 (2000)

RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0355/0313

Date de réception : 04/03/13

5- RESULTAT(s)

Essai (s)	Unité	Date d'exécution	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols				
			PZ 25-01 (1,0-1,4m)	PZ 25-02 (1,6-1,9m)	PZ 25-03 (2,4-2,65m)	PZ 25-04 (3,7-4,0m)	PZ 25-05 (5,80-6,0m)
COT	g/Kg MS	08/03/13	50,9	19,0	7,58	1,64	1,09
Indice des hydrocarbures	mg/KgMS	06/03/13	30,7 10 ³	7,03 10 ³	1,65 10 ³	25,9	20,6

Essai (s)	Unité	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols		
		PZ 25-01 (1,0-1,4m)	PZ 25-02 (1,6-1,9m)	PZ 25-03 (2,4-2,65m)
Argile	% (pourcentage massique)	8,54	1,78	1,49
Limons		8,96	4,13	5,03
Sables très fins		2,06	0,82	1,77
Sables fins		6,55	6,25	3,18
Sables grossiers		72,47	85,57	86,25

Essai (s)	Unité	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Sols	
		PZ 25-04 (3,7-4,0m)	PZ 25-05 (5,80-6,0m)
Argile	% (pourcentage massique)	3,24	9,35
Limons		2,39	2,07
Sables très fins		1,90	2,14
Sables fins		6,08	7,73
Sables grossiers		85,67	77,12



Habib GHANNOUCHI

Responsable du Laboratoire



Tunis, le 19 MARS 2013

RAPPORT D'ESSAIS

Identification : 01/0356/0313

Date de réception : 04/03/13



1- DEMANDEUR

GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE

16 bis, rue Docteur Alphonse Laveran 1002 Tunis Belvédère - Tunisia

Tél. : +216 70 735 644

Mob : +216 98 206 885

E-mail : f.benamor@gnet.tn

2- DESCRIPTION DE(S) L'OBJET(S) SOUMIS A L'ESSAI

Quatre échantillons d'eau piézométrique, parvenant de la société « STIR - BIZERTE »:

- Echantillon n°1: API.
- Echantillon n°2: PZ 6.
- Echantillon n°3: PZ 19.
- Echantillon n°4: PZ 21.

3- ESSAI(S) DEMANDE(S)

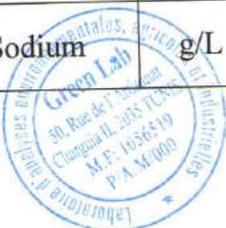
Sodium.

4- METHODE(S) D'ANALYSE(S)

Essai (s)	Méthode (s)	Référence (s)
Sodium	Spectrométrie d'émission de flamme	NT ISO 9964-3 (1993)

5- RESULTAT(S)

Essai (s)	Unité	Date d'exécution	GEO ENVIRONNEMENT TUNISIE - Eaux			
			API	PZ 6	PZ 19	PZ 21
Sodium	g/L	07/03/13	6,75	6,70	4,33	1,63



