

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Mécanique

Filière : Génie Mécanique

Option: Transport et Distribution des hydrocarbures

Réf:

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de:

MASTER

Thème

**Analyse des risques de la station de pompage
SP3BIS par la méthode HAZOP**

Présenté par:

Salim BEN SAOUCHA

Proposé et dirigé par:

Dr. Abdelhakim BEGGAR

Devant le jury composé de :

Mr. Nouredine BELGHAR

Mr. Abdelhakim BEGGAR

Mr. Youssef JABNOUN

Président

Encadreur

Examineur

Soutenue publiquement le : 05 Juin 2017

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde reconnaissance à notre encadrant **Dr. Abdelhakim BEGGAR** pour l'intérêt soutenu avec lequel il a entouré ce travail. Aucun mot ne saurait exprimer notre très haute considération et notre grande admiration pour son conseil, sa façon d'encadrer et de définir les grandes lignes à suivre.

Nous tenons à remercier également le président de jury **Dr. Noureddine BELGHAR**, nous vous remercions pour le grand honneur que vous nous avez fait en acceptant aimablement de présider le jury de ce travail.

Nos vifs remerciements aussi s'adressent également au membre de jury **Dr. Youssef JABNOUN** qui a bien accepté évaluer ce travail.

Nos sincères remerciements vont également à tout le corps enseignant et le personnel du département « Génie mécanique » qui ont été pour nous une école fondamentale pour améliorer nos connaissances.

Nous tenons à remercier tous les cadres et techniciens de la station **SP3BIS** qui ont apporté leurs aides et leurs soutiens.

Je veux dire « **Merci** » à toute personne qui, de près ou de loin, a contribué à l'accomplissement de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma mère

Mon père

Mes chers frères et sœurs.

Mes amis.

Salim Ben Saoucha

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralité sur les hydrocarbures	2
I.1 Introduction.....	2
I.2 Historique des hydrocarbures en Algérie.....	2
I.3 Définition et origine des hydrocarbures.....	3
I.3.1 Définition des hydrocarbures	3
I.3.2 Origine des hydrocarbures	3
I.4 Le processus industriel des hydrocarbures.....	4
I.5 Transport des hydrocarbures.....	5
I.6 Stockage des hydrocarbures.....	8
I.6.1 Types de stockage des hydrocarbures ..	8
I.6.2 Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs ..	12
I.7 Conclusion	13
Chapitre II : Généralité sur la gestion des risques	14
II.1 Introduction	14
II.2 Concepts et définitions	14
II.2.1 Notion de sécurités	14
II.2.2 Notion de danger	14
II.2.3 Notion de risque ..	14
II.3 Processus de la gestion des risques	15
II.4 Analyse des risques	17
II.4.1 Définition .	17
II.4.2 Etapes d'une analyse des risques	17
II.4.3 Classements des méthodes d'analyse du risque	18
II.4.4 Principes de quelque méthode d'analyse des risques .	19
II.4.5 Les différentes méthodes d'analyse de risques .	21
II.5 La méthode « HAZOP »	24
II.5.1 Historique et domaine d'application ..	24
II.5.2 Principe de la méthode.....	24
II.5.3 Déroulement d'une étude HAZOP	25

II.5.4 Les limites et les avantages de la méthode HAZOP	30
II.6 Conclusion	30
Chapitre III : Description de la station SP3 BIS	31
III.1 Introduction	31
III.2 Présentation de la région de transport Est (RTE).....	31
III.3 Description général de l'oléoduc OK1	32
III.4 Présentation de la station SP3 BIS.....	35
III.5 Description général des systèmes composent la station SP3 BIS.....	36
III.6 Description du système de contrôle et de sécurité	42
III.7 Sécurité de la station	42
III.7.1 Règles générales.....	42
III.7.2 Effets des hydrocarbures.....	43
III.7.3 Protection personnel.....	44
III.7.4 Règles de sécurité applicables à l'exploitation	48
III.7.5 Sécurité et protection incendie.....	49
III.7.6 Substances dangereuses	54
III.8 Conclusion	54
Chapitre IV : Application de la méthode d'analyse HAZOP	55
IV.1 Introduction	55
IV.2 Application de la méthode HAZOP	56
IV.3 Conclusion.....	60
Conclusion générale	61

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Formation des hydrocarbures	4
Figure I.2 : Transport par canalisation	6
Figure I.3 : Wagon-citerne	7
Figure I.4 : Navire pétrolier	7
Figure I.5 : Sphères de stockage	8
Figure I.6 : Réservoir horizontal	9
Figure I.7 : Bac de stockage	10
Figure I.8 : Gisement épuisé	11
Figure I.9 : Nappe aquifère	11
Figure I.10 : Cavité saline	12

Chapitre II

Figure II.1 : Relation entre les notions de danger et de risque	15
Figure II.2 : Démarche de la gestion des risques	16
Figure II.3 : Les étapes d'analyse des risques	18
Figure II.4 : Méthodes inductives et déductives	19
Figure II.5 : Déroulement de la méthode HAZOP	29

Chapitre III

Figure III.1 : Profile simplifié de l'oléoduc OK1	34
Figure III.2 : La localisation géographique de la station SP3	36
Figure III.3 : Turbopompe	37
Figure III.4 : Bac de détente (S-101B).....	39
Figure III.5 : Synoptique SP3BIS	41
Figure III.6 : Limite d'explosivité	44

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs13

Chapitre II

Tableau II.1 : Présentation synthétique des méthodes d'analyse23

Tableau II.2 : Exemple de tableau pour l'HAZOP26

Tableau II.3 : Exemple des mots clés pour l'HAZOP27

Chapitre III

Tableau III.1 : Représentation des différentes stations de l'OK1 et leurs implantations33

Tableau III.2 : Caractéristique de pétrole et le condensât44

Abréviations

CEI : Commission Electrotechnique Internationale.

DVDS : Double Volet Double Section.

F&G : Fire & Gaz.

Flex flow : Les soupapes de protection contre le coup de bélier.

GK : Gazoduc Skikda.

GT : Groupe de Travail.

GNL : Gaz Naturel Liquéfié.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié.

H-S: Hors Service.

HVAC: Heating, Ventilation and Air-Conditioning.

ISO : Organisation internationale de normalisation.

M.O : Maître de l'Ouvrage.

MOV : MOtorized Valve.

MTA : Millions de Tonnes pour An.

OK : Oléoduc Skikda.

PK : Point Kilométrique.

PLC : Programmable Logic Controller.

SP : Station de Pompage.

Slop : Réservoir de purges.

TA : Terminal Arrivé.

TD : Terminal Départ.

UCP : Unit Central Processing.

Introduction générale

L'industrie pétrolière, secteur clé peut être considérée comme le seul pilier pouvant supporter l'économie et le développement de notre pays qui possède d'importantes réserves en pétrole et gaz naturel.

Le transport des hydrocarbures en générale exige un travail correct et bien organisé afin d'atteindre l'objectif avec un prix de revient minimal, dans un domaine aussi vulnérable et stratégique, le danger nous guette en permanence, et la sécurité est devenue une grande nécessité.

L'instauration d'une politique appropriée concernant cette sécurité doit être effectuée d'une manière scientifique basée sur des critères reconnus, l'analyse des risques avec des méthodes utilisées constitue une plateforme indispensable pour tout système de sécurité.

Parmi les risques majeurs menaçants le personnel et le matériel c'est les changements de paramètres de circuit de pompage qui peuvent provoquer des dégâts énormes tel que l'incendie et l'explosion.

Pour envelopper ces problèmes nous avons proposé ce modeste travail qui introduit un programme de sécurité en se basant sur l'application de méthode d'analyse HAZOP sur le circuit de pompage au sein de station de pompage « SP3BIS » Outaya (Biskra).

Pour répondre aux objectifs assignés à notre étude, nous avons divisé ce travail en deux chapitres théorique :

Chapitre I : Généralité sur les hydrocarbures.

Chapitre II : Généralité sur la gestion des risques.

Quant à la partie pratique, nous avons deux chapitres :

Chapitre III : Description de la station SP3 BIS.

Chapitre IV : Application de la méthode d'analyse HAZOP.

Chapitre I

Généralités

Sur

Les hydrocarbures

I.1 Introduction

Les hydrocarbures occupent depuis des décennies une place très importante dans le développement économique des pays producteurs, et joue un rôle prépondérant dans l'économie algérien, dans cette chapitre on va définir les hydrocarbures et les différentes étapes de production.

I.2 Historique des hydrocarbures en Algérie

Juste après la Deuxième Guerre Mondiale son sous-sol commençait à montrer d'intéressantes indications de présence d'hydrocarbures avec la découverte de pétrole ou de gaz dans les régions de Sidi Issa (Oued Guetrini-1948), de Tbessa (Djebel Foua et Djebel Onk-1954, 1956), au Sahara du SE (Edjeleh- 1956) et enfin au Sahara Central (Berga).

Cette nouvelle vocation potentielle allait être confirmée quelques années après par la découverte des gisements de gaz humide et de pétrole léger, rapidement catalogués comme géants, à Hassi Messaoud et à Hassi Rmel (1956), Cette nouvelle donne faisait entrer l'Algérie dans le club des grands pays pétroliers et permettait de considérer ce nouvel atout comme le futur levier principal du développement.

La nationalisation des hydrocarbures a été une décision historique prise par Houari Boumediene et annoncée le 24 février 1971. Concrètement, cette nationalisation des hydrocarbures signifiait que l'Etat algérien prenait le contrôle de la majorité (51%) des sociétés étrangères (principalement françaises) qui opéraient alors sur le sol algérien, mais aussi que les gisements de gaz, de pétrole et les mines ainsi que leurs infrastructures appartenaient désormais à l'Etat algérien.[1]

Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz, dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi, 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamès - Rhourde Nouss, et 31 dans le bassin de Oued Mya. Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 pour le Siluro-Dévonien, 63 pour le Trias et 55 pour l'Ordovicien, Avec un volume initial en place de 16 milliards de mètres cubes équivalent-pétrole découvert depuis 1948, l'Algérie occupe le troisième rang parmi les pays producteurs de pétrole en Afrique, et le 12ème rang dans le monde. [2]

I.3 Définition et origine des hydrocarbures

I.3.1 Définition des hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont des molécules organiques exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Ils peuvent être saturés, ils sont alors appelés alcanes, ou insaturés (alcènes, alcynes et composés aromatiques), tout en présentant une structure linéaire, ramifiée ou cyclique.

Les hydrocarbures sont inflammables, à l'image du pétrole et du gaz naturel, deux carburants importants. Par ailleurs, ils ne se mélangent pas à l'eau. [3]

I.3.2 Origine des hydrocarbures :

Les hydrocarbures résultent de la dégradation à long terme de la matière organique (d'origine biologique) piégée dans des sédiments. Cette transformation s'effectue au cours de l'enfouissement des roches dans le bassin sédimentaire sous l'effet de l'augmentation de la température et de la pression.

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène) Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

À 2 000 mètres de profondeur, lorsque la température du sous-sol atteint 100 °C, le kérogène commence à générer des hydrocarbures :

- Entre 2 000 et 3 800 mètres, il se change en pétrole. Cet intervalle de profondeur est appelé « fenêtre à huile » (huile étant ici l'autre nom du pétrole) ;
- Quand l'enfouissement de la roche mère se poursuit entre 3 800 et 5 000 mètres, la production d'hydrocarbures liquides atteint un pic. Les liquides produits deviennent de plus en plus légers et passent à l'état gazeux : ils donnent du gaz méthane, le plus léger des hydrocarbures. Cet intervalle de profondeur se nomme « fenêtre à gaz ». [4]

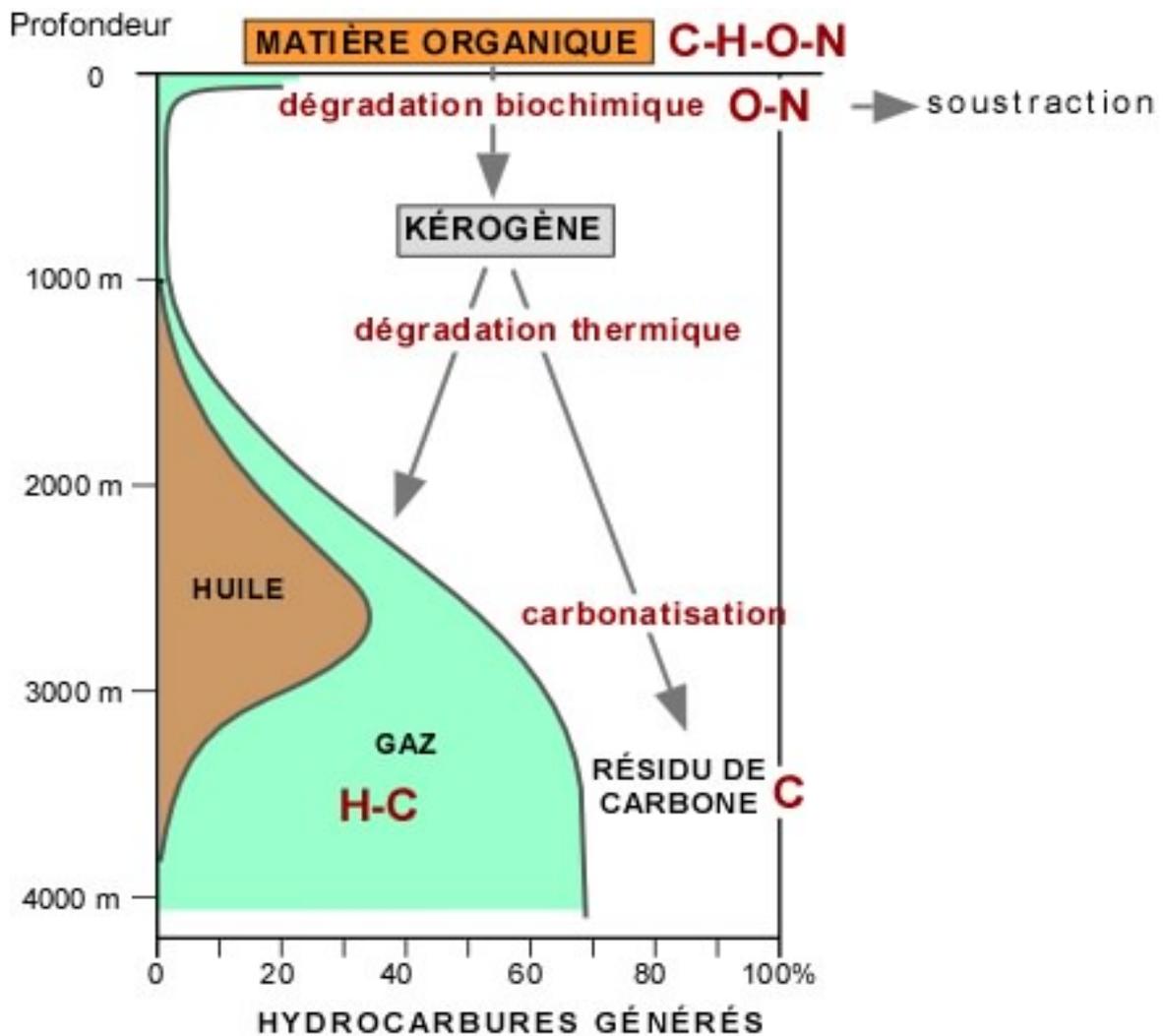


Figure I.1 : Formation des hydrocarbures. [5]

I.4 Le processus industriel des hydrocarbures

Dans le secteur pétrolier et gazier, les principaux processus de production sont l'exploration, l'exploitation des puits, le transport, transformation et le stockage.

