

REPUBLIQUE AL GERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences appliquées
Département de Génie des Procédés
Mémoire fin d'études

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Industries pétrochimique
Spécialité : Génie Pétrochimie

Présenté Par :

SAOUD Mohammed Takieddine

DJEBBAS Abdelmoumen

Thème :

Transport des hydrocarbures défis et innovations

Soutenu publiquement le : 31/06/2025

Devant le jury composé de :

Dr. BACHA OUSSAMA	MCA (UKM Ouargla)	Président
Dr. ZOUBEIDI NAOUEL	MCA (UKM Ouargla)	Examineur
Dr. ROUANE AZEDDINE	MCB (UKM Ouargla)	Encadreur

Année universitaire : 2024/2025

Remerciement

Nous aimerions exprimer nos sincères remerciements et notre profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à l'achèvement de cette thèse. Leur soutien, leurs conseils et leurs encouragements étaient essentiels à la réussite de ce travail.

En prélude à cette thèse, nous tenons d'abord à remercier ALLAH le tout puissant et miséricordieux, qui nous a aidés et qui nous a donné la force, le courage et la patience pour accomplir ce modeste travail.

Nous tenons à remercier notre directeur, ROUANE Azeddine, pour son expertise, sa patience et sa disponibilité tout au long de ce projet. Ses conseils éclairés, sa rigueur scientifique et ses précieuses orientations nous ont permis d'approfondir nos connaissances et d'améliorer la qualité de notre travail.

Nous exprimons également notre gratitude aux membres du jury, qui nous ont honorés en acceptant de juger ce modeste travail.

Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont participé à nos recherches en acceptant de prendre part à mes entretiens, en répondant à mes questionnaires ou en fournissant des informations précieuses. Leur générosité et leur coopération ont été essentielles à la réussite de notre travail.

En conclusion, nous sommes extrêmement reconnaissants envers toutes les personnes qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de cette thèse. Leur soutien indéfectible, leurs conseils avisés et leur engagement ont été des éléments clés dans l'accomplissement de ce projet. Leur contribution inestimable restera gravée dans notre mémoire.

Avec nos remerciements les plus sincères.

Dédicace

Tout d'abord, je dédie cette thèse à mes parents, votre amour inconditionnel, vos sacrifices et votre encouragement sans fin m'ont façonné en la personne que je suis aujourd'hui. Votre foi inébranlable en mes rêves et vos rappels constants de persévérer ont été essentiels à mon succès. Merci de m'avoir inculqué les valeurs du travail acharné, de la détermination et de la résilience.

À mes frères et ma sœur, vous avez été mes compagnons, mes confidents et mes supporters. Votre soutien, compréhension et conversations sans fin ont été une source de réconfort et de motivation tout au long de ce parcours. Merci de toujours prêter une oreille, de fournir des idées précieuses et de me rappeler de trouver de la joie à chaque étape du chemin.

À mes chers amis, vous avez été ma source de rire, de force et de santé mentale. Votre amitié indéfectible, compréhension et soutien inébranlable ont été un rappel constant de l'importance de m'entourer de personnes qui croient en moi. Merci pour les innombrables heures de sessions d'étude, de conversations jusqu'au bout de la nuit, et de moments de célébration que nous avons partagés en chemin.

Au personnel de Sonatrach Haoud El Hamra, pour m'avoir offert cette opportunité d'apprentissage et de développement. Les ressources mises à ma disposition et l'environnement académique stimulant ont été essentiels à ma formation.

(SAOUD Mohammed Takieddine)

Dédicace

À mes parents, à mes frères et sœurs, qui ont toujours été mes piliers et ma source d'inspiration.

À mon superviseur, ROUANE Azzedine, pour sa patience, son expertise et ses précieux conseils. Votre mentorat m'a guidé tout au long de ce parcours académique et m'a permis de me surpasser.

À mes amis, qui m'a soutenu, encouragé et apporté de la joie dans les moments difficiles. Votre présence et vos encouragements m'ont donné la force de persévérer.

À tous les professeurs qui m'ont transmis leur savoir, qui ont ouvert mes horizons et éveillé ma curiosité intellectuelle. Votre enseignement a façonné ma pensée et a contribué à la réalisation de cette thèse.

À toutes les personnes qui ont accepté de participer à ma recherche en partageant leur savoir et en accordant du temps pour des entretiens. Votre contribution a été inestimable et a considérablement enrichi mon travail.

(DJEBBAS Abdelmoumen)

Résume :

Le présent travail aborde le rôle stratégique du transport des hydrocarbures dans la chaîne d'approvisionnement de l'industrie pétrolière et gazière, et présente les différentes modalités de transport adoptées par Algérie, à savoir, les pipelines, les camions-citernes, les bateaux et les trains. À ce propos, le premier chapitre aborde les différents types de transport et leurs caractéristiques. Le second chapitre, quant à lui, sera consacré à la région de Haoud El Hamra, un carrefour névralgique du réseau de transport de Sonatrach. Le troisième chapitre sera consacré à l'analyse de la station de pompage OK1-SP1 en présentant son équipement, son mode de fonctionnement et ses dimensions sécurité industrielle, eu égard au rôle essentiel qu'elle joue dans l'acheminement du brut vers les raffineries du nord du pays.

Abstract :

This paper examines the strategic role of hydrocarbon transportation in the oil and gas industry supply chain, and describes the various transportation modes adopted by Algeria, which are pipelines, tankers, ships, and trains. The first chapter examines the different types of transportation and their characteristics. The second chapter is dedicated to the Haoud El Hamra region, a crucial intersection in Sonatrach's transport scheme. The third chapter includes an analysis of the OK1-SP1 pumping station, providing an overview of the equipment and operational methods as well as some industrial safety items. The reason for this is the pumping station's important role in transporting crude oil to refineries located in the northern part of the country.

ملخص:

تناقش هذه الورقة الدور الاستراتيجي لنقل المواد الهيدروكربونية في سلسلة توريد صناعة النفط والغاز، وتعرض مختلف أنماط النقل التي تعتمد عليها الجزائر، وهي خطوط الأنابيب والناقلات والسفن والقطارات. ويتناول الفصل الأول أنواع النقل المختلفة وخصائصها. ويخصص الفصل الثاني لمنطقة الحوض الحمراء، وهي مفترق طرق مع عرض OK1-SP1 رئيسي في شبكة النقل التابعة لسوناطراك. ويخصص الفصل الثالث لتحليل محطة الضخ معداتها وإجراءات تشغيلها وجوانب السلامة الصناعية، نظرًا للدور الرئيسي الذي تلعبه في نقل النفط الخام إلى مصافي التكرير في شمال البلاد. كما ستسلط الدراسة الضوء على القضايا التقنية والبيئية التي تنطوي عليها هذه المحطة

Liste des abréviations :

OK : Oléoduc Skikda.

SP : Station de pompage.

HEH : Haoud El Hamra.

API : American Petroleum Institute.

CS : Coefficient de sécurité.

RP : Résistance à la rupture.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

GNL : Gaz naturel liquéfié.

VLCC : Very large crude carrier.

ULCC : Ultra large crude carrier.

TMD : Transport des marchandises dangereuse.

ONU : Organisation des Nations Unies.

TRC : Transport par canalisation.

LR : Ligne de Refoulement.

CDHL : Centre de dispatching des hydrocarbures liquides.

OZ : Oléoduc Arzew.

NK : Condensat Skikda.

RTH : Région Transport Haoud El Hamra.

CNDG : Centre National de Dispatching du Gaz.

HRM: Hassi R'mel.

OB : Oléoduc Béjaia.

NH : Condensat Haoud El Hamra.

LNZ : GPL Condensat Arzew.

PK : Point Kilométrage.

TA : Terminal Arrive de Skikda.

MTA : Million de Tonnes par An.

TP : Turbo Pompe.

ASTM : American Society for Testing and Materials.

ESD : Emergency shut down.

MOV : Motor operated valves.

HP : Haute pression.

GG : Groupe générateur.

SOV : Solenoid operated valve.

HMI : Human machine interface.

PLC : Programmable logic controller.

UCP : Unité centrale de processus.

PSLL : Pression switch low low.

PSHH : Pression switch high high.

UPS : Uninterrupted Power Supply.

Liste des figures :

Figure 1 : gazoduc.	4
Figure 2: un oléoduc.	4
Figure 3: Schéma d'un tube.	6
Figure 4: Déversement de pétrole suite à une rupture de pipeline.	10
Figure 5: Fuites de pétrole dans 2 pipelines.	10
Figure 6: Very Large Crude Carrier.	12
Figure 7: Ultra Large Crude Carrier.	13
Figure 8: Aframax.	13
Figure 9: Suezmax.	14
Figure 10: LNG Carrier.	15
Figure 11: LPG Carrier.	15
Figure 12: Incendie sur une plateforme pétrolière en mer.	17
Figure 13: Marée noire causée par un naufrage de pétrolier.	17
Figure 14: Camion-citerne des années 1930.	18
Figure 15: Camion-citerne de carburants.	20
Figure 16: Camions-citernes pour produits chimiques.	20
Figure 17: Camions-citernes en vrac secs.	21
Figure 18: Camions-citernes en vrac.	22
Figure 19: Camion-citerne de propanes.	22
Figure 20: Schéma des plaques avec <<code de danger>>.	23
Figure 21: Hydrocarbures gazeux en mélange liquéfié.	25
Figure 22: Les camions mono cuves.	25
Figure 23: Les camions multi cuves.	26
Figure 24: wagons-citernes.	28
Figure 25: Schéma détaillé d'un wagon-citerne et de ses composants.	29
Figure 26: vue du ciel des ouvrages de la région RTH.	33
Figure 27: HEH en 1956.	34
Figure 28: Schéma simplifié du HEH.	38
Figure 29: Centre de dispatching des hydrocarbures liquides.	39
Figure 30: Les stations de pompage.	42
Figure 31: Profil altimétrique de la ligne OK1.	43
Figure 32: Bac à toit flottant.	45

Figure 33: Du haut du bac de stockage. _____	45
Figure 34: Manifold-station OK1/SP 34”. _____	47
Figure 35: La zone boosters OK1/SP1 34”. _____	48
Figure 36: Pompe principale OK1/SP 34. _____	50
Figure 37: les équipements de protection individuelle. _____	61
Figure 38: Le code d’alerte à RTH. _____	62

Liste des tableaux :

Tableau 1: Les avantages et les inconvénients de transport par voie maritime.	16
Tableau 2: description des codes de danger.	24
Tableau 3: Signalisation des camions.	26
Tableau 4: Les avantages et les inconvénients de transport routier.	27
Tableau 5: Les avantages et les inconvénients de Transport Ferroviaire.	30
Tableau 6: Régime de marche de l'oléoduc OK1-34".	44
Tableau 7: Capacités et caractéristiques des bacs de stockage.	46
Tableau 8: caractéristiques des pompes.	49
Tableau 9: les caractéristiques des turbopompes.	51
Tableau 10: Nombre de boosters en fonction du débit transféré.	58
Tableau 11: Tableau de Propositions d'amélioration.	63

Liste des matières :

Liste des abréviations :	XII
Liste des figures :	XIV
Liste des tableaux :	XVI
Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralité sur les moyens de transport des hydrocarbures	
I.1. Introduction :	2
I.2. Transport par pipeline :	2
I.2.1. Historique du transport par pipeline :	2
I.2.2. Définition des Pipelines:	3
I.2.3. Types de canalisation :	4
I.2.4. Caractéristiques du transport par pipeline :	5
I.2.4.1. Le diamètre :	6
I.2.4.2. Le type d'acier utilisé :	6
I.2.4.3. Le mode de pose :	6
I.2.4.4. Les installations de surface :	7
I.2.4.4.1. Installation de pompage ou de compression Ces équipements sont motorisés :	7
I.2.4.4.2. Installations terminales :	7
I.2.4.5. La capacité maximale de transport :	8
I.2.4.6. La pression de service :	9
I.2.5. Avantages de transport par pipeline :	9
I.2.6. Les risques liés au transport par pipeline :	10
I.3. Transport par voie maritime :	11
I.3.1. Historique des navires pétroliers :	11
I.3.2. Transport des hydrocarbures par voie maritime	11
I.3.3. Les différents types de tankers	12
I.3.3.1. Pétroliers (Tankers)	12
I.3.3.2. Méthaniers (LNG Carriers) :	14

I.3.3.3. Transporteurs de GPL (LPG Carriers) :	15
I.3.3.4. Navires de produits raffinés (Product Tankers) :	16
I.3.4. Les avantages et les inconvénients de transport par voie maritime :	16
I.3.5. Risques du transport des hydrocarbures par voie maritime :	17
I.4. Transport par voie routière :	17
I.4.1. L'histoire du transport de pétrole par camion-citerne :	17
I.4.2. Les classifications et les fonctions du camion-citerne :	19
I.4.3. Les codes de danger de la signalisation de transport par camion-citerne des Hydrocarbures :	22
I.4.4. La plaque de danger :	23
I.4.5. Code matière :	24
I.4.6. Ou poser la signalisation du camion :	25
I.4.7. Signalisation des camions :	26
I.4.9. Les risques de transport routier (camions-citernes) :	27
I.5. Transport par voie ferroviaire :	27
I.5.1. Historique du transport du pétrole par train :	27
I.5.2. Définition :	28
I.5.3. Les types de wagons-citernes :	28
I.5.4. Principaux composants d'un wagon-citerne :	28
I.5.5. Les avantages et les inconvénients de Transport Ferroviaire :	30
I.5.6. Les risques de transport ferroviaire (wagons-citernes) :	30
I.6. Conclusion :	30
Chapitre II : Présentation de SONATRACH HEH	
II.1. Introduction :	31
II.2. L'activité de SONATRACH :	31
II.2.1. Activité amont (AMT) :	31
II.2.2. Activité aval (AVL) :	31
II.2.3. Activité commercialisation (COM) :	31