Habib GHANNOUCHI

Responsable du Laboratoire

Tunis, le 07 MARS 2013

ANNEXE – 2

Coupes de sondages et d'installation des piézomètres

GEO-ENVIRONNEMENT

REALISATION DES PIEZOMETRES DE CONTRÔLE A STIR-ZARZOUNA

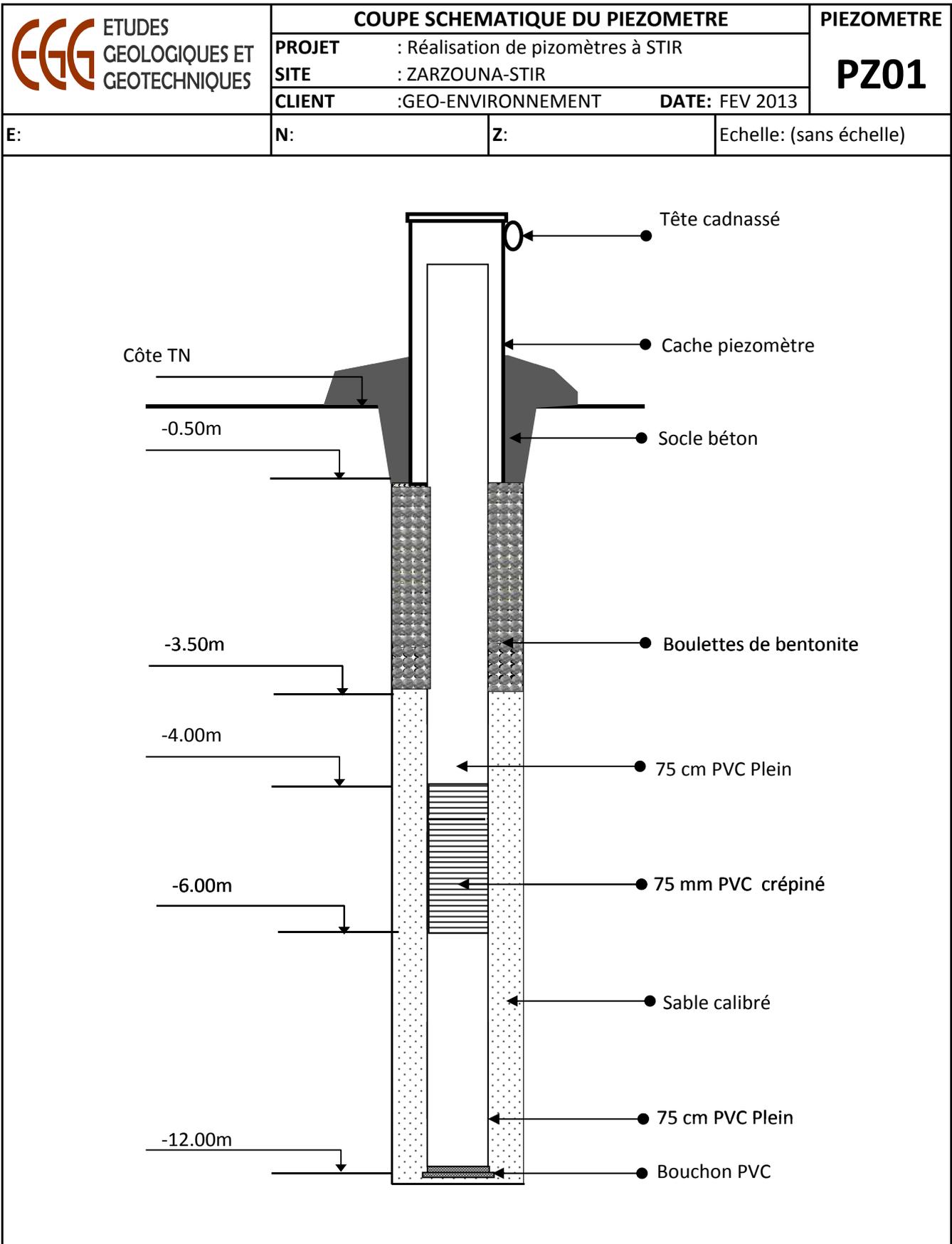
CAMPAGNE GEOTECHNIQUE

RAPPORT DE RESULTATS

REF: AFF 002-13 / MARS 2013

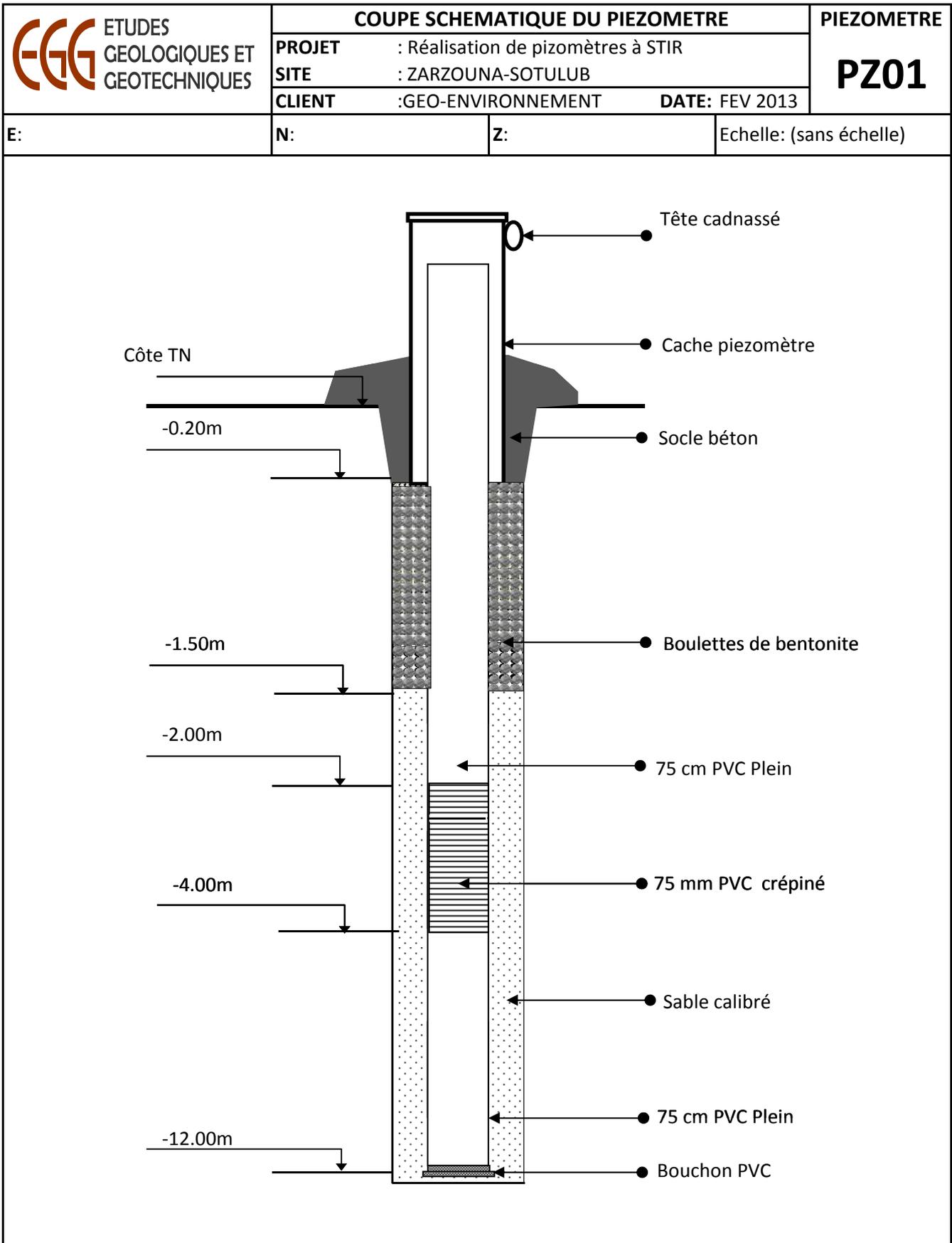
Projet : Stir			D.D: 22/02/13		NE.Forage :		
Site : Bizerte		Client : Géo-environnement			D.F: 25/02/13		NE.Statique: 1.90
Machine : S 500	Méthode : Rotation		Outil : CD 101 mm		X :	Y :	Z :

Profondeur (m)	Description Géologique	Récup (%)	R.Q.D	SPT			Prf (m)	ECH		NE
				NC		N°		N°	I/R	
0.0										
1	Remblai.									
2										1.9
2.7										
3	Sable argileux graveleux par endroits beige-jaunâtre.									
3.8										
4	Sable fin graveleux avec présence des encroutements gréseux par endroits beige.									
4.8										
5	Sable fin graveleux avec des encroutements gréseux par endroits riche en hydrocarbure.									
5.9										
6	Argile marneuse beige-brunâtre.									
7										
8										
8.9	Argile marneuse brunâtre.									
9										
10	Fin du sondage @ 10.00 m.									
10.0										
11										
12										
13										
14										
14.0										



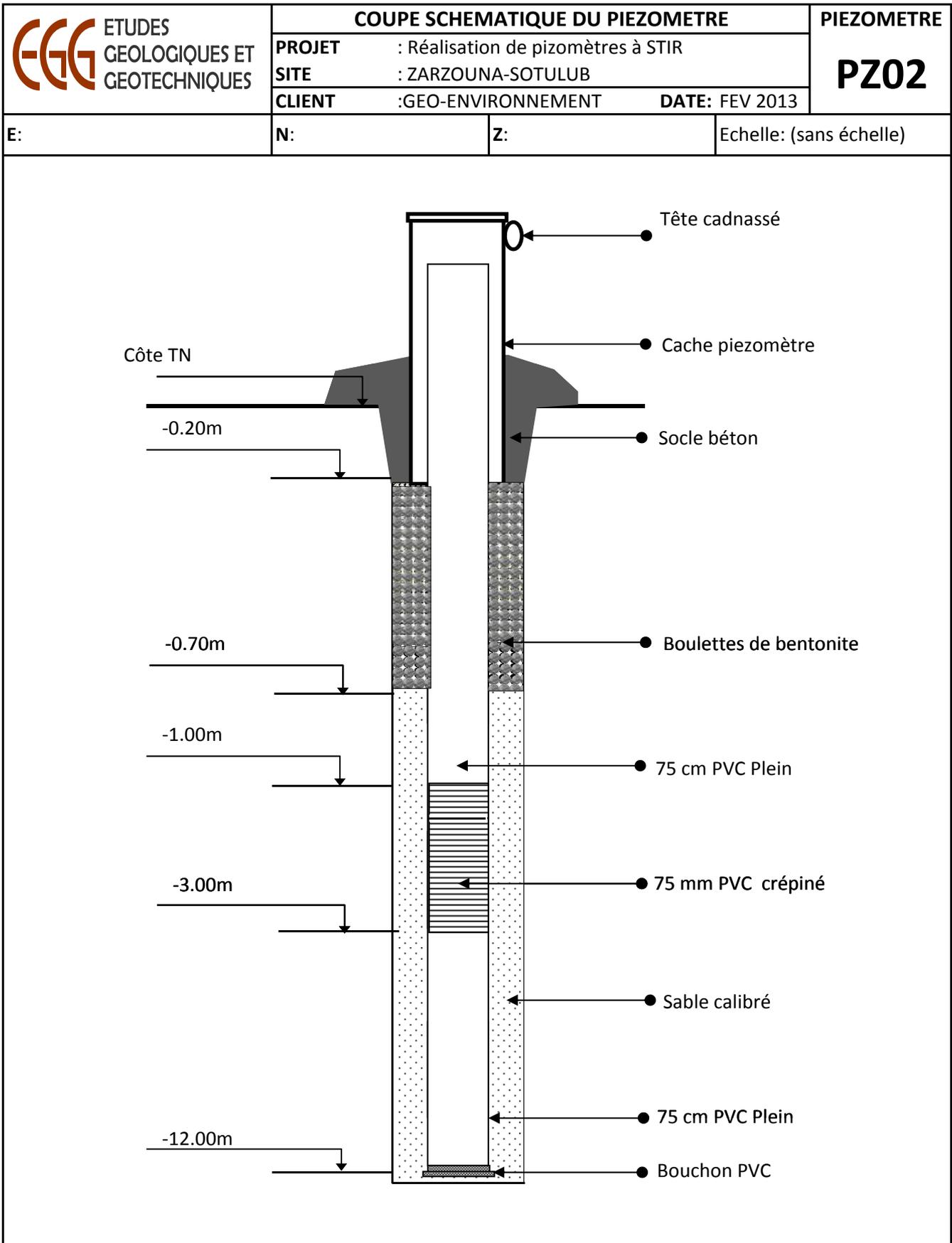
Projet : SOTULUB			D.D: 26/02/13		NE.Forage :		
Site : Bizerte		Client : Géo-environnement			D.F: 27/02/13		
Machine : S 500		Méthode : Rotation		Outil : CD 101 mm		X : Y : Z :	

