

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

N° /Ph ENR 09/2019



DOMAINE : Sciences de la matière

FILIERE : Physique

OPTION : Physique Energétique
et Energies Renouvelables

Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master Académique

Réalisé par:

KHARKHACHE Bilal

BOUKHATALAH Wissame

Intitulé

**Effet de la corrosion sur le transport et le
stockage des hydrocarbures: Cas la station SP3
à M'sila en Algérie**

Soutenu le 02/07 /2019 devant le jury composé de:

BAAZIZ Hakim
SALMI Mohamed
TAHROUR Farouk
FRIDJA Djamel

Université Mohamed Boudiaf- M'sila
Université Mohamed Boudiaf- M'sila
Université Mohamed Boudiaf- M'sila
Université Mohamed Boudiaf- M'sila

Président
Rapporteur
Examineur
Examineur

Année universitaire : 2018/2019

Remerciements

Louange à notre seigneur et créateur ALLAH qui nous a doté de la merveilleuse faculté de raisonnement et de nous avoir incité à acquérir le savoir. C'est à lui que j'adresse ma gratitude en premier lieu.

Je tiens à remercier vivement :

*Monsieur **Mohamed SALMI** ; Docteur au département de Physique Energétique et Energies Renouvelables à l'Université de Mohamed BOUDIAF MSILA pour m'avoir orienté dans mon travail, d'avoir accepté d'être mon encadreur qu'en plus de sa disponibilité, ses orientations et ses conseils avisés a su bien m'encadrer et me soutenir tout au long de ce travail.*

Toute la direction et le personnels de la PS3 (Centre de pompage Msila) SONATRACH, et surtout Le directeur monsieur et les travailleurs de la station

Je tiens à remercier tous les membres de jury pour avoir accepté de présider et d'examiner ce travail :

*Monsieur **BAAZIZ Hakim** président de jury*

*Messieurs **TAHROUR Farouk** et **FRIDJA Djamel**, de l'Université de Mohamed BOUDIAF MSILA, pour l'examen du mémoire.*

Tous mes remerciements profonds vont également à tous les enseignants de

Physique et toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

Avant tous à mes chers parents.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères.

À toutes mes soeurs.

Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom

KHARKHACHE.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes d'hydrocarbures Boumerdes et de Physique à Université Msila.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme BOUKHATALAH Wissame

KHARKHACHE Bilal

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

Avant tous à mes chers parents.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères.

À toutes mes sœurs.

Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom

BOUKHATALAH

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de Physique Energétique à Université Msila.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme KHARKHACHE Bilal

BOUKHATALAH Wissame

SOMMAIRE

Introduction	2
Chapitre 1 : L'ENTREPRISE SONATRACH	
1.1. Présentation	4
1.1.1. SONATRACH	4
1.1.2. Métiers de SONATRACH	4
1.1.3. Missions de SONATRACH	6
1.1.4. Vision de SONATRACH	7
1.1.5. Organisation de la SONATRACH	7
1.1.6. Services et activités de SONATRACH	7
1.1.7. Région de transport centre RCT	7
1.1.8. Patrimoine de la RTC	8
1.2- La ligne OB1	8
1.2.1- Description	8
1.2.2- Profil en long de l'OB1	9
1.2.3- Epaisseurs de l'OB1	9
1.2.4- Capacité du transport de l'OB1	10
1.3- Caractéristiques des produits pompés	10
1.3.1- Pétrole brut	10
1.3.2. Condensat	11
1.4- Stations de pompage	11
1.4.1. Description et fonctionnement	11
1.4.2- Stockage du produit	12
1.4.3- Exploitation de l'interconnexion des ouvrages OK1/ OB1/ NK1	12
CHAPITRE 2: LA STATION DE POMPAGE SP3	
2.1- Description	15
2.2- Eléments constituant la station SP3	15
2.2.1- Pompes centrifuges horizontale (GEP 301 A/B/C/D/E)	15
2.2.2- Electropompes boosters (P302 A/B/C)	16
2.2.3 – Pompes auxiliaires	16
2.2.4 -Réseau de purge gravitaire	16
2.2.5- Système eaux huileuses	17
2.2.6. Bacs de stockage	18
2.2.7 -Bâtiment d'énergie	19

2.2. 8- Groupe électrogène (GE)	20
2.2.9. Centrale anti-incendie	20
2.3.Services principales de la SP3	21
2.3.1. Service maintenance	21
2.3.2 . Service HSE	22
2.3.3 . Service exploitation	22
2.4.3. Mouvement des produits et filtrage	22
2.4.1. Système de gare racleur	22
2.4.2. Arrivée des produits et filtrage	23
2.4.3. Les filtres entrée station	24
2.4.4. Départ des produits	24
2.4.5. Equipement de circuit hydraulique de la station	25
2.4.6. Les variables de la station	25
2.4.7. Exploitation de la station SP3 M'sila	26
CHAPITRE 3: CORROSION DES CIRCUIT HYDRAULIQUE DANS LA SP3 ET LES METHODES DE LA LUTTE	
3.1- La corrosion	28
3.1.1- Définition	28
3.1.2-Aspect économique	28
3.2. Facteurs de corrosion	28
3.2.1.Les facteurs influençant la corrosion pétrolière	28
3.2.2-Facteurs définissant le mode d'emploi	30
3.2.3. Facteurs dépendants du temps	30
3.3. Type de corrosion	30
3.3.1. La corrosion humide	30
3.3.2.La corrosion sèche	30
3.4 . Aspects électrochimiques de la corrosion	31
3.4.1. Réactions de la corrosion	31
3.4.2. La pile électrochimique de corrosion	31
3.5. Autres Corrosion	31
3.5.1. Corrosion dans l'industrie pétrolière	31
3.5.2. Corrosion des pipelines	32
3.5.3. Corrosion du réseau anti-incendie	32
3.6. Discussion	34
3.6.1.Résultat 1	34
3.6.2. Résultat 2	35
3.7. Lutte contre la corrosion pétrolière	35
3.7.1. Protection par revêtement	36
3.7.2. Protection électrochimique	37
3.8. Les postes de protection cathodique dans la station SP3	39
3.9. Types d'inhibiteur de corrosion	39

3.9.1. Inhibiteurs organiques	39
3.9.2. Inhibiteurs minéraux	40
3.10. Mécanisme d'action	40
3.10.1. Mécanisme d'action électrochimique	40
3.10.2. Mécanisme d'action inter faciale	41
3.11. Avantages d'un inhibiteur	41
3.12. Inconvénient d'un inhibiteur	41
Conclusion	43
Bibliographie	

Introduction

Introduction

De nos jours, il est bien difficile de vivre sans pétrole et gaz naturel, la consommation énergétique repose aujourd'hui essentiellement sur les combustibles fossiles et représentent plus de 80% de l'énergie primaire consommée sur la planète. Le pétrole et le gaz naturel représentent 56% de la fourniture d'énergie primaire et le charbon 25% (selon AIE) [1].

Ces produits sont les fruits des dégradations et maturations successives des matières organiques et minérales en très long processus de formation sur des millions d'années, ils sont à la base de notre économie mondiale et nationale.

Dans l'industrie pétrolière, les installations de surface et pipelines sont des outils essentiels pour le transport d'importants débits d'hydrocarbures sur de grandes distances. Ils sont le mode de transport le plus sûr et le plus économique [2-3].

Un réseau de pipelines sur plusieurs kilomètres a été construit à travers le monde. En Algérie on estime ce réseau à plus de 18000Kms. Cependant, le transport du pétrole brut et du gaz naturel ne passe pas toujours sans problèmes même si des solutions sont toujours trouvées, ces problèmes restent complexes et nombreux. Parmi ceux-ci, il est au moins un qui rencontrent les pétroliers et qui reste assez mal connu et plus imprévisible : il s'agit de la corrosion, elle provoque les arrêts de production imprévus et des accidents. Dans notre mémoire on a entamé ce phénomène naturel et leurs effets nuisibles sur l'industrie de pétrole en générale et sur les équipements de surface et pipeline en particulier suite à des visites sur site de la station de pompage SP3 et de pipeline à Hassi Messeoud; on peut poser notre problématique de recherche, quelles sont les moyens et les types de protection appliquée dans ces structures industrielles ? Ce mémoire comporte trois chapitres :

Le premier chapitre présente L'entreprise SONATRACH, leur activités globales, et description de la ligne OB1 24/22" destiné exclusivement pour le transport du brut de HEH vers le terminal arrivée de Bejaïa.

Dans le deuxième chapitre nous présentons la station de pompage SP3, leurs éléments constituant et leurs différents services essentiels.

Le dernier chapitre vise le phénomène de corrosion, définition, différentes types, la corrosion dans les circuits hydrauliques dans la station de pompage PS3, et en fin comment lutter contre ce phénomène.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion qui résume notre étude et notre point de vu ainsi que les principaux résultats sont mentionnés.

CHAPITRE 1
L'ENTREPRISE SONATRACH

1.1. Présentation

1.1.1. SONATRACH

« Société National intervenant dans la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des hydrocarbures », Née le 31 décembre 1963, SONATRACH est une compagnie étatique algérienne et un acteur international majeur dans l'industrie des hydrocarbures.

Le groupe pétrolier et gazier fut classé 1^{er} en Afrique et 12^{ème} dans le monde en 2013. Elle est 4^{ème} exportateur dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation mondiale de GNL, 3^{ème} exportateur mondial de GPL et 5^{ème} exportateur de Gaz Naturel [4].

1.1.2- Métiers de SONATRACH

Les métiers de base de **SONATRACH** portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, jusqu'à leur transformation et leur commercialisation aux consommateurs. Il est possible de classer ces métiers en quatre activités globales [4] :

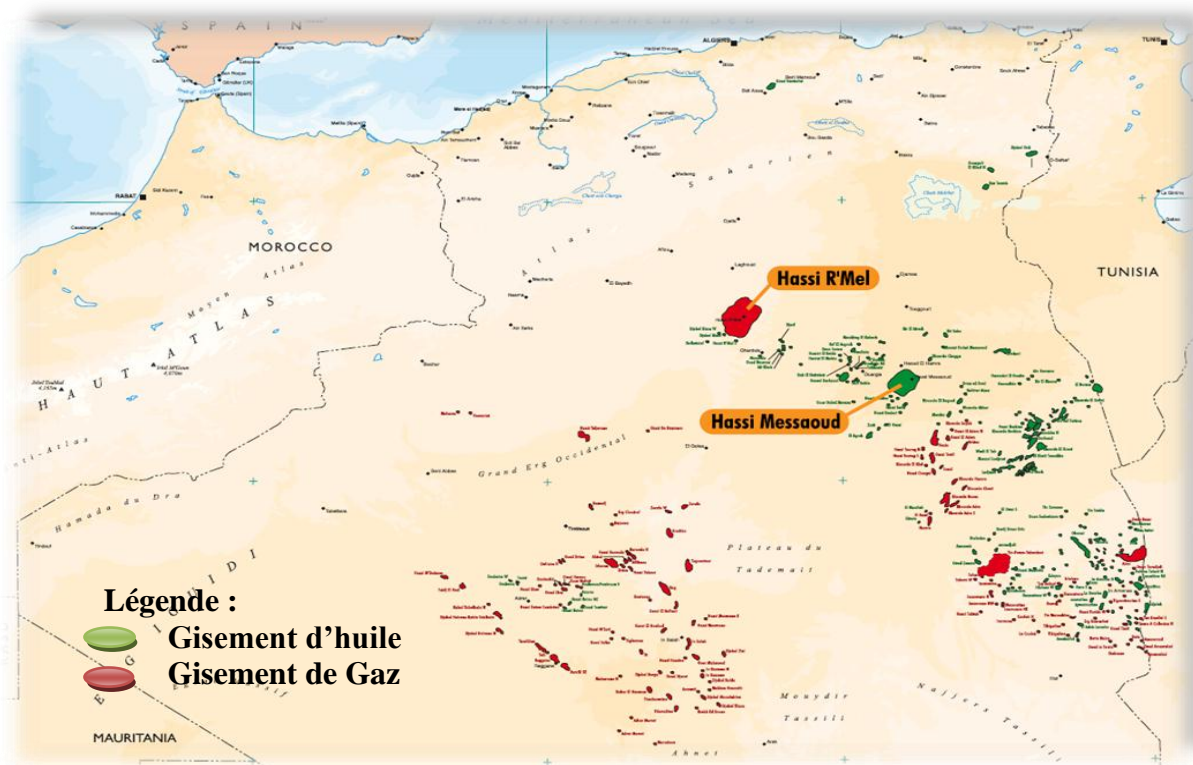
- Exploration -Production (E&P) ;
- Liquéfaction, raffinage et pétrochimie (LRP) ;
- Le transport par canalisation (TRC) ;
- La commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers (Com).