II.2.4. L'activité de transport par canalisation (TRC) :	32
II.3. Présentation du site de HEH :	32
II.4. Historique de la base Haoud El Hamra :	33
II.5. Les produits transportés par Haoud El-Hamra :	34
II.6. Missions principales de la RTH :	35
II.7. Sites et unités de la RTH :	35
II.8. Les principales installations de Haoud El-Hamra :	36
II.8.1. Les bacs de stockage :	36
II.9. Les stations de stockage et pompage :	36
II.9.1. Station OK1 :	36
II.9.2. Station OB1 :	36
II.9.3. Station OZ1 :	37
II.9.4. Station OZ2 :	37
II.9.5. Station GPL :	37
II.10. Présentation de CDHL :	38
II.10.1. Lignes Brut :	38
II.10.2. Lignes Condensat :	39
II.11. Conclusion :	39
Chapitre III : La station de Pompage SP1 OK1 : Systèmes de Pompage et Gestion de la Sécurité Industrielle	
III.1. Introduction :	42
III.2. Description du trajet de l'oléoduc OK1-34" :	42
III.2.1. Description technique et fonctionnelle de l'oléoduc OK1-34" :	42
III.2.2. Profil altimétrique de l'oléoduc OK1-34" :	43
III.2.3. Régime de marche de l'oléoduc OK1-34" :	43
III.3. La station de pompage SP1-OK1/34" :	44
III.3.1. Description générale de la station SP1-OK1 :	44
III.3.1.1. Un parc de stockage :	44

III.3.1.2. Un manifold :	46
III.3.1.3. Pompes booster :	47
III.3.1.4. Groupes de pompes d'expédition :	50
III.3.1.5. Un SKID de traitement du gaz combustible :	51
III.3.1.6. Système de collecte des drainages fermés :	52
III.3.1.7. Système des appareillages de pipeline :	52
III.3.1.8. Un réseau électrique :	52
III.3.1.9. Un système de contrôle centralisé (DCS) :	53
III.3.1.10. Un système de détection/extinction feu et gaz :	53
III.3.1.11. Un système eau anti-incendie :	53
III.3.1.12. Un système de traitement des eaux huileuses :	53
III.3.2. Procédures opérationnelles au niveau de la station SP1 :	54
III.3.2.1. Procédure de jaugeage des réservoirs :	54
III.3.2.2. Echantillonnage et mesure de température :	55
III.3.2.2.1. Echantillonnage :	55
III.3.2.2.2. Mesure de température :	56
III.3.2.3. Démarrage et arrêt de la station :	57
III.3.2.3.1. Démarrage et arrêt d'une pompe booster :	57
III.3.2.4. Procédures d'urgence :	59
III.3.2.4.1 Cas d'incendie au niveau du parc de stockage :	59
III.3.2.4.2. Cas d'incendie au niveau de pomperie :	59
III.3.2.4.3. Cas d'une fuite dans la zone manifold :	59
III.3.2.4.4. Cas d'une fuite au niveau de la zone d'expédition :	60
III.3.2.5. Les arrêts d'urgence :	60
III.3.2.5.1. Arrêt d'urgence d'installations :	60
III.3.2.5.2. Arrêt d'urgence station :	60
III.4. Notions d'HSE et consignes de sécurité :	61
III.5. Propositions d'amélioration :	63

III.6. Conclusion :.....	63
Conclusion Générale	65
Références :	66

Introduction

Générale

Dans un monde où l'énergie constitue un levier fondamental du développement économique, industriel et technologique, les hydrocarbures, en particulier le pétrole et le gaz naturel, demeurent parmi les ressources les plus stratégiques à l'échelle mondiale. Ils représentent non seulement une source principale d'énergie, mais aussi une matière première essentielle pour de nombreuses industries.

Le transport des hydrocarbures, qu'il s'agisse de pétrole brut, de gaz naturel ou de produits raffinés, est une étape cruciale dans la chaîne de valeur énergétique. Il assure le lien entre les zones d'extraction, les centres de traitement, les raffineries et les zones de consommation ou d'exportation. Cette opération logistique complexe repose sur plusieurs moyens tels que les oléoducs, les navires pétroliers, les camions et les trains, chacun présentant ses spécificités, avantages et contraintes.

En Algérie, pays riche en ressources énergétiques, le transport des hydrocarbures revêt une importance stratégique majeure, notamment à travers la société nationale SONATRACH, qui constitue le pilier central de l'économie nationale. Parmi les régions clés dans ce dispositif figure Haoud El Hamra, un carrefour stratégique dans le sud algérien, par lequel transitent d'importants volumes de pétrole brut vers les installations du nord du pays.

Dans ce cadre, notre travail porte sur l'étude du système de transport des hydrocarbures, en se focalisant particulièrement sur la station de pompage SP1-OK1, une infrastructure essentielle qui permet d'acheminer le pétrole brut depuis Hassi Messaoud jusqu'au terminal de Skikda via l'oléoduc OK1. Cette station, dotée d'équipements modernes tels que des pompes, des turbopompes, des systèmes de contrôle automatisé, ainsi que des dispositifs de sécurité avancés, joue un rôle clé dans l'efficacité et la sûreté du processus de transport.

L'objectif de cette étude est de présenter les différents modes de transport, de comprendre le fonctionnement de la station SP1-OK1, et d'identifier les principaux défis techniques et sécuritaires rencontrés. À travers une analyse technique et organisationnelle, ce mémoire vise également à mettre en évidence les pratiques mises en place pour assurer une gestion optimale de cette infrastructure, tout en respectant les normes de sécurité et de performance exigées par l'industrie pétrolière moderne.

Chapitre I :

Généralité sur les

moyens de

transport des

hydrocarbures

I.1. Introduction :

Le transport est un maillon stratégique de la chaîne de production et de distribution des hydrocarbures. Une fois extraits, les hydrocarbures doivent être transportés vers les sites de traitement, de stockage ou de consommation qui sont souvent éloignés, dans le cadre d'un processus logistique complexe et qui repose sur plusieurs modes de transport, en fonction du type d'hydrocarbure, du volume à transporter, des distances à parcourir et du respect de contraintes économiques et environnementales. Ce chapitre offre un panorama des principaux modes utilisés pour le transport des hydrocarbures, en exposant leurs caractéristiques, leurs avantages aussi bien que leurs limites. Il s'agit d'une première étape nécessaire avant l'analyse plus approfondie développée dans les chapitres qui suivent. [1]

I.2. Transport par pipeline :

I.2.1. Historique du transport par pipeline :

Des réseaux d'aqueducs pour la collecte et la distribution d'eau potable et d'irrigation existent depuis les temps historiques les plus anciens. Certains de ces réseaux utilisaient déjà sur certains tronçons des canalisations maçonnées ou en bois ou en métal ductile (plomb, ...).

Le premier concept industriel de transport par canalisation aurait été formulé par le Russe Dimitri Mendeleïev en 1863. Il suggéra une solution technique utilisant des tubes pour transporter du pétrole.

Un autre Russe, Vladimir Choukhov, avec la société Branobel (acronyme de Brothers Nobel) passent pour avoir construit l'un des premiers oléoducs à la fin du XIXe siècle, en 1878-1880 près de Bakou.

Peu de temps auparavant, un oléoduc reliant un champ de production de Pennsylvanie à une gare de chemin de fer à Oil Creek aurait été construit vers 1860 par la Oil Transport Association.

Les réseaux de transport par canalisation sont composés de tronçons de conduites et d'ouvrages connexes remplissant des fonctions précises :

- Les stations d'injection ou de départ constituent les points d'entrée du réseau de transport. Suivant leur configuration et leur position géographique ce peuvent être

des stations d'atterrissage, des terminaux, des stations d'entrée ;

- Les stations de compression (pour les gaz) ou stations de pompage (pour les liquides) Sont réparties régulièrement le long des réseaux de transport pour maintenir la pression et la vitesse du fluide dans les canalisations.

- Les postes de livraison permettent de mettre la matière transportée à disposition des Destinataires intermédiaires ou finaux.

Les postes de sectionnement permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite. Ces postes sont parfois équipés de coupure pour introduire et recevoir des pistons racleurs (pig(s) en anglais), destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation : géométrie, propreté, perte de métal, fissuration, etc.

- La distance entre deux postes de sectionnement consécutifs dépend de la réglementation applicable, selon le fluide transporté et le pays concerné. La distance entre deux

Postes de coupure (ou de demi-coupure) consécutifs varie d'une dizaine de kilomètres pour de courtes antennes ou points spéciaux, à quelques centaines de kilomètres pour de grandes canalisations de transit.

- Les postes de détente ou poste de régulation permettent de diminuer la pression de fluide en aval. Ces postes sont souvent associés à des postes de livraison. Ils peuvent aussi séparer des portions de réseau exploités à des pressions différentes.

- Les stations d'arrivée marquent l'extrémité d'un réseau de transport. Ce peut être un réservoir de stockage ou le début d'un réseau aval de transport ou de distribution.[2]

Les oléoducs (pipelines en anglais) sont de gros tuyaux par lesquels peuvent transiter plusieurs dizaines de millions de tonnes de pétrole chaque année.

1.2.2. Définition des Pipelines:

Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sol forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en cuve selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique ou instable. De

par leur investissement initial, leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances.

I.2.3. Types de canalisation :

Le type et le nom d'un pipeline dépendent des caractéristiques physiques et des conditions du transport du produit.

- Pour le gaz naturel, on parle de gazoduc,
- Pour le pétrole, on parle d'oléoduc,
- Pour l'eau industrielle, il-s'agit de conduite. Le terme d'aqueduc, est plutôt réservé aux ouvrages maçonnés, avec écoulement libre d'eau,
- Pour l'eau salée, on utilise le mot saumoduc,
- Pour l'oxygène, on utilise le terme d'oxygénoduc ou d'oxyduc, pour l'hydrogène, on utilise le terme d'hydrogénoduc de manière générale, le suffixe d'origine latine ductus veut dire conduite , permet ainsi de définir le nom français d'une canalisation spécialisée pour l'acheminement d'un type de produit particulier.[3]



Figure 2 : gazoduc.



Figure 1: un oléoduc.

I.2.4. Caractéristiques du transport par pipeline :

On qualifie de pipeline une canalisation qui permet de transporter des matières gazeuses, liquides ou solides d'un point à un autre. Les pipelines ont des caractéristiques différentes selon les produits qui se déplacent en leur sein : un pipeline transportant du pétrole est appelé (oléoduc).

Le transport par voie terrestre s'effectue principalement via des oléoducs. Ceux-ci sont constitués de différents tronçons qui ont été soudés et contrôlés par rayon gamma afin d'éviter des fuites. Ces canalisations sont recouvertes d'un matériau goudronneux pour éviter la corrosion et enveloppées d'une couche de laine minérale ou de plastique.

Lorsqu'ils sont enterrés, les oléoducs reposent sur un lit de sable ou de gravier. Certains tubes peuvent être lestés avec du béton pour éviter que l'oléoduc ne se soulève avec la pression des fluides. Tous les oléoducs sont soumis à des essais hydrostatiques avant leur mise en service.

La pression à l'intérieur des oléoducs est élevée jusqu'à un niveau de près de 70 bars afin de permettre la circulation du pétrole. Des stations de pompage en surface, situées tous les 60 à 100 km, maintiennent cette pression. Précisons que le pétrole transite dans les oléoducs à faible vitesse, à une moyenne de 7 km/h. Il est indispensable de surveiller en permanence la pression, l'écoulement et la consommation d'énergie du pipeline sur toute sa longueur. Une chute de pression sur une partie de l'oléoduc permet de détecter les fuites et de déclencher des mesures correctives (arrêt du flux de pétrole au niveau des stations de pompage). Les pipelines (oléoducs pour les liquides ou gazoducs pour le gaz) sont des canalisations de diamètre pouvant aller de 6' (6 pouces) à 42' (42 pouces). Dans ces canalisations, transitent 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 de quelques dizaines de kilomètres à cent ou deux cents kilomètres selon la charge du pipeline. Les distances entre les installations de pompage sont liées à la nature du produit pétrolier. Les caractéristiques principales d'un pipeline sont :

I.2.4.1. Le diamètre :

Le diamètre de la canalisation est déterminé en fonction du débit des produits Acheminés.

$0 = f(\text{volume de produit à transporter, viscosité}).$

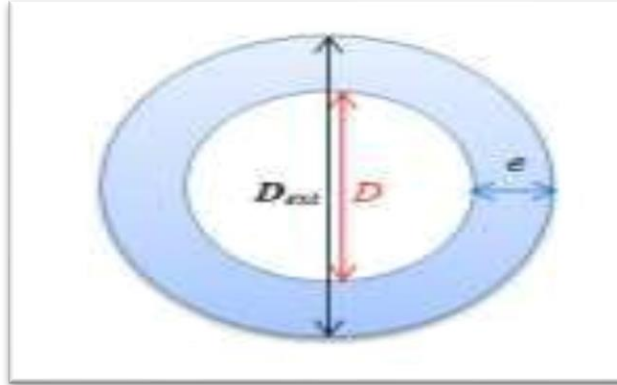


Figure 3: Schéma d'un tube.

I.2.4.2. Le type d'acier utilisé :

Les qualités d'acier les plus couramment utilisées dans la construction des pipelines sont définies dans la spécification API (American Petroleum Institute).

I.2.4.3. Le mode de pose :

Dans le mode de pose, on distingue deux types de pipelines :

- Les pipelines aériens (en surfaces)

Nous avons comme avantages ici : Les fuites sont facilement détectables et Les travaux de réparation des fuites sont moins coûteux et plus faciles. L'inconvénient est que l'installation n'est pas à l'abri des actes de sabotage.

- Les pipelines souterrains

Les inconvénients sont : Les fuites ne sont pas détectables facilement. Les travaux de réparation sont fastidieux et nécessitent une mise à nu du réseau.

La pose des pipelines se fait selon des techniques qui font intervenir un matériel important :

Des tracteurs à grue qui transportent et posent des tubes sur les tracés.

Bulldozers : ouverture de la voie.

Trancheuses, pelles ou explosifs : le creusement de la tranchée.

Machines à revêtir. La pose se décompose comme suit : La préparation de la piste ou l'ouverture de la voie. Il s'agit de l'ouverture d'une voie de 10 à 15m de large permettant le passage du matériel. L'alignement des tubes le long du tracée.

La soudure des tubes : c'est l'opération la plus délicate, c'est elle qui garantit la solidité de l'ouvrage ; en effet une soudure mal faite transforme les zones de soudure en zones de faiblesse susceptibles de laisser passer le produit.

Les revêtements : l'application du revêtement sur la conduite se fait au moyen de machines à revêtir qui se déplacent sur la canalisation déjà soudée.

Le remblaiement et la remise en état des lieux.

I.2.4.4. Les installations de surface :

Ce sont les témoins de l'ouvrage en surface lorsqu'il est enterré, ce sont des relais qui augmentent le débit du produit pétrolier ou du gaz transporté chaque fois que cela est nécessaire (lutte contre les pertes de charges). Elles sont classées en deux groupes : Les stations de pompage ou de compression et les installations terminales.