- **L'exploration** : Le processus d'exploration commence par la recherche, qui consiste à reconnaître des formations géologiques et à détecter l'emplacement d'une éventuelle accumulation d'hydrocarbures, cette phase comprend des travaux de reconnaissance du sous-sol par des techniques non intrusives (sismique, gravimétrie) et par la technique de forage d'exploration, seule à même de pouvoir conclure à la présence ou non d'hydrocarbures dans le sous-sol.
- **L'exploitation** : c'est à dire la phase de développement du gisement et de production des hydrocarbures, s'il y a un champ de hydrocarbures potentiellement rentables ont été identifiés, on fore un puits dans le gisement souterrain. Souvent, de nombreux puits

seront forés dans un même gisement pour assurer un taux d'extraction viable sur le plan économique.

- **Le transport :** Après extraction de brut ou le gaz naturel commence l'étape de transport pour relier les zones de production avec les centres de traitement (raffineries) ou les lieux de consommation.
- **Le stockage :** Le stockage du pétrole et du gaz consiste à immobiliser temporairement certains volumes de pétrole ou de gaz dans des capacités de stockage appelées appareils à pression ou réservoirs selon, que le produit stocké, est ou n'est pas, sous pression.
- **La transformation :** la transformation du pétrole brut est une opération incontournable Dans une raffinerie, le brut est transformé en produits finis suivant des processus rigoureux appartenant à trois types principaux d'opérations : séparation, conversion et amélioration.
- **Commercialisation :** L'activité Commercialisation est en charge de l'élaboration et de la mise en œuvre de la stratégie de la vente des hydrocarbures sur le marché national et à l'international.

I.5 Transport des hydrocarbures

Le transport des hydrocarbures peut être effectué par plusieurs modes : par canalisation, chemins de fer, transport routier, transport maritime (navires).

- **Transport par canalisation (pipelines) :** (oléoducs pour les liquides et gazoducs pour le gaz) sont des canalisations de diamètre pouvant aller de 6 pouces à 42 pouces, dans ces canalisations transitant à des pressions relativement élevées des produits pétroliers du pétrole brut ou du gaz, les produits transportés sont propulsés par des installations de pompage ou de compression réparties le long des canalisations à des distances qui peuvent varier selon la charge du pipeline et la nature du produit pétroliers.
 - Les caractéristiques principales d'un pipeline sont :
 - Le diamètre.
 - Le type d'acier utilisé.
 - Le mode de pose (aérien ou souterrain).
 - La capacité maximale de transport.
 - La pression de service. [6]

En Algérie le réseau de transport des hydrocarbures liquides et gazeux est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage, de stations de compression et de 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.

Le réseau de transport du Concessionnaire s'étend sur une longueur de 19 623 km, dont :

- 21 oléoducs d'une longueur de 9 946 km, avec une Capacité de transport de 248,36 Millions TM/an.
- 16 gazoducs d'une longueur totale de 9 677 km, avec une Capacité de transport de 178,079 Milliards de m³ /an.
- 82 stations de pompage et de compression.
- 127 bacs de stockage de pétrole brut et de condensat.
- 02 Centres de Dispatching Liquides et Gaz. [7]



Figure I.2 : Transport par canalisation. [6]

- **Le transport routier :** c'est le mode de transport qui répond le mieux aux besoins d'efficacité pour atteindre les attentes des consommateurs moyens et finaux (usagers, populations). C'est le mode employé exclusivement en distribution pour la mise en place terminal des produits au niveau des stations-service, il se fait par camion-citerne de capacité atteignent 45000L.

- **Le transport ferroviaire :** le chemin de fer présente l'avantage de pouvoir toucher une clientèle très importante et de transporter des quantités importantes de produits pétroliers en un seul trajet ; le transport des produits pétroliers peut se faire par wagon-citernes isolés ou par train complet.



Figure I.3 : Wagon-citerne. [6]

- **Le transport maritime :** Le transport d'hydrocarbure par voie maritime est une activité majeure pour l'approvisionnement en énergie à travers le monde. Les pétroliers sont des navires citernes servant à transporter le pétrole ainsi que ses produits dérivés comme l'essence ; Pour le transport d'autres fluides les navires ont des appellations spécifiques comme les méthanières qui transportent le gaz naturel. [6]



Figure I.4 : Navire pétrolier. [6]

I.6 Stockage des hydrocarbures

L'industrie pétrolière a pour principale caractéristique la mise en œuvre de tonnage très important d'hydrocarbure. Sous forme liquide ou gazeuse, elle se trouve dans l'obligation de prévoir d'énormes capacités de stockage.

I.6.1 Types de stockage des hydrocarbures :

Il existe plusieurs modes de stockage des hydrocarbures ; la majorité tel que :

Réservoirs sous pression :

- **Les sphères :**

Dans ce type de réservoir, et pour ce qui concerne les raffineries, sont stockés sous pression des produits sous phase liquide tels que (le propane, le butane, ...) leur rayon est compris entre 5 et 10 m, pour un volume de 500 à 4500 m³.

La masse stockée varie selon la densité de la phase de liquide de produit stocké. Pour une sphère de 1000 m³, la masse varie de 400 t (propane) à 700 t (oxyde d'éthylène).

L'épaisseur de la paroi est toujours supérieure à 10 mm. Ce réservoir doit résister à des pressions internes de 8-9 bars pour le butane jusqu'à 25 bars pour le propane ; les fondations superficielles sont constituées de fûts en béton localisés, isolés ou reliés entre eux par des longrines.



Figure I.5 : Sphères de stockage. [8]

- **Les réservoirs horizontaux ou verticaux :**

Ce type de réservoirs cylindriques est susceptible de stocker les mêmes produits que les sphères la majorité de ces réservoirs présentes un diamètre de 1,5 m à 3 m, pour une longueur d'une dizaine de mètres, ce qui correspond à un volume compris entre 100 à 2000 m³ les plus longs réservoirs peuvent mesurer quelques dizaines de mètres.

Les réservoirs horizontaux sont, dans le cas général, posés sur des berceaux. Il est possible de rencontrer des cas où ils sont ceinturés sur les berceaux.



Figure I.6 : Réservoir horizontal. [8]

Réservoirs atmosphérique :

- **Les bacs de stockage :**

Un bac est un réservoir cylindrique et vertical destiné au stockage des hydrocarbures liquides.

Ils présentent classiquement un grand diamètre et donc par voie de conséquence un élancement faible. Ils sont constitués d'une unique enveloppe ou d'une double enveloppe métallique. Ces réservoirs sont le plus souvent :

- Métalliques : leurs fonds, leurs robes et leurs toits sont en acier;
- Verticaux : leur axe de symétrie est vertical.

Les différents réservoirs se distinguent par :

- Le type et le nombre de viroles dont ils sont constitués;
- La présence ou non de raidisseurs ;

- Leurs fondations ;
- Leur toit, flottant ou fixe.
 - À toit flottant : essence légère, naphtha... ;
 - À toit fixe : solvant léger, fluxant.... Ce toit fixe peut être supporté par la robe ou, parfois, par la robe et quelques piliers dévolus à cet effet. [8]

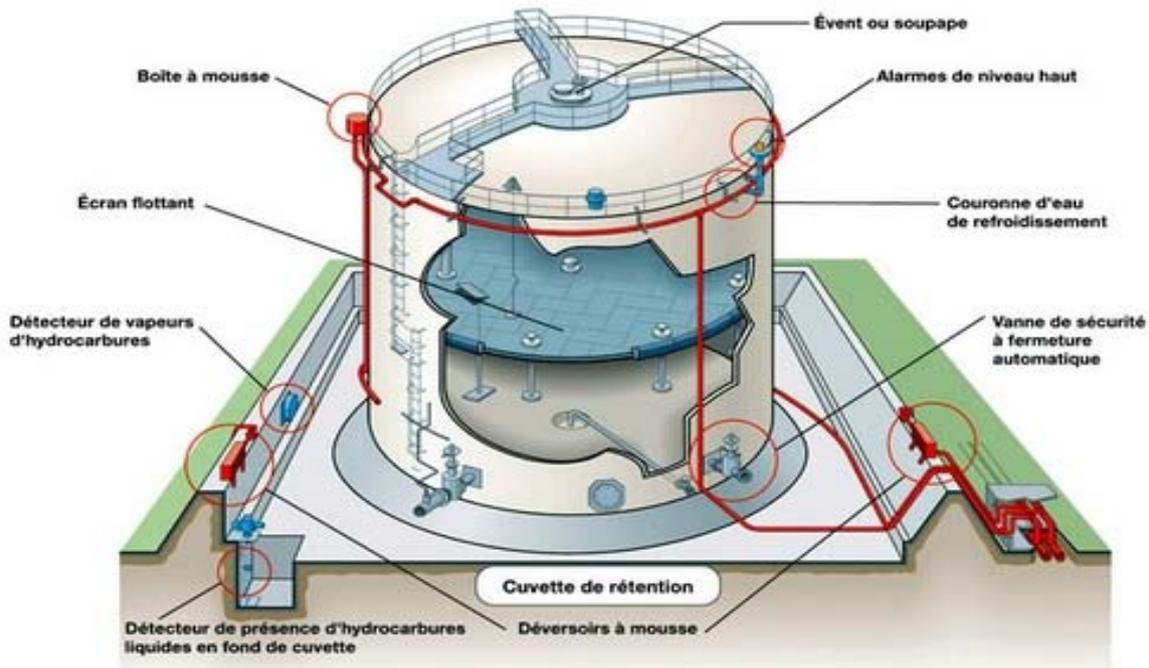


Figure I.7 : Bac de stockage. [9]

Le stockage souterrain du gaz naturel :

Les types de stockage souterrain dépendent des structures géologiques disponibles :

- **Les gisements épuisés** : du gaz sous pression est injecté dans d'anciens gisements d'hydrocarbures naturellement imperméables, qui sont reconvertis pour le stockage. Cette méthode permet de stocker efficacement le gaz. Le soutirage du gaz est un flux continu avec peu de flexibilité et un rythme faible.

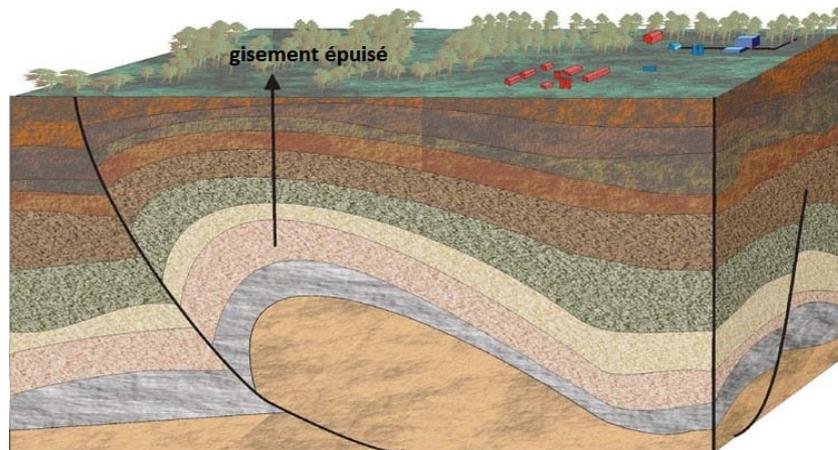


Figure I.8 : Gisement épuisé. [10]

- **Les nappes aquifères** : la technique du stockage en nappes aquifères consiste à reconstituer l'équivalent géologique d'un gisement naturel en injectant le gaz dans une couche souterraine de roche poreuse contenant de l'eau et recouverte d'une couche imperméable formant une couverture étanche, le tout ayant une forme de dôme. Le gaz injecté sous pression emplit le volume de la cavité non occupé par l'eau en poussant celle-ci vers la périphérie du réservoir.

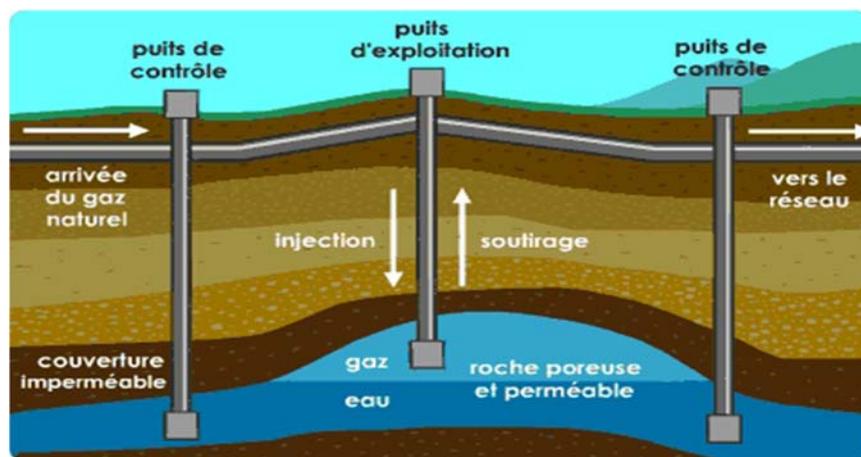


Figure I.9 : Nappe aquifère. [10]

- **Les cavités salines** : la technique du stockage en cavités salines consiste à créer par dissolution à l'eau douce (lessivage) une cavité souterraine artificielle de grande taille (entre 100 000 et 1 million de m³) dans une roche sédimentaire composée de sel gemme (des cristaux de chlorure de sodium). L'imperméabilité naturelle du sel gemme permet le stockage du gaz. Le soutirage étant plus flexible, les cavités salines

sont utilisées pour répondre à la demande notamment lors des pics de froid. Le débit du gaz est 5 à 6 fois plus important que celui des autres types de stockage souterrain. [10]

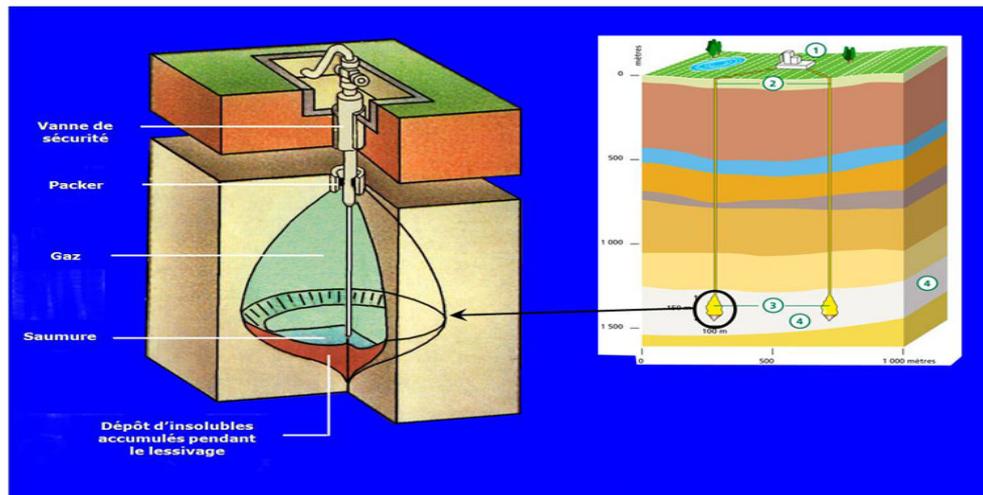


Figure I.10 : Cavité saline. [10]

I.6.2 Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs :

Selon leur état physique, les hydrocarbures liquéfiés ou liquides sont classés en quatre catégories :

Catégorie A : hydrocarbures liquéfiés dont la pression (absolue) de vapeur à 15 °C est supérieure à 1 bar. Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :

- Sous-catégorie A1 : hydrocarbure maintenus liquéfiés à une température inférieure 0°C.
- Sous-catégorie A2 : hydrocarbures liquéfiés dans d'autres conditions.

Catégorie B : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est inférieur à 55 °C.

Catégorie C : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 55 °C et inférieur à 100 °C. Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :

- Sous-catégorie C1 : hydrocarbures à une température égale ou supérieure à leur point d'éclair.