Nous allons les présenter brièvement :

a-Exploration -Production (E&P)

Anciennement Amont, est une activité de recherche et d'exploration ainsi que la production des hydrocarbures, assurée par l'entreprise mère, SOANTRACH et/ou avec des partenaires nationaux et étrangers. L'activité E&P en Algérie à réalisé 16 découvertes en 2009 et 29 découvertes d'hydrocarbures en 2010 : 36 en effort propre et 09 en partenariat. Pour les découvertes à l'international, la compagnie a effectuée des découvertes de pétrole avec sa filiale Sipex, dans la ville de Tripoli en Libye au bassin de Ghadamès [2]. Les réserves en Algérie à ce jour se situent dans l'Est du Sahara algérien ; Oued Mya et Hassi- Messaoud renfermant 67% des réserves en huile, et deux gisements géants de gaz à Hassi-Rmel. Le bassin d'Illizi occupe la 3^{ème} position avec 14% des réserves initiales, 09% pour le bassin de Rhourde-Nouss, 04% pour celui d'Ahnet-Timimoun ainsi que celui de Berkine [2].

Durant l'année 2011, la production primaire d'hydrocarbures, a atteint 205,8 Millions de TEP. Hassi-Rmel, Hassi-Messaoud et Rhourde-Nouss avec un total de 63% de la production primaire [2].



Figure(1.1):Gisements de gaz et d'huile en Algérie

b- Liquéfaction, raffinage et pétrochimie (LRP) : Anciennement Aval, englobe la transformation des hydrocarbures «la liquéfaction de gaz naturel, la séparation du GPL.», le raffinage, la pétrochimie ; La compagnie nationale algérienne SONATRACH dispose de 03 complexes de GNL à Arzew et 01 à Skikda, ainsi que 02 complexes de GPL à Arzew, d'une capacité totale de production de 10,4 million tonnes /an.

Pour les raffineries, il y'a 01 dans la capitale à Alger (2,7 millions de tonnes/an), 01 à Skikda (15 millions de tonnes/an), 01 à Arzew (2,5 millions tonnes /an), 01 à Hassi-Messaoud (1,1 million de tonnes/an) et une dernière à Adrar (600,000 tonnes/an).

Les projets **LRP** en développement sont la réalisation de 04 nouvelles raffineries à l'intérieur du Pays : à Biskra, Tiaret, Ghardaïa, Hassi-Messaoud [3].

c- Transport par canalisation (TRC) : regroupe

- ❖ Le développement et la réalisation des canalisations de transport des hydrocarbures produits à partir des gisements de pétrole brut, condensat, gaz naturel et GPL ;
- ❖ L'exploitation du système de transport par canalisation ;

❖ La maintenance du système de transport par canalisation ;

Le Réseau de Transport des Hydrocarbures « Liquide et Gaze » est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage, de stations de compression et des parcs de stockage, assurant le transport des effluents issus des champs de production, d'un centre de stockage ou d'un dispatching, vers les pôles industriels de traitement et de liquéfaction, de transformation, d'exportation et d'alimentation du marché national [5].



Figure (1.2) : Réseau de transport par canalisation

d-Commercialisation (COM) : regroupe la commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers tant sur le marché international que sur le marché national, le trading et le shipping des hydrocarbures, et le business développement à l'étranger [6].

1.1.3. Missions de SONATRACH

Les missions confiées à Sonatrach par l'état sont les suivantes :

- Contribuer au développement national par la maximisation de la valeur à long terme des ressources hydrocarbures en Algérie ;
- Satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie en hydrocarbures et produits pétroliers ;
- Contribuer au développement national notamment en lui procurant les devises étrangères nécessaires [4].

1.1.4. Vision de SONATRACH

Pour la Direction Générale, et conformément aux orientations de son actionnaire :

- Sonatrach deviendra un groupe pétrolier et gazier avec une vocation internationale ;
- Leader du gaz sur le marché méditerranéen, avec un niveau élevé de performance par la focalisation sur les projets à haute rentabilité et la maîtrise des coûts [3].

1.1.5. Organisation de la SONATRACH

Un schéma d'organisation au service des objectifs de SONATRACH :

- Conforter la direction générale dans son rôle de conception de la stratégie, d'orientation, de coordination, de pilotage et de management ;
- Assurer la réactivité, la transparence et la fluidité de l'information nécessaire à la conduite et au pilotage des activités dans le but d'assurer l'efficacité globale de l'entreprise ;
- Concentrer les structures opérationnelles pour une meilleure synergie en veillant à leur assurer une meilleure efficacité ;
- Permettre une décentralisation accompagnée d'une maîtrise des pouvoirs et d'une clarté en matière de responsabilité dans le cadre de procédures bien établies tout en renforçant le contrôle [5].

1.1.6. Services et activités de SONATRACH [5].

a-Services de SONATRACH

- Directions corporelles (DCP)
- Directions centrales

b- Divisions de la TRC :

- Division Business et Développement (BDL) ;
- Division Etude et développement ;
- Division Maintenance ;
- Division Exploitation.

c- Activités de SONATRACH

- Exploration & Production (E&P) ;
- Liquéfaction, Raffinage & Pétrochimie (LRP) ;
- Transport par canalisation (TRC) ;
- Commercialisation (COM).

1.1.7. Région de transport centre RCT

La direction régionale de Bejaia est l'une des cinq régions opérationnelles, composant l'activité transport par canalisation de SONATRACH.

Elle est chargée de : L'exploitation, le transport, le stockage et livraison des hydrocarbures liquides et gazeux.

1.1.8. Patrimoine de la RTC

A. L'oléoduc HEH / Bejaia: (OB1 24") c'est le premier pipeline installé en Algérie, d'une longueur de 668 km et de diamètre 24" / 22";

B. L'oléoduc Beni-Mansour / Alger (OG1): d'une longueur de 145 km et d'un diamètre de 20" alimentant la raffinerie d'Alger (sidi-Arcine);

C. Gazoduc Hassi R'mel / Bordj-Ménail (GG1) : il approvisionne en gaz naturel les villes et les zones industrielles du centre du pays, d'une longueur de 437 km, avec un diamètre de 42" ;

D. Port pétrolier: constitué de trois postes de chargements de navires;

E. Stations de pompages: la RTC gère les stations de pompages SP1BIS (Djamaa), SP2 (Biskra), SP3 (M'sila), SBM (Beni-Manssour) et TMB (terminal marin de Bejaia).

1.2. La ligne OB1

1.2.1. Description

L'OB1 24/22" était destiné exclusivement pour le transport du brut, la demande croissante en condensat (C+5) au niveau des différents terminaux portuaires, a provoqué de sérieux problèmes de gestion des navires pétroliers (consignation fréquents des ports) ceci à donné lieu à utiliser également cette ligne pour les chargements de condensat [7-8].

Par ailleurs, à partir de 1970, sur une longueur de 145 Km et pour assurer l'acheminement de brut vers la raffinerie de Sidi Arcine Alger (TRA) qui était auparavant alimentée à partir de Bejaïa par cabotage, un piquage de 16" sur l'OB1 remplacé en 2005 par un autre de 20" ainsi qu'une station de pompage (SBM) furent réalisés au niveau de Beni Mansour (PK 581,189). Cet Oléoduc fut appelé OG1 (1^{er} Oléoduc arrivant à Alger est constitué d'une station départ SBM et une station arrivée TRA) [7] .

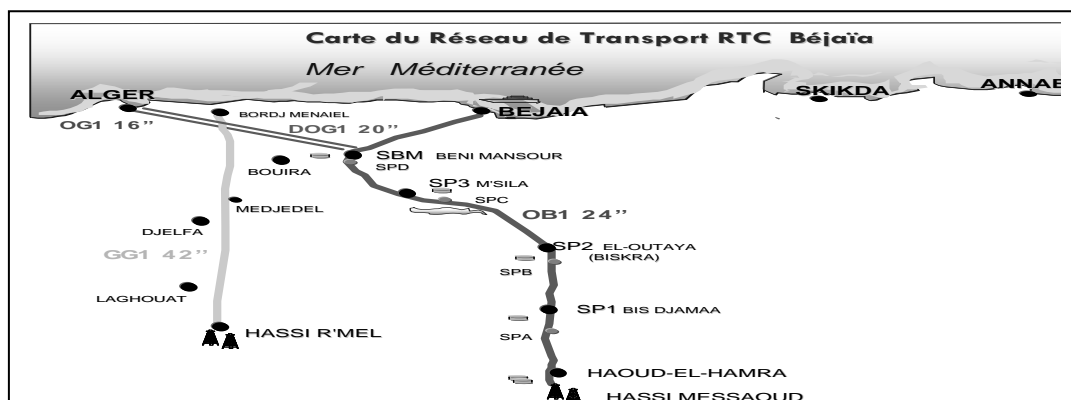


Figure (1.3) : Carte du réseau de transport RTC Bejaïa

1.2.2. Profil en long de l'OB1

Partant du centre de stockage de Haoud-El-Hamra au point kilométrique zéro dont l'altitude est de 150,34 mètres, et traversant les deux principaux pics l'un à Metlili au PK 386,50 dont l'altitude est de 542,50 mètres et l'autre à Selatna au PK 541,656 dont l'altitude est de 1032 mètres.[voir **fig.1.4**] Enfin, il atteint le terminal marin de Bejaïa TMB après un parcours de 668,369 Km. Entre HEH et Selatna l'OB1 est de 24" et il est seulement de 22" pour le reste de son parcours vers le terminal marin de Bejaïa [9].