I.2.4.4.1. Installation de pompage ou de compression Ces équipements sont motorisés :

Autour de ceux-ci il y a un ensemble d'accessoires (appareillage de contrôle les dispositifs de comptage). Les pompes sont utilisées pour les oléoducs. Généralement, les stations de pompage sont constituées de deux à trois groupes de pompes qui sont montées en série.

Les compresseurs sont utilisés pour les gazoducs. Les appareillages et accessoires sont des installations de contrôle de pression (vannes de régulation). Les joints pneumatiques sont des dispositifs assurant l'étanchéité, évitant les fuites de fluide à un raccord, fixe ou mobile. Les installations de comptage. Ce sont des compteurs volumétriques.

I.2.4.4.2. Installations terminales :

Ce sont des terminales de distribution (stations de détente de gaz) et de comptage.

- Exploitation des pipelines.
- Moyens de télécommunication.

Ces moyens relient en permanence les différentes stations, les installations Terminales à un poste de commande. Vers le poste de commande sont acheminées toutes les

informations concernant la marche des installations et le déroulement du transit. Du poste de commande partent les ordres destinés aux différentes installations. [4]

- Organisation du transit :

L'organisation du transit est constituée par la réception, le transport et l'expédition. La programmation est basée sur des prévisions à plus ou moins long terme d'un à trois mois. L'exploitation d'un pipeline peut générer de recettes d'exploitation par l'instauration d'un droit de passage fixé par l'exploitant. Le droit de passage est la rémunération que perçoit l'exploitant en contrepartie d'une quantité de produit ayant transité dans sa canalisation. Il s'exprime en unité monétaire par unité de volume par unité de distance.

- Entretien et Sécurité d'exploitation Pour le tube lui-même :

Grâce aux revêtements, à la protection cathodique, à l'injection régulière d'inhibiteurs et au lancement périodique de racleurs de nettoyage, la corrosion interne et externe est rare, induisant un entretien minimal du tuyau. Pour la sécurité d'exploitation, les mesures prises sont les suivantes :

- L'installation du coefficient de sécurité ou les dispositions prises par le constructeur,
- Les essais en pression des canalisations sont effectués annuellement pour mettre en évidence les faiblesses éventuelles des installations et déceler les défauts d'étanchéité (zones de fuite).
- La surveillance du réseau : Cette surveillance peut se faire par des visites régulières à la marche ou par survol en avion volant à basse altitude. La surveillance permet de découvrir les fuites éventuelles et de signaler à l'avance les actes de sabotage.

1.2.4.5. La capacité maximale de transport :

C'est la quantité de produit que l'on peut transporter à travers le pipeline sur une période donnée. Le coefficient de sécurité C'est le rapport autorisé de la pression maximale de service sur la résistance à la rupture de l'acier.

CS = coefficient de sécurité ou P_{max} = pression de service en N/m^2 ,

RP= la résistance à la rupture en N/m^2 .

Les coefficients de sécurité autorisés figurent dans les règlements élaborés par les autorités administratives. Il varie en fonction de la densité des populations des zones traversées.

Les coefficients de sécurité sont d'autant plus sévères que la densité correspondante est grande. On distingue trois catégories dans le tracé des pipelines :

- Catégorie 1, le coefficient de sécurité est de 0.675 ; on a deux cas : Les Zones situées à moins de quarante (40m) mètres d'un établissement public et les Zones situées à moins de quinze (15m) mètres d'un immeuble.
- Catégorie 2, $C_s = 0.82$ pour les zones désertiques
- Catégorie 3, $C_s = 0.75$ autres types de terrain.

I.2.4.6. La pression de service :

La pression maximale de service ou la pression de service de la canalisation est la pression développée par le produit qui circule dans la canalisation dans les conditions normales d'exploitation dans le cas des oléoducs, un des principaux risques est une fuite due à la corrosion des canalisations (le CO_2 et D'hydrogène sulfuré contenus dans le pétrole attaquent les parois métalliques), notamment dans des conditions extrêmes comme en Sibérie.

I.2.5. Avantages de transport par pipeline :

Un pipeline présente de nombreux avantages, dont certains sont décisifs, par rapport aux autres moyens de transport. En effet, c'est :

- Un mode de transport massif (Atteint 60 M. litres/Jour par exemple).
- Un transport à haut degré de sécurité avec moins de deux incidents pour 10.000 Km de pipeline par an.
- Un approvisionnement sûr insensible aux intempéries et aux conditions atmosphériques,
- L'oléoduc fonctionne 24 heures sur 24 sur tous les jours de l'année.
- Le mode de transport massif le moins cher sur moyenne et longue distance,

Le pipeline représente la manière la plus fiable et la plus optimale en termes de coût et capable de délivrer de grands volumes des produit raffinés à partir des raffineries aux dépôts éloignés.

1.2.6. Les risques liés au transport par pipeline :

Le transport par pipeline est l'un des moyens les plus sûrs pour acheminer des liquides et des gaz, mais il comporte néanmoins certains risques, notamment :

- Fuites et déversements : Une fissure, une rupture ou une corrosion peut entraîner des fuites de produits dangereux, affectant l'environnement et la santé humaine.



Figure 4: Déversement de pétrole suite à une rupture de pipeline.

- Explosions et incendies : Les pipelines transportant du gaz naturel ou des liquides inflammables peuvent provoquer des explosions en cas de fuite importante combinée à une source d'ignition.



Figure 5: Fuites de pétrole dans 2 pipelines.

- Pollution environnementale : Une fuite de pétrole ou de produits chimiques peut contaminer les sols, les cours d'eau et les nappes phréatiques, causant des dommages écologiques à long terme.
- Risques pour les populations locales : Un accident majeur peut mettre en danger les

habitants vivant à proximité du pipeline, surtout en zone urbaine ou industrielle.

- Risques liés aux actes de malveillance : Les sabotages, attaques terroristes ou vols de produits (tapping) peuvent causer des fuites et des explosions.
- Problèmes de maintenance et de vieillissement : Un entretien insuffisant ou un vieillissement des infrastructures peut accroître les risques de défaillance.
- Risques liés aux conditions géologiques et climatiques : Les tremblements de terre, glissements de terrain, inondations ou températures extrêmes peuvent endommager les pipelines et provoquer des accidents. [5]

I.3. Transport par voie maritime :

I.3.1. Historique des navires pétroliers :

Le premier navire pétrolier à vapeur apparaît en 1878 à Bakou (Azerbaïdjan) : le Zoroastre. D'anciens voiliers sont reconvertis en y ajoutant des citernes et des cofferdams (longues cloisons étanches permettant de contenir les fuites). Les coques métalliques apparaissent en 1896 et l'acier supprime le fer quelques années plus tard. Dans la seconde partie du XIXe siècle apparaissent aussi les premiers oléoducs, par exemple en 1862 au Canada entre le champ pétrolifère de Petrolia et Sarnia.[6]

Durant le XXe siècle, le rôle des navires pétroliers s'accroît pour devenir un élément stratégique pour les États qui les contrôlent. Il se stabilise ensuite, concurrencé par les oléoducs dont certains ont marqué l'histoire. Durant la Seconde Guerre mondiale, l'oléoduc PLUTO reliant l'Angleterre et la France sous la Manche (mis en service en août 1944) a notamment permis d'approvisionner les Alliés en pétrole suite au débarquement en Normandie.

Aujourd'hui de nouveaux projets d'oléoducs prennent un caractère stratégique très important. En effet la question de la sécurité énergétique passe par une diversification des approvisionnements aussi bien en termes de ressources que de voie d'acheminements.

I.3.2. Transport des hydrocarbures par voie maritime

Le transport des hydrocarbures par voie maritime désigne l'acheminement du pétrole, du gaz naturel et de leurs dérivés (produits raffinés, gaz liquéfiés) via des navires spécialisés sur des distances internationales. Ce mode de transport constitue une étape essentielle de la chaîne logistique énergétique mondiale, permettant de relier les zones de production

(généralement situées dans les pays exportateurs comme les États du Moyen-Orient) aux zones de consommation (Europe, Amérique, Asie).

Ce transport repose principalement sur des navires appelés :

- Pétroliers pour le pétrole brut et les produits raffinés.
- Méthaniers pour le gaz naturel liquéfié (GNL).
- Transporteurs de GPL pour le gaz de pétrole liquéfié.

Les hydrocarbures sont transportés en grande quantité en raison de leur importance stratégique comme source d'énergie primaire pour l'industrie, les transports et les usages domestiques. [7]

I.3.3. Les différents types de tankers

I.3.3.1. Pétroliers (Tankers)

Pétroliers sont des navires conçus spécifiquement pour le transport de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés. Les types principaux de pétroliers sont :

- **VLCC (Very Large Crude Carrier):**

Ce sont des navires très grands, capables de transporter jusqu'à 2 millions de barils de pétrole brut. Ils mesurent généralement entre 270 et 330 mètres de long. Les VLCC sont utilisés pour les longues distances entre les principaux ports producteurs (Moyen-Orient, Afrique) et les grandes zones de consommation (Asie, Europe, Amérique du Nord). [8]



Figure 6: Very Large Crude Carrier.

- **ULCC (Ultra Large Crude Carrier) :**

Ce sont des navires encore plus grands que les VLCC, avec une capacité de transport dépassant souvent les 3 millions de barils de pétrole brut. Leur taille leur permet de transporter de grandes quantités à moindre coût, mais ils ne peuvent pas entrer dans tous les ports en raison de leur envergure. [9]



Figure 7: Ultra Large Crude Carrier.

- **Aframax :**

Ce sont des pétroliers de taille moyenne, dont la capacité est généralement de 80 000 à 120 000 barils de pétrole. Ils sont utilisés pour des itinéraires plus courts et dans des zones où les grands pétroliers ne peuvent pas accéder, comme les détroits ou les ports plus petits.



Figure 8: Aframax.

- **Suez max :**

Ces pétroliers sont optimisés pour passer par le canal de Suez, avec une capacité d'environ 120 000 à 200 000 barils. Ils sont utilisés pour transporter du pétrole brut sur les routes qui passent par des voies navigables étroites. [10]



Figure 9: Suez max.

I.3.3.2. Méthaniers (LNG Carriers) :

Les méthaniers sont des navires spécialement conçus pour le transport du gaz naturel liquéfié (GNL). Le GNL est du gaz naturel qui a été refroidi à une température de -162°C pour le rendre liquide, ce qui permet de le transporter plus efficacement.

- **Conception des méthaniers :**

Les méthaniers sont équipés de réservoirs cryogéniques pour maintenir le gaz sous forme liquide pendant tout le trajet. Ils peuvent transporter entre 125 000 et 265 000 mètres cubes de GNL, selon leur taille. Les méthaniers sont utilisés pour des trajets intercontinentaux, principalement entre les zones productrices (comme le Moyen-Orient et l'Amérique du Nord) et les zones de consommation (Europe, Asie de l'Est). [11]

- **Technologie :**

Les méthaniers utilisent des systèmes de gestion de la température très avancés, tels que des gazéificateurs pour évaporer le GNL avant de le décharger dans des terminaux spécialisés. [12]



Figure 10: LNG Carrier.

I.3.3.3. Transporteurs de GPL (LPG Carriers) :

Les transporteurs de GPL (gaz de pétrole liquéfié, tels que le propane et le butane) sont des navires conçus pour transporter ces gaz à température et pression contrôlées.

- **Caractéristiques :**

Ces navires peuvent transporter entre 10 000 et 85 000 mètres cubes de GPL, selon leur taille. Les réservoirs à bord sont soit pressurisés, soit réfrigérés.

- **Utilisation :**

Ils sont utilisés pour acheminer du gaz vers les régions où il est utilisé comme carburant ou pour la production industrielle. Les transporteurs de GPL peuvent aussi transporter du butane, propane, ou du butadiène, qui sont utilisés dans l'industrie chimique, comme combustibles ou dans la production de polymères.



Figure 11: LPG Carrier.

I.3.3.4. Navires de produits raffinés (Product Tankers) :

Les navires de produits raffinés sont utilisés pour transporter les produits dérivés du pétrole brut après leur raffinage. Ces produits comprennent :

- Diesel
- Essence
- Kérosène
- Huiles lubrifiantes
- Bitume

➤ Caractéristiques :

Ces navires sont généralement de plus petite taille que les pétroliers de brut, avec des capacités variantes entre 20 000 et 80 000 tonnes. Ils sont souvent utilisés pour transporter des produits raffinés sur des distances plus courtes et sont dotés de réservoirs séparés pour éviter toute contamination entre différents types de produits.

➤ Types spécifiques :

► **Chemical Tankers** : Transportent des produits chimiques à base d'hydrocarbures dans des réservoirs spécialement conçus.

► **Bitument Carriers** : Spécialement conçus pour transporter du bitume chaud. [13]

I.3.4. Les avantages et les inconvénients de transport par voie maritime :

Tableau 1: Les avantages et les inconvénients de transport par voie maritime.

Avantages	Inconvénient
Quantité importantes	Livraison discontinue
Longue distance	Coût plus important

Ce tableau résume les caractéristiques du transport par pipeline : il permet d'acheminer de grandes quantités sur de longues distances, mais présente des inconvénients comme une livraison non continue et un coût initial élevé.

I.3.5. Risques du transport des hydrocarbures par voie maritime :

Marées noires : Les déversements accidentels de pétrole brut ou de produits raffinés causés par des collisions, échouements ou ruptures des citernes peuvent avoir des conséquences catastrophiques sur les écosystèmes marins et côtiers. [14]

Pollution chronique : Les rejets illégaux d'hydrocarbures pendant le nettoyage des cuves ou des moteurs des navires contribuent à une pollution marine continue.



Figure 12:Incendie sur une plateforme pétrolière en mer.



Figure 13: Marée noire causée par un naufrage de pétrolier.

Gaz à effet de serre : Le transport maritime, y compris celui des hydrocarbures, est responsable de l'émission de CO₂, SO₂, et NO_x, aggravant le changement climatique. [15]

I.4. Transport par voie routière :

I.4.1. L'histoire du transport de pétrole par camion-citerne :

Camion citernes ont une histoire riche qui remonte à plus d'un siècle. Ces véhicules spécialisés ont été développés à l'origine pour transporter des liquides, des gaz et d'autres matériaux en vrac en grandes quantités d'un endroit à un autre. Depuis leurs humbles débuts en tant que chariots tirés par des chevaux transportant de l'eau vers des endroits éloignés, camion citernes sont devenus des machines très avancées et sophistiquées qui jouent un rôle crucial dans les infrastructures de transport modernes.