- Sous-catégorie C2 : hydrocarbures à une température inférieure à leur point d'éclair. Les fuel-oils lourds, quel que soit leur point d'éclair, sont assimilés à des hydrocarbures de catégorie C2.

Catégorie D : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 100 °C.

Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :

- Sous-catégorie D1 : hydrocarbures à une température égale ou supérieure à leur point d'éclair.

- Sous-catégorie D2 : hydrocarbures à une température inférieure à leur point d'éclair.

[11]

Catégorie	Produits	Réservoirs
A1	Gaz naturel (méthane), éthylène	Sphère ou cryogénique
A2	Butane, propane, butadiène, isoprène	Sphère, cylindre verticale ou horizontale
B	Pétrole brut, essence, kérosène	Bac à toit flottant ou à écran interne
C1	Fuel, oil domestique gazole moteur	Bac à toit fixe
C2	Fuel-oil lourd	Bac à toit fixe
D1	Huiles ; graisses, bitumes	Bac à toit fixe réchauffé
D2	Huiles, graisses, bitumes	Bac à toit fixe réchauffé

Tableau I.1 : Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs.

I.7 Conclusion

Les hydrocarbures restent la source d'énergie la plus importante pour le bon fonctionnement de l'économie mondiale. Dans ce chapitre nous avons présenté une vue générale sur les hydrocarbures, historique, ainsi les différentes étapes de production.

Chapitre II

Généralités

Sur

La gestion des risques

II.1 Introduction

La gestion des risques ou management des risques peut être définie comme l'ensemble des activités coordonnées menées en vue de réduire les risques à un niveau jugé tolérable ou acceptable, à un moment donné et dans un contexte donné. Il existe actuellement plusieurs référentiels définissant le vocabulaire du management des risques, qui présentent encore entre eux des différences relativement importantes sur les termes. Cependant, au-delà des mots, il est important de souligner que tous ces documents décrivent un processus de gestion identique dans son essence. Au sein de ce processus, l'analyse de risques occupe une place centrale, même si elle n'est pas toujours nommée explicitement.

Manager les risques implique d'abord de définir le système auquel le management s'applique, d'identifier les acteurs impliqués : les parties intéressées, les décideurs.

Celle-ci inclut l'identification des éléments qui sont à l'origine du danger et ceux qui peuvent en subir les conséquences, la détermination des scénarios potentiels qui conduisent à la réalisation d'un danger, l'estimation des grandeurs représentatives du risque : gravité des conséquences potentielles, probabilité associée. [12]

II.2 Concepts et définitions

II.2.1 Notion de sécurités :

La sécurité est l'absence de risque de dommage inacceptable. (ISO/CEI Guide 2, 1986).

II.2.2 Notion de danger :

La notion de danger définit une propriété intrinsèque à une substance (ex : butane, chlore), à un système technique (ex : mise sous pression d'un gaz), à une disposition (ex : élévation d'une charge), à un organisme (ex : microbes), etc., de nature à entraîner un dommage sur un « élément vulnérable ».

Sont ainsi rattachées à la notion de « danger » les notions d'inflammabilité ou d'explosivité, de toxicité, de caractère infectieux etc., inhérent à un produit et celle d'énergie disponible (pneumatique ou potentielle) qui caractérisent le danger. (GT Méthodologie, 2003).

II.2.3. Notion de risque :

Le risque est considéré comme la possibilité de survenance d'un dommage résultant d'une exposition aux effets d'un phénomène dangereux. C'est une espérance mathématique de

pertes en vies humaines, blessés, dommages aux biens et atteinte à l'activité économique au cours d'une période de référence et dans une région donnée. (GT Méthodologie, 2003). [13]

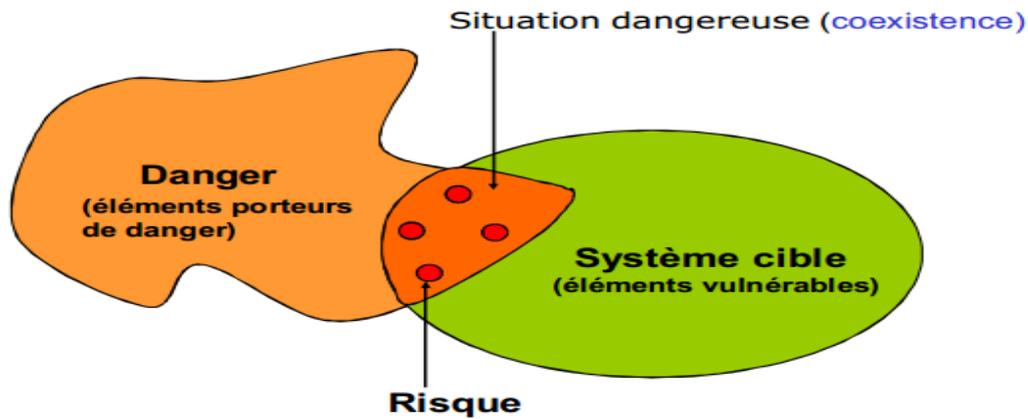


Figure II.1 : Relation entre les notions de danger et de risque. [13]

II.3. Processus de la gestion des risques

La démarche de management des risques s'appuie en général sur un processus continu et itératif qui vise successivement.

Le processus de gestion des risques, tel que décrit dans la norme ISO/CEI 31010 :2009 (associée à la norme ISO 31000 décrivant le processus plus global de management du risque), comprend les étapes décrites dans le schéma ci-dessous, avec les définitions suivantes :

- **Communication et traitement** : elle concerne l'implication des parties prenantes internes et externes et doit être réalisée à toutes les étapes du processus de gestion des risques ;
- **Établissement du contexte** : il s'agit d'établir les contextes interne et externe dans lequel l'organisme cherche à atteindre les objectifs d'évaluation des risques ;
- **Identification du risque** : il s'agit d'identifier les sources de risque (causes internes et externes), les domaines d'impact, les événements, ainsi que leurs causes et conséquences potentielles ;

- **Analyse du risque** : il s'agit du processus permettant de déterminer, par des méthodes adaptées, les causes, les conséquences et les probabilités des risques identifiés en considérant les mesures efficaces de contrôle ;
- **Évaluation du risque** : il s'agit du processus de comparaison des résultats de l'analyse des risques en considérant des critères de risque (acceptabilité / tolérance des risques) en lien avec les objectifs définis lors de l'établissement du contexte ;
- **Traitement du risque** : il s'agit du processus destiné à réévaluer un risque en tenant compte des décisions prises afin de modifier la probabilité d'occurrence, les effets des risques ou les deux suivant les critères de tolérance définis ;
- **Contrôle et examen (surveillance et revue)** : il s'agit du processus de vérification de validité des différentes données considérées lors de l'établissement du contexte, de pertinence des évaluations menées et de performance des traitements entrepris. [14]

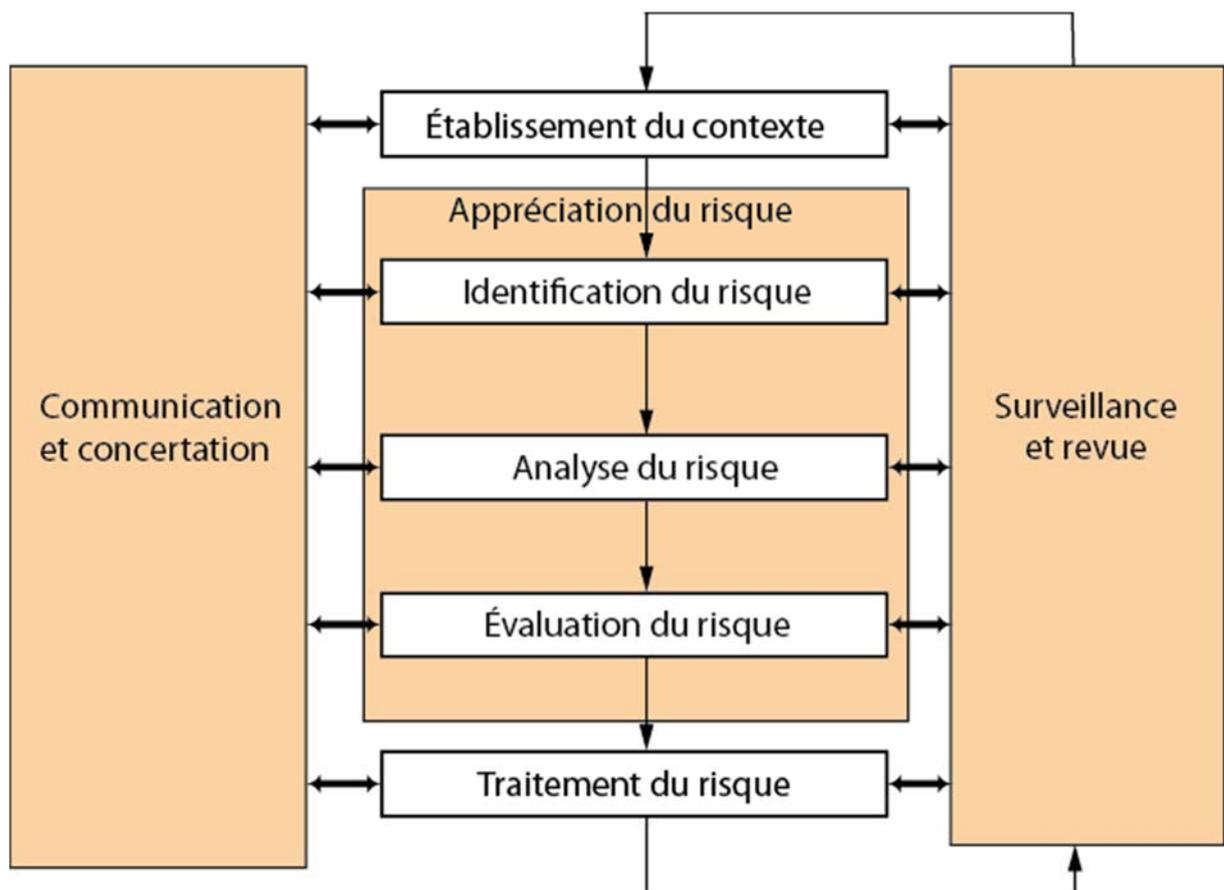


Figure II.2 : Démarche de la gestion des risques. [14]

II.4 Analyse des risques

II.4.1 Définition :

L'analyse des risques consiste en une identification systématique et permanente et en une analyse de la présence de dangers et de facteurs de risque dans des processus de travail et des situations de travail concrètes dans une entreprise, sur un chantier ou dans une institution.

L'analyse des risques occupe une place centrale dans le processus de gestion des risques. Cette étape sert à définir le système ou l'installation à étudier en recueillant toutes les informations et données nécessaires. Dans ce volet, une description à trois niveaux, structurel, fonctionnel et temporel est indispensable afin de mener une analyse efficace et atteindre les objectifs voulus en matière de maîtrise des risques. Dans un premier temps, les principales sources de dangers et les scénarios d'accident doivent être recensés et identifiés.

La complexité de certains systèmes étudiés requiert l'utilisation des outils d'analyse aidant à l'identification des dangers.

II.4.2 Etapes d'une analyse des risques :

La gestion des risques constitue donc un processus itératif qui a pour objet de réduire les risques à un niveau jugé acceptable. Cette démarche est fondée sur l'analyse des risques qui consiste à :

- Identifier les sources de dangers c'est-à-dire les éléments susceptibles d'engendrer des dommages significatifs dans leur environnement ;
- Identifier de façon détaillée les différentes conditions dans lesquelles les dangers identifiés peuvent se matérialiser ;
- Caractériser les risques de façon quantitative, semi-quantitative ou qualitative selon plusieurs critères tels la gravité des conséquences et la probabilité d'occurrence. [12]

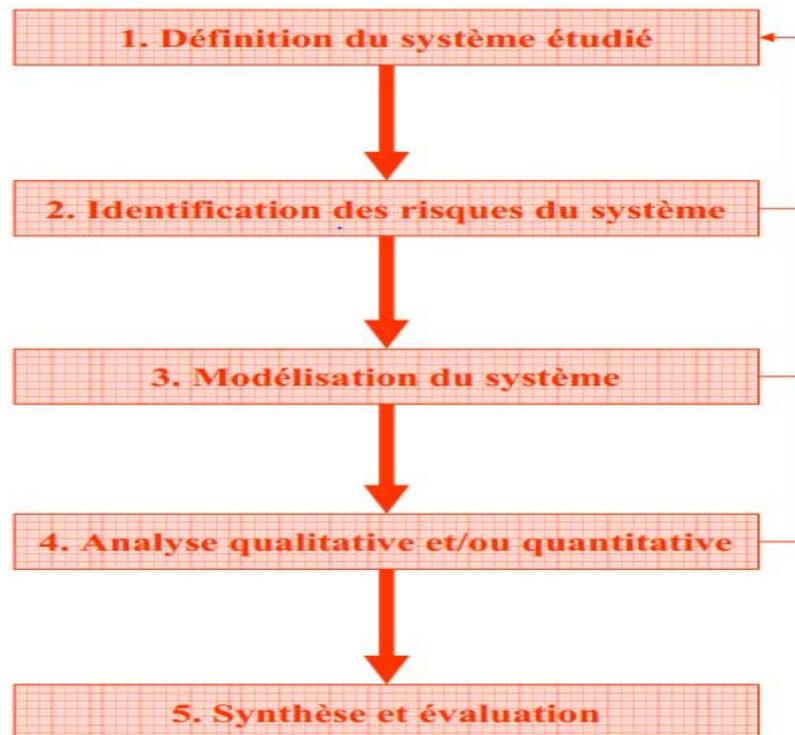


Figure II.3 : Les étapes d'analyse des risques. [12]

II.4.3 Classements des méthodes d'analyse du risque :

Il existe différents classements des méthodes d'analyse de risques, nous retiendrons ici trois de ces classements :

- Méthodes qualitatives ou quantitatives ;
- Méthodes inductives ou déductives ;
- Méthodes statiques ou dynamiques.

II.4.3.1 Méthodes qualitatives ou quantitatives :

Une analyse quantitative consiste à caractériser numériquement le système à analyser, en déterminant par exemple le taux de défaillance, la probabilité d'occurrence d'une défaillance, les coûts des conséquences, ...

Contrairement à une analyse quantitative, une analyse qualitative ne consiste pas à quantifier mais à donner une appréciation. On cherchera à déterminer avec une analyse qualitative quelles occurrences sont possibles ; par exemple une défaillance pourra avoir une probabilité d'occurrence très faible, faible, moyenne ou forte.

II.4.3.2 L'analyse inductive et l'analyse déductive :

Les méthodes inductives de diagnostic correspondent à une approche "montante", où l'on identifie toutes les combinaisons d'événements élémentaires possibles qui peuvent entraîner la réalisation d'un événement unique indésirable : la défaillance.

Pour les méthodes déductives, la démarche est inversée puisque l'on part de l'événement indésirable, la défaillance, et l'on recherche ensuite par une approche descendante toutes les causes possibles.