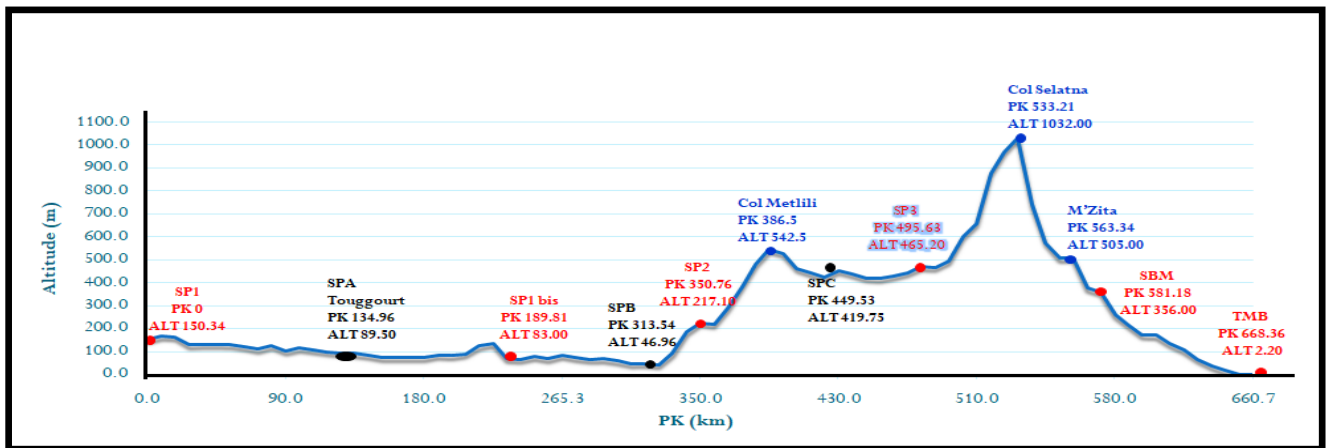


Figure (1.4) : Profil en long OB1 24/22"

1.2.3. Epaisseurs de l'OB1

L'épaisseur du pipe-line OB1 varie sous une forme télescopique de 6,35 mm à 9,52 mm mais aux sorties stations est de 12,7 mm, son acier est de nuance X52 et X42 [11]. Dans la figure ci-dessous la variation de l'épaisseur de pipe en fonction de position en km.

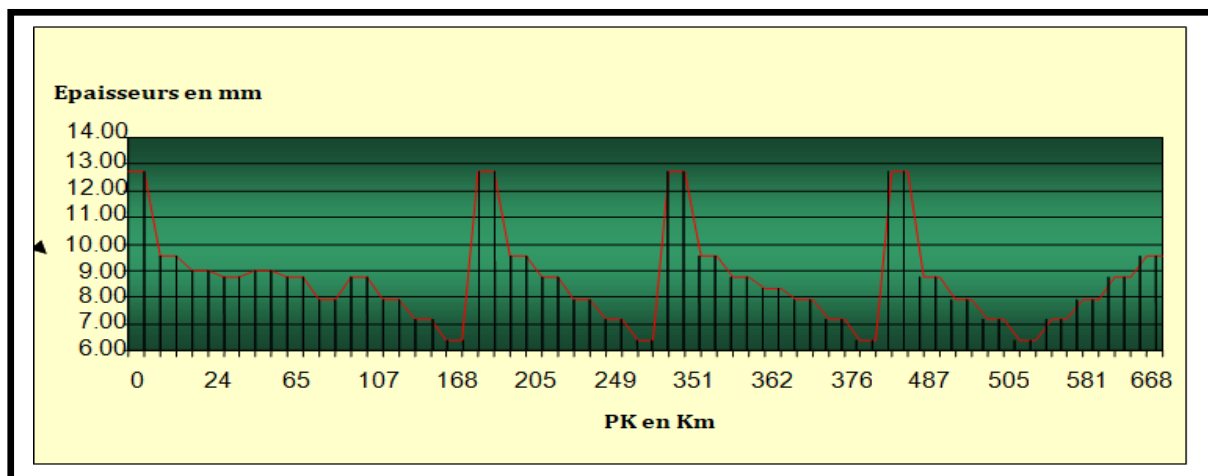


Figure (1.5) : Epaisseurs de la ligne OB1 24/22

1.2.4. Capacité du transport de l'OB1

L'Oléoduc OB1 «HEH – Bejaia» est une ligne 24/22" d'une longueur 668,369 Km, transportait auparavant du pétrole brut du terminal départ de Haoud-El Hamra dans la zone Sud-est de Hassi-Messaoud vers le terminal arrivée de Bejaïa (zone Nord-est). Mais depuis 1970, il alimente aussi la raffinerie d'Alger par le 16", remplacé en 2005 par le 20" d'une longueur de 145 Km ; A partir de Juin 1985, l'OB1 achemine aussi par bouchon du condensat vers le terminal marin de Bejaïa (TMB). Sa capacité est de 2560 m³/h [7].

1.3. Caractéristiques des produits pompés

1.3.1- Pétrole brut, le tableau suivant représente les caractéristiques de pétrole brut arrivant à la station de pompage SP3 [10].

Pétrole brut		Valeur	Unités
Densité à 15°C		0.8025	
Densité API		44.7	
Facteur de caractérisation		12	
Viscosité cinématique à:	-10°C (14°F)	5.540	cSt
	-5°C (23°F)	4.950	cSt
	0°C (32°F)	4.112	cSt
	20°C (68°F)	2.759	cSt
	38,7°C (100°F)	1.989	cSt
Pouvoir calorifique supérieur		11036	kcal/kg
Point d'écoulement		-52 / -61.6	°C
Point d'éclair, Abel		< 20	°C
Tension de Vapeur, Reid à 37,8 C		10,4	Psi
Eau (par distillation)		Traces	%
Eau et sédiments (par centrifugation)		Traces	%
Soufre total		0.13	% poids
Teneur en cendre		< 0.005	% poids
Salinité soluble totale		0.0074	% poids
Sel NaCl		< 0.001	% poids
Paraffines		2.4	% poids
Asphaltènes		0.06	% poids
Carbone résiduel, Conradson		0.83	% poids

Tableau (1.1) : Caractéristiques du pétrole brut

1.3.2. Condensat, représente le tableau ci-dessous, les caractéristiques de condensât arrivé à la station de pompage SP3.

Condensat		Valeur	Unités
Densité à 15°C		0.7236	
Densité API		64.1	
Facteur de caractérisation		12,5	
Viscosité cinématique à:	20°C (68°F)	0.95	cSt
Pouvoir calorifique supérieur		>11000	kcal/kg
Point de congélation		< -50	°C
Point d'éclair, Abel		< -8	°C
Tension de Vapeur, Reid à 37,8 C		9	Psi
Eau (par distillation)		0	%
Eau et sédiments (par centrifugation)		0	%
Soufre total		20	% poids
Teneur en cendre		< 0.005	% poids
Sel NaCl		0	% poids
Carbone résiduel, Conradson		7.14	% poids

Tableau (1.2) : Caractéristiques de Condensat

1.4. Stations de pompage

1.4.1. Description et fonctionnement

a- Terminal de départ SP1 HEH : Le terminal est situé à 30 Km au Nord-est de Hassi-Messaoud, sa mission consiste en la réception, le comptage, le contrôle de qualité, le stockage et l'expédition des effluents vers les terminaux portuaires arrivées ; La réception des hydrocarbures liquides (pétrole-condensat) provenant des champs de production est assurée par des réseaux de collecte, ils sont ensuite dirigés vers les différents terminaux par le centre national de dispatching des hydrocarbures liquides CNDHL.

Ce processus de collecte et d'expédition est désigné ci-après :

Le terminal de départ de l'OB1 dispose de sept bacs à toits flottants d'une capacité de 35000m³ chacun dont trois bacs destinés au stockage du condensat et quatre bacs au stockage du pétrole brut ainsi que d'un bac de 2900 m³ pour les circuits de purge et d'alimentation en carburant.

L'expédition du brut et du condensat vers le terminal portuaire de Bejaïa est assuré par une série de stations de pompage implantées le long de l'oléoduc. La station de départ SP1 dispose d'un ensemble de circuits et d'installations de fonctions et d'importances différentes assurant un service continu et fiable durant la période de fonctionnement [11-8].

- b- Station SP1 bis –Djamaa,
- c- Station SP2-Biskra,
- d- Station SP3-M’sila,
- e- Station SBM-Bouira.

1.4.2- Stockage du produit

Les moyens de stockage des hydrocarbures (Pétrole et condensât) dans le transport sont les parcs de stockage qui se trouvent dans les stations de pompage et les terminaux de départ et d’arrivée. La capacité de stockage d’OB1 est exprimée dans le tableau ci-après [7-12].

Nombre Bac.	Capacité Unitaire (m ³)	Produit Stocké	Lieu	Type Bac
08	35 000	PB ou C	SP1	Flottant
02	8750	PB	SP2	Flottant
02	20 000	PB	SP3	Flottant
02	12 000	PB	SBM	Flottant
12	35 000	PB ou C	TMN	Flottant
04	50 000	PB ou C	TMS	Flottant

Tableau (1.3) : La capacité de stockage d’OB1

1.4.3- Exploitation de l’interconnexion des ouvrages OK1/ OB1/ NK1

En vue de maintenir l’alimentation sécurisée de la raffinerie d’Alger en pétrole brut et permettre la réhabilitation de la partie Sud de l’ouvrage OB1 entre la station SP1-HEH et SP2-Biskra, une interconnexion à été réalisée entre les ouvrages OK1/NK1 au PK 391,5 de l’ouvrage OB1, correspondant respectivement aux Pk 392,8 et 393,5 des ouvrages OK1 et NK1.

Cette interconnexion permettra aussi l’acheminement de la production du condensat vers le port de Bejaïa en cas de stock haut au terminal de Skikda suite à un arrêt prolongé du complexe RA2K associé à la consignation portuaire ou un problème de chargement au niveau du port de Skikda.

A cet effet, une procédure d'exploitation à été élaborée pour définir les modalités opérationnelles d'exploitation des ouvrages OK1 et OB1 lors de la mise en service de cette interconnexion [12]. La figure.1.9, indique l'interconnexion réalisée entre les ouvrages OK1 et NK1.

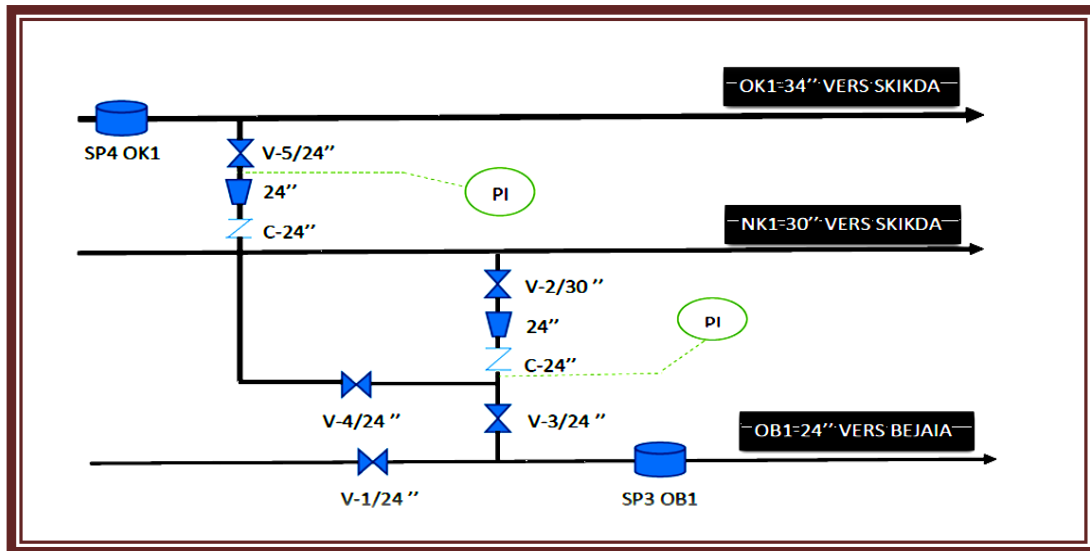


Figure (1.6) : Schéma d'interconnexion entre les lignes OK1/34" NK1/30"et OB1/24".

CHAPITRE 2
LA STATION DE POMPAGE SP3

2.1- Description

La station de Pompage SP3 est située à la sortie de la zone industrielle du chef lieu de la wilaya de M'sila, au PK 495.630 à une distance de 5km au sud de la ville et a une altitude de 465m, se situe à 248 km de la capitale Alger,

Elle fait parti de la Région Transport Centre de Bejaia (RTC), qui est chargée du transport par canalisation, ainsi que le stockage des hydrocarbures liquides.