Profondeur (m)	Description Géologique	Récup (%)	R.Q.D	SPT			Prf (m)	ECH		NE
				NC		N°		N°	I/R	
0.0										
1	Remblai.									
1.1										
2	Sable fin beige avec présence d'encroutements de sable consolidé par endroits.									1.6 
3										
3.0										
3.4	Passage gréseux.									
3.8	Silt sableux beige-blanchâtre avec des passages d'encroutements gréseux par endroits.									
4										
4.7	Sable moyen beige.									
5	Sable fin beige à blanchâtre avec présence de sable consolidé par endroits.									
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
12.5										
13	Fin du sondage @ 12.50 m.									
14										
14.0										



Projet : SOTULUB			D.D: 28/02/13		NE.Forage :	
Site : Bizerte		Client : Géo-environnement		D.F: 01/03/13		NE.Statique: 1.60
Machine : S 500	Méthode : Rotation		Outil : CD 101 mm		X :	Y :
						Z :

Profondeur (m)	Description Géologique	Récup (%)	R.Q.D	SPT			Prf (m)	ECH		NE
				NC		N°		N°	I/R	
0.0	Terre végétale.									
0.9	Argile silteuse graveleuse par endroits beige-brunâtre.									
1.4	Sable argileux avec saturation d'hydrocarbure noirâtre.									1.6
2.1	Sable fin grisâtre avec présence d'hydrocarbure.									
2.4	Argile silteuse rouge-brunâtre.									
3.1	Sable fin beige avec présence légère d'hydrocarbure.									
5.0	Sable fin beige-blanchâtre avec des passages d'encroulements gréseux par endroits.									
6.0	Argile sableuse beige avec présence d'encroulements de sable consolidé par endroits.									
6.3	Argile plastique beige-brunâtre.									
7.0	Sable fin beige avec des passages d'encroulements de sable consolidé par endroits.									
12.0	Fin du sondage @ 12.00 m.									
13.0										
14.0										



ANNEXE – 3

Résultats des mesures des COV dans les piézomètres



Laboratoire d'Analyse de l'Air

مخبر تحاليل الهواء



Capital au capital de 128 000 DT - 50, Rue de l'artisanat - 2035 Charguia II - La Soukra - Ariana - Tunisie
1255662 EAM 000 - RC : B24127752012 - Banque STB. RIB N° : 10112107105576178827
Tél : +216 71.942.309 Fax : +216.71.942.308

RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

1- DEMANDEUR

Géo-Environnement Tunisie.

Adresse : 16 bis, rue Docteur Alphonse Laveran, 1002 Tunis Belvédère - Tunisia

Tél : +216 98 206 885 / +216 70 735 644

2- DESCRIPTION DE(s) L'OBJET(s) SOUMIS A L'ESSAI

Mesure des COV à l'intérieur de neuf (09) piézomètres installés à la STIR- Bizetre.

Mesures effectuées le 23-01-2013 et le 29/01/2013.

3- ESSAI(s) DEMANDE(s)

Mesure en continu des concentrations en COV à l'intérieur de neuf (09) piézomètres.

4- METHODE(S) D'ECHANTILLONNAGE ET D'ANALYSE(s)

Paramètres	Référence	Installations
Composés Organiques Totaux (COV)	Mesure en continue par un détecteur à photoionisation "PID" selon UL Std 61010-1 et conformément aux spécifications ATEX-94/9/EC	Au niveau de neuf (09) piézomètres : - PZ 11 - PZ 3 - PZ 5 - PZ 7 - PZ 1 - PZ 12 - PZ 2 - PZ 10 - PZ 6



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

5- RESULTAT(s) :

- Journée du 23/01/2013 :

PZ 11 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
23/01/2013 10h38	<10
23/01/2013 10h39	<10
23/01/2013 10h40	<10
23/01/2013 10h41	<10
23/01/2013 10h42	<10
23/01/2013 10h43	<10
23/01/2013 10h44	<10
23/01/2013 10h45	<10
23/01/2013 10h46	<10
23/01/2013 10h47	<10
23/01/2013 10h48	<10
23/01/2013 10h49	<10
23/01/2013 10h50	<10
23/01/2013 10h51	<10
23/01/2013 10h52	<10
23/01/2013 10h53	<10
23/01/2013 10h54	<10



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ 3 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
23/01/2013 12h11	<10	23/01/2013 12h25	<10
23/01/2013 12h12	<10	23/01/2013 12h26	<10
23/01/2013 12h13	<10	23/01/2013 12h27	<10
23/01/2013 12h14	<10	23/01/2013 12h28	<10
23/01/2013 12h15	<10	23/01/2013 12h29	<10
23/01/2013 12h16	<10	23/01/2013 12h30	<10
23/01/2013 12h17	<10	23/01/2013 12h31	<10
23/01/2013 12h18	<10	23/01/2013 12h32	<10
23/01/2013 12h19	<10	23/01/2013 12h33	<10
23/01/2013 12h20	<10	23/01/2013 12h34	<10
23/01/2013 12h21	<10	23/01/2013 12h35	<10
23/01/2013 12h22	<10	23/01/2013 12h36	<10
23/01/2013 12h23	<10	23/01/2013 12h37	<10
23/01/2013 12h24	<10	23/01/2013 12h38	<10



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ 5 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
23/01/2013 13h26	<10
23/01/2013 13h27	<10
23/01/2013 13h28	<10
23/01/2013 13h29	<10
23/01/2013 13h30	<10
23/01/2013 13h31	<10
23/01/2013 13h32	<10
23/01/2013 13h33	<10
23/01/2013 13h34	<10
23/01/2013 13h35	<10



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ 7 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
23/01/2013 15h04	<10
23/01/2013 15h05	<10
23/01/2013 15h06	<10
23/01/2013 15h07	<10
23/01/2013 15h08	<10
23/01/2013 15h09	<10
23/01/2013 15h10	<10
23/01/2013 15h11	<10
23/01/2013 15h12	<10
23/01/2013 15h13	<10
23/01/2013 15h14	<10
23/01/2013 15h15	<10
23/01/2013 15h16	<10
23/01/2013 15h17	<10



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ 1 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
23/01/2013 15h40	<10
23/01/2013 15h41	<10
23/01/2013 15h42	<10
23/01/2013 15h43	<10
23/01/2013 15h44	<10
23/01/2013 15h45	<10
23/01/2013 15h46	<10
23/01/2013 15h47	<10
23/01/2013 15h48	<10
23/01/2013 15h49	<10
23/01/2013 15h50	<10