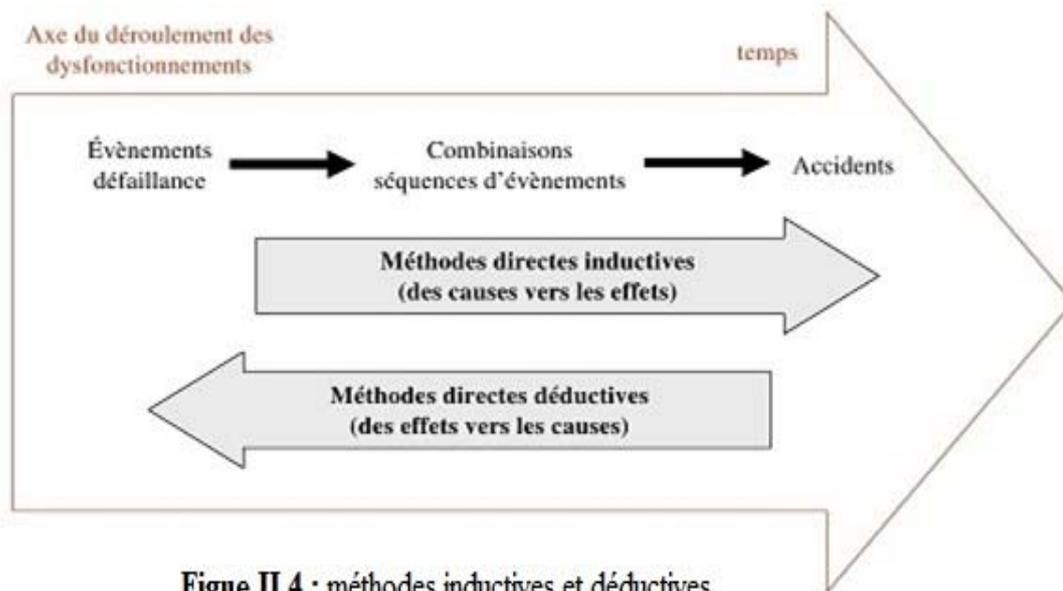


Figure II.4 : méthodes inductives et déductives.

II.4.3.3 Méthodes statiques ou dynamiques :

Une méthode dynamique permet de prendre en compte l'évolution de la configuration des composants du système au cours du temps, alors qu'une méthode statique étudie un système à différents instants de son cycle de vie, c'est-à-dire pour différents états possibles, sans pour autant s'intéresser aux transitions entre ces états. [15]

II.4.4 Principes de quelque méthode d'analyse des risques :

Il y a plusieurs méthodes d'analyse des risques ; on va présenter quelques méthodes ainsi que le principe de chaque méthode.

Méthode Arbre des défaillances :

Permet de déterminer les diverses combinaisons d'évènements qui génèrent une situation indésirable unique, dont le diagramme logique est réalisé au moyen d'une structure arborescente.

Méthode APR (Analyse Préliminaire des Risques) :

Consiste à identifier les divers éléments dangereux présents dans le système étudié et à examiner pour chacun d'eux comment ils pourraient conduire à une situation accidentelle plus ou moins grave, suite à un évènement initiant une situation potentiellement dangereuse.

Méthode Arbre des conséquences :

Permet d'élaborer un diagramme présentant l'ensemble des éventualités résultant de diverses combinaisons d'évènements. Le développement de l'arbre débute par un évènement initiateur et progresse selon une logique binaire : chaque évènement conduit à identifier deux états successifs possibles, l'un acceptable et l'autre non. Cette démarche fournit ainsi la séquence logique des différents évènements susceptibles de se produire en aval de l'évènement primaire e permet donc leur évaluation.

Méthode AMDE et méthode AMDEC :

- **AMDE** : consiste à considérer systématiquement, l'un après l'autre, chacun des composants du système étudié et à analyser les causes et les effets de leurs défaillances potentielles.
- **AMDEC** : équivalent à l'AMDE, en y ajoutant la criticité du mode de défaillance, dont l'estimation nécessite la connaissance des probabilités d'occurrence des défaillances, et les gravités de leurs effets.

Méthode HAZOP (HAZard and OPerability study):

Consiste à étudier l'influence de déviations des divers paramètres régissant le procédé analysé par rapport à leurs valeurs nominales de fonctionnement. A l'aide de mots-clefs, les dérives imaginées de chaque paramètre sont examinées systématiquement afin de mettre en évidence leurs causes, leurs conséquences, les moyens de détection et les actions correctrices.

[16]

II.4.5. Les différentes méthodes d'analyse de risques :

Nom de la méthode	Objectif principal	Typologie
Méthode du Diagramme de Succès ou de Fiabilité (MDS/MDF)	Evaluer le comportement d'un système de composants indépendants.	Quantitative Inductive Statique
Méthode de l'Arbre des Défaillances (MAD)	Identifier les causes combinées à partir de la définition d'un événement redouté au niveau système.	Quantitative Déductive Statique
Méthode de l'Arbre des Conséquences ou Arbres d'Evénements (MACQ/MAE)	Décrire les scénarios d'accident à partir d'un événement initiateur.	Quantitative Inductive Statique
Méthode du Diagramme Causes-Conséquences (MDCC)	Décrire les scénarios d'accident à partir d'événements initiateurs.	Quantitative Inductive et Déductive Statique
Analyse Préliminaire des Risques / Dangers (APR/APD)	Identifier les scénarios d'accident en présence de danger.	Qualitative Inductive Statique
Analyse des Modes de Défaillances et de leurs Effets (AMDE)	Identifier les effets des modes de défaillance des composants sur le système.	Qualitative Inductive Statique

Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC)	Identifier les effets des modes de défaillance des composants sur le système Quantifier les occurrences des événements.	Quantitative Inductive Statique
Hazard and operability (HAZOP)	Identifier les dangers suite à une dérive des paramètres d'un procédé.	Qualitative Inductive Statique
Hazard identification (Hazid)	Identifier les risques suite à l'occurrence d'un événement initiateur.	Qualitative Inductive Statique
Méthode des Combinaisons des Pannes Résumées (MCPR)	Regrouper les pannes ayant les mêmes effets et tenir compte des interactions indésirables entre systèmes.	Qualitative Déductive Statique
Méthode de l'Espace des Etats (MEE)	Evaluer les principales caractéristiques de fiabilité et de disponibilité d'un système réparable.	Quantitative Inductive Dynamique
Processus de Markov	Modélisation dynamique d'un système réparable en présence de pannes.	Quantitative Inductive Dynamique

Réseaux de Pétri	Modélisation du comportement dynamique d'un système réparable en présence de pannes.	Quantitative Inductive Dynamique
Simulation de Monte Carlo	Modéliser finement le comportement d'un système complexe.	Quantitative
Analyses de zone	Mettre en évidence les problèmes résultant des interactions physiques entre éléments voisins ou de flux perturbateurs générés par des sources externes.	Qualitative Inductive Statique
Analyse temporelle	Identifier les interactions temporelles.	Qualitative
Analyses des causes communes de défaillance	Identifier les défaillances susceptibles d'entraîner plusieurs défaillances simultanées.	Qualitative Déductive Statique
Méthode de la Table de Vérité / Décision (MTV/MTD)	Identifier tous les états (fonctionnement ou panne) du système à partir de comportements binaires.	Quantitative Inductive Dynamique
Méthode Nœud Papillon	Visualiser concrètement des scénarios d'accidents qui pourraient survenir en partant des causes initiales de l'accident jusqu'aux conséquences au niveau des cibles identifiées.	Quantitative Déductive / Inductive Statique

Tableau II.1 : Présentation synthétique des méthodes d'analyse.

II.5. La méthode « HAZOP » :

II.5.1 Historique et domaine d'application :

La méthode HAZOP, pour HAZard OPerability, a été développée par la société Imperial Chemical Industries (ICI) au début des années 1970. Elle a depuis été adaptée dans différents secteurs d'activité utilisant des systèmes thermo- hydrauliques (chimie, pétrochimie...). L'Union des Industries Chimiques (UIC) a publié en 1980 une version française de cette méthode dans son cahier de sécurité n°2 intitulé « Etude de sécurité sur schéma de circulation des fluides ».

Considérant de manière systématique les dérives des paramètres d'une installation en vue d'en identifier les causes et les conséquences, cette méthode est particulièrement utile pour l'examen de systèmes thermo-hydrauliques, pour lesquels des paramètres comme le débit, la température, la pression, le niveau, la concentration... sont particulièrement importants pour la sécurité de l'installation.

De par sa nature, cette méthode requiert notamment l'examen de schémas et plans de circulation des fluides ou schémas P&ID (Piping and Instrumentation Diagram).

II.5.2 Principe de la méthode :

La méthode de type HAZOP est dédiée à l'analyse des risques des systèmes thermo-hydrauliques pour lesquels il est primordial de maîtriser des paramètres comme la pression, la température et le débit.

L'HAZOP ne considère plus des modes de défaillances mais les dérives potentielles (ou déviations) des principaux paramètres liés à l'exploitation de l'installation. De ce fait, elle est centrée sur le fonctionnement du procédé à la différence de l'AMDE qui est centrée sur le fonctionnement des composants de l'installation. Les deux méthodes se rejoignent dans la mesure où les causes et les conséquences de dérives de paramètres peuvent être des défaillances de composants et réciproquement.

Pour chaque partie constitutive du système examiné (ligne ou maille), la génération (conceptuelle) des dérives est effectuée de manière systématique par la conjonction.

- De mots-clés comme par exemple « Pas de », « Plus de », « Moins de », « Trop de »
- Des paramètres associés au système étudié. Des paramètres couramment rencontrés sont la température, la pression, le débit, la concentration, mais également le temps

ou des opérations à effectuer.

Mot-clé + Paramètre = Dérive

Le groupe de travail doit ainsi s'attacher à déterminer les causes et les conséquences potentielles de chacune de ces dérives et à identifier les moyens existants permettant de détecter cette dérive, d'en prévenir l'occurrence ou d'en limiter les effets. Le cas échéant, le groupe de travail pourra proposer des mesures correctives à engager en vue de tendre vers plus de sécurité.

A l'origine, l'HAZOP n'a pas été prévue pour procéder à une estimation de la probabilité d'occurrence des dérives ou de la gravité de leurs conséquences. Cette méthode est donc parfois qualifiée de qualitative. En pratique, elle peut être couplée, comme l'AMDE, à une estimation de la criticité.

II.5.3 Déroulement d'une étude HAZOP :

Le déroulement d'une étude HAZOP est suivre les étapes suivantes :

- Dans un premier temps, choisir une ligne ou une maille. Elle englobe généralement un équipement et ses connexions, l'ensemble réalisant une fonction dans le procédé identifié au cours de la description fonctionnelle;
- Choisir un paramètre de fonctionnement ;
- Retenir un mot-clé et étudier la dérive associée ;
- Vérifier que la dérive est crédible. Si oui, passer au point 5, sinon revenir au point 3 ;
- Identifier les causes et les conséquences potentielles de cette dérive ;
- Examiner les moyens visant à détecter cette dérive ainsi que ceux prévus pour en prévenir l'occurrence ou en limiter les effets ;
- Proposer, le cas échéant, des recommandations et améliorations ;
- Retenir un nouveau mot-clé pour le même paramètre et reprendre l'analyse au point 3) ;
- Lorsque tous les mots-clés ont été considérés, retenir un nouveau paramètre et reprendre l'analyse au point 2) ;
- Lorsque toutes les phases de fonctionnement ont été envisagées, retenir une

nouvelle ligne et reprendre l'analyse au point 1).

La démarche présentée ici est globalement cohérente avec la démarche présentée dans la norme CEI : 61882 « Etudes de danger et d'exploitabilité (études HAZOP) – Guide d'application ».

Notons de plus que, dans le domaine des risques accidentels, il est souvent nécessaire de procéder à une estimation de la criticité des dérives identifiées.

Enfin, comme le précise la norme CEI : 61882, il est également possible de dérouler l'HAZOP, en envisageant en premier lieu un mot-clé puis de lui affecter systématiquement les paramètres identifiés.

Un exemple de tableau pouvant être utilisé est présenté et commenté dans les paragraphes suivants.

Date:								
Ligne ou équipement :								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N°	Mot clé	Paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Propositions d'amélioration	Observations

Tableau II.2 : Exemple de tableau pour l'HAZOP.

II.5.3.1 Définition des mots-clés (colonne 2) :

Les mots-clés, accolés aux paramètres importants pour le procédé, permettent de générer de manière systématique les dérives à considérer. La norme CEI : 61882 propose des exemples de mots-clés dont l'usage est particulièrement courant. Ces mots-clés sont repris dans le tableau ci-dessous, inspiré du Tableau 3 de la norme précitée.

Type de déviation	Mot-clé	interprétation
Négative	Ne pas faire ou pas	Aucune partie de l'intention n'est remplie
Modification quantitative	Plus	Augmentation quantitative
	Moins	Diminution quantitative
Modification qualitative	En plus de	Présence d'impuretés-exécution simultanée d'une autre opération/étape
	Partie de	Une partie seulement de l'intention est réalisée
Substitution	Inverse	S'applique à l'inversion de l'écoulement dans les canalisations à l'inversion des réactions chimiques
	Autre que	Un résultat différent de l'intention originale est obtenu
Temps	Plus tôt	Un événement se produit avant l'heure prévue
	Plus tard	Un événement se produit après l'heure prévue
Ordre séquence	Avant	Un événement se produit trop tôt dans une séquence
	Après	Un événement se produit trop tard dans une séquence

Tableau II.3 : Exemple des mots-clés pour l'HAZOP. [12]

II.5.3.2 Définition des paramètres (colonne 3)

Les paramètres auxquels sont accolés les mots-clés dépendent bien sûr du système considéré. L'ensemble des paramètres pouvant avoir une incidence sur la sécurité de l'installation doit être sélectionné.

De manière fréquente, les paramètres sur lesquels porte l'analyse sont :

- La température.
- La pression.
- Le débit.
- Le niveau.
- La concentration.
- L'agitation.
- La composition.
- La séparation...etc.

La combinaison de ces paramètres avec les mots clé précédemment définis permet donc de générer des dérives de ces paramètres.

Par exemple :

- « Plus de » et « Température » = « Température trop haute » ;
- « Moins de » et « Pression » = « Pression trop basse » ;
- « Inverse » et « Débit » = « Retour de produit » ;
- « Pas de » et « Niveau » = « Capacité vide ».

II.5.3.3 Causes et conséquences de la dérive (colonne 4 et 5)

Le groupe de travail, une fois la dérive envisagée, doit identifier les causes de cette dérive, puis les conséquences potentielles de cette dérive.

En pratique, il peut être difficile d'affecter à chaque mot clé (et dérive) une portion bien délimitée du système et en conséquence, l'examen des causes potentielles peut s'avérer, dans certains cas, complexe.

II.5.3.4 Moyens de détection, sécurité existantes et propositions (colonnes 6,7et 8)

La méthode HAZOP prévoit d'identifier pour chaque dérive les moyens accordés à sa détection et les barrières de sécurité prévues pour en réduire l'occurrence ou les effets.

Si les mesures mises en place paraissent insuffisantes au regard du risque encouru, le groupe de travail peut proposer des améliorations en vue de pallier ces problèmes ou du moins définir des actions à engager pour améliorer la sécurité quant à ces points précis.