2.2- Elements constituant la station SP3

La station SP3 se compose en plusieurs équipements essentiels mentionnés comme suite :

2.2.1- Cinq pompes centrifuges horizontale (GEP 301 A/B/C/D/E) montées en parallèle et possèdent les caractéristiques suivantes :

- * Chacune pompe est en parallèle avec un moteur électrique, à travers un variateur de vitesse fréquent VVF ;
- * Collecteur d'aspiration 10" ;
- * Collecteur de refoulement 12".



Machine	Constructeur	Type	Caractéristiques
Moteur électrique	ASIROBICON	ET63012	P = 1600 KW U = 3300 V I = 325 A Cos ϕ = 0,9 F = 59,7 Hz N = 712-3560tr/mn
Pompes centrifuge	GUINARD	DVMX 6*8*11	Q = 800 m ³ /h P. asp = 4,1 bars P. ref = 70,9 bars 5 étages

Figure (2.1) : Pompes centrifuges horizontale

2.2.2- Trois électropompes boosters (P302 A/B/C) : pompes centrifuges à trois étages immergées entrainées par des moteurs électriques qui possèdent les caractéristiques suivantes :

- * Collecteur d'aspiration 12" ;
- * Collecteur de refoulement 16".



Machine	Constructeur	Type	Caractéristiques
Moteur électrique	ASIROBICON	CADV355 C4	P = 220 KW U = 5500 V I = 28,6 A Cos = 0,85 F = 50 Hz N = 1486 tr/mn
Pompe centrifuge	GUINARD	VLP*0115 0*25-3	Q = 1155 m ³ /h P. ref = 4-6 bars 3 étages

Figure (2.2) : électropompes boosters

2.2.3 – Pompes auxiliares

- * Pompe de transfert P303 ;
- * Pompe de reprise purge P304 ;
- * Pompe de caisse de purge P305 ;
- * Pompe vidange bac 3Y1 P306 ;
- * Pompe dépotage P307 ; 3)
- * Pompe de transfert P303 ;
- * Pompe de reprise purge P304 ;
- * Pompe de caisse de purge P305 ;
- * Pompe vidange bac 3Y1 P306 ;
- * Pompe dépotage P307 ;

2.2.4 -Réseau de purge gravitaire

Les purges gravitaires de la station de pompage sont récupérées par le réservoir de purge (B 301),

qui est une citerne instrumentée et installée dans une fosse avec un volume total de 10 m³. Les purges sont réinjectés dans le réservoir de décantation pour être ensuite envoyées dans les réservoirs de stockage tampons 3A1-3A2.



Les caractéristiques :

- Un collecteur principal 8", qui réunit les conduites de purge de tous les équipements et se termine dans la citerne de purge B-301 ;
- Un transmetteur de niveau (LT305) qui transmet à la salle de contrôle l'indication du niveau et les alarmes de haut et bas niveau ;
- Une pompe de purge (P-305).

Figure (2.3) : Ballon de purge avec la pompe P305

2.2.5- Système eaux huileuses

Les eaux huileuses sont expédiées au système de traitement W-305 ; Ce système est du type (séparateur CPI), où s'effectue la séparation huile/eau grâce à leur différence de densité.

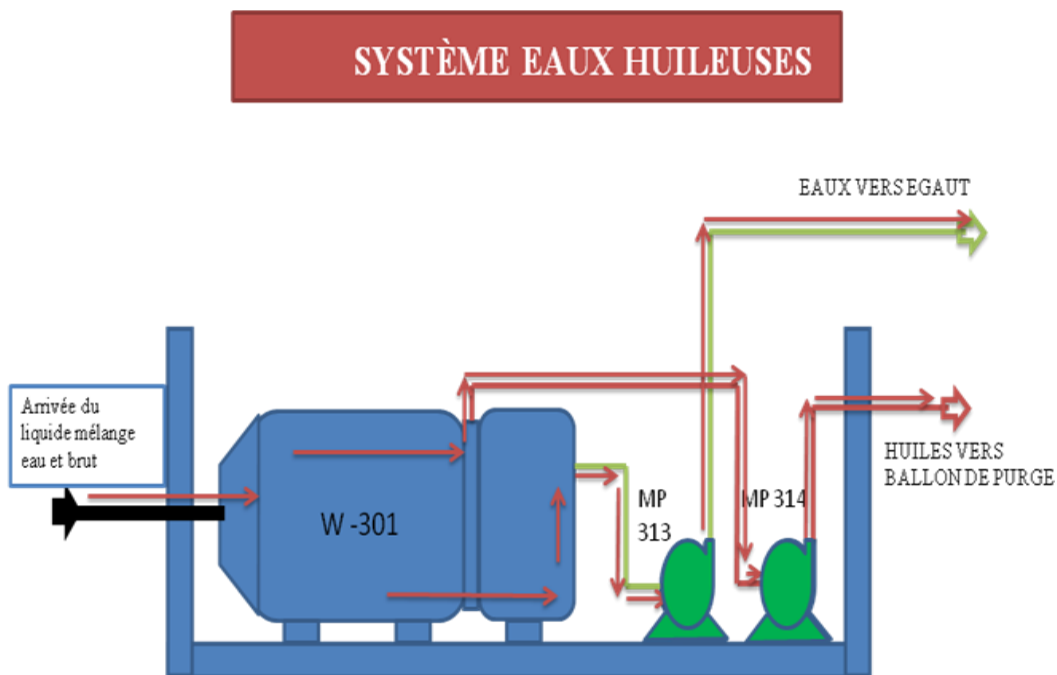


Figure (2.4) : Système eaux huileuses

2.2.6. Bacs de stockage

a- Deux bacs de stockage à toit flottant 3A1-3A2 de 20 000 m³ chacun, ces deux bacs tampons jouent un rôle très important pour le bon fonctionnement de la station ainsi que de la ligne, comme indiqué dans la figure ci-dessous.



Figure (2.5) : Les bacs de stockage 3A1 et 3A2.

b- Un réservoir de détente 3Y1 à toit fixe de 2900 m³, (voir fig.2.6) ce bac sert à récupérer tout le liquide soit à travers col de signe en cas de déclenchement des soupapes de décharge, soit à travers le circuit de purge par la pompe P-304 ou le cas de vidange des collecteurs et équipements par la pompe P-305, soit la réception des débris importés par un racleur.

Le liquide de ce réservoir peut être envoyé aux réservoirs de stockage 3A1 et 3A2 par la Pompe de Transfert P-303 ou peut être chargé sur camions par la Pompe de Vidange P-306.



Figure (2.6) : Bac de détente 3Y1.

2.2.7 -Bâtiment d'énergie : un bâtiment d'énergie alimenté par une ligne électrique à haute tension de 60 Kv_composé de :

- * **Deux transformateurs HT –MT (60 KV/5,5 KV)** l'un en service, l'autre secours en réserve ;
- * **Cinq transformateurs MT (5,5KV/2 X 1,3KV)** pour les variateurs de vitesse VVF des moteurs électriques ;
- * **Cinq armoires de variateurs de vitesse par fréquence (VVF** Variation électronique de vitesse par fréquence (entre 0 et 60 Hz)) ;
- * **Deux transformateurs électriques (MT/BT 5,5 KV / 230-400 V)** qui alimentent les pompes auxiliaires :
 - Réseaux anti-incendie ;
 - Pompe de transfert MP 303 ;
 - Pompe de reprise purge MP 304 ;
 - Pompe MP 305 caisse de purge ;
 - Pompe MP 306 vidange bac 3Y1 ;
 - Pompe MP 307 dépotage ;
 - Eclairage station ;
 - Redresseurs électriques UPS 301 A/B et UACC 301-A/B .**Comme illustrée sur la figure suivante**



Figure (2.7) : Armoire VVF

Figure (2.8) : Transformateur basse tension
19

2.2. 8- Groupe électrogène (GE): Un groupe de secours qui alimente la barre préférentielle lors de la disjonction (coupure énergie SONELGAZ) et qui possède les caractéristiques suivantes :

* **Marque :** PERKINS ; **Puissance :** 630 Kva.

* **Vitesse :** 1500 tr/min ; **Tension :** 400 V ;

La figure ci-dessous présente Groupe électrogène (GE)



Figure (2.9) : Groupe électrogène

2.2.9. Centrale anti-incendie

- * 02- pompes jockeys de 25 m³/h avec une vitesse 2930 tr/min ;
- * 02- pompes principales de 150 m³/h avec une vitesse 2960 tr/min ;
- * 01- motopompe CUMMINS de 300 m³/h avec une vitesse 2100tr/min ;
- * 02- pompes doseuses fire-dos ;
- * 01- citerne de stockage d'émulseur 10 m³ ;
- * 01- bac à toit fixe d'une capacité de 2900 m³ ;
- * 04-Lances monitor à eau 1000 l/min ;
- * 03- Lances monitor à mousse 1500 l/min



Figure (2.10) : Central anti-incendie.



Figure (2.11) : Bac B 302 à toit fixe.

2.3. Services principales de la SP3

2.3.1. Service maintenance: Le service maintenance assure la maintenance préventive et curative des équipements et assure toutes les opérations de maintenance dans le domaine électrique, mécanique, instrumentation et climatisation. Il comporte trois sections :

a - Mécanique : la section mécanique réalise les tâches suivantes :

- Visites programmées des équipements.
- Entretien général.
- Contrôle systématique des équipements
- Diagnostic.
- Les pannes non programmées.
- Graissage des équipements (pompes, vannes,... Ect) [11] .

b-Instrumentation : La section instrumentation réalise les tâches suivantes :

- Contrôle visuel des instruments des différentes installations.
- Vérification et nettoyage des instruments.
- Maintien le bon fonctionnement des instruments (débouchage, calibrage Etalonnage ...ect)
- Ronde et inspection des différents paramètres (vibration, température, pression, débit et transmission des données) [11] .

c - Electricité et Climatisation : La section électricité réalise les tâches suivantes :

- contrôle visuel des équipements électrique.
- contrôle et lecture des différents paramètres électriques.
- visites programmées des équipements électriques.
- intervention sur les pannes imprévues.
- vérification des installations de climatisation.
- nettoyage et entretien de système de climatisation.
- Assurer le bon fonctionnement des installations de climatisation.

2.3.2. Service HSE: La fonction du service sécurité au niveau de la station SP3 est de garantir en premier lieu la sécurité du personnel, en suite du matériel dont dispose la station. Pour bien organiser la sécurité au sein de cette station, ce service est chargé de :

- Définir une politique de sécurité industrielle.
- Étudier les normes, les consignes, et les procédures de sécurité spécifiques à la station.
- Organiser des campagnes d'information à travers l'ensemble des travailleurs.
- Veiller au respect de l'application de toutes les consignes données par ce service.
- Veiller à la normalisation et la standardisation du matériel de sécurité au sein la station.
- établir les permis de travail et la coordination entre les services.
- Surveillance des travaux des différents services.
- assurer le bon fonctionnement des équipements anti-incendie (la centrale, système rime sail, système CO2, réseaux eau mousse.
- effectuer des rondes de surveillance des divers points de la station.

2.3.3. Service exploitation:

- Le service exploitation assure le bon et la correcte exploitation des équipements pour éviter les pannes et les dégâts de la station sp3 et fournir les besoins de la ligne OB1.
- Contrôle les équipements et les valeurs des paramètres.
- Fournir les besoins de la ligne par les différents modes de la station.
- Observé les pannes et passe les consigne et les remarque pour les autres services.
- Fait l'exploitation de la station (transfert de brute pour les bacs, reprise purge des circuits, et manipuler sur les vanne 'ouvrir ou ouverture).

2.4. Mouvement des produits et filtrage

2.4.1. Système de gare racleur: Au départ de l'oléoduc, on a la Gare Racleur de Départ GRD301, qui est utilisée pour introduire le racleur dans la canalisation et l'envoyer vers la station suivante TMB.