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ 2 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
29/01/2013 10h19	3218
29/01/2013 10h20	4256
29/01/2013 10h21	710
29/01/2013 10h22	5945
29/01/2013 10h23	10254
29/01/2013 10h24	5935
29/01/2013 10h25	6589
29/01/2013 10h26	4254
29/01/2013 10h27	5563
29/01/2013 10h28	3691
29/01/2013 10h29	7558
29/01/2013 10h30	10443
29/01/2013 10h31	3396



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ 10 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
29/01/2013 11h12	4060
29/01/2013 11h13	5966
29/01/2013 11h14	8831
29/01/2013 11h15	1247
29/01/2013 11h16	2569
29/01/2013 11h17	2147
29/01/2013 11h18	2369
29/01/2013 11h19	3598
29/01/2013 11h20	5593
29/01/2013 11h21	6974
29/01/2013 11h22	5369
29/01/2013 11h23	4012
29/01/2013 11h24	4269
29/01/2013 11h25	4133
29/01/2013 11h26	6951
29/01/2013 11h27	7589
29/01/2013 11h28	3698
29/01/2013 11h29	4872
29/01/2013 11h30	6987
29/01/2013 11h31	7389
29/01/2013 11h32	6430
29/01/2013 11h33	2775
29/01/2013 11h34	931



RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ 6 :

Date/Heure	Concentration COV en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
29/01/2013 12h51	7736
29/01/2013 12h52	12569
29/01/2013 12h53	9723
29/01/2013 12h54	14793
29/01/2013 12h55	12543
29/01/2013 12h56	12395
29/01/2013 12h57	7894
29/01/2013 12h58	10900
29/01/2013 12h59	8853
29/01/2013 13h00	12511
29/01/2013 13h01	11974
29/01/2013 13h02	11532
29/01/2013 13h03	12395
29/01/2013 13h04	10026
29/01/2013 13h05	11101



RAPPORT D'ESSAIS

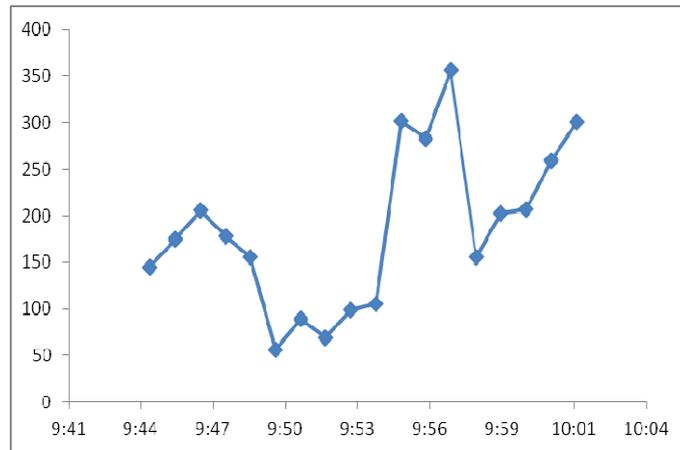
Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

Variation de la concentration des COV (en $\mu\text{g}/\text{m}^3$) durant les mesure du 29/01/2013 :

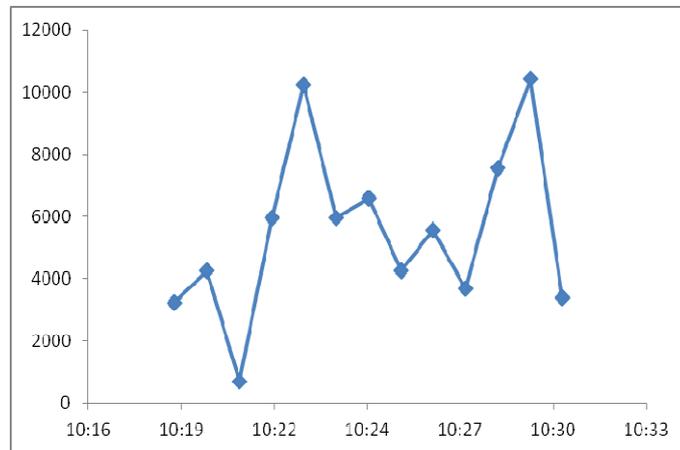
PZ12

Valeur Moyenne : $186 \mu\text{g}/\text{m}^3$



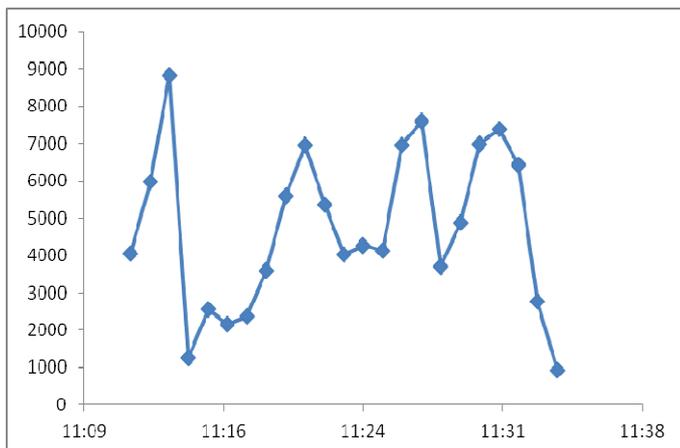
PZ2

Valeur Moyenne : $5524 \mu\text{g}/\text{m}^3$



PZ10

Valeur Moyenne : $4729 \mu\text{g}/\text{m}^3$



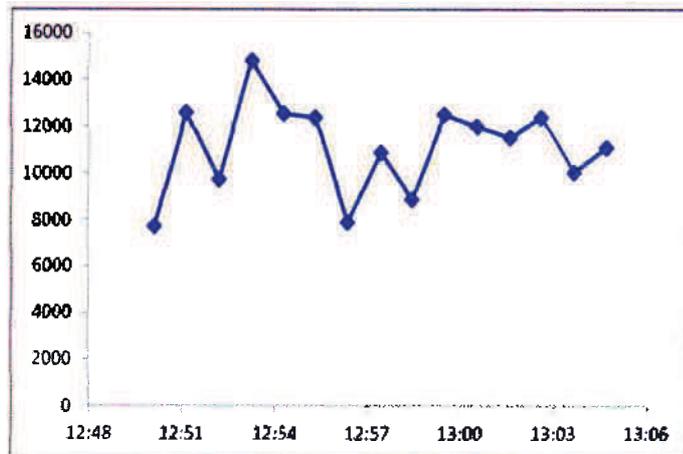
RAPPORT D'ESSAIS

Identification : R02022013

Date de réception : 29/01/2013

PZ6

Valeur Moyenne : 11130 $\mu\text{g}/\text{m}^3$



NB :

- Aucune valeur n'a été enregistrée lors de la première journée de la campagne.
- La valeur « $< 10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ » représente la limite de détection de l'instrument utilisé.
- Une forte pollution a été enregistrée essentiellement dans les piézomètres 2, 10 et 6.



Tunis, le 04-02-2013

RAMZI BEN FREDJ
Manager Général
Société L2A S.A.