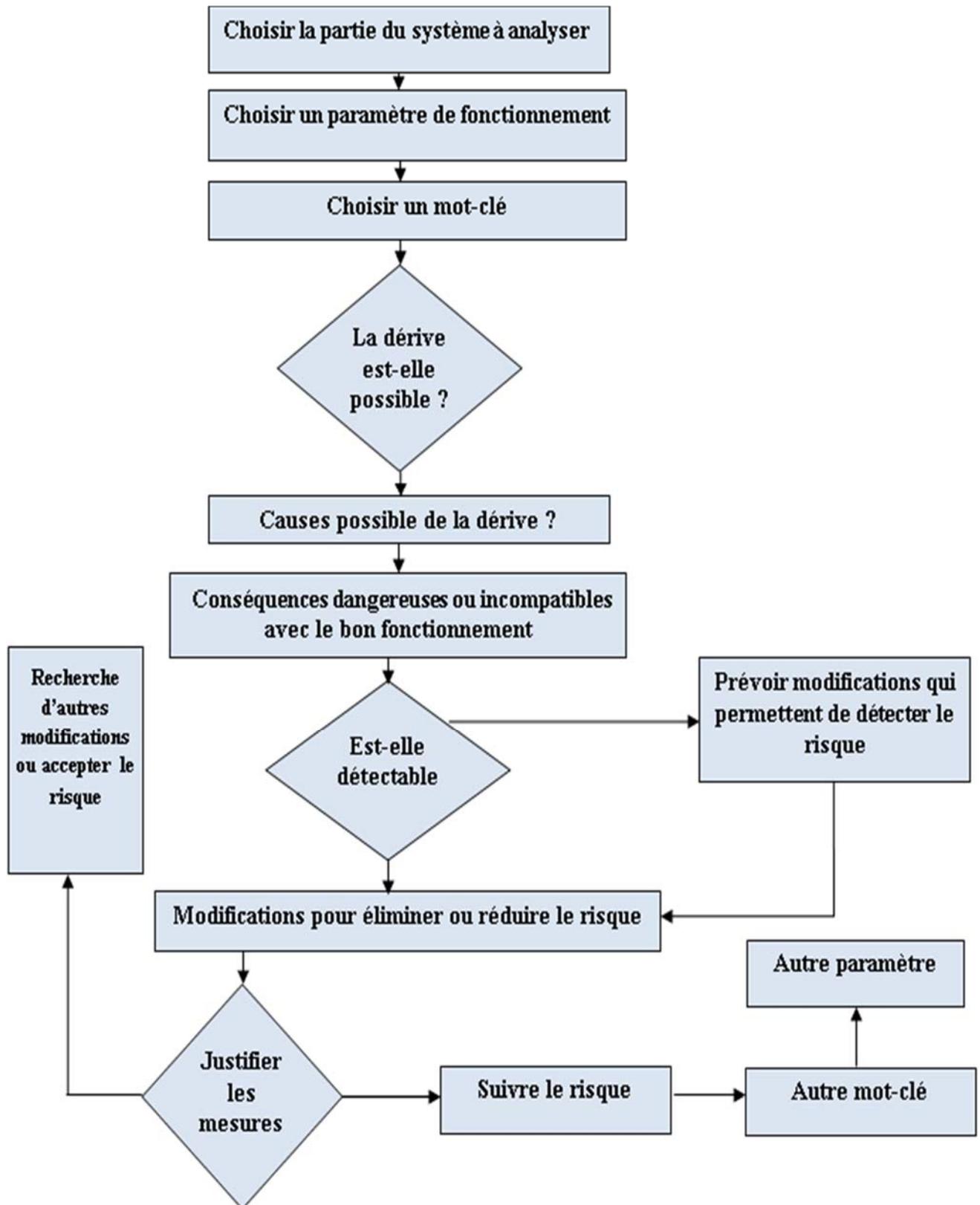


Figure II.5 : Déroulement de la méthode HAZOP.

II.5.4 Les limites et les avantages de la méthode HAZOP

L'HAZOP est un outil particulièrement efficace pour les systèmes thermo-hydrauliques. Cette méthode présente un caractère systématique et méthodique. Considérant, de plus, simplement les dérives de paramètres de fonctionnement du système, elle évite entre autres de considérer.

En revanche, l'HAZOP ne permet pas dans sa version classique d'analyser les événements résultant de la combinaison simultanée de plusieurs défaillances.

Par ailleurs, il est parfois difficile d'affecter un mot clé à une portion bien délimitée du système à étudier. Cela complique singulièrement l'identification exhaustive des causes potentielles d'une dérive. En effet, les systèmes étudiés sont souvent composés de parties interconnectées si bien qu'une dérive survenant dans une ligne ou maille peut avoir des conséquences ou à l'inverse des causes dans une maille voisine et inversement. Bien entendu, il est possible a priori de reporter les implications d'une dérive d'une partie à une autre du système. Toutefois, cette tâche peut rapidement s'avérer complexe.

Enfin, L'HAZOP traitant de tous types de risques, elle peut être particulièrement longue à mettre en œuvre et conduire à une production abondante d'information ne concernant pas des scénarios d'accidents majeurs. [12]

II.6 Conclusion

Le management des risques consiste des processus intégrant plusieurs activités essentielles pour la sécurité, sachant que l'étape axiale dans ces processus est l'analyse des risques.

Pour les méthodes d'analyses des risques, Il n'existe pas de bonne ou de mauvaise méthode, chacune possède des avantages et des inconvénients qui lui sont propres, une méthode particulière est donc généralement plus ou moins adaptées au contexte de l'installation étudiée et aux objectifs recherchés.

Chapitre III

Description

De

La station SP3BIS

III.1 Introduction

L'oléoduc OK1 34" est constitué de quatre stations de pompage (SP1, SP2, SP3BIS et SP4), chacune comprenant trois turbopompes, dont deux normalement en fonction et une de réserve. Les deux pompes en fonction sont en série, pour donner au fluide pompé la hauteur différentielle nécessaire pour transférer le brut de la localité de Haoud el Hamra au terminal de Skikda, l'oléoduc ne comporte aucun point d'entrée ni de sortie entre SP1 et le Terminal d'arrivée de Skikda. Chaque pompe de l'ouvrage fonctionne donc à débit identique, imposé par SP1.

Toutes les stations sont équipées de tous les systèmes auxiliaires nécessaires pour le bon fonctionnement des turbopompes et pour le bien-être des gens.

La station SP3BIS a la fonction d'expédier vers Skikda les hydrocarbures qui y arrivent de la Station SP2.

III.2 Présentation de la région de transport Est (RTE) :

La région de transport Est (RTE), est l'une des sept régions de l'activité transport par canalisation de sonatrach sa mission consiste à :

- Réaliser tous les tâches liées aux transport des hydrocarbures, pour cela la RTE gère une nappe de pipelines composées de trois pipes avec huit stations de pompage et de compression transportant des produits à partir des centres situés au grand sud vers les complexes et unités de transformation du pôle de Skikda ainsi que vers les différents points de chargement des ports.
- La réception des hydrocarbures liquide provenant de Haoud El Hamra par l'oléoduc (OK1).
- La réception de gaz naturel provenant de Hassi R'mel (centre nationale de dispatching gaz CNDG) par deux gazoducs GK1/ 40" et GK2 /42".
- Le comptage de ces hydrocarbures.
- Le contrôle de qualité des produits réceptionnés.
- La RTE gère un terminale arrivé à Skikda d'une capacité de stockage de 768000 m³ et exploite aussi deux ports pétroliers (l'ancien et le nouveau port).
- Expédition des hydrocarbures liquides vers les ports pétroliers pour exportation.
- Expéditions des produits liquides et gazeux vers les complexes et unités de transformation (raffineries, GNL, etc. ...)

L'activité Transport par canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs. Elle constitue le noyau dynamique de la chaîne pétrolière du Groupe SONATRACH.

III.3 Description général de l'oléoduc OK1

L'oléoduc OK1 34", reliant Haoud El Hamra à Skikda, est une canalisation de transport d'hydrocarbures liquides ayant un diamètre extérieur de 34" (863,6 mm), une longueur de 637 km, quatre stations de pompage, y compris la station de départ de Haoud El Hamra, et un terminal arrivé à Skikda.

La ligne dispose d'un terminal départ SP1, trois stations de pompages intermédiaires (SP2, SP3, SP4) et d'un terminal arrivée (Skikda).

- **Terminal départ SP1 :**

La station de départ de Haoud El Hamra, située au PK 0, implantée dans la wilaya de Ouargla, dénommée station de pompage SP1, où sont installés :

- Deux collecteurs d'alimentation (pétrole brut et condensât) provenant du parc de stockage de Hassi Messaoud ;
- Un collecteur pour transférer le produit entre les réservoirs ;
- Trois pompes booster (1400 m³/h chacune) entraînées par moteurs électriques ;
- Deux pompes booster (2400 m³/h chacune) entraînées par moteurs électriques ;
- Trois groupes de pompage d'expédition, entraînés par turbines alimentées en gaz naturel, chacun doué d'un système de contrôle et de tous les systèmes auxiliaires pour permettre leur bon fonctionnement.

- **Stations intermédiaires :**

L'écoulement du brut dans la canalisation d'un oléoduc ne peut s'effectuer sans perte de pression importante, pour maintenir le débit pompé, il faut compenser les chutes de pressions le long de la conduite, d'où la nécessité de stations de pompage intermédiaires.

L'OK1 comprend trois stations intermédiaires (SP2, SP3, SP4) identiques chaque station comprend trois turbopompes de haute capacité.

- **Terminal arrivé Skikda :**

Le terminal arrivé dispose d'un système de processus pour maintenir la pression arrivée au terminal inférieure à 5 bars, suffisante pour le remplissage des bacs (brut, au condensat) ; l'eau est purgée (décantage) avant livraison vers la raffinerie ou chargement des pétroliers pour l'exportation.

Les installations de cet ouvrage ont une capacité actuelle et optimale de transport des hydrocarbures liquides (pétrole brut et condensât) évaluée en 30 millions de tonnes pour an (MTA), soit l'équivalent d'un débit horaire de 4734 m³/h.

- **Traces de l'oléoduc :**

L'oléoduc OK1 reliant Houde El Hamra -Skikda est d'une longueur de 645 km, il est composé de quatre stations :

<i>Désignation</i>	<i>PK (km)</i>	<i>Altitude (m)</i>	<i>Lieu</i>
TD	0,000	160,00	HEH
SP2	190,509	60,000	DJAMAA
SP3	338,414	180,00	SELGA
SP4	430,200	615,00	BOUMAGUER
Point de contrôle	516,000	982,00	CONSTANTINE
TA	637,000	12,00	SIKIDA

Tableau III.1 : Représentation de différentes stations de l'OK1 et leurs implantations.

- **Vannes de sectionnement :**

En raison des dangers présentés par un accident (éclatement, fuite, ...etc.) survenant sur la canalisation, l'oléoduc comporte des vannes de sectionnement pour pouvoir isoler le tronçon endommagé avant intervention et travaux de réparation, sans pertes importantes du produit. L'OK1 dispose de vingt-deux vannes de sectionnement.

- **Protection contre la corrosion :**

Pour assurer sa protection contre la corrosion, l'oléoduc est protégé par deux types de protection :

- **Protection passive :** le revêtement ;
- **Protection active :** protection cathodique.

Des postes redresseurs sont installés le long de la conduite pour injection de courant afin de ramener la structure dans un milieu d'immunité.

- **Réseau de télécommunication :**

Le réseau de télécommunication est un élément indispensable dans une installation de pipeline. Il doit être réservé à l'usage exclusif de l'exploitation en raison de la nécessité d'éliminer tout risque de relais dans la transmission d'ordre ou d'indication relative à des manœuvres délicates : mise en route, arrêts, diverses manœuvres, etc...

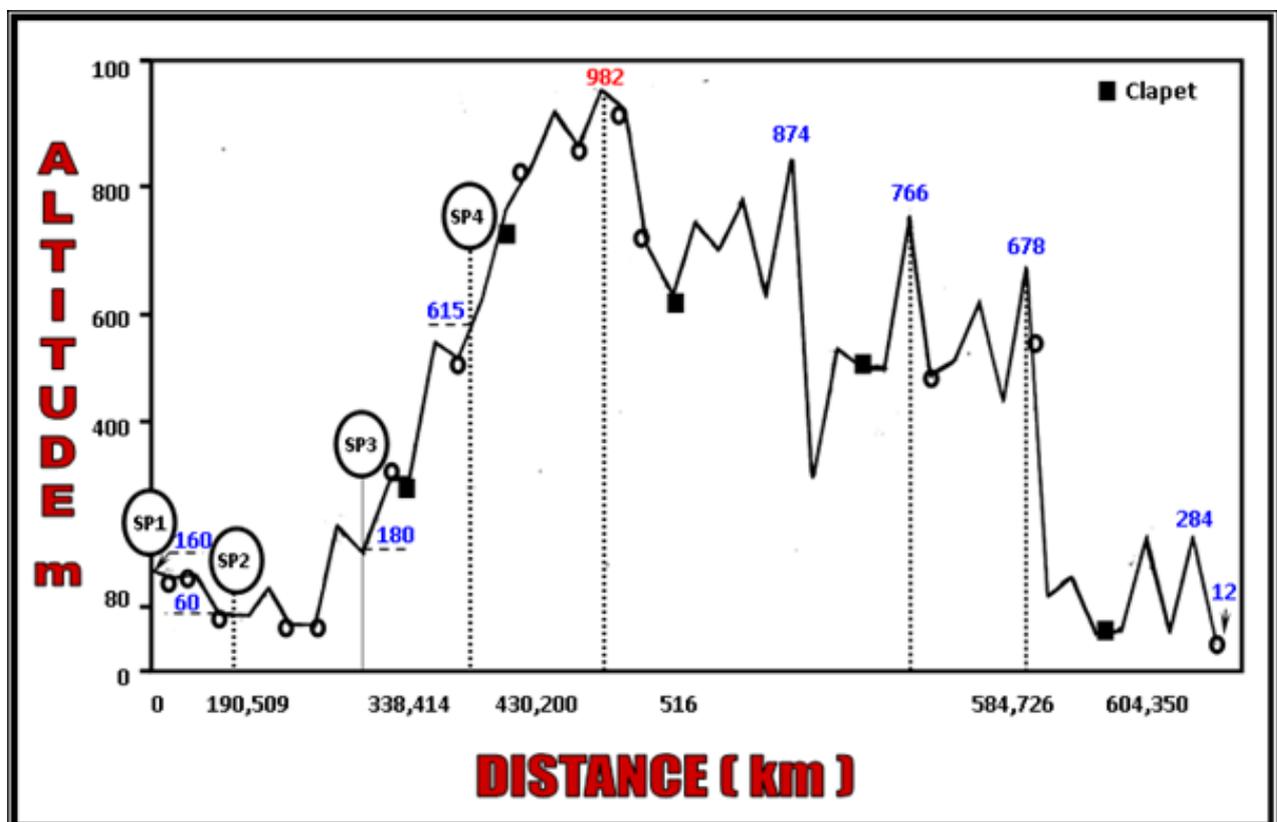


Figure III.1 : profile simplifié de l'oléoduc OK1. [17]

III.4 présentation de la station SP3 BIS

La station de pompage n°3, située au PK 337, implantée à El Outaya, dans la wilaya de Biskra, dénommée SP3BIS, où sont installés :

- Trois groupes de pompage d'expédition, entraînés par turbines alimentées avec gaz naturel ou gasoil, chacun douée d'un système de contrôle de machine (UCP) et de tous les systèmes auxiliaires pour permettre leur bon fonctionnement ;
- Un skid de traitement du gaz combustible, pour filtrer et réchauffer le gaz avant de l'alimenter aux turbines ;
- Un parc de stockage du combustible liquide pour les turbines (gasoil), avec des pompes dédiées, et un réseau de distribution ;
- Un système de vannes pour la protection de la station de pompage des coups de bélier ;
- Un système de détection du feu et gaz et un système incendie automatique ;
- Un système de contrôle centralisé pour la gestion des signaux provenant du champ et des UCP des machines, des séquences de démarrage et arrêt de la station et des logiques de contrôle et de sécurité ;
- Un système de télémessure pour l'échange des données de procédé avec les autres stations de pompage ;
- Un groupe électrogène diesel ;
- Deux gares des racleurs (arrivée et départ) ;
- Un bac de détente avec une pompe dédiée ;
- Un réservoir de slop avec une pompe dédiée ;
- Un réservoir de stockage de l'eau de puits, avec une pompe dédiée ;
- Un skid pour le traitement et la potabilisation de l'eau de puits et un réseau d'alimentation de l'eau potable aux bâtiments ;
- Un système de production et distribution d'air comprimé.



Figure III.2 : La localisation géographique de la station SP3.