Le début camion citernes étaient de simples wagons tirés par des chevaux qui servaient à transporter de l'eau vers des endroits éloignés. Ces premiers camion citernes n'étaient pas

très sophistiqués et avaient une capacité limitée. Cependant, ils ont contribué à fournir de l'eau aux communautés dans des endroits éloignés qui n'avaient pas accès à un approvisionnement en eau fiable.

Au début des années 1900, l'utilisation de camion citernes étendu pour inclure le transport de l'essence et d'autres carburants. À mesure que la demande d'essence et d'autres carburants augmentait, le besoin d'équipements plus avancés augmentait également. Camion citernes.

Camion citernes ont également été utilisés pendant la Première Guerre mondiale pour transporter de l'eau, du carburant et d'autres fournitures vers les lignes de front.

Dans les années 1920 et 1930, camion citernes est devenu plus avancé et sophistiqué. L'introduction de réservoirs, de systèmes de pompage et de dispositifs de sécurité plus durables camion citernes plus efficace et plus sûr à utiliser. L'utilisation de camion citernes a continué à se développer, avec le transport de produits chimiques, de lait et d'autres liquides. [16]



Figure 14: Camion-citerne des années 1930.

Pendant la Seconde Guerre mondiale, camion citernes ont joué un rôle crucial dans le transport de carburant et d'autres fournitures vers les lignes de front. Camion citernes ont également été utilisés pour transporter de l'eau vers des zones qui avaient été endommagées par des bombardements ou d'autres actes de guerre. Après la guerre, l'utilisation de camion citernes a poursuivi son expansion, le transport de pétrole et d'autres produits pétroliers devenant de plus en plus important.

Aujourd'hui, camion citernes sont utilisés pour transporter une grande variété de liquides et de matériaux en vrac. Camion citernières sont conçus avec une gamme de dispositifs de sécurité, y compris des systèmes de confinement des déversements et des technologies avancées de pompage et de surveillance. Ces caractéristiques contribuent à garantir que le transport de liquides et de matériaux en vrac est sûr et efficace.

L'une des avancées les plus importantes de la technologie des camions-citernes ces dernières années a été le développement de camion-citerne hybrides. Camion-citerne hybrides utilisent à la fois de l'électricité et du diesel pour fonctionner, ce qui les rend plus efficaces et respectueux de l'environnement. Camion-citerne hybrides sont de plus en plus populaires, en particulier dans les zones urbaines où la pollution de l'air est une préoccupation majeure.

Une autre avancée importante dans la technologie des camions-citernes a été le développement de systèmes de surveillance à distance. Ces systèmes utilisent des capteurs et d'autres technologies pour surveiller l'état des camion-citerne, y compris la température et la pression du contenu, ainsi que l'état du réservoir lui-même. Cela aide à prévenir les accidents et les déversements et garantit que le camion-citerne fonctionne avec une efficacité optimale.

En conclusion, camion citernes ont parcouru un long chemin depuis leurs humbles débuts en tant que chariots tirés par des chevaux. Aujourd'hui, camion citernières sont des machines très avancées et sophistiquées qui jouent un rôle crucial dans les infrastructures de transport modernes. Avec une gamme de dispositifs de sécurité, y compris des systèmes de confinement des déversements et des technologies avancées de pompage et de surveillance, camion citernes s'assurer que le transport de liquides et de matériaux en vrac est sûr et efficace. Le développement continu de camion-citerne hybrides et les systèmes de surveillance à distance promet de faire camion citernes encore plus efficace et respectueux de l'environnement dans les années à venir. [16]

I.4.2. Les classifications et les fonctions du camion-citerne :

Camion citernières sont des véhicules spécialisés conçus pour transporter des matières liquides ou gazeuses en vrac. Il existe plusieurs types de camion citernes, chacun conçu pour transporter des types spécifiques de matériaux. Certains communs camion citernières types incluent :

- **Camion-citerne de carburants :** Ceux-ci sont utilisés pour transporter le carburant des raffineries ou des dépôts vers les stations-service, les aéroports ou d'autres destinations. Ils sont disponibles en différentes tailles et peuvent transporter différents types de carburant, tels que l'essence, le diesel et le carburant d'aviation.



Figure 15:Camion-citerne de carburants.

- **Camions-citernes pour produits chimiques :** ils sont conçus pour transporter des produits chimiques dangereux, tels que des acides, des solvants et d'autres substances corrosives ou inflammables. Ils sont généralement fabriqués en acier inoxydable ou en aluminium et sont dotés de raccords et de vannes spécialisés pour éviter les fuites ou les déversements



Figure 16: Camions-citernes pour produits chimiques.

- **Camions-citernes à eau :** ils sont utilisés pour transporter de l'eau à diverses fins, telles que la lutte contre les incendies, la construction ou l'irrigation. Ils sont disponibles en différentes tailles et peuvent être équipés de pompes, de tuyaux et d'autres accessoires pour différentes applications.
- **Camions-citernes à lait :** ils sont utilisés pour transporter le lait des fermes laitières vers les usines de transformation ou d'autres destinations. Ils sont

isolés et équipés d'agitateurs pour empêcher le lait de se séparer ou de se gâter pendant le transport.

- **Camions-citernes en vrac secs :** ils sont utilisés pour transporter des matériaux en vrac secs, tels que du ciment, du sable ou des céréales. Ils ont de grands compartiments avec des équipements spécialisés pour charger et décharger la cargaison



Figure 17: Camions-citernes en vrac secs.

- **Camion-citerne sous vides :** Ceux-ci sont utilisés pour transporter et éliminer les déchets liquides, tels que les eaux usées, les boues ou les sous-produits industriels. Ils ont un grand réservoir avec une pompe à vide et des tuyaux pour aspirer les déchets et les transporter vers une installation de traitement ou d'élimination.
- **Camion-citerne de propanes :** Ceux-ci sont utilisés pour transporter le gaz propane des raffineries ou des installations de stockage vers les maisons, les entreprises ou d'autres destinations. Ils ont des réservoirs et des raccords spécialisés pour éviter les fuites ou les explosions. [16]



Figure 19: Camions-citernes en vrac.



Figure 18: Camion-citerne de propanes.

1.4.3. Les codes de danger de la signalisation de transport par camion-citerne des Hydrocarbures :

Un camion-citerne est utilisé pour le transport de liquides, de gaz ou encore de pulvérulents stockés en vrac.

Les camions citernes sont généralement caractérisés par une longue cuve (ou citerne) d'acier inoxydable placée à l'arrière de la cabine, parfois sur une remorque articulée, avec une apparence similaire aux wagons-citernes des trains, constituée d'un cylindre et de deux extrémités hémisphériques. Les cuves peuvent être de différents types suivant la cargaison à contenir pressurisée, réfrigérée ou isolée, divisée en plusieurs compartiments, résistante à l'acide, conçue pour transporter des produits alimentaires et munies d'une ou plusieurs ouvertures trous d'homme (dites trappes de visite).

La variation de la capacité typique d'un transporteur d'essence se situe entre 15 et 35 m³ par cuve, bien que l'on trouve de petits camions de 10 m³ ou parfois moins utilisés pour la vidange de fosses septiques, et d'autres de moins de 4 m³ pour le transport du GPL sous pression.

Le nombre d'essieux se situe bien en fonction du poids total au sol, soit le poids du véhicule plus la charge, et varie d'un pays à l'autre.

La forme des citernes transportant les pulvérulents est influencée par les contraintes liées à la vidange. Il y a deux principaux concepts :

- La citerne plate ou les pis, la vidange se fait par-dessous, par des orifices coniques
- La citerne basculante, la citerne entière est soulevée vers l'arrière, à la manière des camions-benne.
- La basculante a en général un volume bien supérieur à la plate. Tous les cuves pour les pulvérulents sont généralement en aluminium pour diminuer la tare ce qui permet de charger plus. [17]

I.4.4. La plaque de danger :

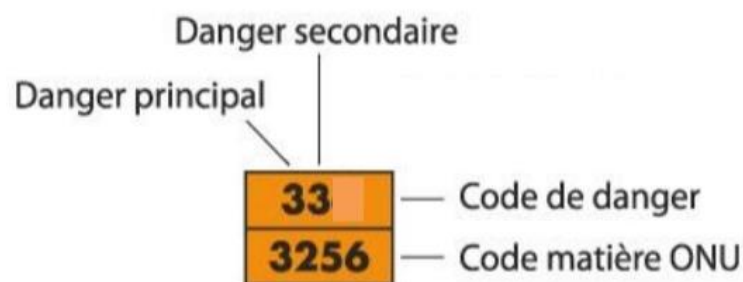


Figure 20:Schéma des plaques avec <<code de danger>>.

Dans la première partie de la plaque. Ils correspondent à un chiffre donné ayant toujours la même signification, il se place dans la seconde ligne de votre plaque de danger. Normalement, 2 chiffres suffisent pour déterminer le danger d'une matière. Cependant, un 3^{-ème} chiffre peut éventuellement être nécessaire pour une matière présentant trois risques, OU pour simplement intensifier un risque. Le numéro une fois constitué, permet ainsi de déterminer immédiatement le danger principal (1 chiffre) et le ou les danger(s) secondaire(s) (2^{ème} chiffre).

Tableau 2: description des codes de danger.

0	-	Absence de danger	secondaire
1	Matières et objets explosibles	Risque	d'explosion
2	Gaz comprimé	Risque d'Emanation	de gaz
3	Liquide inflammable	Inflammable	
4	Solide inflammable	Inflammable	
5	Comburant ou peroxyde	Comburant	
6	Matière toxique	Toxique	
7	Matière radioactive	-	
8	Matière corrosive	Corrosif	
9	Danger divers	Danger de réaction	on violente spontanée

A savoir : si l'eau est interdite comme agent extincteur, le numéro est précédé d'un X.

Cas particulier :

Dédoubllement du même chiffre : amplification du danger, à l'exception de :

- 22 : gaz réfrigéré.
- 44 : solide inflammable, qui a une température élevée, se trouve à l'état fondu.
- 99 : matières dangereuses diverses transportées à chaud (ex : goudron).
- Lorsque le danger d'une matière peut être indiqué suffisamment par un seul chiffre, ce chiffre est complété par un 0.
- Chiffres ayant une signification spéciale : 232, 333, 362, 382, 423, 446, 462, 482, 539, 606, 623, 642, 823, 842, 90.

I.4.5. Code matière :

En voici quelques exemples :

- 1017 = chlore
- 1114 = benzène
- 1202 = gasoil
- 1203 = essence
- 1428 = sodium
- 1789 = Acide chlorhydrique en solution

- 1830 = Acide sulfurique
- 2809 = mercure
- 2820 = acide butyrique
- 3374 = acétylène sans solvant



Figure 21: Hydrocarbures gazeux en mélange liquéfié.

I.4.6. Ou poser la signalisation du camion :

Un seul produit dans une citerne mono cuve

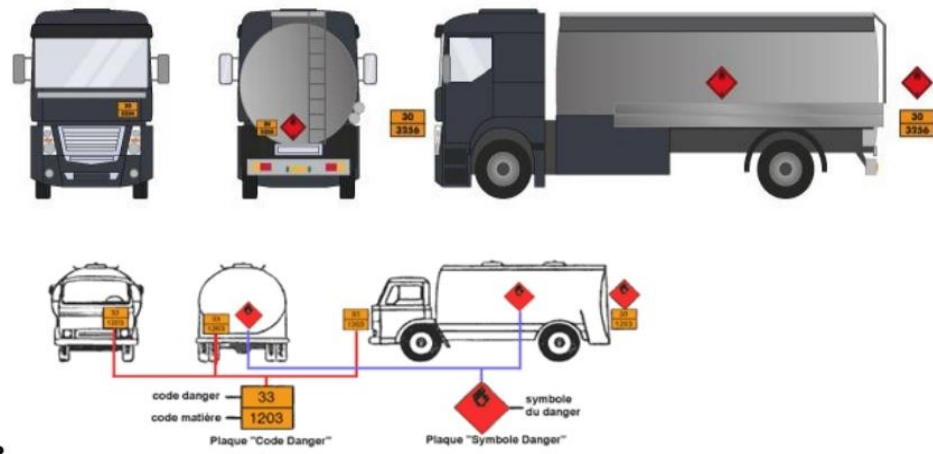


Figure 22: Les camions mono cuves.

- Plaque avec « code de danger » y à l'avant et à l'arrière du camion
- Plaque « symbole de danger » sur les côtés et à l'arrière de la cuve.

Plusieurs matières différentes et présentant des dangers différents (plusieurs cuves) :

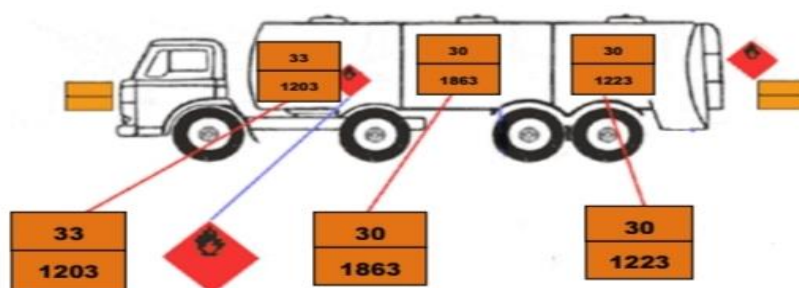


Figure 23: Les camions multi cuves.

- Plaque « code danger » vierge à l’avant et à l’arrière.
- Plaque « code danger » sur la cuve contenant le produit.
- Plaques « symbole danger » à l’arrière et une sur la cuve contenant le produit. [17]

NB : Les citernes vides et non dégazées gardent la signalisation.

Les citernes vides et dégazées, panneau orange barré

A savoir :

- Les citernes vides non dégazées gardent la signalisation
- Les citernes vides dégazées : panneau orange barré.
- Plaque orange barrée ou enlevée en cas d’absence de matières dangereuses.

1.4.7. Signalisation des camions :

Tous les TMD (transport des marchandises dangereuses) sont accompagnés, sur les véhicules (camions ou wagons), par des plaques signalétiques.