Le système des gares racleurs inclut deux gares, une pour l'arrivée GRA et l'autre pour départ GRD. Les deux gares ont la fonction respective de recevoir et d'envoyer les racleurs.

Les figures ci-dessous représentent Gare racleur départ (GRD301) et Gare racleur arrivée (GRA301).



Figure (2.12) : Gare racleur départ (GRD301).



Figure (2.13) : Gare racleur arrivée (GRA301).

2.4.2. Arrivée des produits et filtrage

Le pétrole brut ou le condensat arrive à la station de pompage par l'oléoduc H03 A de 24".

L'entrée station est munie de Gare d'Arrivée de Racleur GRA301.

La pression à l'arrivée peut changer entre 0 et 7 kg/cm² elle est normalement de 3,5 kg/cm² et la température est celle ambiante. La pression à l'entrée de la station est contrôlée par le PIC-303, qui règle la vanne de contrôle motorisée PCV-301 sur la ligne d'interconnexion entre l'entrée station et les réservoirs de stockage tampons 3-A1 et 3-A2. Si la pression à l'entrée station est supérieure à celle définie comme «seuil d'expédition» et établie par les différents cas de fonctionnement, la vanne PCV-301 envoie l'excès de débit qui cause la surpression vers les réservoirs. En cas où l'excès de débit est très important (avec une pression correspondante à l'entrée de la station supérieure à 7 kg/cm²), le système s'ouvrira par la logique - sinon le technicien exploitation pourra ouvrir- la MOV-329 (by-pass de la PCV-301) de diamètre 20" pour envoyer le débit en excès vers les réservoirs-tampons.

Le technicien exploitation fermera la vanne de by-pass quand la pression normale est restaurée. Les soupapes de sûreté PSV301/302/303/304 (2 en service et 2 en réserve), avec un point de consigne de 12.2 kg/cm², sont installées à l'arrivée de l'oléoduc pour limiter la pression d'entrée station. Le débit de pétrole est mesuré par l'indicateur FI-301 et envoyé vers les filtres F-301 A/B/C (3 filtres en parallèle, 2 en fonctionnement, 1 de réserve) la différence de pression avec filtre bouché est de 0,4 kg/cm²

2.4.3. Les filtres entrée station

Trois filtres (F-301A/B/C) connectés en parallèles assurent la protection des pompes contre les particules solides : deux en service et un en réserve, qui possèdent les caractéristiques suivantes :

- * Pression maximum de service 15 bar ;
- * Pression maximum de Test 22,5 bar ;
- * La capacité du filtre 850 L ;
- * Collecteur de sortie 16" ;
- * Collecteur de purge 2".
- * Température maximum de service 70 °C ;
- * Le poids du filtre 950 Kg ;
- * Collecteur d'entrée 16" ;
- * Collecteur de purge 2".

Les filtres sont plus souvent installés en amont des pompes et des purgeurs pour les protéger contre les corps étrangers qui pourraient les détériorer.



Figure (2.14) : Filtres entrée station.

2.4.4. Départ des produits

Pomperie : A la sortie des filtres le pétrole peut :

- by-passer les réservoirs et les pompes boosters et aller directement à l'aspiration des pompes principales P-301 A/B/C/D/E, en cas de pression, à l'entrée de la station supérieure à 4 kg/cm² (seulement après arrêt des pompes boosters);
- by-passer les réservoirs venant directement à l'aspiration des pompes boosters, pénétrer dans les réservoirs tampons 3-A1 et 3-A2.

Si la pression à l'entrée station est trop basse ($p \leq 4 \text{ kg/cm}^2$) le PSSL-304 (en amont des filtres F301A/B/C) fait démarrer les pompes boosters P-302 A/B/C (3 pompes en parallèle, 2 en fonctionnement, 1 en réserve). Au contraire, si la pression d'entrée est supérieure d'une façon continue à 4 kg/cm², le technicien exploitation peut arrêter manuellement les pompes boosters. Le débit minimal aux pompes boosters est garanti par la vanne de contrôle PCV-302, installée sur la ligne de recyclage aux réservoirs à partir du refoulement des mêmes pompes. Le réglage de cette vanne est soumis au contrôleur de pression PIC-318, à l'aspiration des pompes principales. Du refoulement des pompes booster P-302 A/B/C le pétrole arrive aux pompes principales P-301A/B/C/D/E (5 pompes en parallèle). Les pompes d'expédition sont du type centrifuge, conçues pour un service intensif. Chaque pompe d'expédition est actionnée par un moteur électrique à vitesse variable. La pression de

refoulement des pompes principales est contrôlée et limitée par le contrôleur de pression PIC-315 qui agit sur la vitesse des pompes principales. Le circuit de refoulement des pompes principales est muni d'un contrôleur de débit FIC-303 qui, selon le mode d'opération station choisi peut être utilisé pour régler la vitesse des pompes.

2.4.5. Le circuit hydraulique de la station est équipé par :

A. Les clapets anti-retour ;

B. Les vannes : Vanne manuelle, vannes motorisées électriques MOV, vannes de régulation PCV.

C. Soupapes de décharge : Pour la station de pompage SP3 il existe 12 soupapes qui fonctionnent sur le circuit d'installation assurant la protection contre la surpression et d'éliminer les particules solides en suspension



Figure (2.15) : Les soupapes de décharge.

2.4.6. Les variables de la station

Débit [m³/h]	Pression entrée station [kg/cm²]	Nombre de pompes principales	Nombre de pompes boosters
800	48	1	1
1400	53	2	1
1800	59	3	2
2200	70,95	4	2

Tableau (2.1) : Débit en fonction de la pression.

2.4.7. Exploitation de la station SP3 M'sila

a- Relais tampon automatique (RTA) : c'est la méthode de fonctionnement la plus employée. La station peut égaliser le débit entre l'entrée et la sortie utilisant l'effet tampon des réservoirs 3A1 et 3A2 par réglage de la PCV-301; La valeur réglée au PIC-303 sera de 0 kg/cm².

En cas de haute pression à l'entrée de la station (débit supérieur au débit à la sortie), la PCV-301 envoie le débit en excès aux réservoirs, dans le cas contraire (débit à la sortie supérieur au débit à l'entrée) la station prélève le débit nécessaire des réservoirs

b- Relais direct surpresse (RDS) : ce mode a lieu quand il y a passage du condensat par la station.

2.5.3-. Relais direct surpresse compense (RDSC) : Ce mode est utilisé lorsque la pression à l'entrée de la station est très basse (bas débit à l'entrée de la station), tandis que le raccordement en aval exige le maintien d'un débit haut à la sortie.

c- Relais direct surpresse déleste (RDSD): au cas où, pour contraintes extérieures, on doit maintenir un débit à la sortie station, inférieur à celui d'entrée.

d- Relais tampon normal (RTN) : cette modalité est employée au cas où la station est en arrêt (pompes principales P 301 A -E en arrêt) mais la station en amont continue d'envoyer le pétrole.

e-. Relais direct normal (RDN) : la station fonctionne sans boosters.

CHAPITRE 3
CORROSION DES CIRCUIT
HYDRAULIQUE DANS LA STATION SP3
ET LES METHODES DE LA PROTECTION

3.1- La corrosion

3.1.1.Définition: du latin “corrosio/-ios”, signifie ronger ; c’est le phénomène de dégradation des métaux. Selon la norme ISO 8044 on définit la corrosion comme suit :

La corrosion est une réaction physico-chimique entre un métal et son environnement entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement.

3.1.2.Aspect économique

Pratiquement tous les milieux sont corrosifs. On parle de corrosion par l’air, l’eau de mer, l’oxygène, l’atmosphère ou les sols, par les acides, les bases ou les sels, par les bactéries ou les moisissures. Les dégâts causés par la corrosion semblent donc inévitables et sont extrêmement élevés :

- Perte mondiale de matériaux de cinq tonnes par seconde due seulement à la corrosion humide ;
- La corrosion représente la perte de 100 millions de tonne d’acier par an, ces pertes sont:

a-Pertes directes : coût de l’entretien et du contrôle (mise en peinture, protection)...

b-Pertes indirectes : contamination du produit par des produits de corrosion, arrêt de production ...

3.2. Facteurs de corrosion

3.2.1.Les facteurs influençant la corrosion pétrolière

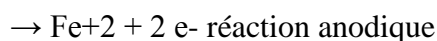
La corrosion de l’acier dans le sol se ramène à un phénomène électrochimique, elle dépend d’une part de l’agressivité propre du sol dans lequel la canalisation est posée, d’autre part l’existence des phénomènes d’électrolyse liés à la nature de produit transporté.

Les problèmes les plus importants posés par la corrosion dans les puits et conduites en acier sont causés par des substances chimiques conduisant à une acidification de l’eau contenue dans le brut ou le gaz naturel.

Les principaux facteurs conférant à l’eau une agressivité sont :

a-L’oxygène :

La teneur en oxygène est un paramètre primordial dans les processus de corrosion des aciers. Or compte tenu de la complexité du phénomène de corrosion, les processus sont fortement conditionnés par l’environnement dans lequel ils séjournent. La corrosion électrochimique des aciers en présence de l’oxygène s’effectue selon les réactions suivantes [14]



L’oxygène est introduit dans les canalisations lors des opérations d’arrêt, de vidanges des équipements ou par les pompes.

b- La salinité :

La salinité de l'eau contenue dans les gisements de pétrole est très élevée (plus de 3 à 4 fois celle de l'eau de mer). La présence des sels peut causer d'énormes dégâts aux installations pétrolières. Pour cela on procède dès l'extraction du pétrole à une première opération de dessalage visant à éliminer le maximum de sel mais malheureusement pas la totalité.

c- Les micro-organismes :

La corrosion bactérienne, ou la biocorrosion a été définie pour la première fois en France par Chantereau en 1980. Pour définir cette altération particulière des matériaux, il a proposé la définition suivante: « la corrosion bactérienne rassemble tous les phénomènes de corrosion où les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leur métabolisme en créant les conditions favorables à son établissement ». La biocorrosion correspond donc à la détérioration accélérée d'un matériau par la présence d'un biofilm à sa surface, constitué d'une ou plusieurs espèces bactériennes ou encore de champignons, algues, protozoaires.

d- L'acidité :

La présence des acides dans le milieu augmente l'agressivité des attaques de ce dernier envers le métal. Dans le pétrole brut et ses dérivés, on peut trouver une grande quantité et variété d'acides, parmi les plus répandus, on a :

- L'acide chlorhydrique
- L'acide sulfurique
- Les acides naphthéniques

e- Les paramètres physico-chimiques :

Un milieu corrosif est caractérisé par un certain nombre de paramètres physico-chimiques. Parmi les principaux paramètres contrôlables on peut citer:

➤ Effet du pH :

Le rôle du pH dans les phénomènes de corrosion est relativement bien connu à ce jour, la susceptibilité du matériau à la corrosion est fonction du pH de l'électrolyte, une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu, ce qui modifie les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques.

➤ Effet de la Température :

La corrosion fait intervenir différentes réactions chimiques et surtout électrochimiques, leurs vitesses dépendent de la température puisque les processus élémentaires sont activés thermiquement. Dans la pratique industrielle, on considère souvent que la vitesse de corrosion est doublée lorsque la

température s'élève de 10 à 20°C. Dans tout les cas, globalement plus la température est élevée plus la vitesse de corrosion est importante.