III.5 Description général des systèmes composent la station SP3 BIS

1. Système « TURBOPOMPES »

Le système des turbopompes est constitué des éléments suivants :

- Trois pompes Nuovo Pignone modèle 20x20x28 DVDS/1, entraînées par turbines modèle Nuovo Pignone.
- Collecteur d'aspiration 34".
- Collecteur de refoulement 34".
- Tuyau de collecte des débits minimaux (12").

Chaque pompe est douée d'un système de protection pour une marche en sécurité, y compris :

- Bloc pour basse pression en aspiration de chaque pompe.
- Bloc pour haute pression en refoulement de chaque pompe.
- Bloc pour haute température en refoulement.
- Système de protection contre le débit minimal.

Le but des turbopompes est de donner au fluide la pression nécessaire pour rejoindre la station SP4 ; les pompes sont connectées en série, pour avoir une pression d'environ 70 bar en sortie de station.



Figure III.3 : Turbopompe.

2. Système de production de gaz combustible

Les turbopompes peuvent être alimentées soit de gaz combustible, soit de combustible liquide (gasoil).

Avant d'alimenter les turbines, le gaz combustible devra subir les traitements suivants :

- Filtration des solides et séparation de buées éventuelles.
- Réchauffage.
- Mesure et dépressurisation.

Le but de ces traitements est de fournir aux turbopompes un gaz combustible conditionné comme demandé par les fournisseurs, c'est à dire :

- Pression d'alimentation en turbine : 19 bar g min / 22 bar g max.
- Température minimale en entrée : $\geq 20^{\circ}\text{C}$ par rapport au point de rosée.

Le gaz combustible traité est utilisé aussi comme gaz de lancement pour le démarrage des turbines ; les turbines ne peuvent pas être démarrées en cas de faute de gaz de lancement.

3. Système de stockage et distribution du gasoil

Le système d'alimentation du combustible de secours (gasoil) est constitué de deux réservoirs de stockage (S-103B et S-104B), doués d'un couple de pompes (P-5B et P-6B) qui refoulent le gasoil dans le réseau de distribution. Le gasoil est alimenté aux turbines et aux réservoirs journaliers du groupe électrogène de secours et de la pompe incendie diesel P-8B.

4. Bac de détente (S-101B)

Le bac de détente S-101B est un réservoir de 5000 m³ à toit flottant, qui sert pour recevoir l'huile déchargée par les soupapes de protection contre le coup de bélier. Il peut aussi recevoir l'huile des turbopompes en phase de démarrage de la station et du réservoir de slop S-102B par la pompe de vidange P-4B.

En cas d'utilisation du bac de détente pour la phase de démarrage, il faut éviter de remplir excessivement le bac.

Un haut niveau du bac de détente S-101B empêche le démarrage de la station par le bouton HS-3102 pour motifs de sécurité, puisque le bac ne peut pas recevoir l'huile déchargée par les soupapes de protection contre le coup de bélier ; toutefois, la station peut être démarrée en contournant cette inhibition : le contournement peut être fait seulement par un responsable de station, puisque l'opération est particulièrement délicate et doit être dirigée.

Le réservoir est équipé d'une pompe de vidange (P-7B) qui refoule l'huile en aspiration aux turbopompes ; pendant la vidange du bac de détente la pression en aspiration aux turbopompes doit être inférieure à la pression de refoulement de la pompe P-7B (9 bar g environ).

Le niveau du réservoir S-101B est contrôlé par la logique I-3534, qui démarre la pompe P-7B en cas de haut niveau du réservoir (S-101B) et l'arrête pour bas niveau. La vanne MOV-106 en refoulement de P-7B est ouverte quand la pompe est démarrée et elle est fermée quand la pompe est arrêtée.

Le bac de détente est protégé par la logique I-3521, qui, en cas de très haut niveau dans le réservoir, arrête la pompe P-4B de vidange du réservoir de slop vers S-101B, de façon de réduire le risque de remplir complètement le réservoir.

La pompe P-7B est protégée par la logique I-3502, qui arrête la pompe en cas d'un très bas niveau dans le bac de détente ou pour une basse pression en aspiration de la pompe.

- **Les accessoires du Bac :**

- Événement d'urgence.
- Trappe de jauge.
- Alarme de niveau.
- Indicateur de niveau.
- Système de refroidissement.
- Système de mousse.
- Système de d'étanchéité.
- Clapet de retenue pour le drainage du toit.
- Cuve de rétention.



Figure III.4 : Bac de détente (S-101B)

5. Système de collecte des drainages fermés :

Le système de collecte des drainages fermés est constitué d'un collecteur enterré en acier au carbone dans lequel tous les drainages des équipements et des tuyauteries sont collectés. Le collecteur est connecté à un réservoir enterré (réservoir de slop S-102B), où les drainages s'écoulent pour pesanteur. Le brut qui s'accumule dans le réservoir de slop est envoyé, par la pompe P-4B, au bac de détente S-101B.

6. Système des appareillages de pipeline :

Le système comprend les appareillages suivants :

- Gares des racleurs
- Vannes automatiques de pressurisation des gares des racleurs
- Vannes automatiques en entrée et sortie de station
- Système de sécurité contre le coup de bélier et collecteur de décharge du liquide vers le bac de détente S-101B.

7. Système de production et de distribution d'air comprimé :

Le système de production d'air comprimé est constitué d'un compresseur d'air (C-101), d'un ballon de stockage (V-120), d'un réseau de distribution et des séparateurs de liquide sur les lignes d'alimentation d'air comprimé aux turbines (V-101, V-102 et V-103).

8. Système eau incendie :

L'eau incendie est extraite d'un puits par la pompe P-10B, filtrée dans les filtres F-100A/B et stockée dans le réservoir S-105B. Les pompes incendie, qui sont connectées au réservoir S-105B par le collecteur d'aspiration, sont les suivantes :

- Pompe incendie entraînée d'un moteur électrique
- Pompe incendie entraînée d'un moteur diesel
- Pompes jockey.

Le réseau incendie est constitué d'un collecteur aérien toujours en pression, qui rend l'eau disponible dans toute l'implantation. La pression dans le collecteur est assurée des pompes jockey P-15A/B, dont un est toujours en marche.

9. Système eau potable :

Le système eau potable est constitué d'une unité de traitement de l'eau de puits (W-1), alimenté par la pompe P-14B, qui aspire l'eau du réservoir de l'eau de puits S-105B. L'eau potable est ensuite stockée dans le réservoir S-112 et envoyée par la pompe P-9B au ballon V-115, pressurisé avec air comprimé, qui alimente le réseau de distribution d'eau aux bâtiments et constitue un stockage temporaire de l'eau potable.

10. Système de climatisation (HVAC) :

Le bâtiment de contrôle de la station SP3BIS est équipé d'un système de climatisation centralisé ; ce système est géré par un panneau dédié, qui est connecté au système de détection du feu et gaz. Dans le cas où un incendie soit détecté dans une des salles du bâtiment (salle de contrôle, salle électrique, salle technique), le panneau feu et gaz commande l'arrêt de la climatisation et la fermeture des clapets coupe-feu. Pour les détails du fonctionnement du système HVAC on peut référer à la documentation du fournisseur.

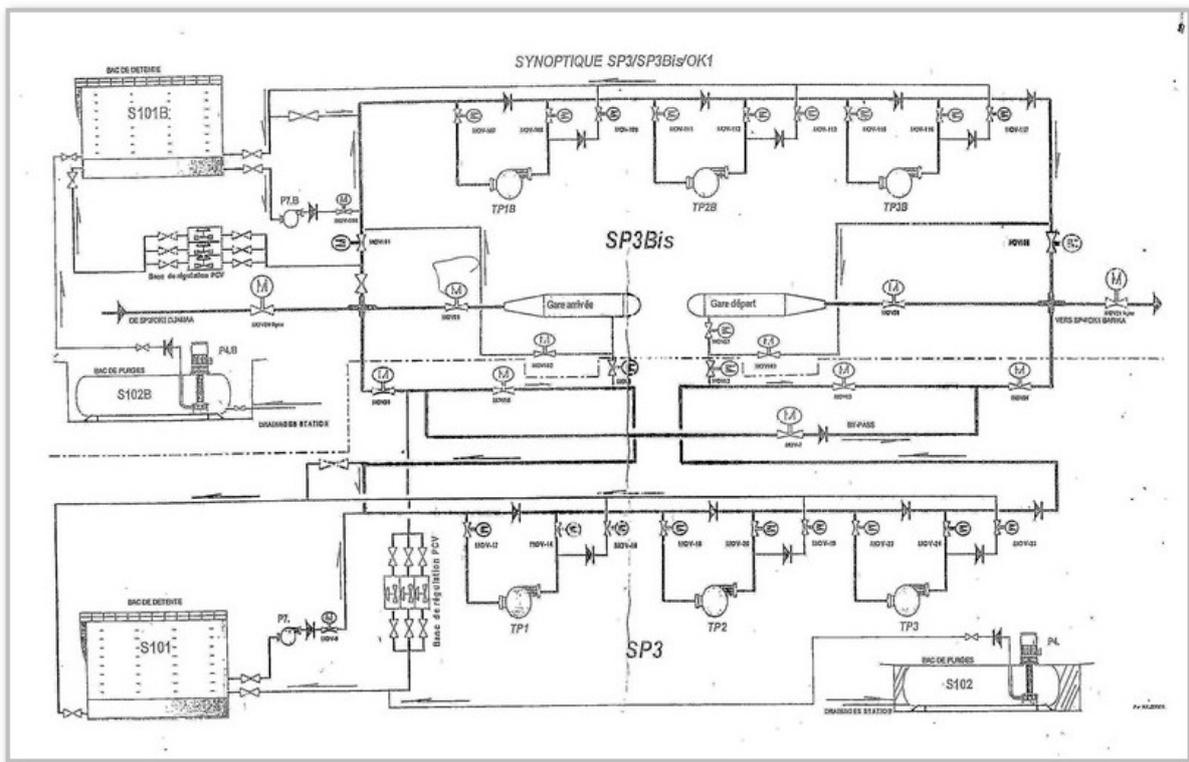


Figure III.5 : Synoptique SP3BIS. [17]

III.6 Description du système de contrôle et de sécurité

La gestion, le contrôle et la sécurité de la station sont assurés par le système automatique PLC pour la commande de l'instrumentation de la station ; en plus, chaque turbopompe est munie d'un PLC pour la gestion de la pompe.

Le système PLC de la station a les fonctions principales suivantes :

- Acquisition et gestion des signaux provenant du champ
- Acquisition et gestion des alarmes provenant du champ
- Acquisition des signaux et des alarmes provenant des PLC de chaque pompe
- Démarrage / arrêt de la section de pompage de la station
- Gestion de l'ouverture et/ou de la fermeture des vannes motorisées principales de la Station
- Gestion des signaux et des alarmes provenant du système feu et gaz
- Gestion des logiques et des séquences de sécurité de la station.

En plus du système PLC, un synoptique et un système de télémesure sont installés. Le synoptique a la fonction de visualisation des alarmes de station ; le système de télémesure affiche les données et les signaux principales provenant des et transmis aux autres stations de pompage :

- Pression d'entrée et refoulement des stations ;
- Débit de refoulement des stations ;
- Niveau de fluide dans les réservoirs de sécurité ;
- Densité du fluide.

III.7 Sécurité de la station

III.7.1 Règles générales

Dans une installation moderne plusieurs substances, si maniées improprement, peuvent devenir un danger pour le personnel et pour l'installation.

Chaque opérateur doit être à connaissance :

- Des matériels présents dans sa zone de travail, de façon telle de connaître les dangers pour la santé de lui-même et d'autres personnes ;

- Des dangers d'incendie et d'explosion et de quelles actions de protection il faut faire ;

La meilleure protection contre tous les accidents est la prévention, d'où la fonction principale de chaque opérateur est d'éviter les possibles dangers.

Quand une situation de danger s'est déjà développée, l'opérateur doit appliquer tous les moyens disponibles pour éviter les dégâts (au personnel et d'endommager les équipements).

Les équipements de protection, choisis selon les matériels maniés en l'installation, doivent être disponibles et prêts pour la mise en utilisation.

Les équipements pour éteindre l'incendie doivent être disponibles dans la station et prêts pour être utilisés immédiatement par les opérateurs.

III.7.2 Effets des hydrocarbures

Les hydrocarbures gazeux et liquides sont inflammables. Normalement ils ne sont pas considérés matériels toxiques, mais les gaz et les vapeurs peuvent provoquer :

- Asphyxie, si sont présents en haute concentration dans l'atmosphère
- Nausée et évanouissement, quand sont présents en plus basse concentration.

Les dangers plus importants des hydrocarbures sont l'inflammabilité et l'explosibilité.

A propos de possible explosion et/ou incendie en la station, les opérateurs doivent prendre en considération les caractéristiques suivantes des hydrocarbures :

- **Zone d'explosibilité ou d'inflammabilité :**

Le mélange air/vapeurs d'hydrocarbures est susceptible de s'enflammer en présence d'une flamme ou d'une étincelle, si le rapport air/hydrocarbures est compris entre certaines limites. Les valeurs maximale et minimale de ces limites représentent les seuils d'explosibilité.

Limite inférieur d'explosibilité : concentration dans l'air du gaz ou du vapeur inflammable, au-dessous de laquelle l'atmosphère gazeuse n'est pas explosive.

Limite supérieure d'explosibilité : concentration dans l'air du gaz ou du vapeur inflammable, au-dessus de laquelle l'atmosphère gazeuse n'est pas explosive.

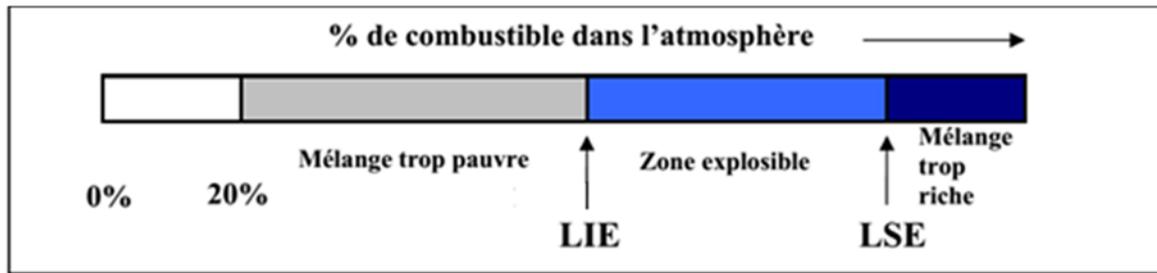


Figure III.6 : Limite d'explosivité. [17]

- **Température d'allumage :**

Représente la température à laquelle un hydrocarbure présent dans l'air peut s'auto enflammer.

- **Point d'éclair :**

Température la plus basse d'un liquide à laquelle, dans certaines conditions normalisées, ce liquide libère des vapeurs en quantité telle qu'un mélange vapeur/air inflammable puisse se former.

	Zone d'inflammabilité (% vol.)	Température d'allumage (°C)	Point d'éclair (°C)
Huile Brute	2.1 / 14	> 250	1
Condensât	2.1 / 14	> 250	-8

Tableau III.2 : Caractéristiques du pétrole et de condensât.

Avant d'introduire les hydrocarbures à l'intérieur des équipements, il faut faire beaucoup d'attention et contrôler que la concentration de l'oxygène à l'intérieur est inférieure à l'1% en volume, pour éviter la formation d'un mélange explosif.