Tableau 3: Signalisation des camions. [18]

Plaque “Code Danger”	Plaque “Symbol Danger”

Ces plaques identifient un produit dangereux transporté : de l’essence (UN 1203), classée comme liquide inflammable (classe 3), avec un risque élevé d’incendie.

I.4.8. Les avantages et les inconvénients de transport routier :

Tableau 4: Les avantages et les inconvénients de transport routier. [19]

Les avantages	Les inconvénients
-Moyen de transport direct -Moins de manutention -Flexibilité -Très flexible -Délais de transit plus courts	- Restriction sur les temps de conduite - Saturation des infrastructures - Moyen de transport polluant -Pas recommandé pour les longues distances - Augmentation des restrictions légales - Prix moins compétitifs

Ce tableau met en évidence les avantages du transport routier, notamment sa flexibilité et sa rapidité, tout en soulignant ses inconvénients comme la pollution, la saturation des routes et les contraintes réglementaires.

I.4.9. Les risques de transport routier (camions-citernes) :

- Accidents de la route (chocs, renversements).
- Incendies en cas de fuite ou de collision.
- Pollution de l'environnement local.
- Risques pour la population en cas de transport de gaz liquéfié.

I.5. Transport par voie ferroviaire :

I.5.1. Historique du transport du pétrole par train :

Les trains tirent des wagons-citernes pour le transport du pétrole depuis les années 1860. À l'époque, ils étaient fabriqués en bois. Entre les années 1920 et 1950, les wagons-citernes modernes étaient un moyen largement utilisé pour transporter le pétrole, mais à partir des années 1960, ce sont les pipelines, les navires et les camions-citernes qui sont devenus les principaux moyens de transport du pétrole brut. Toutefois, en 2010, la demande a dépassé la capacité actuelle des pipelines à transporter le pétrole. Le train est ainsi redevenu très demandé pour transporter le pétrole brut, que l'on achemine par des trains formant de longs cordons de wagons-citernes faisant office de « pipelines virtuels ».

Au Canada, entre 2009 et 2013, le transport du pétrole par train a été multiplié par 280 (soit une augmentation de 28 000 %). En Amérique du Nord, on compte environ 300 000 wagons-citernes pouvant transporter du pétrole par train. Chaque wagon peut contenir jusqu'à 131 000 litres. Cela représente environ 600 barils de pétrole non pressurisé par wagon. Le coût est d'environ 12 à 18 dollars pour transporter par train une quantité de pétrole d'une valeur de 800 dollars.

Contrairement aux pipelines, qui exigent des années à construire et qui ne suivent que des routes fixes, les trains de pétrole peuvent circuler sur toutes les voies ferrées, et lorsque la demande est en hausse, il est possible d'ajouter des wagons supplémentaires. [20]

I.5.2. Définition :

Un wagon-citerne est un wagon spécialisé dans le transport ferroviaire de produits liquides ou pulvérulents. Il existe une grande variété de matériels de ce type, adaptés aux différents types de matières pouvant être transportées.



Figure 24: wagons-citernes. [21]

I.5.3. Les types de wagons-citernes :

On distingue trois types de wagon-citerne :

- **Les wagons-citernes ordinaires** qui sont destinés au transport des produits pétroliers ne nécessitant pas de grandes mesures à prendre.
- **Les wagons-citernes munis de réchauffeurs** qui sont destinés au transport des fiouls lourds.
- **Les wagons-citernes munis de réchauffeurs et de calorifuge** qui sont destinés pour le transport des bitumes et des lubrifiants.

I.5.4. Principaux composants d'un wagon-citerne :

- Coque : C'est le réservoir principal qui contient le liquide transporté. Il est fabriqué en acier et peut être renforcé en fonction du produit transporté.
- Trou d'homme (ou trappe d'accès) : Une ouverture située sur le dessus du wagon permettant l'inspection, le nettoyage et parfois le remplissage.
- Dispositif de décharge de pression : Système de sécurité permettant de relâcher la pression en cas de besoin, notamment pour les substances volatiles.
- Enceinte des raccords supérieurs : Partie où sont situées les vannes et les dispositifs de remplissage.
- Robinet de déchargement par le bas : Permet de vidanger le liquide transporté par gravité ou sous pression.
- Longrine centrale, attelage et mâchoire : Élément de connexion entre les wagons permettant leur attelage sécurisé sur un train.
- Échelle et passerelle : Accès permettant aux opérateurs de monter sur le wagon pour effectuer des opérations de remplissage, d'inspection ou d'entretien.

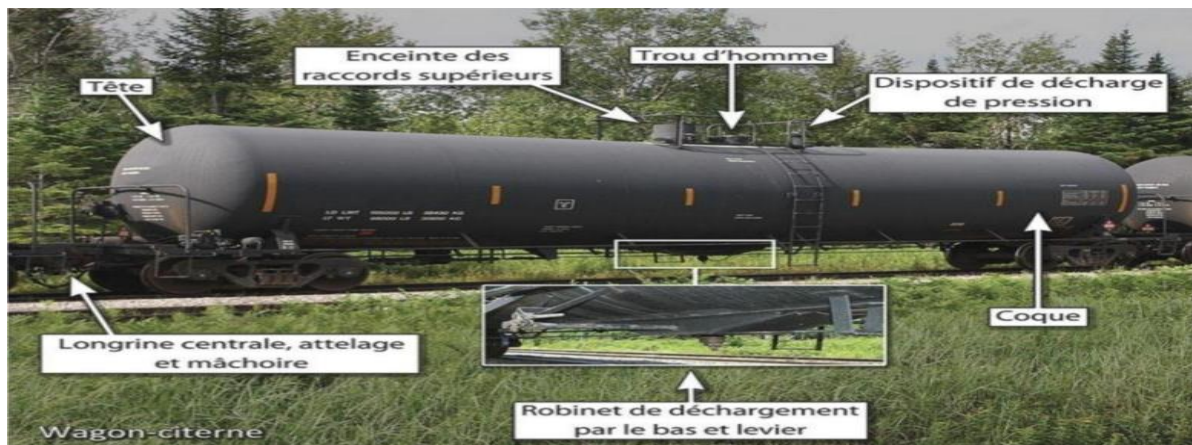


Figure 25: Schéma détaillé d'un wagon-citerne et de ses composants. [22]

I.5.5. Les avantages et les inconvénients de Transport Ferroviaire :

Tableau 5: Les avantages et les inconvénients de Transport Ferroviaire. [19]

Les avantages	Les inconvénients
- Gros volumes. - Prix compétitifs. - Peu polluant. - Alternative à la route bénéficiant de mesures politiques et légales incitatives. - Convient aux longues distances.	- Besoins de manutention et ruptures de charge. - Dépendance vis-à-vis de la route pour la partie finale du transport. - Pas très flexible. - Infrastructures limitées. - Temps de transit plus longs. - Taux d'avaries plus élevés.

I.5.6. Les risques de transport ferroviaire (wagons-citernes) :

- Déraillements provoquant des fuites massives.
- Incendies ou explosions.
- Pollution des zones traversées.
- Difficultés d'intervention rapide en cas d'accident. [23]

I.6. Conclusion :

Ce premier chapitre a permis d'explorer les fondements généraux liés aux principaux moyens de transport des hydrocarbures, à savoir les oléoducs, les navires-citernes, les wagons-citernes et les camions-citernes. Chaque mode possède ses propres caractéristiques techniques, ses avantages logistiques ainsi que ses limites opérationnelles. La maîtrise de ces différents moyens de transport est indispensable pour assurer une gestion efficace, économique et sécurisée des flux d'hydrocarbures, de leur extraction jusqu'à leur distribution. La compréhension de ces généralités constitue une base essentielle pour aborder, dans les chapitres suivants, les aspects plus techniques, réglementaires et environnementaux du transport des hydrocarbures, dans un contexte de plus en plus exigeant en matière de sécurité et de durabilité énergétique.

Chapitre II :

Présentation de

SONATRACH

HEH

II.1. Introduction :

SONATRACH est l'entreprise la plus importante dans le domaine d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. L'entreprise SONATRACH (Société Nationale pour le Transport et la Commercialisation des Hydrocarbures a été créé le 31 Décembre 1963 par le décret n°63/491, les statuts ont été modifiés par le décret n°66/292 du 22 Septembre 1966, et SONATRACH devient Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des Hydrocarbures est une entreprise publique algérienne et un acteur majeur de l'industrie pétrolière. SONATRACH se développe également dans les activités de pétrochimie, de génération électrique, d'énergie nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer et d'exploitation minière. Depuis presque une décennie, SONATRACH ne cesse pas de s'internationalisé en opérant dans plusieurs régions du monde notamment en Afrique, Europe (Espagne, Italie, Portugal, grand Bretagne), en Amérique Latine (Pérou) et enfin aux USA. [24]

II.2. L'activité de SONATRACH :

S'articule autour de quatre branches principales sont :

II.2.1. Activité Amont (AMT) :

- Exploration.
- Recherches et développement.
- Production.
- Forage.
- Engineering et construction.
- Associations en partenariat.

II.2.2. Activité AVAL (AVL) :

- Liquéfaction du gaz naturel.
- Séparation des GPL.
- Raffinage du pétrole.
- Pétrochimie.
- Etudes et développement de nouvelles technologies.

II.2.3. Activité commercialisation (COM) :

- Commercialisation extérieure.
- Commercialisation sur le marché intérieur.
- Transport maritime des hydrocarbures.

II.2.4. L'activité de transport par canalisation (TRC) :

Au sein du groupe SONATRACH, l'activité Transport par Canalisation (TRC) est responsable de l'acheminement des hydrocarbures – incluant le pétrole brut, le gaz naturel, le GPL et le condensat – depuis les sites de production jusqu'aux zones de stockage, complexes de liquéfaction (GNL, GPL), raffineries, ports pétroliers (notamment Arzew, Béjaïa et Skikda), ainsi que vers les pays importateurs.

Pour garantir une circulation efficace de ces produits, la TRC s'appuie sur un réseau de 79 stations de pompage et de compression, dont 35 sont dédiées au transport du pétrole brut, avec une capacité opérationnelle estimée à 146 millions de tonnes métriques.

L'ensemble de ces stations est équipé d'environ 300 machines principales, totalisant une puissance installée de 2 millions de chevaux. [24]

II.3. Présentation du site de HEH :

Haoud El Hamra constitue une infrastructure stratégique au sein du groupe Sonatrach. Il joue un rôle de carrefour logistique en assurant le transit des hydrocarbures liquides provenant du sud algérien vers les ports et raffineries situés au nord du pays.

Située à environ 66 km au sud-est du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla et à 26 km au nord de Hassi Messaoud, la Direction Régionale de HEH s'étend sur une superficie globale d'environ 3,5 km², dont 6,5 hectares sont construits.

Son emplacement géographique lui confère un climat saharien aride, marqué par des hivers doux et peu pluvieux, ainsi que des étés très chauds, avec des températures pouvant atteindre 51°C, tandis que les minimales peuvent descendre jusqu'à 0°C.

Le site est structuré en plusieurs parcs dédiés au stockage et au pompage des hydrocarbures. Les oléoducs y sont désignés par des lettres correspondant aux destinations ou origines des produits, telles que K pour Skikda, Z pour Arzew, et B pour Béjaïa. Il est également essentiel de souligner que HEH ne représente pas uniquement un site relevant de l'activité TRC, mais une région élargie intégrant d'autres installations clés, notamment celle de Hassi R'mel.



Figure 26: vue du ciel des ouvrages de la région RTH.

II.4. Historique de la base Haoud El Hamra :

- 1956 : Découverte du gisement de pétrole brute de Hassi-Messaoud. Une première canalisation de diamètre de 6" et d'une longueur de 170 Km dénommée « Baby-Pipe », a été construite pour relier Hassi-Messaoud à Touggourt. De là, le pétrole brut était acheminé par wagons-citernes jusqu'au port de Skikda pour son exportation.
- 1958 : Le site de Haoud El-Hamra a été choisi pour la réalisation du premier oléoduc dénommé OB1 d'un diamètre de 24" et d'une longueur de 668 Km pour relier le centre de stockage de Haoud El-Hamra au port pétrolier de Bejaïa. Il a été mis en service en 1959.
- 1961 : Réalisation du deuxième oléoduc d'un diamètre de 24" et d'une longueur de 775 Km pour relier le centre de stockage d'Ain-Aménas au port pétrolier de La Skhira en Tunisie et du premier gazoduc d'un diamètre de 24" et d'une longueur de 509 Km pour relier le champ gazier de Hassi R'mel à Arzew.
- 1965 : Sonatrach a réalisé son premier oléoduc d'un diamètre de 28" et d'une longueur de 801 Km pour relier Haoud El-Hamra au port d'Arzew. Il a été mis en service en 1966.

Depuis cette date, le parc de Haoud El Hamra n'a pas arrêté de s'agrandir comme l'attestent les réalisations suivantes :

- 1972 : Réalisation du parc de stockage OK1.
- 1973 : Réalisation de la station 12" LN21 / SP1.
- 1994 : Réalisation de la station GPL / LR1.
- 1996 : Réalisation du centre de distribution des hydrocarbures liquides CDHL.
- 2003 : Réalisation de la station de pompage SP1 /OZ2.
- 2007 : Réalisation de la station de pompage SP1 /NH 1.
- 2009 : Réalisation de la station de pompage SP1 /NK1.
- 2011 : construction de six nouveaux bacs de stockages.

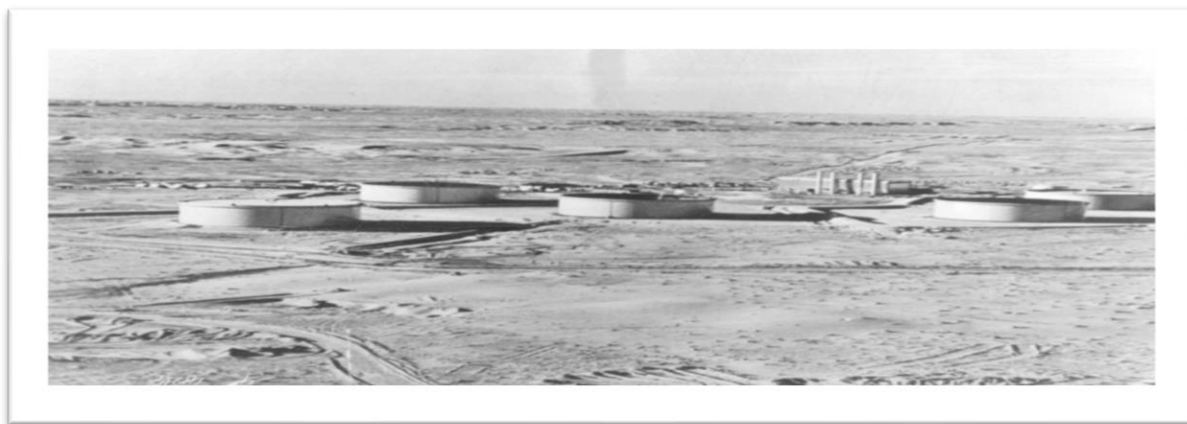


Figure 27: HEH en 1956.