ANNEXE – 4

Caractéristiques et suivi des opérations d'entretien des réservoirs de stockage des hydrocarbures

SUIVI DES TRAVAUX PREVENTIVES ET CURATIVES DES RESERVOIRS DE LA STIR
(Réfection , Réparation et Substitution du fond)

Sigle	Service Actuel	Dimensions réservoirs			Type de Toit	Mise en service	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
		Diamètre intérieur	Hauteur	Capacité Utile										
S2	Pétrole/gazoil	48 768	14 740	25 000	Flottant	1963			Substitution du fond	Réparation du fond				
S3	Ess. Base	48 768	14 740	25 000	Flottant	1963		Réparation du toit et du fond	Substitution du fond					mise hors service du réservoir
S4	Ess. S.Pb	48 768	14 740	25 000	Flottant	1963								réparation du fond, voile supérieure, centrale du toit flottant et 1er virole de
S5	Brut	48 768	14 630	25 000	Flottant	1976	Réparation du fond							vide
S6	Brut	50 470	17 500	32 500	Flottant	1980				Réfection du fond du réservoir	refection total du fond, voile supérieure et refrection partielle de la voile inférieure du toit flottant a double pont			
S7	Brut	73 900	17 500	70 000	Flottant	1981						réparation des puisards du fond et pied du toit flottant		
S10	Brut	87 000	17 500		Flottant	1991							refection du fond, voile supérieure, voile inférieure du toit et circuit de mousse	
S11	Slop	36 576	9 230	9 200	Fixe	1963						refection à spot du toit fixe, réparation du fond		
S12	Fueloil	36 576	9 230	9 200	Fixe	1963							refection total du toit fixe, réparation du fond et refrection du circuit de mousse et arrosage	
S14	Fueloil	36 576	9 230	9 200	Fixe	1963		Réparation des toles						
S15	Fueloil	36 576	11 060	11 200	Fixe	1963	Substitution du fond							
S16	Fueloil	36 576	11 060	11 200	Fixe	1963	Substitution du fond							
S24	Gasoil pesant	36 576	11 060	11 200	Fixe	1963					Réparation du fond			
S25	Gasoil	47 500	17 000		Fixe+écran	1983								
S32	Pétrole	21 336	12 890	4 100	Flottant	1963	Substitution du fond							
S40	V.N	21 336		4 100	Flottant	1963				Réparation du fond et	Réparation du fond			
S41	V.N	18 288		3 150	Fixe+écran	1963		Réparation du fond et de l'écran						
S45	T. Splitter	13 716	12 875	1 750	Flottant			Réparation du fond	Réparation toit et fond					
S50	T. Splitter	24 384	12 875	5 400	Flottant	1963						refection total du reservoir : toit, ecran,		
S55	V.N	21 336	14 630	5 000	Fixe+écran	1981	Réparation du fond							
S56	Ess. Platf.	36 576	14 710	15 000	Fixe+écran	1981				Réparation du fond (étanchéité entre la fondation et fond)		refection total du fond et réparation d'écran flottant		

 Brut	 Fuel oil	 Slop
 Gas oil		

ANNEXE – 5

Fiche de projet 1 Unité de lavage des GPL par les amines

FICHE PROJET N°1

UNITE DE LAVAGE DES GPL AUX AMINES

1. Identité de l'établissement industriel
Société Tunisienne des Industries de Raffinage
2. Description des activités du complexe
Raffinage du pétrole
3. Caractérisation de la pollution
<ul style="list-style-type: none">- Pollution des sols et du milieu marin par la soude usée, par voie de rejet ou d'infiltration dans le sol et la nappe des eaux souterraines. En effet, l'élimination de la soude usée dans les séparateurs API représente une étape intermédiaire pour cette soude avant de retrouver dans le milieu marin sans traitement. Par ailleurs le risque d'infiltration de cette soude usée dans le sol et la nappe des eaux souterraines est très probable en cas de fuites ou détérioration de l'étanchéité des bassins de stockage actuels ou des API séparateurs.- Risques sanitaire en termes de santé et sécurité des personnes manipulant quotidiennement cette soude et risques de projections accidentelles.
4. Historique
<p>En 2010, la STIR a commencé le stockage des rejets de la soude usée générés par l'unité de lavage du GPL estimés à 6 m³/jour (soit 2000 t/an) dans les bassins en béton et des bassins d'évaporation d'une capacité globale d'environ 2.300 m³. Avant cela ces rejets étaient déversés dans les API séparateurs pour faible décantation ensuite pour se retrouver dans la mer.</p> <p>En effet, vue la complexité et l'inexistence d'un procédé spécifique pour le traitement de la soude usée, la STIR a décidé en 2010 par le biais de son staff technique de concentrer la soude avant son transport au centre de traitement des déchets spéciaux de Jradou (actuellement en arrêt). Pour concentrer la soude, une évaporation de l'eau a été nécessaire. Ce nouveau système de gestion de la soude usée s'appuie sur la décantation puis l'évaporation de la soude pour réduire la quantité d'eau dans la soude usée (90%).</p> <p>Cette soude usée a été stockée dans les bassins sous serres équipés par des systèmes de ventilation pour permettre une évacuation de l'humidité et accélérer le processus d'évaporation. Le rendement de cette solution a présenté ces limites pendant la saison hivernale. Des solutions techniques pour remédier à ces inconvénients sont déjà identifiées par la Direction technique (Appoint par chauffage électrique et ventilation).</p> <p>L'installation des bassins d'évaporation de la soude usée, reste néanmoins une solution provisoire à ce problème en attendant une solution plus efficace et non une solution à la source.</p> <p>Actuellement elle est considérée comme une alternative provisoire (pilote) encore à l'essai, sans plus, en attendant une solution à la source : cas de la réalisation de l'unité de lavage du GPL aux amines (ce projet pilote a nécessité un budget de 1,5MDT (750 k€).</p>

5. Problématique

Le raffinage du pétrole est une activité entraînant la production d'impuretés de nature diverses. Ces impuretés sont très nuisibles à l'environnement et même aux installations de raffinage, en particulier le dioxyde de carbone CO₂ et le sulfure d'hydrogène H₂S contenus dans les gaz de raffinerie GPL.

De ce fait, le traitement des gaz est une étape indispensable pour éliminer ces contaminants qui est nécessaire pour des raisons de sécurité, d'environnement, de corrosion et de spécifications sur les produits gazeux.

L'élimination du sulfure d'hydrogène et du dioxyde de carbone se fait actuellement à la STIR par des procédés d'absorption utilisant un lavage à la soude (Hydroxyde de Sodium).

Après traitement, la soude usée (80% à 90% d'eau et 10% à 20% de soude) est stockée dans des bassins.

D'après la STIR, les procédés de régénération est actuellement quasi-impossible et présente beaucoup de problèmes sur non seulement le stockage de cette soude usée mais aussi sur l'environnement.

Actuellement ces effluents liquides générés par l'unité de traitement du GPL ne sont plus évacués vers les bassins de soude usée, compte tenu de leur non disponibilité (complètement remplis).

Après la réception depuis 2010 d'environ 2.000 m³ de soude usée dans les bassins de stockage de la soude usée, ces capacités sont pratiquement pleines et ne peuvent plus recevoir ces effluents. Depuis une année, ces rejets sont évacués par le biais des camions hydro-cureurs vers les bassins API pour se retrouver ensuite rejetés dans la mer (Lac de Bizerte).

6. Caractérisation des impacts sur l'environnement et la santé humaine

Santé humaine

La formation des vapeurs d'hydroxyde de sodium (appelée Soude caustique) sont fortement irritantes et corrosives pour la peau, les yeux et les voies respiratoires et digestives. Ceci peut causer l'éternuement et la toux. Les expositions très graves peuvent occasionner une respiration difficile, une toux ou une bronchite. Le contact avec la peau peut donner des démangeaisons, des picotements, des brûlures et des dommages permanents. Le contact avec les yeux peut avoir comme conséquence des dommages permanents voire la perte de vue. En cas de contact très important, la soude peut interférer avec les transmissions nerveuses, atténuant la douleur de la brûlure et retardant la prise de mesure.

Effets sur l'environnement

A haute concentration, l'Hydroxyde de Sodium (ou Soude Caustique) augmente le pH des cours d'eau, représentant ainsi une menace potentielle pour la faune et la flore aquatiques.