III.7.3 Protection personnel

III.7.3.1 Consignes Générales de sécurité

Les consignes relatives à la sécurité peuvent se subdiviser en trois groupes principaux, le premier concernant les règles à respecter en permanence, les autres concernant les principes destinés à faire face à des situations particulièrement délicates dues à ces accidents ou à des travaux exceptionnels ; les Consignes Générales comprennent :

- Les règles générales de travail sur les installations qui sont identiques à celles en usage dans les usines adjacentes.
- Les consignes particulières et permanentes concernant :
 - Les interdictions de pénétrer dans certaines zones dites dangereuses sans ordre et précautions spéciales ;
 - Les règles de circulation et de stationnement des véhicules à moteur dans les différentes zones ;
 - L'interdiction des branchements électriques de fortune ;
 - Les mises à la terre de tous les matériels utilisés ;
 - Tout le matériel utilisé doit être antidéflagrant ;
 - Les produits de nettoyage prohibés (produits inflammables) et ceux autorisés (détergents, solvants non dangereux) ;
 - Les interdictions de fumer et de faire n'importe quel feu sans autorisation spéciale.
 - Les interdictions de porter des chaussures ferrées ;
 - Tout matériel non indispensable à l'exécution du travail doit être éliminé.

III.7.3.2 Consignes de sécurité en exploitation

Elles définissent d'une manière précise :

- L'autorisation de pénétrer dans les zones d'exploitation, donnée seulement aux personnes désignées pour y opérer, à l'exclusion de tous les autres.
- L'interdiction à toute personne de manœuvrer un appareil qui lui est inconnu ou dont il n'est pas responsable.
- Tout travail doit faire l'objet d'un permis de travail, valable pour une courte durée et pour un seul travail bien déterminé, portant mention des manœuvres d'isolement à effectuer et de la zone dans laquelle le travail est autorisé : ce permis est visé par les responsables de l'entretien, de l'exploitation et de la sécurité si nécessaire.
- Toute manœuvre de mise hors service, d'isolement, de purge ou de vidange ou de remise en service doit être effectuée par un agent responsable de l'exploitation ou sous son contrôle.

Lorsque l'ouverture, la mise à l'air libre ou la fuite d'un appareil est susceptible de provoquer la contamination de l'atmosphère, les mesures de toxicité sont effectuées et les appareils de protection nécessaires (appareils respiratoires, vêtements couvrants ou étanches)

sont mis en service. Si possible, il est d'ailleurs préférable de procéder à la décontamination de l'atmosphère (ventilation) avant d'entreprendre les travaux.

III.7.3.3 Consignes pour travaux spéciaux

Définition :

Les travaux spéciaux sont ceux qui font intervenir des manœuvres et des procédés inhabituels tels que :

- Changement d'un joint principal.
- Exécution d'un piquage sur une conduite en service.
- Modification de tuyauterie.
- Remplacement ou adjonction d'un organe.
- Réparation importante sur l'installation.
- Intervention sur une fuite en ligne.

Danger :

Les risques procurés par ces travaux proviennent :

- De l'ouverture à l'atmosphère de volumes de tuyauteries ou capacités souvent importantes.
- Du travail sur des parties d'installations isolées par des robinets dont l'étanchéité peut n'être pas absolue.
- Du maintien en activité de parties des installations.

Précautions, consignes :

Pour les raisons ci-dessus, ce genre de travaux ne doit être entrepris que :

- Lorsque les manœuvres à effectuer et les méthodes de travail ont été définis avec précision et que l'outillage approprié a été rassemblé.
- Par du personnel suffisamment qualifié et encadré.
- Si toutes les mesures de sécurité nécessaires sont prises (vidanges, décompression, balayage à l'azote, contrôles d'étanchéité des robinets et leur consignation, ventilation des capacités, mesures d'atmosphères, etc.).
- Selon un programme préétabli et après l'obtention d'un permis de travail.

- Après la mise en place d'un dispositif de sécurité permettant de faire face à tout accident prévisible ou non, et interdisant la zone de travail aux personnes non désignées.

Une étroite coordination entre les personnels d'entretien chargés des travaux et d'exploitation est nécessaire afin d'éviter toute fausse manœuvre. L'assistance du personnel de sécurité est souvent très souhaitable. Suivant l'importance des travaux, il peut être nécessaire d'établir une consigne particulière pour un travail déterminé, qui détaillera les points ci-dessus et qui devra recevoir l'approbation des responsables des travaux, de l'exploitation et de la sécurité.

III.7.3.4 Prévention des accidents :

Selon les règles suivantes :

- Respecter les consignes.
- Ne pas prendre l'initiative d'effectuer un travail n'entrant pas dans ses fonctions, sans l'autorisation du responsable.
- Avoir une « habilitation » pour intervenir sur les équipements électriques.
- Ne pas porter des vêtements et sous-vêtements en nylon, ni de vêtements flottants. Ne jamais les nettoyer avec des produits inflammables. Changer tout vêtement de travail fortement imprégné d'hydrocarbures. Même en été, bras et jambes doivent être couverts. Pour les cheveux longs, avoir une coiffure appropriée.
- Se munir des équipements de protection individuels : casques, chaussures, gants, lunettes, etc.
- Ne pas travailler sur des machines en mouvement.
- Ne pas transporter simultanément gros matériel et personnel sans arrimage sûr.
- Ne pas approcher d'équipements à moins de 3 mètres des lignes électriques aériennes.
- Signaler rapidement toute anomalie semblant présenter un risque d'accident matériel ou humain.
- Tenir les lieux de travail propres et en ordre.
- Signaler tous nouveaux produits utilisés dans les laboratoires, ateliers, chantiers, champs, etc.

III.7.4 Règles de sécurité applicables à l'exploitation :

1. L'aire industrielle d'implantation de la Station est considérée comme zone dangereuse et en exploitation.
2. Il est interdit de fumer en zone dangereuse y compris dans les zones pour lesquelles un permis feu a été délivré. Les chaussures ferrées sont interdites en zone dangereuse.
3. Le matériel utilisé en zone dangereuse est anti-étincelles. Les coupes-tubes sont à froid.
4. Tous les engins à moteur diesel ou à essence destinés à pénétrer en zone dangereuse sont équipés d'arrête flammes. Ils ne peuvent pénétrer en zone dangereuse qu'après accord du maître de l'ouvrage.
5. L'autorisation de pénétrer en zone dangereuse n'est accordée à aucun véhicule privé ; elle peut être accordée exceptionnellement aux véhicules de transport de matériels. Il est interdit de stationner devant les issues de secours, les bouches d'incendie et les accès pompiers.
6. Toute opération ou toute activité impliquant l'utilisation d'une flamme ne peut être réalisée qu'après accord écrit du M.O. Cet accord est matérialisé par le visa du M.O. apposé sur l'autorisation de travail préparée par l'entreprise (voir modèle joint). L'autorisation de travail n'est valable que pour la seule intervention qu'elle définit.
7. Pendant les activités de purge, les zones concernées sont entourées de cordes. L'accès à ces zones n'est permis qu'aux agents dûment autorisés par le M.O.
8. Toutes les vannes motorisées sont numérotées sur des plaques visibles.
9. Les vannes manuelles critiques sont numérotées de la même manière que les vannes motorisées normales.
10. Les installations électriques ne peuvent être mises en service que par du personnel qualifié et agréé.
11. La présence de tension sur une armoire est signalée par un panneau visible « SOUS TENSION ».
12. L'interdiction de mise sous tension sur une armoire est notifiée par une étiquette « NE PAS METTRE SOUS TENSION ».
13. La suppression de l'interdiction de mise sous tension relève du Responsable de l'entreprise.

14. La détection de Gaz est faite par détecteurs de Gaz.
15. Les règles de sécurité ci-dessus doivent être largement diffusées auprès du personnel. Elles sont affichées à l'entrée de l'aire industrielle et dans tous les locaux.
16. La non application de celles-ci entraîne le renvoi immédiat du personnel en infraction.
17. L'Ingénieur Sécurité a en plus à sa charge l'information et la formation du personnel de l'entreprise dans le domaine de la sécurité : utilisation des détecteurs de Gaz, aide aux personnels, etc.
18. Toutes les règles de sécurité pour travaux de chantier et appliquées actuellement par l'entrepreneur sont toujours applicables pendant la mise en route des installations. En cas de contradiction entre ces règles et les règles de sécurité ci-dessus, ces dernières prévalent.
19. Toute opération de mise en azote ou en Gaz est considérée comme un travail spécial. Elle fait l'objet d'une procédure particulière soumise à l'agrément du M.O.
20. Toute mise en Gaz d'installation ne peut être effectuée qu'après accord du M.O.
21. Il est interdit de rouler à une vitesse supérieure à celle affichée à l'entrée du dépôt.
22. Il est interdit d'encombrer les voies de circulation et les accès aux moyens de secours.
23. Il est interdit d'utiliser l'eau des bouches incendie sans autorisation.

III.7.5 Sécurité et protection incendie

III.7.5.1 Systèmes de détection du feu et gaz

Les systèmes de détection incendie activent, par des panneaux de contrôle dédiés, les systèmes automatiques d'extinction.

Les systèmes de détection installés sont de la typologie suivante :

- a) détecteurs de fumée de type optique et ionique
- b) détecteurs de chaleur
- c) câbles thermosensibles
- d) détecteurs de gaz.

Les détecteurs de type « a » et « b » sont utilisés à l'intérieur des salles de contrôle/techniques/électriques et des postes de livraison, soit à l'intérieur des salles mêmes,

soit dans les sous-planchers et ils seront utilisés pour la commande automatique de la décharge de CO2.

En particulier, pour la protection de ces salles, deux « loops » de détection en parallèle seront installés et sur chacun la moitié des détecteurs nécessaires pour la défense de la salle même sera installée (les détecteurs peuvent être soit d'une seule typologie, soit de typologies différentes, en fonction de la salle à protéger).

Si un ou plusieurs détecteurs installés dans le même « loop » détecte la présence d'incendie, le système se mettra en état d'alerte, avec signalisation acoustique ou visuelle sur le tableau incendie, mais n'activera pas encore la décharge de l'agent d'extinction.

Si un ou plusieurs détecteurs installés dans le deuxième loop confirment l'alarme, les phases suivantes sont activées :

- Allumage des alarmes optiques et acoustiques, soit sur le panneau du « F&G », soit sur la console du PLC, soit dans le local même
- Commande d'arrêt du système HVAC du panneau du « F&G » sur la console de station
- Le panneau du système HVAC commande l'arrêt de la climatisation et la fermeture des clapets coup feu
- Pendant la confirmation par le panneau du système HVAC au panneau du « F&G » d'arrêt de la climatisation et de fermeture des vannes, le panneau du « F&G » commande la décharge du CO2 dans toutes les différentes zones des salles (salles mêmes, sous plancher, faux plafond). La commande est retardée de 0 à 60 secondes pour permettre l'évacuation de la salle.

A la fin de l'événement, il est nécessaire d'évacuer le gaz carbonique de la salle. Pour cette raison, un bouton-poussoir sera installé à l'extérieur de la salle, pour l'ouverture des clapets coup feu et l'activation de l'extracteur de gaz carbonique, avec signalisation de danger jusqu'à la fin du cycle d'extraction. Cette méthode peut être activée après le consentement du cycle d'extinction. Après quelque minute, un signal à l'extérieur de la salle s'allumera, qui permet l'accès à la salle.

Le démarrage du système d'extinction à CO2 peut être activé manuellement aussi, par un bouton-poussoir installé à l'extérieur de la salle même, après qu'on a positionné le sélecteur « AUTO/MAN » dans la position « MAN ». En plus, il est possible de bloquer la séquence

d'extinction à gaz carbonique par un bouton-poussoir installé près du bouton-poussoir de décharge manuelle à l'extérieur de la salle à protéger.

Un détecteur de gaz, connecté directement au panneau du « F&G », sera installé à l'entrée de l'air du système HVAC pour permettre, en cas de présence d'hydrocarbures, l'arrêt du système HVAC.

Le système de détection par câbles thermosensibles, installé pour protéger les zones ouvertes, ne doit pas être du type « double détection avec confirmation » décrit précédemment. Pour cette raison, en cas de détection, la décharge de l'agent d'extinction (eau et/ou mousse) sera immédiate.

Dans la station de pompage SP3BIS les locaux et appareillages douées d'un système de détection sont :

- Détecteurs de fumée de type optique :
 - La salle de contrôle (local)
 - La salle électrique (local)
 - La salle technique (local)
 - Le poste de livraison (local)
 - Les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- Détecteurs de fumée de type ionique :
 - Les enceintes des turbines des turbopompes TP-1B/2B/3B
 - La salle de contrôle (sous-plancher)
 - La salle électrique (sous-plancher)
 - La salle technique (sous-plancher)
 - Le poste de livraison (sous-plancher)
 - Le garage
 - Le poste de garde
- Détecteurs de chaleur :
 - Les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- Câbles thermosensibles :
 - Le toit flottant du bac de détente S-101B
 - La chemise du bac de détente S-101B
 - Les groupes de pompage des turbopompes TP-1B/2B/3B
 - Le skid gaz X-101

- Les réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (intérieur, chemise et toit)
- Le groupe des pompes P-5B, P-6B et P-7B
- La zone du réservoir de slop S-102B
- Le transformateur
- Détecteurs de gaz :
 - La salle des batteries dans le bâtiment de contrôle.

III.7.5.2 Systèmes de défense contre l'incendie

III.7.5.2.1 Système de défense à gaz carbonique

Ce système d'extinction se base sur la distribution de gaz carbonique à haute pression dans le local, le sous-plancher et le faux plafond où ils sont présents, pour obtenir la saturation nécessaire et donc l'extinction du feu par faute de comburant. En plus de cet effet d'extinction, on a aussi un remarquable effet de refroidissement qui aide à éviter des rallumages éventuels du feu d'incendie.

Le système de décharge automatique à gaz carbonique est complet de bouteilles d'accumulation de CO₂, avec vannes actionnées électriquement et réseau de distribution avec tuyères.

Dans la station de pompage SP3BIS les locaux protégés par un système automatique d'extinction à gaz carbonique sont :

- Les enceintes des turbines des turbopompes TP-1B/2B/3B
- La salle de contrôle (local et sous-plancher)
- La salle électrique (local et sous-plancher)
- La salle technique (local et sous-plancher)
- Le poste de livraison (local et sous-plancher)

En plus, les locaux suivants sont protégés par des extincteurs à gaz carbonique :

- Les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- La salle des batteries dans le bâtiment de contrôle
- Le garage
- Le poste de garde.

III.7.5.2.2 Système de défense à eau

Ce système d'extinction se base sur le versement d'eau fractionnée, distribuée par un système à déluge, qui alimentera des tuyères gicleuses en nombre approprié et orientées pour emboutir la surface complète de l'appareillage à protéger. Les actions combinées de refroidissement, privation d'oxygène et dispersion des nuages de gaz garantiront l'extinction.

Dans la station de pompage SP3BIS les appareillages protégés par un système d'extinction à eau fractionnée sont :

- Le bac de détente S-101B (chemise)
- Le skid gaz X-101
- Les réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (chemise)
- La zone du réservoir de slop S-102B
- Le transformateur 1000

Le système d'extinction à eau fractionnée est automatique et il est actionné en cas de détection d'incendie par le câble thermosensible.

III.7.5.2.3 Système de défense à mousse

Le système d'extinction se base sur le versement de mousse à basse expansion, distribuée par des lances, tuyères ou diffuseurs, sur la surface de l'équipement à protéger. L'action de privation d'oxygène garantira l'extinction.

Dans la station de pompage SP3BIS les équipements protégés par un système d'extinction automatique à mousse sont :

- Le bac de détente S-101B (toit flottant)
- Le bassin de retenue du bac de détente S-101B (décharge commandée par les opérateurs du système de contrôle de station)
- Les groupes de pompage des turbopompes TP-1B/2B/3B
- Les réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (intérieur des réservoirs)
- Les bassins de retenue des réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (décharge commandée par les opérateurs du système de contrôle de station)
- Le groupe des pompes P-5B, P-6B et P-7B.

III.7.5.2.4 Système de défense à poudre

Le système d'extinction se base sur le versement de poudre, distribuée par des extincteurs. L'action de privation d'oxygène garantira l'extinction.