3.2.2. Facteurs définissant le mode d'emploi : état de surface, formes des pièces...

3.2.3. Facteurs dépendants du temps : dégradation des revêtements protecteurs...

3.3. Type de corrosion

3.3.1. La corrosion humide : Elle se traduit par la dissolution du métal dans le milieu aqueux sous forme d'ions. On distingue deux types de corrosion : généralisée et localisée.

a- La corrosion généralisée : Elle est due à une réaction chimique (oxydation du métal) ou électrochimique (oxydation-réduction) qui se produit uniformément sur toute la surface considérée ; On distingue plusieurs types de corrosion généralisée parmi eux : corrosion atmosphérique, corrosion chimique, corrosion électrochimique...

b- La corrosion localisée : plus dangereuse car difficilement prévisible (attaque localisée), on distingue plusieurs types de corrosion localisée parmi eux : corrosion fissurante, corrosion sous contrainte, corrosion bactérienne...

3.3.2. La corrosion sèche : se produit avec des gaz oxydants surtout l'O₂ à haute température (>100°C jusqu'à la vaporisation de l'humidité d'air).

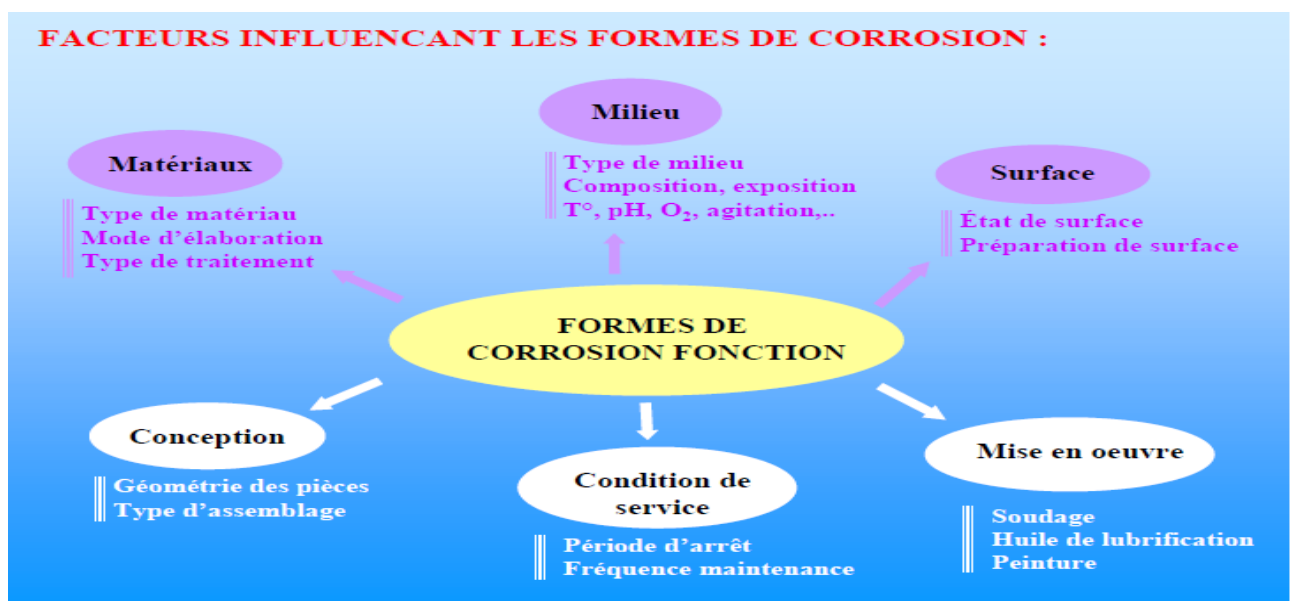


Figure (3.1) : Facteurs influençant les formes de corrosion

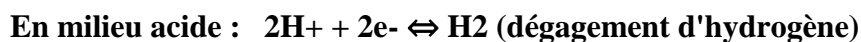
3.4 . Aspects électrochimiques de la corrosion

3.4.1. Réactions de la corrosion

Le processus de corrosion est lié à deux demi-réactions d'oxydo-réduction. Une demi-réaction d'oxydation anodique pour laquelle le métal perd un ou plusieurs électrons avec formation d'ions positifs. Dans le cas de l'oxydation du fer, on a la réaction :



Elle est associée à une demi-réaction de réduction cathodique :



La vitesse de ces deux demi-réactions dépend de la nature du métal et de la composition du milieu.

3.4.2. La pile électrochimique de corrosion :

La corrosion d'un métal ou d'un alliage métallique dans un milieu corrosif s'effectue suivant un processus assimilable au fonctionnement d'une pile galvanique, composée de deux électrodes et d'une solution d'électrolytes dans laquelle elles plongent. Cette pile, lorsque les électrodes sont en court-circuit ou reliées électriquement par un circuit de faible résistance, est le siège d'une réaction Electrochimique.

Selon les types de corrosion, l'analogie est plus ou moins évidente. Dans le cas de la corrosion galvanique qui se produit lorsque deux métaux sont en contact, elle est évidente ; par contre, elle apparaît moins nettement dans la corrosion uniforme d'un métal pur plongé dans un milieu agressif.

3.5. Autres Corrosion

3.5.1. Corrosion dans l'industrie pétrolière

les pertes de métaux et le coût des conséquences de la corrosion sont très importants pour tous les pays industrialisés [15]. Les coûts de la corrosion représentent trois à quatre pourcent du produit national brut. Ces chiffres prennent en compte : le remplacement des matériaux corrodés, les équipements, les réparations et les pertes de production [16].

la corrosion pétrolière s'avère sans doute encore plus spécifique qu'ailleurs [17]. Les gisements de pétrole sont la plus grande victime des phénomènes de corrosion, plus particulièrement le réseau de pipelines et les circuits de pompage. Ce phénomène dévastateur cause de graves problèmes environnementaux et économiques [18-19].

Dans les activités de production et de transport des hydrocarbures, on rencontre pratiquement différentes formes de corrosion. Cette dernière est liée soit à la présence de certaines substances qui

accompagnent les hydrocarbures, soit aux conditions de fonctionnement ou aux choix des matériaux [20-21].

3.5.2. Corrosion des pipelines

Dans l'industrie pétrolière, les pipelines sont des outils essentiels de transport massif des hydrocarbures, sur de grandes distances, ils allient des débits importants et confirment année après année qu'ils sont le mode le plus sûr et le plus économique de transport des hydrocarbures. Cependant, leur enfouissement conduit à une série de pertes systématiques et les autres sont accidentelles.

Les pertes par corrosion, représentent une composante importante du pourcentage des pertes technologiques au cours du processus de transport par pipelines, ainsi qu'une considérable source de pollution [22].

En Algérie, Une étude a été effectuée, sur la base des données réelles propres au Champ de Hassi Messaoud. Cette étude a donné les résultats représentés sur la figure 1.2 et qui montrent que le nombre de fuites, qui pourrait être enregistré en l'année 2005, avoisinerait 1800.

La figure (3.2) représente le graphique montrant l'évolution des fuites en cour des années

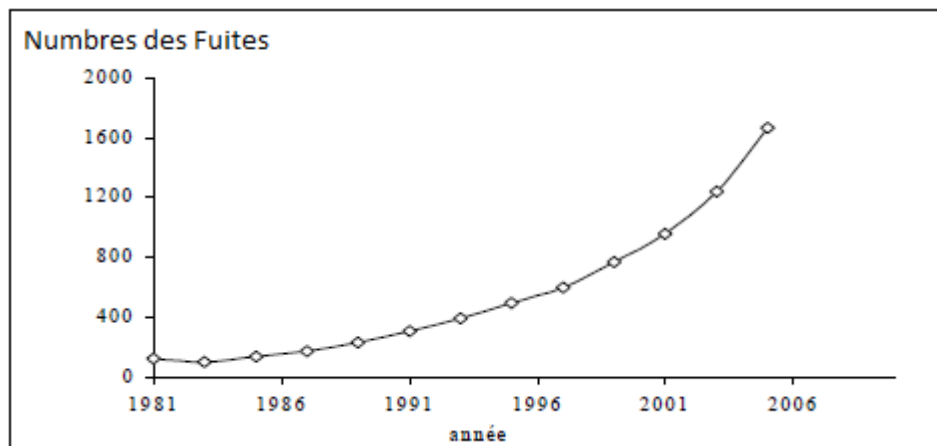


Figure (3.2) : Evolution des fuites en cour des années.

Par ailleurs, selon les chercheurs, la majorité des fuites enregistrées sur les pipelines sont essentiellement la conséquence de corrosion interne, accentuée par la corrosion externe. Ces fuites peuvent provoquer des accidents graves, comme l'incendie survenu le 21 septembre 2004, au niveau du gazoduc GZ 2, reliant Hassi-R'mel à Arzew au niveau de la localité d'El-Ghomri.

3.5.3. Corrosion du réseau anti-incendie

Cas N°01 : Fuite au niveau de la conduite de recyclage de l'électropompe principale 3001 A percement dû à la corrosion, diamètre de la conduite de recyclage 8"

Cas N°02 : Fuite au niveau de la conduite de refoulement 3003B, diamètre de la conduite de refoulement 2" ;

Cas N°01 : (Figure (3.3))

Caractéristiques de la fuite : diamètre : 3 mm, position : 17 H ;

Solution : Remplacement d'une manchette de raccordement en acier et ce, suite à l'état de corrosion avancée au voisinage de la fuite.

Cas N°02 : (Figure (3.4))

Caractéristiques de la fuite : Diamètre : 3mm, position : 18 H ;

Solution : Remplacement d'un collier mécanique.

Les figures ci-dessous montrent quelques exemples de fuites dans le conduit dues à la corrosion



Figure (3.3) : La manchette de la pompe .



Figure (3.4) : Pompe jockey 3003B.

Cas N°03

Fuite au niveau de la lance monitor à eau bac 3A1.



Figure (3.5) : Lance monitor fixe à eau (bac 3A1).

Fuite au niveau de la lance monitor à mousse bac 3A1.



Figure (3.6) : Lance monitor à mousse bac 3Y1.

3.6. Discussion

3.6.1. Résultat 1

Ce type de corrosion généralisée 'interne' persiste malgré les nombreuses interventions techniques par le remplacement des manchons de raccordement en acier et procéder à des soudures bout à bout ; Cet état de fait à pour cause L'agressivité de l'eau.

A. Eau agressive : Une eau agressive est une eau qui peut provoquer une action corrosive sur les matériaux car, c'est une eau naturellement acide.

A.1. Selon le bulletin d'analyse et de contrôle de la qualité physico-chimique d'eau de forage par le laboratoire EL DJAOUUDA le 07/11/2016, nous constatons que la conductivité d'eau est très élevée (3900 $\mu\text{s}/\text{cm}$) ainsi que la dureté (130 °F) ; Elles dépassent les normes.

A.2. Selon le résultat des analyses physico-chimiques d'eau de forage par le laboratoire LAPALM 'le 20/03/2010', nous remarquons que la qualité physico-chimique d'eau est conforme aux normes en vigueur en ce qui concerne les paramètres à l'exception du sulfate (SO_4^{2-}) qui est très élevée car il dépasse la norme. Quelques exemples sont illustrés dans fig (3.7),(3.8).



Figure (3.7): Corrosion au niveau de la conduite de décantation bac 3A1.



Figure (3.8) : Corrosion au niveau de caisson N°37 bac 3A1.

3.6.2. Résultat 2

Le pétrole brut contient toujours une trace d'eau souvent en très faible concentration. Cette quantité d'eau se présente sous forme de gouttelettes de très petits diamètres. Ces gouttelettes peuvent s'assembler et former des gouttelettes de diamètre plus grand (phénomène coalescence) Ces dernières, en raison de leur poids plus important, peuvent se déposer dans les points bas de la conduite et former, en association avec d'autres particules, des dépôts de boue.

En plus du fait que ces dépôts réduisant la section de passage, ils représentent des lits de corrosion.