Qu'elle soit de la soude caustique (produit de traitement) ou de la soude usée, le risque d'infiltration dans le sol est rapide sous forme de lixiviation. Elle peut nuire à l'agriculture comme à l'environnement des végétaux, des minéraux et des animaux proches ou lointains (rivière, fleuve, nappe phréatique).

L'impact sur le milieu marin (cas des effluents API contenant de la soude usée mélangée aux rejets huileuses évacuer après « traitement » vers la mer), est tributaire des autres composés mélangés à la soude et de la concentration de la soude dans le mélange.

La soude caustique seule a un effet corrosif : elle dissout complètement la matière organique à son contact. Déversée dans l'eau, la soude se dissout et dégage de la chaleur. Le risque pour l'environnement est lié à la quantité des ions hydroxydes qui en résultent (effet pH). Sur les organismes aquatiques, la toxicité dépend de la capacité tampon de l'écosystème affecté. Aucune survie n'est possible pour un pH supérieur à 9, celui de la soude caustique est supérieur à 14.

7. Récapitulatif des données qualitatives et quantitatives

Récapitulatif des données qualitatives et quantitatives

Tableau 1 - Caractérisation physico-chimique de la charge polluante de la soude usée (analyses physico-chimiques réalisées en 2010 par la STIR)

Paramètres	Unité	Valeurs
pH	-	6
Matières organiques	g/kg MS	106
matières minérales	g/kg MS	894
Matières décantables		
Après 6h	mg/l	30
Après 12h		28
Après 24h		35
Cd	mg/Kg MS	<0,6
Cu	mg/Kg MS	<5,5
Pb	mg/Kg MS	<5
Ni	mg/Kg MS	<4
Zn	mg/Kg MS	<4
Cr	mg/Kg MS	<3,3
Soufre	mg/Kg MS	254
Hg	mg/Kg MS	<0,091

Source : Etude de dépollution de la STIR /Mai 2010

Tableau 2 - Résultats du paramètre Sodium (échantillons prélevés au niveau des trois piézomètres PZ-6, PZ-19 et PZ-21 et au niveau du déversoir de l'API)

Échantillon	Sodium (mg/l)
PZ-6	6 700
PZ-19	4 330
PZ-21	1 630
API (Déversoir)	6 750

Récapitulatif des données quantitatives

Capacité de stockage de la Soude (Hydroxyde de soude) comme produit consommable pour le traitement chimique du GPL = 5.000 l

Débit de rejets de la soude usée générés par l'unité de lavage du GPL estimés à 6 m³/jour (soit 2.000 t/an)

Capacité de stockage disponible de soude usée (bassins en béton + bassins d'évaporation)

$$150 \text{ m}^3 + 2160 \text{ m}^3 = 2.300 \text{ m}^3$$

Depuis environ une année les rejets de soude usée sont évacués ver les bassins API.

8. Solution technique proposée / ou procédé du projet

Pour remédier aux problèmes évoqués ci-avant à cause de l'utilisation de la soude, l'élimination du sulfure d'hydrogène continu dans le GPL se fera désormais par un nouveau procédé d'absorption (voir Figure 1).

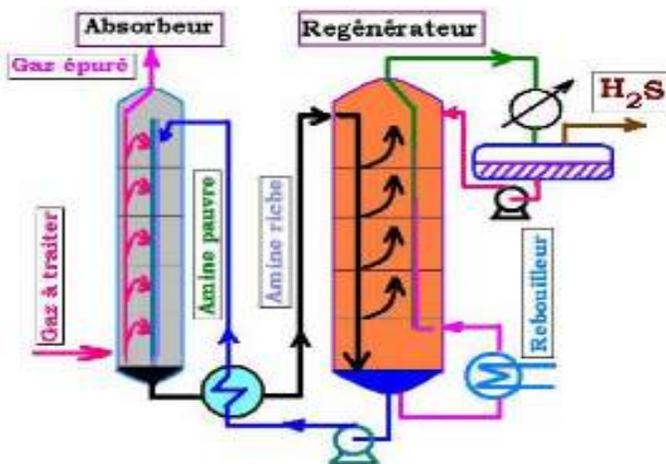


Figure 1 - Schéma simplifié du procédé d'une unité de lavage aux amines

Le procédé de traitement par absorption chimique utilisant des solvants chimiques tels que les alcanolamines est largement utilisé dans l'industrie du pétrole et du gaz (monoéthanolamine (MEA), la diéthanolamine (DEA), la méthyl-diéthanolamine (MDEA), la triéthanolamine (TEA)). Les alcanolamines sont souvent utilisées comme solvants extracteurs des gaz acides (H_2S , CO_2). Ces solvants ne sont pas utilisés seuls, ils sont dilués dans de l'eau dans des concentrations suffisantes pour obtenir la basicité nécessaire à la réaction avec les gaz acides.

Le procédé de traitement est basé sur l'absorption chimique de l'hydrogène sulfuré grâce à cette solution aqueuse d'amine à contre courant dans une colonne d'absorption.

Le principe repose sur l'injection, en bas de colonne, le gaz riche contenant le soluté (H_2S). L'amine pauvre comme solvant descend la colonne à contre-courant et absorbe le H_2S à travers les plateaux de la colonne. On obtient en haut de colonne un gaz, et en bas de colonne une amine riche en H_2S .

Les GPL pauvre en H_2S seront ensuite lavés à l'eau dans un ballon afin de récupérer les éventuels entrainements de DEA.

Cette solution d'amine riche en H_2S sera "régénérée" en étant chauffée par un rebouilleur à la vapeur et envoyée dans une colonne où on récupère l'amine propre ou pauvre en fond. La vapeur d'eau chargée en H_2S sort du régénérateur par le haut de colonne.

Une fois condensée et passée au ballon de reflux, l'eau liquide revient au régénérateur et l'hydrogène sulfuré H_2S , toujours gazeux, est brûlé à la torche.

La STIR est consciente par le fait que le lavage aux amines élimine le H_2S des GPL, mais ne diminue que faiblement la concentration en mercaptans légers (methyl et ethylmercaptan, éventuellement présent dans les GPL, ceci dépendant du type de brut traité). En effet la performance de ce procédé dépend énormément de la qualité du brut de préférence peu soufre.

Il est à noter qu'un appel d'offres international (AOI n°37503/13) a été déjà émis par la STIR au mois de février 2013 pour le choix d'un bureau d'études pour la substitution de l'actuel procédé de traitement du gaz de pétrole liquéfié GPL de la Raffinerie STIR. Cet A.O a été reporté étant donné qu'il n'y a pas un nombre suffisant de candidats.

9. Estimation budgétaire du projet

L'estimation budgétaire (CAPEX) incluant toutes les activités à prendre normalement en considération est détaillée dans le Tableau 3 suivant.

Activité		Coûts (€)
DAO		
Préparation du dossier d'appel d'offres international	2 x 25j x1.000 €	50 000 €
Réalisation & RC		
Réalisation (clé en main)		3 500 000 €
Pièces de rechange	10% x 3.500.000 €	350 000 €
Formation/Renforcement des Capacités	2 x 6m x 16.000 €	192 000 €
Total Réalisation & RC		4 042 000 €
Supervision	3% du DB & RC	121 260 €
Sous-total		4 213 260 €
Aléas	10% du sous-total	421 326 €
Grand total		4 634 586 €

Tableau 3 - Estimations du budget de l'unité de lavage des GPL aux amines

L'entreprise des travaux assistera la STIR pendant les 6 premiers mois suite à la réception provisoire dans l'exploitation de la nouvelle unité de lavage des GPL. Cette assistance sera délivrée sous forme de renforcement des capacités (RC) avec modules de formation et manuels en Français et Arabe.