II.5. Les produits transportés par Haoud El-Hamra :

Les installations existantes sur HEH sont exploitées et entretenues pour assurer l'évacuation des produits suivants : Pétrole brut, Condensât, G.P.L.

- **Le Pétrole Brut :**

Le pétrole produit en Algérie est le Sahara Blend. Les principaux gisements de brut sont situés dans la région frontalière avec la Lybie (Hassi Berkine, Ain Aménas ...) Autour des zones de Hassi R'mel et Hassi Messaoud, le réseau TRC joue un rôle essentiel. Étant donné que l'exportation du Sahara Blend s'effectue principalement via les ports du nord du pays notamment Arzew (qui traite 60 % de la production), Béjaïa et Skikda — le réseau TRC assure la connexion stratégique entre le sud producteur et le nord exportateur.

- **Condensat :**

Le condensat, un mélange léger de gazole, d'essence et de kérosène, est considéré comme un brut "propre". En raison de sa production en volumes beaucoup plus faibles que le brut classique, il est parfois transporté selon la méthode dite "par bouchon". Cela consiste à alterner, dans un même pipeline, le transport de brut et de condensat.

- **GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) :**

Parmi les produits pris en charge par l'activité TRC, le GPL représente le plus grand risque en termes de sécurité. La ligne de transport dédiée au GPL est dite "télescopique", car son diamètre augmente progressivement en direction du nord, afin de s'adapter aux injections de GPL effectuées par les différents puits situés le long du tracé.

II.6. Missions principales de la RTH :

Les missions principales de la RTH sont comme suit :

1. La réception des hydrocarbures liquides et gazeux.
2. Le comptage et le contrôle de la qualité des produits réceptionnés.
3. Le stockage des hydrocarbures liquides.
4. L'expédition des hydrocarbures vers les terminaux marins, les centres de traitement et de consommation.

II.7. Sites et unités de la RTH :

Les sites et unités relevant de la responsabilité de la RTH sont comme suit :

1. 10 oléoducs et 2 gazoducs d'une longueur totale de 3453 Km.
2. 9 stations de pompage et 3 stations de compressions.
3. 6 parcs de stockage (36 bacs de capacité totale de 1 051 923 m³).
4. 7 terminaux de départ.
5. 2 centres de dispatching des hydrocarbures (CDHL à HEH et CNDG à HRM).

Parmi les unités implantées au site de Haoud-El-Hamra (HEH) on trouve :

1. 01 Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides (CDHL).
2. 03 Parcs englobant un total de 25 Bacs de stockage à toit flottant.
3. 04 Stations de pompage Brut (OB1, OZ1/OZ2, OK1).
- 4.. 01 station de pompage Condensât (NK1).

5. 02 Stations de pompage GPL (SP1/LNZ1 12'' et SP1/LR1 20''). [25]

II.8. Les principales installations de Haoud El-Hamra :

II.8.1. Les bacs de stockage :

On distingue deux types de bacs de stockage :

→ **Les bacs à toit fixe :** Les bacs à toit fixe sont en général assez petits (de l'ordre de 10000 m³) et correspondent à des bacs de détente ou de purge. En fait, les quantités de produits évacués par l'intermédiaire d'une soupape de sûreté (soupape de pression) sont assez importantes et ne peuvent pas être acheminées vers un réservoir slop.

→ **Les bacs à toit flottant :** Les bacs à toit flottant sont ceux qui sont utilisés pour le stockage à proprement dire. Ils sont d'un volume assez important. Le principe du toit flottant vise à éliminer l'accumulation de gaz (par évaporation) au sein d'un bac non rempli, ces gaz peuvent être dangereux. Le système de toit flottant nécessite la mise en place de procédés particuliers pour l'évacuation des eaux de pluie et pour le jaugeage. Les eaux de pluie sont évacuées par des tubes traversant les bacs du haut vers le bas.

II.9. Les stations de stockage et pompage :

Comme mentionné précédemment, le site de Haoud El Hamra comprend trois parcs de stockage. Chacun d'eux est associé à une station de pompage, permettant d'acheminer le brut stocké dans le pipeline correspondant.

II.9.1. Station OK1 :

Cette station (32'') assure le transport vers le port de Skikda, à l'est du littoral algérien. Elle est équipée de cinq pompes boosters (dont trois anciennes et deux plus récentes), ainsi que de trois turbopompes. Elle dispose également de huit bacs de stockage pour le pétrole brut. Les turbines de cette station sont particulièrement puissantes : chacune peut assurer à elle seule un débit supérieur à 4 000 m³/h, soit bien plus que celles de l'OZ2.

II.9.2. Station OB1 :

La station OB1 (24'') a été la première à être mise en service sur le site de Haoud El Hamra. Elle est dédiée à l'expédition vers le port de Béjaïa, sur la côte centrale algérienne. Elle est équipée de 8 bacs de stockage, répartis équitablement entre le condensat et le brut. Le transport s'effectue selon la méthode du "bouchon", alternant les deux produits dans le même

oléoduc. Côté équipements, elle dispose de quatre électropompes principales et d'un groupe de pompes boosters, montées en série, ce qui permet de générer une forte différence de pression entre l'aspiration et le refoulement.

II.9.3. Station OZ1 :

Mise en service en 1965, la station OZ1 (28") est alimentée en électricité par Sonelgaz. Elle dispose d'un parc de stockage composé de 4 bacs de 35 000 m³ et de 5 bacs de 51 000 m³. Historiquement, cette station servait de point de départ principal de la ligne avant l'apparition de l'OZ2. Elle abrite une salle de contrôle équipée d'un tableau synoptique qui permet aux opérateurs de visualiser l'ensemble du réseau : les 11 bacs, les gares de racleurs et les vannes.

II.9.4. Station OZ2 :

La station SP1-OZ2, mise en service en 2003, est la plus récente de Haoud El Hamra. Dotée d'équipements modernes, elle se distingue par sa capacité à puiser le produit à pomper depuis n'importe quel parc de stockage du site. Elle a été conçue en parallèle avec le pipeline OZ2 reliant HEH à Arzew, avec pour objectif de remplacer progressivement la station SP1/OZ1. D'ailleurs, le pipeline OZ1 peut désormais être alimenté directement à partir de la SP1/OZ2.

II.9.5. Station GPL :

La station GPL de Haoud El Hamra est dotée de deux groupes de pompes. Le premier, mis en service en 1973, comprend trois moteurs électriques à vitesse fixe pompant dans une conduite de 12". Le second, installé en 1983, est composé de quatre moteurs électriques, chacun piloté par un variateur de vitesse. Étant un produit extrêmement dangereux, le GPL ne peut pas être relâché dans l'atmosphère. En raison de sa densité élevée, il forme un nuage au sol au lieu de se disperser, ce qui le rend hautement inflammable. Ainsi, toute fuite ou évacuation d'urgence est obligatoirement brûlée pour des raisons de sécurité. Par conséquent, aucun stockage de GPL n'est autorisé à HEH. [26]

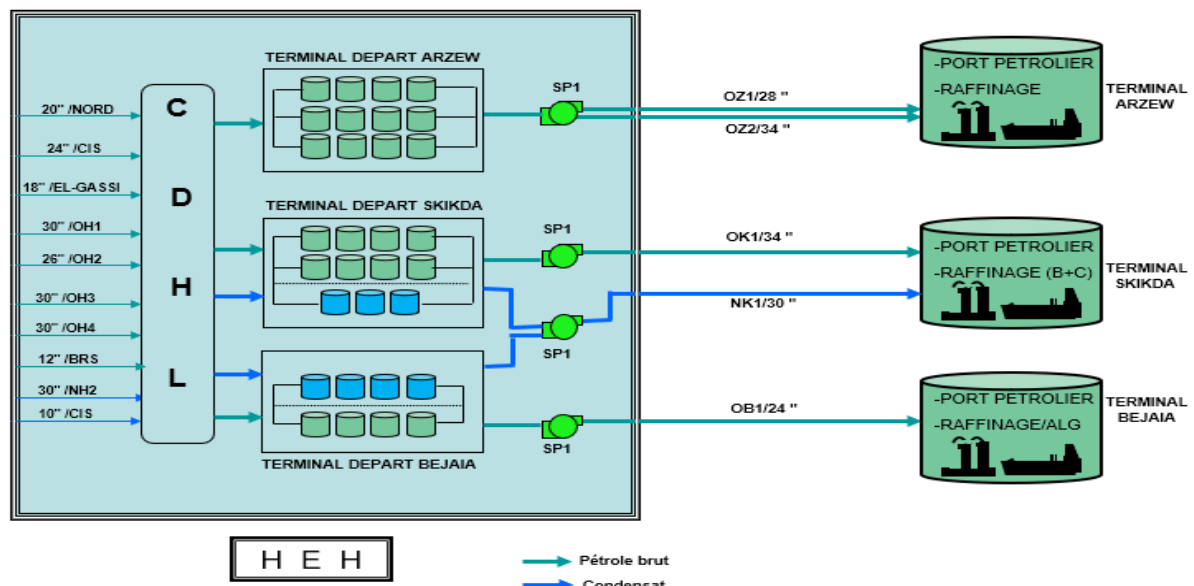


Figure 28: Schéma simplifié du HEH.

II.10. Présentation de CDHL :

C'est implanté à Haoud Hamra (Hassi Messaoud). Le CDHL a une capacité de 1400000 bar/jours et assure la réception, le stockage ainsi que l'expédition du pétrole brut et du condensat vers raffineries et les terminaux (Skikda, Arzew, Bejaia). L'activité de CDHL s'articule autour de cinq branches principales :

- la gestion des flux en amont /aval du centre réseaux TRC et amont.
- le comptage dynamique en ligne des réceptions.
- le contrôle de la qualité des produits réceptionnés et expédiés de HEH.
- le dispatching des produits selon le programme de transport et les contraintes générées sur le réseau nord vers les terminaux marins, la comptabilité matière des produits reçus et expédiés.
- la comptabilité matière des produits reçus et expédiés. [27]

Mis en exploitation en 1995 avec 06 lignes d'arrivée, le CDHL s'est vu s'étendre à 10 lignes opérationnelles actuellement, chacune dotée de son propre système de gestion, à savoir :

II.10.1. Lignes Brut :

30"OH1 / 26"OH2 / 30"OH3 / 30"OH4 / 20"CINA / 24"CIS / 18"EL GASSI / 12"BRS.

II.10.2. Lignes Condensat :

10"CIS / 30"NH2. [28]

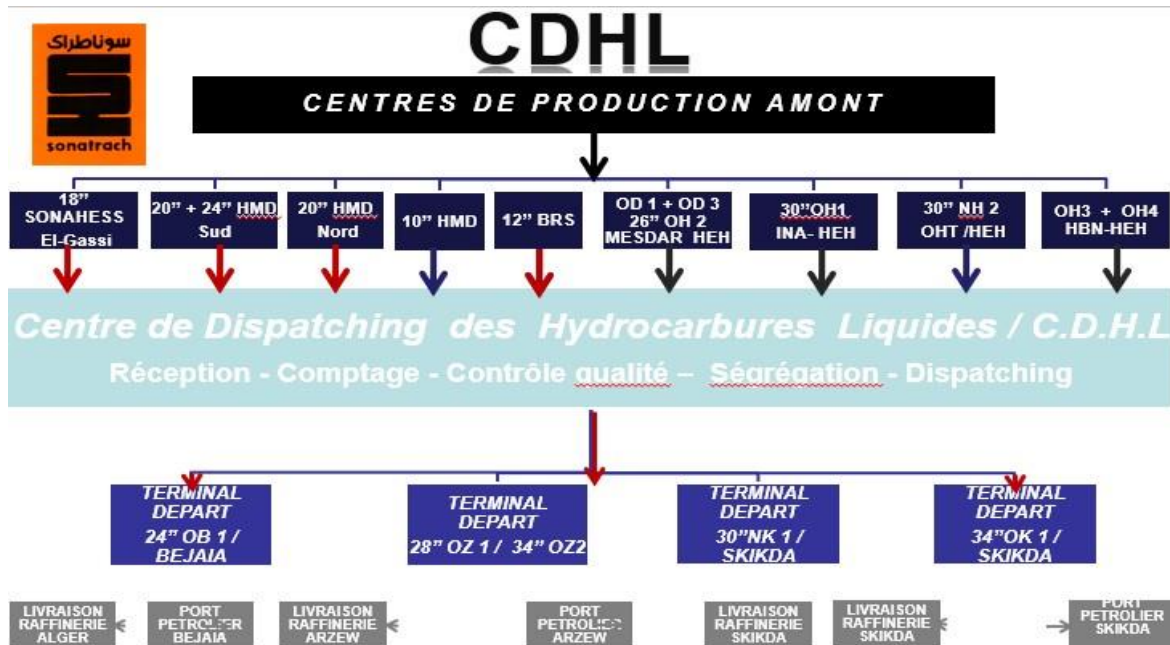


Figure 29: Centre de dispatching des hydrocarbures liquides.

II.11. Conclusion :

La région de Haoud El Hamra constitue une plateforme logistique stratégique dans le réseau de transport des hydrocarbures de Sonatrach. Grâce à sa position géographique entre les principaux gisements du Sud et les installations de traitement et d'exportation du Nord, elle joue un rôle central dans l'acheminement des hydrocarbures liquides, en particulier le pétrole brut.

À travers l'étude de cette région, nous avons pu comprendre l'importance de ses infrastructures, notamment les parcs de stockage, les stations de pompage, ainsi que les oléoducs qui assurent la continuité du flux pétrolier. L'organisation rigoureuse et la coordination entre les différents sites (comme Hassi Messaoud, Hassi R'mel et les ports du Nord) permettent d'assurer un transport sécurisé et efficace.

Cette région représente ainsi un maillon incontournable dans la chaîne logistique de Sonatrach, tout en posant les bases pour des améliorations futures en matière de sécurité, de maintenance et de gestion des ressources.