On a donc installé une vanne de purge pour évacuer les eaux stagnées, et incliner les conduites au niveau de celles de décantation pour les trois bacs de stockage.

la figure (3.9) est montrée la forme de la conduite de décantation.



Figure (3.9) : La conduite de décantation.

3.7. Lutte contre la corrosion pétrolière

La corrosion interne et externe affecte de nombreux pipelines d'hydrocarbures, elle est la cause principale de fuites et de ruptures de la canalisation. Le coût occasionné par la dégradation annuelle des matériaux, a provoqué la mise en œuvre de méthodes de protection. Ces dernières visent une économie de matières et d'énergie auxquelles s'additionnent de nombreuses contraintes, non pollution notamment. Toute solution efficace et durable ne peut être qu'un compromis tenant compte de l'ensemble de ces facteurs, notamment des contraintes économiques et des critères scientifiques [23].

En matière de protection, il est possible d'agir soit sur le matériau lui-même (choix judicieux, formes adaptées, contraintes en fonction des applications, etc.), soit sur la surface du matériau (revêtement, peinture, tout type de traitement de surface,...), soit sur l'environnement avec lequel le matériau est en contact (inhibiteur de corrosion). Cependant, il ne suffit pas de choisir un matériau qui résiste bien à un

certain milieu, il faut également penser à toutes les interactions électrochimiques, mécaniques et physiques prévisibles qui pourraient influencer le comportement du système métal/milieu [24].

La lutte contre la corrosion des équipements, circuits hydrauliques et pipelines peut être envisagée de plusieurs manières, les principales sont les suivantes :

- Utilisation de revêtements
- Protection électrochimique
- Ajout d'inhibiteurs aux circuits

3.7.1. Protection par revêtement :

Dans l'industrie pétrolière, le revêtement organique est spécifique pour les pipelines de transport de gaz [25].

L'intérêt de protéger les canalisations à l'aide de revêtements organique est important. En effet, les processus de corrosion font intervenir l'eau en tant qu'électrolyte, et divers oxydants susceptibles de capter les électrons libérés par l'oxydation du métal. Le rôle du revêtement est donc de limiter le flux de ces produits en créant une barrière physique. Ces revêtements épais (quelques millimètres) ont par ailleurs une fonction de protection mécanique du tube lors du remblai des fouilles, bien que ce ne soit pas leur rôle principal.

Cette protection n'est cependant pas totalement efficace car l'expérience a montré que la majorité des défauts de revêtement constatés sur les canalisations a été créée par des pierres tombées sur le conduit ou ayant poinçonné le revêtement [26].

a. Revêtements métalliques : application d'une couche de métal sur le matériau à protéger la couche protectrice sera anodique ou cathodique :

1- Revêtement anodique

Ex : Zn sur acier (tôles galvanisées), le Zn sert d'anode et se dégrade à la place de l'acier.

2- protection par revêtement cathodique

Ex : Cr sur acier (pare-chocs, robinets).

b. Revêtements non-métalliques

1-Inorganique

- émail
- ciment et béton

2-Organique, comme suite :

- peintures
- huiles, goudrons

- graisses

c. Revêtements chimiques

Elle sert à modifier chimiquement la surface des métaux

- phosphatation
- oxydation

3.7.2. Protection électrochimique :

Dès lors que le revêtement sur les équipements et le pipe line ne joue plus son rôle de barrière, le métal peut se trouver en situation de corrosion car il est au contact d'eau et de produits potentiellement corrosifs, dans ce cas la protection cathodique sera indispensable, et primordial afin éviter tous types de dégâts engendrer par les fuites.

a. Principe de la protection cathodique :

Le principe est de porter le métal à un potentiel inférieur afin de réduire significativement la vitesse de la réaction anodique, donc la corrosion [27].

b. Techniques la protection cathodique :

Deux techniques sont employées pour fournir ces courants de protection cathodique.

- **Par Anode sacrificielle :** Cette technique consiste à placer la structure à protéger en contact électrique avec une masse métallique, moins noble que l'acier, et de créer ainsi un couplage galvanique favorable à la dissolution de celle-ci au profit de la structure à protéger, comme schématisé dans la figure (3.10).

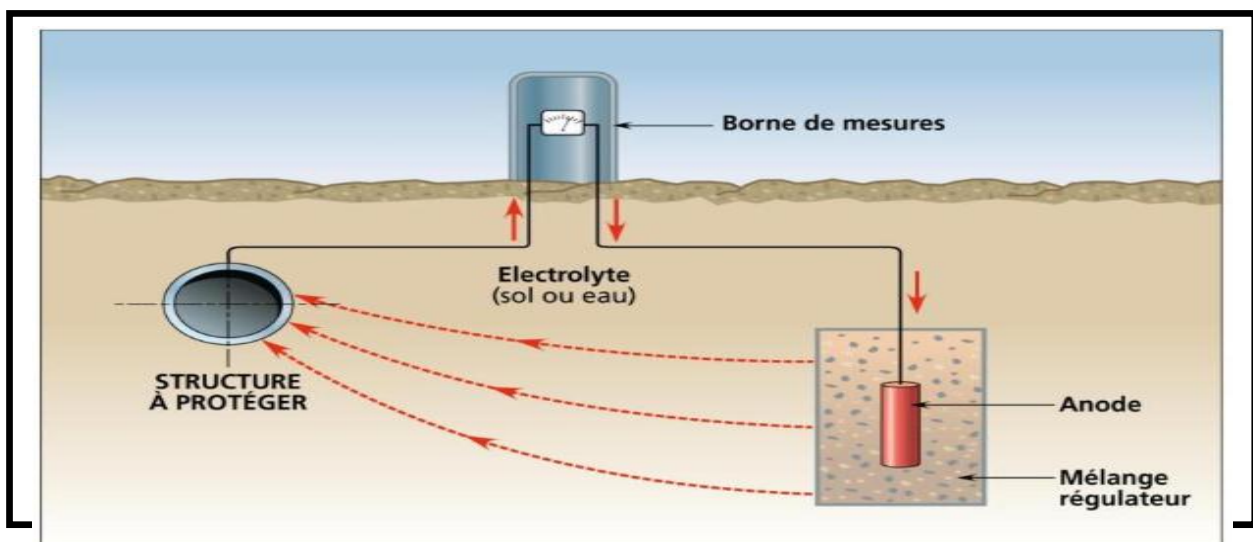


Figure (3.10) : Principe de la protection cathodique anode sacrificiel

- **Par courant imposé** : Un générateur appelé transformateur redresseur (ou poste de soutirage) débitera un courant continu imposé, circulant d'une pièce anodique appelée déversoir (ou anode déversoir) pour pénétrer dans le métal à protéger le rendant ainsi cathodique. La méthode est illustrée par la Fig (3.11).

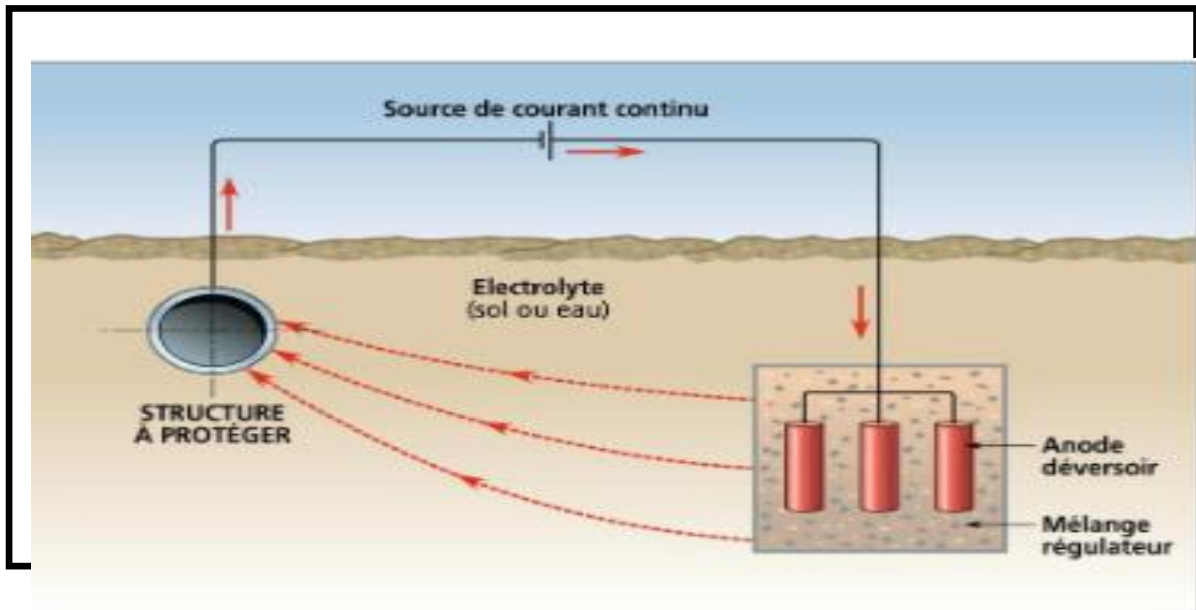


Figure (3.11) : Principe de la protection cathodique par courant externe imposé

Le système de protection cathodique utilisée à la station SP3 est un système de protection cathodique par courant imposé, Un poste à courant imposé est constitué par :

Un transformateur redresseur ;

- Un déversoir sert à injecter le courant de protection cathodique dans le sol en alliages de zinc ;
- Au niveau des bacs de stockage (3A1 et 3A2) on a 07 déversoirs 'anodes', et pour les bacs (3Y1, B302)on a 03 déversoir (voir fig (3.12)).



Figure (3.12) : La répartition des déversoirs 'anodes' sous les bacs de stockage 3A1, 3A2 et 3Y1

3.8. Les postes de protection cathodique dans la station SP3, comme illustré sur la figure (3.12).

- La station SP3 contient des postes de protection cathodique alimentés par une tension de 380V répartis comme suit :
- * Poste au niveau du bac 3A1;
- * Poste au niveau du bac 3A2 ;
- * Poste au niveau du bac B3O2 ;
- * Poste au niveau du bac 3Y1;
- * Poste de réseau enterrée ;
- * Poste de la ligne.



Figure (3.12) : Poste de soutirage de courant et anode

La diminution de l'agressivité du milieu, par adjonction d'inhibiteurs, connaît une large application industrielle, spécialement dans l'industrie pétrolière. C'est la méthode la plus souple et la moins coûteuse.

Selon les termes de la norme ISO 8044, c'est une substance chimique qui présente une concentration appropriée dans un système de corrosion, diminuer la vitesse de corrosion sans changer notablement la concentration en agent corrosif. Et selon la N.A.C.E (National Association of Corrosion Engineers) un inhibiteur c'est une substance qui retarde la corrosion lorsqu'elle est ajoutée à un environnement en faible concentration [20].

3.9. Types d'inhibiteur de corrosion : Il existe plusieurs possibilités de classer les inhibiteurs, parmi ces derniers la classification selon la nature des molécules de l'inhibiteur

3.9.1. Inhibiteurs organiques

Au cours de cette dernière décennie, l'utilisation d'inhibiteur organique a été largement plébiscitée pour leurs propriétés inhibitrices remarquables. Les molécules organiques sont promises à un développement plus que certain en termes d'inhibiteur de corrosion. Leur utilisation est actuellement

préférée à celle d'inhibiteurs inorganiques pour des raisons d'écotoxicité essentiellement. Les inhibiteurs organiques sont généralement constitués de sous-produits de l'industrie pétrolière [27]. Ils possèdent au moins un centre actif susceptible d'échanger des électrons avec le métal, tel que l'azote, l'oxygène, le phosphore ou le soufre [29].