Dans la station de pompage SP3BIS les locaux protégés par des extincteurs à poudre sont :

- Les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- Le garage
- Le poste de garde.

III.7.6 Substances dangereuses

Les fiches internationales de sécurité chimique des substances dangereuses sont reportées ci-dessous.

Les substances dangereuses qui sont présents dans l'implantation sont :

- Pétrole brut/condensât.
- Gaz combustible.
- Gasoil.
- Gaz carbonique. [17]

III.8 Conclusion

La station SP3 joue un rôle primordial dans l'oléoduc OK1 de Haoud el Hamra à Skikda. L'arrêt de la station sp3 engendre le blocage total de la ligne de transport. Tous les systèmes d'oléoduc OK1 forment une chaine, afin d'assurer un bon fonctionnement de cette chaine, il faut que tous les mailles (systèmes) soient en bonnes conditions, ce qui met en avant l'importance des systèmes de contrôle et sécurité.

La sécurité de la station se basent principalement sur le respect des règles et les consignes de la sécurité, ainsi que sur l'efficacité des systèmes de protection installés.

Chapitre IV

Application

La méthode d'analyse

HAZOP

IV.1 Introduction :

L'analyse des risques liés aux stockages et transport des hydrocarbures ne peut être bénéfique sans application sur des cas réels, donc comme nous avons présenté dans le chapitre gestion de risque les différentes méthodes d'analyse des risques appliquées dans la sureté de fonctionnement, notre choix est basé sur la méthode d'analyse HAZOP.

Dans ce chapitre, nous allons appliquer la méthode d'analyse de risque HAZOP sur le sous-système (bac de détente S-101B) de la station de pompage SP3 Biskra, qui est décrit dans le chapitre III « Description de la station SP3 BIS ». Cette étude est réalisée au site, et s'est étalé sur une période de 12 jours (durant le mois janvier 2017).

Nous avons choisi quater paramètres pour appliquer cette méthode :

- Le niveau ;
- Le débit ;
- La température ;
- La pression.

Le bac de détente (S-101B) joue un rôle important pour la protection de la station SP3BIS contre le coup de bélier.

IV.2 Application de la méthode HAZOP

-UNITE/ OPERATION : Station de pompage SP3BIS -LIGNE/ EQUIPEMENT : Bac de détente (S - 101B) -PARAMETRE : Le niveau de brut							
Mot clé	Paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Proposition d'amélioration	Observation
Plus de	Le niveau (très haut)	<ul style="list-style-type: none"> -La pompe de vidange de bac H-S. -Défaillance au niveau du circuit de vidange (clapet, filtre, vanne). -Le débit trop élevé. -Défaillance les instruments de contrôle. 	<ul style="list-style-type: none"> -Débordement de bac. -Risque d'incendie (s'il y a une étincelle). -Risque d'explosion de bac. -La station serait arrêtée (toutes les turbopompes sont arrêtées). 	<ul style="list-style-type: none"> -Jaugeur manuel. -Le magnétrol (Alarmes de niveau haut très haut). -Indicateur et transmetteur de niveau 	<ul style="list-style-type: none"> -Démarrage de la pompe de vidange. -Arrête de la pompe de vidange du réservoir de slop. - cuve de retenue du bac (cas de débordement) 	<ul style="list-style-type: none"> -Vérifier les instruments de contrôle de niveau -Contrôler la situation de pompe de vidange 	L'arrêt de la ligne et l'intervention
Moins de	Le niveau (très bas)	<ul style="list-style-type: none"> -Défaillance au niveau du circuit de remplissage (pas de débit). -Défaillance les instruments de contrôle. 	<ul style="list-style-type: none"> - Endommagement de toit flottent de bac (risque de défaillance de toit) - Risque de cavitation de la pompe de vidange. 	<ul style="list-style-type: none"> - Jaugeur manuel. - Le magnétrol (Alarmes de niveau bas très bas) - Indicateur et transmetteur de niveau 	<ul style="list-style-type: none"> -Démarrage de la pompe de vidange de slop. - Ouverture de la vanne de recyclage. 	<ul style="list-style-type: none"> -Vérifier les instruments de contrôle de niveau - Contrôler le circuit de remplissage de bac. 	Intervention Et maintenance

-UNITE/ OPERATION : Station de pompage SP3BIS -LIGNE/ EQUIPEMENT : Bac de détente (S-101B) -PARAMETRE : Le débit (la charge)							
Mot clé	Paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Proposition d'amélioration	Observation
Plus De	Le débit (trop élevé)	-Défaillance au niveau de la Flex-flow. -Défaillance au niveau des vannes de recyclage. -Faible communication entre les stations (démarrage ou arrêt). -Les instruments de control de niveau H-S.	-Augmentation brusque de niveau de brut dans le bac. -Débordement de bac. -Risque d'incendie. -La station serait arrêtée (toutes les turbopompes sont arrêtées).	-Le magnétrol (alarmes de niveau haut très haut). -Indicateur et transmetteur de niveau -Signaux lumineux.	-Démarrage la pompe de vidange de bac -Fermer la vanne de recyclage au niveau de bac. - Arrête la pompe de vidange de slop. - Cuve de retenue.	-Contrôle et vérification les vannes de recyclage. -Inspection périodique de la Flex- flow.	L'arrêt de la ligne et l'intervention
Pas de	Le débit (absence)	- La pompe de vidange de la Slop H-S. -Laissez la vanne de recyclage (de bac) à position fermée. -Défaillance les instruments de control de niveau.	-Endommagement de toit flottent de bac (niveau très bas) -Variation de propriétés physico-chimiques de brut (longe durée de conservation)	- Jaugeur manuel. -Le magnétrol (alarmes de niveau bas très bas). - Indicateur et transmetteur de niveau	-Ouverture les Flex- flow. - Ouverture la vanne de recyclage. - Démarrage la pompe de vidange de slop.	-Contrôle et vérification de l'état de slop -Vérifier la position des vannes de recyclage.	Intervention Et maintenance

-UNITE/ OPERATION : Station de pompage SP3BIS -LIGNE/ EQUIPEMENT : Bac de détente (S-101B) -PARAMETRE : La température							
Mot clé	Paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Proposition d'amélioration	Observation
Plus de	Température (haute)	-Feu à l'extérieur de bac (à proximité) - Augmentation de la température ambiante (été).	-Risque d'incendie et l'explosion de bac. -Evaporation de brut. - Elévation de pression. -Endommagement du bac.	- Câbles thermo sensibles installés au niveau de bac. -Détection visuelle.	-Système d'extinction Par l'eau et refroidissement. - Système d'extinction par la mousse. -Le bac protégé par un isolant thermique (revêtement)	- Contrôle et vérification des systèmes d'extinction. -Localiser et éliminer les sources d'ignition ou d'étincelle.	Préparer les moyens d'intervention
Moins de	Température (basse)	-Conditions climatiques température de l'air ambiante basse (hiver).	-Changement l'état de brut vers le gel (graisse). -Risque de bouchage des canalisations. -Mauvaise pompage (endommagement la pompe de vidange).	- Détection visuelle (vérifier l'état de brut stocké).	- Inspection périodique de la Propriétés physico-chimiques de brut.	-Ajouter des capteurs de température au niveau de bac.	- Cas très rare, la région de Biskra est une région chaude.

-UNITE/ OPERATION : Station de pompage SP3BIS -LIGNE/ EQUIPEMENT : Bac de détente (S-101 B) -PARAMETRE : La pression							
Mot clé	Paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Proposition d'amélioration	Observation
Plus De	Pression (très haute)	- Augmentation excessive de la température (incendie à proximité du bac). -Le bac est en sur remplissage. -Conditions climatique (été)	- Risque d'explosion et d'incendie. - L'apparition de fissures au niveau de la robe du bac. -Endommagement du bac.	- Détection visuelle (déformation du bac) -Emission du gaz (grand quantité)	-Ouverture des événements de bac. - Système d'extinction à l'eau et refroidissement.	-Contrôle et vérification l'état de bac.	Préparer les moyens d'intervention.
Moins de	Pression (basse)	-Basse température ambiante (hiver) - Fissures au niveau de la robe de bac.	-Modification des propriétés physico-chimiques de brut. - Pas de pression en sortie.	- Détection visuelle. - Vérification de l'état de brut stocké.	-Inspection périodique de la situation de bac et les Caractéristiques physico-chimiques de brut.	-Ajouter un manomètre au niveau de bac.	Intervention et maintenance

IV.3 Conclusion

Notre séjour au niveau de la station SP3 BIS, nous a permis de connaître de près et d'être en contact direct avec les dispositifs de sécurité de la station, ainsi qu'échanger l'expérience avec le personnel chargé de l'hygiène et de la sécurité de la station.

Les résultats obtenus dans notre étude montrent l'importance de l'utilisation de la méthode HAZOP dans la prédiction des scénarios catastrophique, et l'identification des causes possibles de ces scénarios, ce qui nous permettrait de préparer tous les moyens possibles pour éviter les accidents, ou –en cas d'urgence- de minimiser les conséquences éventuelles de tels accidents : dégâts humains et/ou matériel. Dans ce même contexte, nous avons discuté la possibilité d'adaptation d'une telle méthode au niveau de la station, et nous avons proposé quelques pistes d'amélioration.

Conclusion générale

Les activités effectuées sur les stations de pompage, que ce soit à terre ou en mer, ont toujours représenté un risque important, sur le plan humain, matériel et environnemental. La manipulation d'équipements lourds et volumineux, l'utilisation d'appareillages très divers et de produits dangereux, l'exécution de travaux sous pressions parfois élevées, ont durant de trop nombreuses années provoqué des accidents et/ou dégâts qui, à tort, étaient considérés avec fatalisme comme faisant partie du métier et donc inévitables.

Les dernières catastrophes ont fait prendre conscience aux autorités qu'une législation était nécessaire. Elle s'est renforcée à chaque accident. C'est ainsi que la sécurité sur les chantiers s'est beaucoup améliorée depuis quelques années et cela grâce à l'effet conjugué des réglementations nationales et internationales ainsi que de la formation du personnel qui joues un rôle très important dont le but est d'améliorer d'avantage les aptitudes des cadres et des travailleurs.

A la fin de notre travail, il est utile de rappeler nos objectifs qui consistaient à décrire et analyser le circuit de pompage de la station SP3 BIS et d'introduire un programme de sécurité en se basant sur l'application de méthode d'analyse HAZOP. Notre stage au sein de la station SP3 BIS, nous a permis d'être en contact direct avec les dispositifs de sécurité de la station et du personnel chargé de l'hygiène et de la sécurité de la station. Nous avons appliqué la méthode d'analyse de risque HAZOP sur le sous-système bac de détente S-101B, qui joue un rôle important dans la protection de la station SP3 contre le coup de bélier. Nous avons choisi quater paramètres jugés critiques pour appliquer cette méthode : niveau de brut, débit, température et pression.

Les résultats obtenus à travers cette étude montrent l'importance de l'application de la méthode HAZOP afin de prévenir les accidents ; améliorer la sécurité de la station SP3 BIS ; et garantir par conséquent, un fonctionnement stable et sûr.

La présente étude démontre la possibilité d'adaptation de de la méthode HAZOP au niveau de la station SP3 BIS, ce qui va s'ajouter aux dispositifs de sécurité déjà en place ; et apporter une couche de prévention supplémentaire pour assurer un bon fonctionnement de toute la station au long terme.

Référence Bibliographies

- [1] : **Abdelmadjid ATTAR et Zerrouk DJERROUMI** « Le partenariat dans le secteur des hydrocarbures en Algérie : historique, enjeux et expériences », Article, Algérie 2007
- [2] : **M. Attar et M. Hmmat** « Le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie IV », Contribution de SONATRACH division exploration, Algérie, 2000.
- [3] : **Site Internet** : <http://www.futura-sciences.com/sciences/definitions/chimie-hydrocarbure->
Consulté le : (10/02/2017).
- [4] : **Pierre Thomas** « Géologie des hydrocarbures conventionnels », Encyclopædia Universalis.
- [5] : **Hagop Demirdjian** « Les combustibles fossiles : formation, composition et réserves »
Novembre 2005.
- [6] : **D. Ake** « Coure stockage distribution et transport des hydrocarbures », Août 2014
- [7] : **SONATRACH** « Le code réseau de transport par canalisation », Décembre 2015
- [8] : **INERIS** « Maîtrise du vieillissement des installations industrielles Benchmark stockage en raffinerie » -DRA-09-102957-08289B, Avril 2010.
- [9] : **Cédric Fokoueng** « Mise en place des procédures de maintenance en vue de l'élaboration d'un plan de maintenance des équipements des dépôts SDCP liquide cas du dépôt de Bessengue » Ecole Nationale Supérieure Polytechnique de Yaounde, 2014
- [10] : **Site Internet** : <http://www.connaissancedesenergies.org> > [Stockage et distribution](#) > [Fiches pédagogiques](#) Consulté le : (15/03/2017).
- [11] : **ENSPM Formation Industrie - IFP Training** « Préventions et précautions contre les risques d'incendie et d'explosion zones classées », Mai 2005
- [12] : **INERIS** « Méthodes d'analyse des risques générés par une installation industrielle. »
– DRA – 2006-P46055-CL47569 : Ω 7, Octobre 2006.

- [13] : **Mohamed Habib Mazouni** « Pour une meilleure approche du management des risques de la modélisation ontologique du processus accidentel au système interactif d'aide à la décision. Automatique / Robotique. » Institut National Polytechnique de Lorraine – INPL, 2008.
- [14] : **INERIS** «Formalisation du savoir et des outils dans le domaine des risques majeurs Étude de dangers d'une installation classée. » -DRA-15-148940-03446A EAT-DRA-76 Ω-9, juillet 2015
- [15] : **A. Talon, D. Boissier, L. Peyras** « Analyse de risques : Identification et estimation : Démarches d'analyse de risques - Méthodes qualitatives d'analyse de risques » Mars 2009.
- [16] : **D. Bounie** « les méthodes d'analyse de risques » polytech'lille – IAAL, l'usine agro-alimentaire, 2002.
- [17] : **ABB Lummus Global Spa** « MANUEL D'EXPLOITATION STATION DE POMPAGE SP3 BIS », 25/02/2004.

Résumé :

La station de pompage « SP3BIS » de l'Outaya est concernée par les risques industriels liés aux procédés mis en œuvre ; et aux caractères techniques. Ce travail est effectué dans le but d'identifier les situations conduisant à des risques potentiels pour la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement, et de connaître les procédures et processus de sécurité et de la protection. Notre mémoire nous a conduit à introduire un programme de sécurité en se basant sur l'application de méthode d'analyse HAZOP sur le circuit de pompage au sein de la station de pompage « SP3BIS ».

ملخص:

محطة الضخ «SP3BIS» الواقعة بمنطقة "لوطاية" معرضة بشكل عام للأخطار الصناعية الناجمة عن الوسائل المستخدمة فيها ومميزاتها التقنية. تم القيام بهذا العمل بهدف التعرف على الأوضاع التي قد تؤدي إلى أخطار محتملة على العنصر البشري أو المنشآت أو البيئة المحيطة وكذلك التعرف على الإجراءات والأعمال اللازمة للحماية والوقاية منها. قمنا خلال هذه المذكرة بتقديم برنامج حماية ووقاية اعتمادا على تطبيق طريقة تحليل المخاطر التشغيلية "HAZOP" على محطة الضخ "SP3BIS".

Abstract:

The "SP3BIS" pumping station of Outaya is concerned with industrial risks related to the processes implemented and technical characteristics. This work is carried out with the aim of identifying the situations leading to potential risks to the safety of people, property and environment, and to know the procedures and processes of safety and protection. Our work led us to introduce a safety program based on the application of HAZOP (Hazard and operability studies) analysis method on the pumping circuit in the "SP3BIS".