Chapitre III :

La station de

Pompage SP1

OK1 : Systèmes

de Pompage et

Gestion de la

Sécurité

Industrielle

III.1. Introduction :

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à l'étude technique et fonctionnelle de la station de pompage SP1 rattachée à l'oléoduc OK1-34 ». Cette station, mise en service en 1972, joue un rôle crucial dans l'acheminement du pétrole brut depuis Haoud El-Hamra jusqu'au terminal de Skikda. Nous avons détaillé les caractéristiques de l'oléoduc, les composants essentiels de la station SP1, ainsi que les différentes séquences de démarrage et d'arrêt des turbopompes. Un accent particulier a été mis sur les procédures à suivre, le rôle des boosters, la gestion des bacs de stockage, et les systèmes de sécurité associés. Cette analyse vise à fournir une compréhension approfondie des opérations de transport des hydrocarbures liquides dans un cadre industriel réel.

III.2. Description du trajet de l'oléoduc OK1-34" :

III.2.1. Description technique et fonctionnelle de l'oléoduc OK1-34" :

L'oléoduc OK1 34" est constitué de quatre stations de pompage (SP1, SP2, SP3/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 ou le condensât de la localité de Haoud El-Hamra au terminal de Skikda.

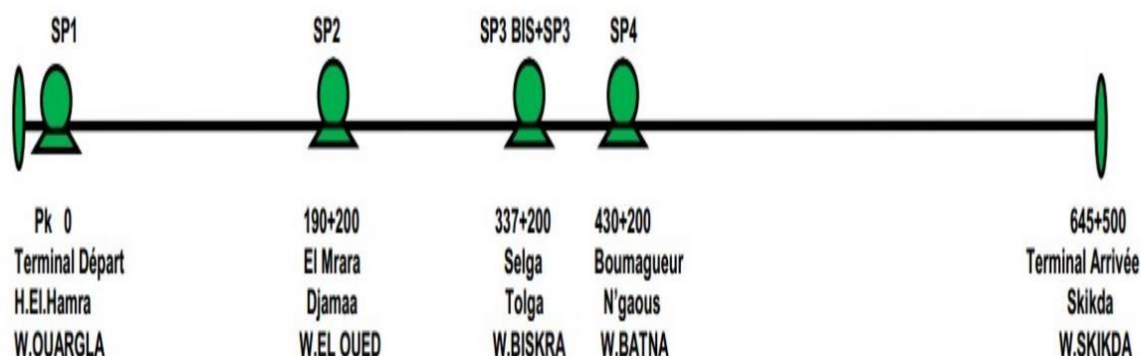


Figure 30: Les stations de pompage.

L'oléoduc cité est composé d'une canalisation de transport d'hydrocarbure liquide (pétrole brut) ayant un diamètre extérieur de 34 » (863,6mm), une longueur de 645 km, dix-huit vannes de ligne, et treize (13) clapets anti retour.

L'oléoduc ne comporte aucun point d'entrée ni de sortie entre SP1 et le Terminal d'arrivée de Skikda. Chaque station 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 SP1 a la fonction principale d'expédier les hydrocarbures vers Skikda ; ses fonctions secondaires sont le transfert des fluides vers les parcs OB1 et OZ1 et le transfert des fluides entre les différents réservoirs de stockage.

III.2.2. Profil altimétrique de l'oléoduc OK1-34" :

La station SP1 est située à HEH dans la wilaya de Ouargla au PK0 avec une hauteur de 160 m par rapport au niveau de la mère, la station SP2 est située à Djamaa dans la wilaya de El Oued au PK190 avec une hauteur de 60 m, la station SP3 est située à Tolga dans la wilaya de Biskra au PK337 avec une hauteur de 170 m, la station SP4 est située à N'Gaous dans la wilaya de Batna au PK430 avec une hauteur de 615 m et le terminal arrivée est située à la wilaya de Skikda au PK645 avec une hauteur de 12 m.

La courbe suivante indique le profil de façon claire :

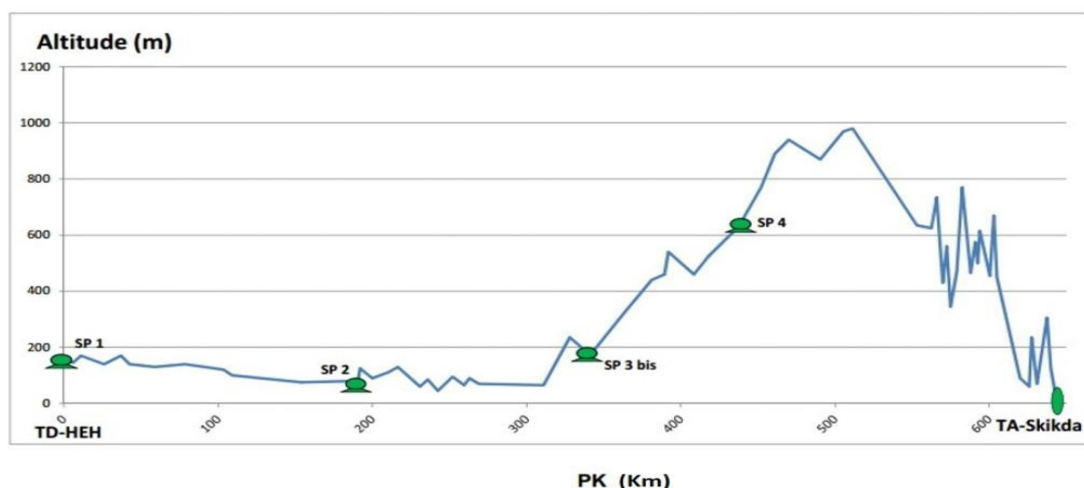


Figure 31: Profil altimétrique de la ligne OK1.

III.2.3. Régime de marche de l'oléoduc OK1-34" :

Quatre phases de débit sont prévues pour cet ouvrage : 1906 – 2848 – 3791 – 4734 (en m³/h) comme il est figuré sur le tableau ci-dessous. Pour un débit de 4734 m³/h, la capacité transportée de l'ouvrage atteint une valeur de 30 MTA. Mais actuellement la ligne fonctionne avec deux phases intermédiaires (2400 et 3400), suite au type de machines installées à SP3bis et à la dégradation de la PMS (74 bars) du pipe-line. [29]

Tableau 6: Régime de marche de l'oléoduc OK1-34".

Phase	Capacité (m³/h)	Station en service	Nombre machines
1	1906	SP1-SP3	1-1
2	2848	SP1-SP3-SP4	1-1-1
3	3791	SP (1-2-3-4)	1-1-2-2
4	4734	SP (1-2-3-4)	2-2-2-2

III.3. La station de pompage SP1-OK1/34" :

Elle a été mise en service en 1972, Elle dispose du parc de stockage OK1 pour expédier le pétrole brut seulement vers le port de Skikda par l'oléoduc OK1 avec une capacité maximale de 30 MTA. Elle contient 3 turbopompes. Ces dernières possèdent d'une très grande capacité de débit par rapport à celles de l'OZ2 : une TP peut assurer à seule un débit de 4700 m³/h. Elles sont montées en série pour assurer une grande pression d'acheminement du produit dans le pipe-line.

III.3.1. Description générale de la station SP1-OK1 :

Le terminal départ SP1-OK1 a la fonction principale d'expédier le pétrole brut vers Skikda. Pour assurer son bon fonctionnement elle est dotée par des équipements qui sont :

III.3.1.1. Un parc de stockage :

Le parc OK1 contient 11 bacs à toit flottant, dont 6 (S101-S102-S103-S104-S106-S107) ont une capacité de 51200 m³ de chacun, et 5 (S105-S108-S109-S110-S111) ont une capacité de 50000 m³ de chacun. Huit (08) bacs sont réservés pour le stockage du pétrole (brut S101-S108), le reste pour le condensât qui sera transporté vers TA Skikda par l'oléoduc NK1 30".

Chaque bac est constitué essentiellement d'un escalier, trous d'homme, viroles, Swing pipe pour l'évacuation des eaux de pluie, béquilles pour maintenir le toit en cas de pose, une passerelle appelée chemin de ronde, joint annulaire entre le toit et la robe, une vanne principale manuelle (génératrice), quatre vannes de drainage, un escalier pour accéder au toit, échelle télescopique, caissons, soupapes casse vide, barrage à mousse, télé-jaugeage et un guide de jauge.

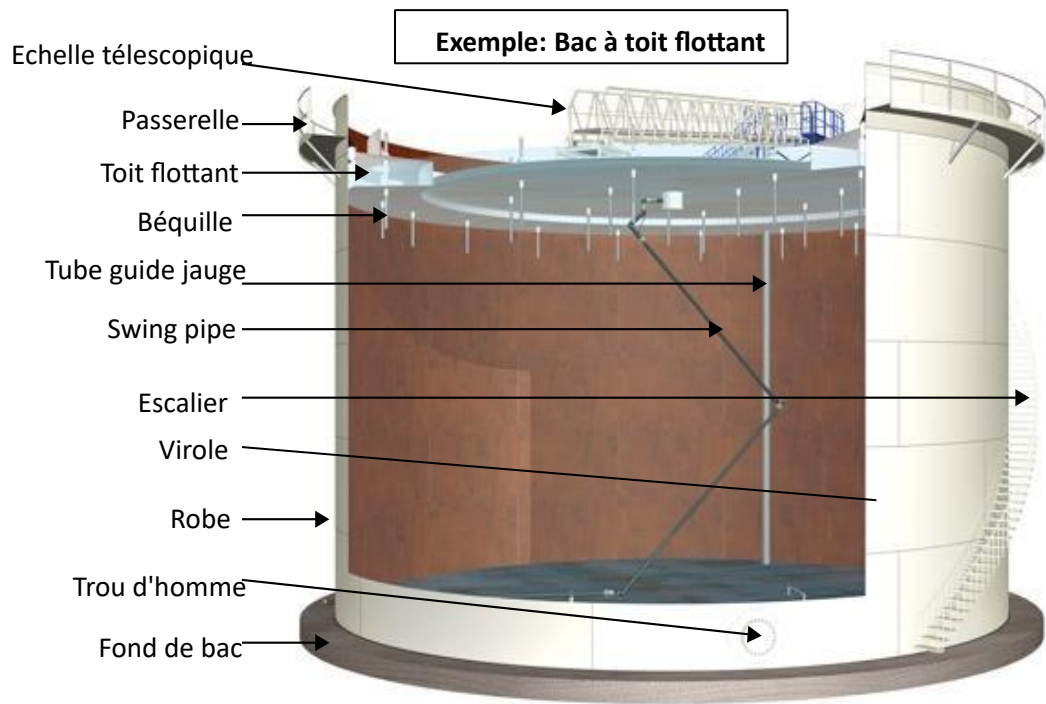


Figure 32: Bac à toit flottant.



Figure 33: Du haut du bac de stockage.

Les bacs cités sont dotés d'un contrôleur appelé jaugeur, pour permettre le suivi des variations de débit horaire, densité, hauteur des bacs, température du produit, du fond d'eau, et des seal pot ou contre poids pour les alarmes mécaniques. A cause de la longue durée

d'exploitation de ces bacs, des problèmes s'engendrent au niveau des hauteurs d'exploitation, on peut les résumer dans le tableau suivant :

Tableau 7: Capacités et caractéristiques des bacs de stockage.

PRODUIT	N° BAC	CAPACITE (M³)	HAUTEUR MAX (mm)	STOCK MORT (mm)
Brut	S101	51200	10000	2300
Brut	S102	51200	12400	2300
Brut	S103	51200	9000	2300
Brut	S104	51200	12400	2300
Brut	S105	50000	10000	2300
Brut	S106	51200	12400	2300
Brut	S107	51200	12400	2300
Brut	S108	50000	12400	2300
Condensât	S109	50000	12400	2300
Condensât	S110	50000	12400	2300
Condensât	S111	50000	12400	2300

En plus, chaque bac est protégé par un système anti-incendie qui est composé de couronnes munies de diffuseurs pour le refroidissement extérieur de la robe et dix (10) déversoirs à mousse pour l'étouffement et l'extinction en cas d'incendie au niveau du joint annulaire. Ce système est alimenté par le réseau anti-incendie de la station ou par l'interconnexion entre les autres stations voisines.

III.3.1.2. Un manifold :

Qui est composé d'un ensemble de collecteurs et de vannes servant pour la réception, et la vidange du pétrole brut comme il est illustré dans la figure suivante :

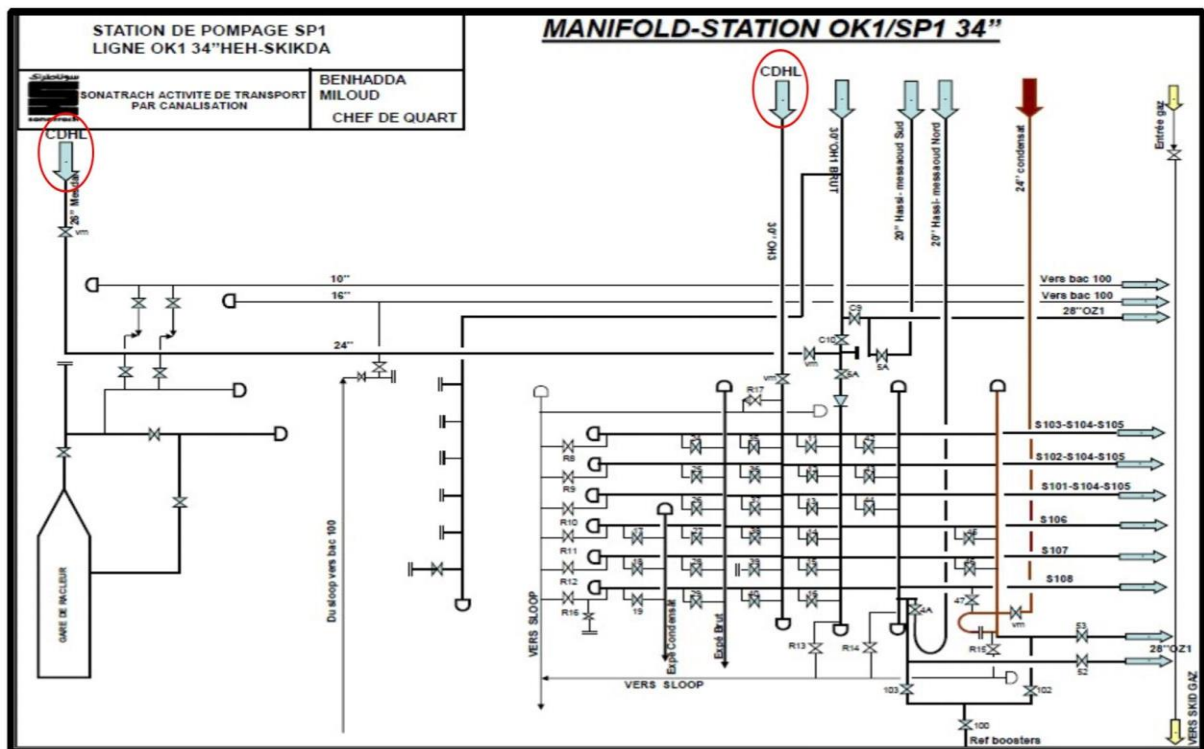


Figure 34: Manifold-station OK1/SP 34''.