3.9.2. Inhibiteurs minéraux

Les inhibiteurs minéraux sont utilisés le plus souvent en milieu proche de la neutralité, voire en milieu alcalin, et plus rarement en milieu acide. Les produits se dissocient en solution et ce sont leurs produits de dissociation qui assurent les phénomènes d'inhibition (anions ou cations). Les inhibiteurs minéraux sont de moins en moins utilisés en raison de leur toxicité. Leur emploi se limite à certains systèmes en circuit fermé [29].

3.10. Mécanisme d'action

3.10.1. Mécanisme d'action électrochimique

Dans la classification relative au mécanisme d'action électrochimique, on différencie les inhibiteurs selon leur influence sur la vitesse des réactions électrochimiques partielles, on peut distinguer [voir figure (3.13)] :

- Les inhibiteurs anodiques diminuant la densité de courant partiel anodique et déplaçant le potentiel de corrosion dans le sens positif.
- Les inhibiteurs cathodiques diminuant la densité de courant partiel cathodique et déplaçant le potentiel de corrosion dans le sens négatif.
- Les inhibiteurs mixtes diminuent la vitesse des deux réactions partielles, mais modifient peu le potentiel de corrosion.

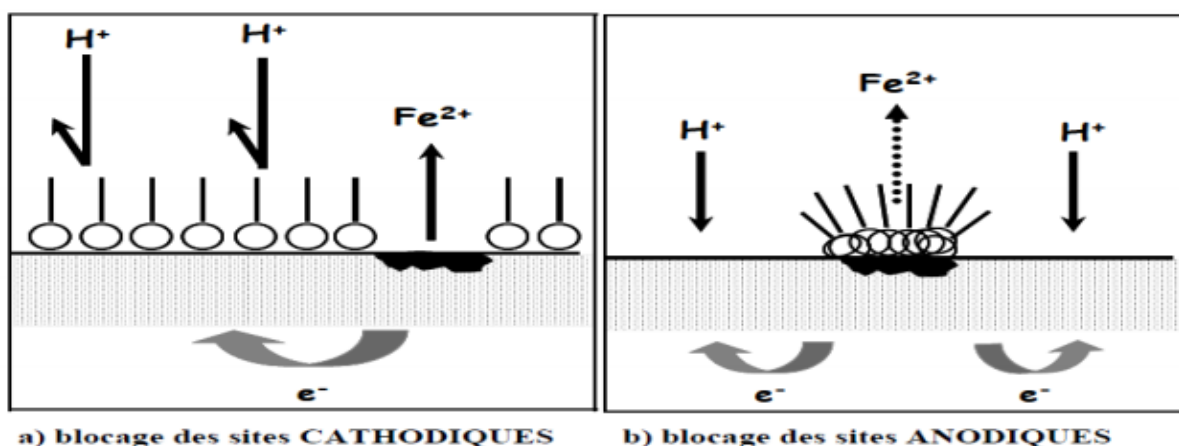


Figure (3.13) : Poste de soutirage de courant et anode

3.10.2. Mécanisme d'action inter faciale

C'est le troisième mode de classement des inhibiteurs, qui différencie ceux-ci à partir de leur mode de fixation sur la surface métallique. Les inhibiteurs d'adsorption, c'est-à-dire ceux qui agissent en formant des films de molécules adsorbées à la surface du métal, sont plutôt utilisés en milieu acide, alors que les inhibiteurs formant des films tridimensionnels de produits de réaction sont spécifiques des milieux neutres ou alcalins. Il existe cependant des exceptions à ces règles de comportement et par exemples, certaines molécules organiques agissent par simple adsorption à la surface du métal (amines filmantes pour la protection de l'acier) en milieu aqueux de pH neutre [30].

3.11. Avantages d'un inhibiteur

- Diminuer et retarder la vitesse de corrosion sans changer les caractéristiques de physico-chimique de métal.
- Formation d'une barrière entre l'inhibiteur et une ou plusieurs espèces de métal.

3.12. Inconvénient d'un inhibiteur

Il n'existe pas un inhibiteur universel qui puisse protéger tous les matériaux dans un même milieu il peut y avoir des inhibiteurs qui protègent plusieurs métaux d'autres qui sont très spécifique d'un matériau à un autre ce qui explique la complexité qu'il va apparaître dans certain formulation de liquides inhibiteurs pour tel ou tel métal ou alliage 20.

Conclusion

Conclusion

Notre travail consiste à l'étude de corrosion des équipements de transport de brut à la station de pompage SP3 et pipeline au niveau de HMD, où la corrosion se manifeste à l'intérieur des installations de surface par l'attaque chimique de brut lui-même suite aux impuretés et les eaux contenues dans ce dernier, et à l'extérieur des ouvrages enterrés sous l'effet de l'agressivité du sol, ce qui provoque des percements des installations conduisant à des fuites des effluents donc la corrosion n'est pas seulement une source de gaspillage de matières premières, elle peut aussi entraîner des pertes économiques et humaines majeures et des tragédies écologiques irrémédiables.

La détection du problème de corrosion au niveau de station de pompage SP3 et sur les pipelines se fait par l'application des techniques d'inspection spécifiques représentées essentiellement dans les analyses chimiques au laboratoire et le contrôle non destructif par la mesure des épaisseurs de pipings au moyen d'un ultrason, ou par l'observation visuelle par conséquent ça nous permet de décider la méthode de protection la plus efficace, qui ce soit la protection cathodique des conduites enterrées, soit l'injection des inhibiteur de corrosion pour les installations de surface.

Le défi auquel est confronté l'Algérie est donc réel suite à la consommation d'énergie croit plus vite que sa production, et les découvertes de gisements se raréfient, ayant des effets sur l'environnement et provoquent des changements climatiques. Cela à pour effet de rendre caduc le modèle actuel de production et de consommation d'énergie. Par conséquent, nous devons agir et faire tous les efforts nécessaires pour réussir la transition de l'énergie non renouvelable aux énergies renouvelables.

L'Algérie représenté par SONTRACH s'engagent avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservations des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire une part essentielle.

Bibliographie :

- [1] AIE, [1] AIE. Agence Internationale de l'Energie. Perspectives énergétiques mondiales, World Energy, Résumé in PGA n°928 du 16 novembre 2007.
- [2]SONATRACH.entreprise-dz/Amont-exploration.html
- [3]SONATRACH.entreprise-dz/Aval.html
- [4] www.SONATRACH.dz/wikipidéa
- [5] www.SONATRACH.dz/index
- [6]SONATRACH.entreprise-dz/commercialisation.html
- [7] M.BOULIFA. Mémoire PGS 'Optimisation de la ligne OB1 24' en tenant compte du déclassement des tronçons entre HEH et col-selatna.
- [8] A.BENMOUNAH. Cours station de pompage. Institut national des hydrocarbures Boumardès.
- [9] Les PK actualisation des installations de l'oléoduc OB1 24/ 22 HEH-TM Bejaïa mise à jour suivant les distances enregistrées per l'outil intelligent (NOV 2009)
- [10] Manuel Opérateur BEINTINI SP3.
- [11] Archives de la station SP3 (2016).
- [12] Manuel Opérateur BEINTINI SP2.
- [13]Procédure d'exploitation de l'interconnexion des ouvrages OB1, OK1, NK1.
- [14]B.Normand, N.Pébère, C.Richard, M.Wery, prévention et lutte contre la Corrosion, une approche scientifique et technique, édition presses polytechniques Et universitaires romandes, Italie (2004).
- [15] Corrosion dans l'industrie pétrolière, 2005, IFP Training. ENSPM Formation industrie.
- [16] D.SI-SALAH. Corrosion et protection des ouvrages. Institut national des hydrocarbures, Boumerdès.
- [17] D. A.AITOUAKLI. Corrosion et protection. . Institut national des hydrocarbures Boumerdès.
- [18]Etude de la corrosion et maintenance des installations pétrolières de Shell-Sénégal cas du dépôt de jetée Nord.
- [19] www.Technique-ingenieur.Fr
- [20] www.aquaporation.com
- [21] F. Constantin. Etude de l'efficacité d'inhibiteurs de corrosion utilisée dans les liquides de refroidissement.

- [22] E. M. Ionescu, M, Patarlageanu, S.Suditu, Pertes des hydrocarbures liquides associées au transport par pipelines, France (2008)
- [23] T .Lasnoui, Emploi d'acides aminés dans la lutte contre la corrosion d'un acier au carbone en milieux aqueux de NaCl 3% et d'acide H₂SO₄ 1mol.L⁻¹, Thèse de Doctorat, Université de Tizi-Ouzou (2009).
- [24] J.Talbot, Métallurgie générale, Edition Masson, Paris (1969).
- [25] J. Vincent Genod, le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation, Editions Technique, Paris (1980).
- [26] S .Gastaud, influence de l'état du revêtement hydrocarboné sur le risque de corrosion des canalisations enterrées de transport de gaz, Ecole doctorale Matériaux de Lyon, (2002).
- [27]M. Roche. La protection cathodique et les revêtements associés, pétrole et Techniques, N°421, P 69-85.
- [28] G. Beranger, H. Mazille. Corrosion et anticorrosion, pratique industrielle, Edition Technique et Documentation, Lavoisier, Paris (2002).
- [29] P.Bommers bach. "Evolution des propriétés d'un film inhibiteur sous l'influence de la température et des conditions hydrodynamiques " thèse de doctorat, Ecole Doctorale de l'INSA de Lyon (2005).
- [30] F.Bentiss " hétérocycles penta atomiques: synthèse organique, étude de Propriétés inhibitrices de la corrosion et des propriétés complexantes " thèse de Doctorat, Université des sciences et Technologies de Lille (2006).

Résumé

Ce travail de consiste à l'étude de phénomène de la corrosion et ces effets sur les métaux en générale, les équipements de transport de pétrole et à la station de pompage SP3 et pipeline en particulier, où la corrosion se manifeste à l'intérieur des installations de surface, et à l'extérieur des ouvrages enterrés sous l'effet de l'agressivité du sol, ce qui provoque des fuites sur les installations et entraîner des pertes économiques et humaines majeures. La détection et le contrôle du problème de corrosion au niveau de station de pompage SP3 et sur les pipelines par l'application des techniques d'inspection très important et sert à éviter tous types des dégâts, ça nous permet de décider la méthode de protection la plus efficace, qui ce soit la protection cathodique des conduites enterrées, soit l'injection des inhibiteur de corrosion pour les installations de surface.

Abstract

This work consists of studying corrosion effects on metals in general, oil transport equipments and pumping station SP3 and a pipeline in particular, where corrosion is visible inside the surface facilities, and on the outside of the structures that have come under the influence of the aggressiveness of the soil, which causes consequences on the installations and the major economic and human losses. The detection and control of the corrosion problem at the SP3 pumping station and on the pipelines by the application inspection techniques is of very important and efficient, which is either the Cathodic protection of buried pipelines, or the injection of the corrosion inhibitor for surface installations.

ملخص

يتكون هذا العمل من تأثير التآكل وتأثيراته على المعادن بشكل عام ، معدات نقل النفط ومحطة ضخ SP3 وخط أنابيب بشكل خاص ، حيث يكون التآكل مرئيًا داخل منشآت السطح ، و على السطح الخارجي للهياكل التي تعرضت لتأثير عدوانية التربة ، والتي تسبب إضرار على المنشآت خسائر اقتصادية وبشرية كبيرة. الكشف عن مشكلة التآكل والتحكم فيها في محطة ضخ SP3 وخطوط الأنابيب من خلال تطبيق تقنيات فحص مهمة للغاية ، بعدها نختار طريقة الحماية والتي هي إما الحماية الكاثودية لخطوط الأنابيب المدفونة ، أو نضيف مثبتات التآكل السائلة للتركيبات السطحية.