10. Financement de la STIR

Participation de l'état de l'état tunisien au financement de 50%.

11. Avis Banque Européenne d'Investissement (BEI)

11.1 Avis technique

11.2 Avis financier

ANNEXE – 6

Fiche de projet 2 Station de traitement des eaux de procédé

FICHE PROJET N°2

STATION DE TRAITEMENT DES EAUX DE PROCEDE

1. Identité de l'établissement industriel
Société Tunisienne des Industries de Raffinage
2. Description des activités du complexe
<p>La raffinerie STIR est constituée d'un ensemble d'unités de fabrication de produits pétroliers à partir du pétrole brut (crude oil) et d'une capacité de stockage de 950.000 m³. Le procédé de fabrication se base sur une simple séparation des différentes catégories d'hydrocarbures dans les colonnes de distillation atmosphérique. Une unité de reforming catalytique et des unités de traitement chimique permettent respectivement d'augmenter l'indice d'octane des essences et le traitement chimique de GPL (élimination du H₂S et des mercaptans).</p> <p>La raffinerie comprend trois composantes principales : (i) des unités de raffinage des pétroles bruts (ii) des utilités techniques et (iii) des mouvements des produits.</p>
3. Caractérisation de la pollution
<p>Les eaux usées industrielles produites par la raffinerie comprennent essentiellement les purges de pieds de bacs de stockage (ou drainage fond de bac), les eaux déchargées du dessaleur, la vapeur condensée, les solutions caustiques usées (cas de la Soude usée), l'eau de purge des réfrigérants et des chaudières, l'eau de lavage, l'eau de neutralisation des déchets alcalins et acides, les rejets de l'osmoseur, les eaux de déballastage (temporaires, selon le mouvement des bateaux et selon la nature des produits transportés) et l'eau utilisée dans d'autres procédés.</p> <p>Typiquement, les eaux usées de la raffinerie STIR contiennent des hydrocarbures, des matières dissoutes, des solides en suspension, des phénols, de l'ammoniac, des sulfures et d'autres composés. Le traitement d'épuration (Séparateur API) à l'état existant est appliqué aux eaux de procédé, aux eaux de ruissellement (par récupération des matières huileuses vers la station API à partir du bassin d'orage) avant leur rejet final en mer à partir du bassin n°4.</p>
4. Historique
<p>Une étude de dépollution des activités de la raffinerie STIR, réalisée en 2010 par le bureau d'études local I2E, a identifié les non-conformités environnementales de la raffinerie et a proposé un ensemble d'actions pour la maîtrise des sources de pollution.</p> <p>Dans cette étude, une proposition pour la réalisation d'une station de traitement des effluents huileux a été avancée et acceptée sur le principe par l'Agence Nationale de Protection de l'Environnement par lettre datée du 9 mai 2011. Cette proposition semble à priori tenir compte des infrastructures d'épuration existantes et des contraintes de terrain. A l'état actuel, un Cahier des Charges Techniques Particulières (CCTP) pour cette station de traitement est en cours de préparation par un bureau d'études local mandaté par la STIR.</p>

5. Problématique

- Même après une importante dilution par les eaux de refroidissement, les effluents traités sont caractérisés par des concentrations en DBO₅, DCO, MES et HCT qui dépassent les seuils de la norme tunisienne NT106.02 relative au rejet dans le milieu marin ;
- Les API séparateurs ne traitent pas la matière dissoute dans les effluents étant donné que leur rôle est limité à la décantation et l'écumage de la partie flottante en surface ;
- Les bassins de séparation API existants sont vétustes et certains datent depuis 50 ans (possibilité de présence de fissuration avec des risques d'infiltration des eaux huileuses vers la nappe phréatique) ;
- Le traitement actuel est effectué sans suivi des débits des effluents entrant et sortant, ni du rendement épuratoire de l'unité de traitement ;
- Les boues décantées au fond des bassins API doivent être enlevées manuellement en l'absence d'un système de raclage automatiques ;
- Les boues sont stockées sur site dans des bourniers mal construits d'où le risque de la pollution des sols et des eaux souterraines. De plus les surfaces consommées par ces bourniers ne cessent d'augmenter au fil du temps.

6. Caractérisation des impacts sur l'environnement

L'impact environnemental de la station de traitement proposée est très favorable étant donné qu'une réduction importante des rejets d'hydrocarbures totaux, DCO et DBO, matières en suspension est attendue dans les eaux résiduaires. Ceci va réduire la pression anthropique sur le milieu marin écologique que causait la raffinerie par son API séparateurs actuels.

Parallèlement, la réduction des rejets d'hydrocarbures dans les eaux résiduaires (en surface des bassins APIs) devrait s'accompagner d'une réduction importante des COV émis par ces bassins API.

Le problème de boues sera résolu étant donné que celles-ci seront d'une part asséchées et d'autres parts non contaminées par la soude usée et par conséquent récupérables par les cimenteries pour une valorisation énergétique.

7. Récapitulatif des données qualitatives et quantitatives

Données qualitatives :

Les effluents des eaux de procédé concernent, les rejets suivants :

- Eaux de procédés (eau douce) ;
- Purges de pieds de bacs de stockage ;
- Eaux de purges de fond chaudières vapeur ;
- Eaux de purges des réfrigérants ;
- Effluents alcalins et acides de neutralisation ;
- Effluents d'osmoseur ;
- Eaux pluviales susceptibles d'être polluées ;
- Eaux de lavage des circuits et des pompes ;
- Eaux de déballastage ;
- Eaux déchargées du dessaleur ;
- Effluents de la Soude usée (rejets caustiques), etc.

Le Tableau 2 suivant présente la qualité et la quantité des eaux huileuses à l'entrée et la sortie du séparateur API ainsi qu'à la sortie du bassin N°4).

Origine	Débit (m ³ /h)	PH	Salinité	DBO ₅ (mgO ₂ /l)	DCO (mgO ₂ /l)	MES	HCT
Entrée API	75	7,45	22	800	1.222	466	161.337
Sortie API	75	7,35	25,4	224	410	410.101	1.354
Sortie bassin N°4	2.075	6,1	36,2	88	138	52,5	153,19
Norme NT 106.02	-	6.5-8.5	-	30	90	30	10

Tableau 1 – Caractéristiques des effluents de procédé (source I2E, 2010)

Ces résultats montrent que les concentrations en DBO₅, DCO, MES et HCT dépassent la norme tunisienne NT106.02 relative au rejet des eaux usées dans la mer.

Données quantitatives

La station de traitement sera conçue pour une capacité épuratoire de 100 m³/h. Les effluents et caractéristiques des effluents à traiter sont présentés dans le tableau 2 suivant.

Type	Débit	Remarques
<u>Eaux de procédés</u> - Dessaleur : 3 - 4 m ³ /h - Réfrigération des pompes du topping : 11 m ³ /h - Réfrigération des pompes de reforming : 9 m ³ /h - Nettoyage des sols : 5 - 10 m ³ /h - vidange d'échangeur : 3 - 4 m ³ /h - Condensats de vapeurs de stripping : 1,5 - 3 m ³ /h	75 m ³ /h	Certains de ces débits sont irréguliers
Purges des réservoirs de stockage	3 m ³ /h (pointe)	- Débit varie en fonction de la nature du produit - Forte charge en oxydes de fer, sable et argiles.
Eaux de lavage des circuits et des pompes	10 m ³ /h (pointe)	Débit moyen de 1 m ³ /h
Eaux de déballastage	400 m ³ /h (pompage 3-12 h)	- Stockés dans le réservoir 13 - Après décantation les eaux sont récupérées comme produit valorisé
Eaux de refroidissement	2.000 m ³ /h	Inspection pour détecter des traces d'hydrocarbures en surface avant rejet en mer

Tableau 2 - Sources et débits des eaux huileuses de la STIR (source I2E, 2010)

8. Solution technique proposée / ou procédé du projet

La solution proposée dans l'étude de dépollution (I2E, 2010), pour la réalisation d'une station de traitement des effluents huileux a été avancée et acceptée sur le principe par l'ANPE (voir Figures 1 et 2). Cette station comprend les étapes de traitement suivantes :

Traitement primaire :

- Première séparation physique eau/ huile/boue effectuée dans un bac tampon (bassin API existant) ;
- Deuxième séparation physique eaux/huile/boue effectuée dans un CPI (Corrugated Plate Interceptor) constitué de tôles inclinées qui permettent d'augmenter la vitesse ascensionnelle des huiles résiduelles et réduire ainsi la teneur en hydrocarbures à la limite de solubilité.

Traitement secondaire physico-chimique :

- Coagulation ;
- Flocculation ;
- Flottation à air dissous (FAD) ;

Traitement de boues récupérées par épaisseur et déshydratation par centrifugation mécanique

Mesures complémentaires

- Réduction à la source la quantité des effluents huileux générés partout où c'est possible moyennant un système de « collecte des égouttures ».
- Arrêt du refroidissement de l'eau de dessalage par l'eau de mer et installation d'un échangeur charge/effluent pour réduire la quantité d'eau de mer utilisée.

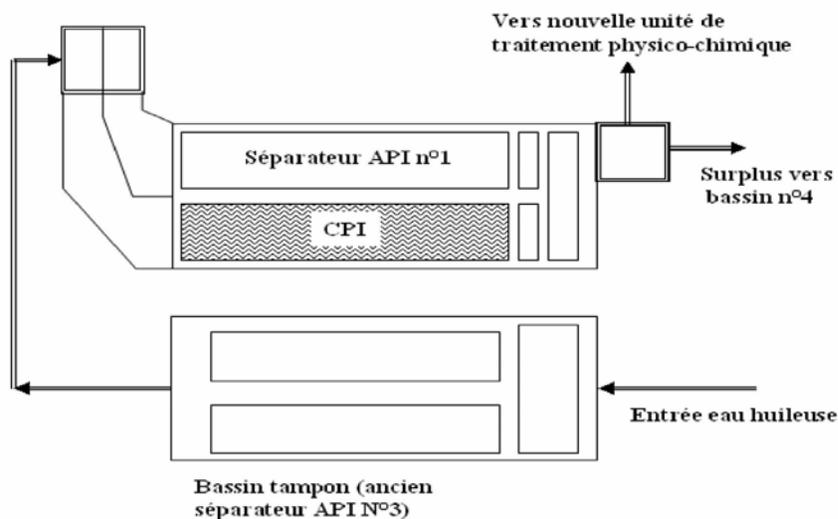


Figure 1 : Nouvelle configuration de la station de déshuilage (I2E, 2010)

Le rendement épuratoire de la station doit permettre la conformité des effluents industriels traités rejetés dans la mer aux exigences de la norme tunisienne NT. 106.002 (1989) relative aux rejets d'effluents dans le milieu Domaine Public Maritime (DPM).

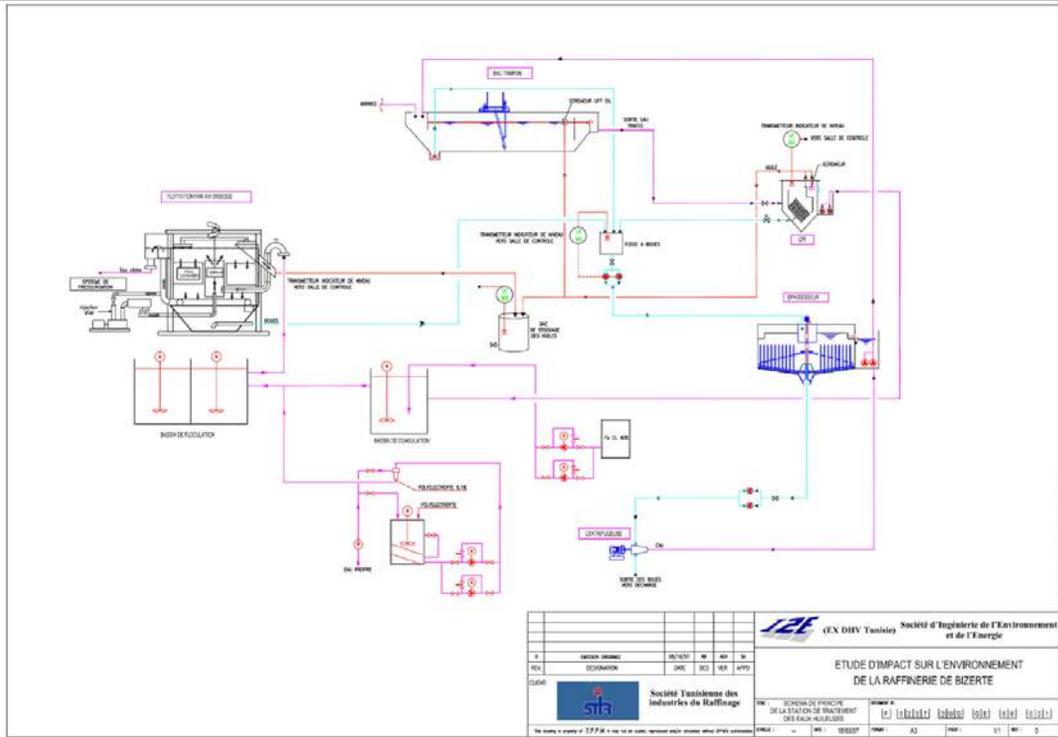


Figure 27: Schéma de principe de la station de traitement

Figure 2 : Schéma de principe de la station de traitement (I2E, 2010)

9. Estimation budgétaire du projet

Dans l'étude de dépollution (I2E, 2010), le coût de réalisation de la station de traitement des effluents du procédé a été estimé à environ 3,3 millions d'Euros. Étant donné que la décomposition des prix de cette estimation n'était pas disponible, nous avons supposé que ce budget proposé comprend la conception-réalisation (Clé en main). L'estimation budgétaire incluant toutes les activités à prendre normalement en considération est détaillée dans le Tableau 3 suivant.

Activité		Coûts (€)
DAO		
Préparation du dossier d'appel d'offres international	2 x 50j x1.000 €	50 000 €
Réalisation & RC		
Réalisation (clé en main)		3 300 000 €
Pièces de rechange	10% x 3.300.000 €	330 000 €
Formation/Renforcement des Capacités	2 x 6m x 16.000 €	192 000 €
Total Réalisation & RC		3 822 000 €
Supervision	3% du DB & RC	114 660 €
Sous-total		3 986 660 €
Aléas	10% du sous-total	398 666 €
Grand total		4 385 326 €

Tableau 3- Estimations du budget de la station de traitement des effluents du procédé

L'entreprise des travaux assistera la STIR pendant les 6 premiers mois suite à la réception provisoire dans l'exploitation de la nouvelle unité de traitement des effluents de la raffinerie. Cette assistance sera délivrée sous forme de renforcement des capacités avec modules de formation et manuels en Français et Arabe.

10. Financement de la STIR

Participation de l'état tunisien au financement de 50%.

11. Avis Banque Européenne d'Investissement (BEI)

11.1 Avis technique

11.2 Avis financier