D'après la figure ci-dessus, le manifold contient plusieurs arrivées, mais après la réalisation de CDHL il y deux arrivées de celui seulement sont maintenues en service ; la première est de diamètre de 30 » et la deuxième est de diamètre de 26 ».

Pour faire remplir ou exploiter les bacs de stockage il y six (6) collecteurs connectent avec le manifold, trois (3) pour les bacs ; S101-S102-S103, le reste pour les bacs ; S106-S107-S108. Chaque collecteur des premiers bacs contient une vanne motorisée dite « pied de bac » à savoir ; MOV 1V – MOV 2V – MOV 3V respectivement. Concernant les deux bacs S104 et S105, ils sont connectés aux collecteurs des trois premiers bacs (S101-S102-S103) par les vannes ; MOV 4V – MOV 5V – MOV 6V et MOV 7V – MOV 8V – MOV 9V respectivement. Tous les bacs cités on peut les exploiter à travers les oléoducs OZ1/OZ2 par des vannes dites MRV.

III.3.1.3. Pompes booster :

Après la zone manifold, un collecteur d'expédition de diamètre de 40 » va alimenter les pompes booster de la station. Le but des pompes booster est de donner au fluide en expédition une pression suffisante pour éviter la cavitation dans les turbopompes d'expédition.

Il existe cinq (5) pompes booster connectées en parallèle comme il est indiqué dans figure ci-dessous, à savoir :

- Trois pompes anciennes de type immergées entraînées par moteurs électriques (P-1, P-2, P-3) ou A-B-C, chacune ayant un débit de 1400 m³/h et une hauteur différentielle de 75 m.
- Deux pompes booster nouvelles ; P-4bis et P-5bis entraînées aussi par moteurs électriques, chacune ayant un débit de 2400 m³/h et une hauteur différentielle de 101m.

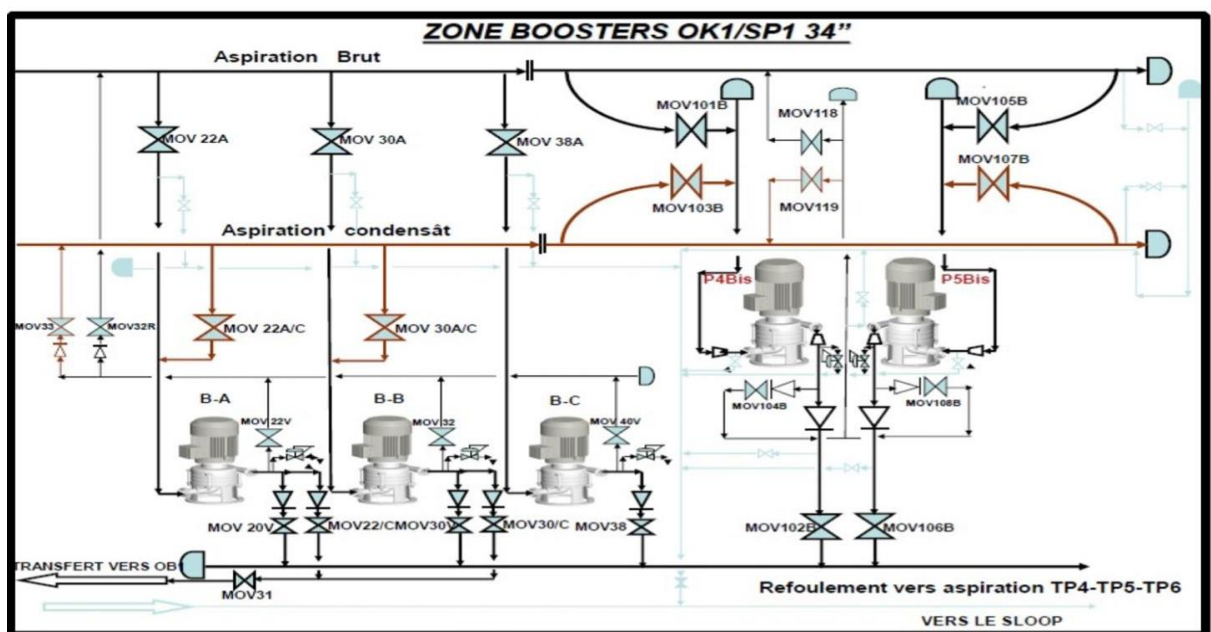


Figure 35: La zone boosters OK1/SP1 34''.

Les autres caractéristiques des pompes sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 8: caractéristiques des pompes.

Equipment	Constructeur	Nombre	Vitesse de rotation	Puissance	Année
P-1 / P-2 / P-3					
Moteur Électrique 5.5 kV	Parson Peeble Undunberg	3	992 tr/min	372 kW	1985
Pompe	Bayron Jackson	3		372 kW	1985
P-4BIS / P-5BIS					
Moteur Électrique 5.5 kV	ABB	2	1485 tr/min	619.9 kW	2003
Pompe	Flow Serve	2		619.9 kW	2003

Chaque pompe est dotée d'un système de contrôle de machine dit UCP (Unit Control Panel) : Armoires placées au niveau de la salle de contrôle.

- Deux collecteurs en aspiration aux pompes : un collecteur sert pour l'aspiration du pétrole brut, l'autre pour l'aspiration du condensât (hors exploitation), sauf la pompe C, elle peut aspirer du collecteur de brut seulement.
- Un collecteur en refoulement aux pompes booster A et B pour transférer d'un réservoir à un autre le fluide qui n'est pas en expédition.

L'ensemble des pompes booster citer ci-dessus est doté de toutes les protections nécessaires pour une marche en sécurité, y compris :

1. Alarme de basse pression à l'aspiration de la pompe.
2. Alarme de haute température des bobinages du moteur.
3. Alarme de haute température des roulements.
4. Alarme de haute température corps pompe.
5. Alarme de haute vibration.
6. Alarme de haut niveau dans le seal pot (magnetrol pour détection fuite garniture).
7. Un système de protection contre le débit minimal.

III.3.1.4. Groupes de pompes d'expédition :

Le système de pompes d'expédition de la station SP1-OK1 est constitué de trois turbopompes de débit nominale de 4734 m³/h et de pression différentielle de 40 bars pour le but de donner au fluide la pression nécessaire pour rejoindre la station SP2, les pompes sont connectées en série (voir figure ci-dessous), pour avoir une pression d'environ 70 bars en sortie de station. Elles contiennent les éléments suivants ;

- 1- Deux pompes Byron Jackson modèle 20x20x28 DVDS, entraînées par turbines à gaz General Electric modèle FRAME 3 (TP-5, TP-6) avec un rapport de réduction de vitesse de 2,38.
- 2- Une pompe Nuovo Pignone modèle 20x20x28 DVS/I, entraînée par une turbine à gaz modèle Nuovo Pignone PGT 10 (TP-4) avec un rapport de réduction de vitesse de 2,92.
- 3- Collecteur d'aspiration 32".
- 4- Collecteur de refoulement 32".
- 5- Tuyau de collecte des débits minimaux.

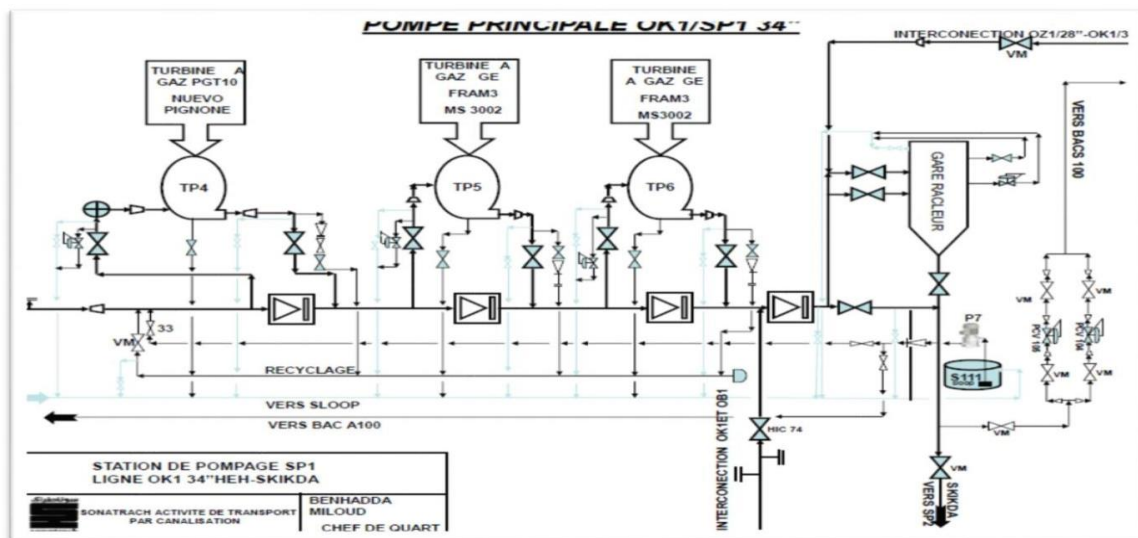


Figure 36: Pompe principale OK1/SP 34.

Le tableau suivant décrit les caractéristiques des turbopompes citées :

Tableau 9: les caractéristiques des turbopompes.

Equipement	Constructeurs	Nombre	Vitesse de rotation max	Puissance	Nr d'étages		Année
Turbine TP5-TP6	Général Electric	2	HP :6900 tr/m BP :6500 tr/m	7.17 MW	CP	T	1995 - 1985
					15	HP :1/ BP :1	
Turbine TP4	Nuovo pignone	1	HP:10800tr/m BP:7900tr/m	10.66 MW	CP	T	2004
					17	HP :2/ BP :2	
Pompe TP4	Nuovo pignone	1	2700 tr/ min	5.47 MW	1 étage de double aspiration		2004
Pompe TP5/TP6	Bayron Jackson	2	2725 tr/ min	5.93 MW	1 étage de double aspiration		1995 - 1985

Les systèmes d'exploitation installé actuellement au niveau des groupes turbopompes sont le Mark6 pour la TP4 et la TP6, et le Mark5 pour la TP5 et visualisés et contrôlés par l'HMI au niveau de la salle de contrôle par les agents de quart. Chaque pompe est douée d'un système de protection pour une marche en sécurité, y compris :

1. Alarme de basse pression en aspiration de chaque pompe.
2. Alarme de haute pression en refoulement de chaque pompe.
3. Alarme de haute température en refoulement.
4. Système de protection contre le débit minimal.
5. Seal pot pour la détection fuite garniture.

III.3.1.5. Un SKID de traitement du gaz combustible :

Pour filtrer, réchauffer plus un poste de détente et comptage avant d'alimenter les turbines. Le but de ces traitements est de fournir aux turbines un gaz combustible conditionné comme demandé par les fournisseurs :

- Pression d'alimentation en turbine pour TP5 et TP6 : 12.7 bars g min – 14 bars g max.
- Pression d'alimentation en turbine pour TP4 : 19 bars g min – 22 bars g max.

- Température minimale en entrée $\geq 20^{\circ}\text{C}$ par rapport au point de rosée.

III.3.1.6. 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-111 ayant une capacité de 80 m³ avec une pompe dédiée), où les drainages s'écoulent par la pesanteur. Le brut qui s'accumule dans le réservoir de slop est envoyé, par la pompe P-7 (de débit de 60 m³/h), en aspiration aux turbopompes ou bien vers le bac de détente A100 situé dans le parc OZ1.

III.3.1.7. Système des appareillages de pipeline :

Le système comprend les appareillages suivants :

- Gare de racleur.
- Vannes automatiques de pressurisation de la gare des racleurs.
- Vannes automatiques pour l'alimentation du produit vers le pipeline.
- Système de sécurité contre le coup de bélier.
- Collecteur de décharge du liquide vers le bac de détente A-100.

III.3.1.8. Un réseau électrique :

L'énergie électrique est fournie par SONEGAS sous forme de deux lignes extérieures provenant d'un poste blindé implanté à HEH et passant par un PDE pour la moyenne tension (5.5 kV) pour l'alimentation de :

- 1-Les cinq moteurs des pompes booster.
- 2- Un moteur de pompe anti-incendie.
- 3- Deux transformateurs MT/BT TR1 et TR2 de 1200 kVA chacun pour l'alimentation en BT des charges électriques de la station (les auxiliaires des turbines, vannes, pompes...).
- 4-Un transformateur MT/BT TR3 de 500 kVA, pour l'alimentation en BT des charges électriques au niveau du parc de stockage.

- Un ou deux sur trois groupes turboalternateurs de 6 MW / 5,5 kV – 3 phases – 50Hz. (Hors service)
- Un système UPS (Uninterrupted Power Supply) de capacité de 10 kVA pour une autonomie de huit heures.
- Un groupe électrogène de secours de puissance de 350 kVA avec une tension

nominale de 380

5- Il est conçu pour être joint à un moteur diesel pour une température ambiante variante de -5°C à $+50^{\circ}\text{C}$. Il est destiné à fonctionner en secours sur manque de tension du réseau principal et assurer l'alimentation des réseaux secours pour la mise en sécurité des matériaux, du personnel et des turbopompes.

III.3.1.9. Un système de contrôle centralisé (DCS) :

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.

III.3.1.10. Un système de détection/extinction feu et gaz :

- Un système de détection de feu et gaz automatique – manuel (bouton poussoir) ABE Lummus Global SPA. (Armoire placée au niveau de la salle de contrôle)
- Un système de détection de feu et gaz et d'extinction automatique par CO_2 placé au niveau des MCC des turbines et de la salle électrique et un autre d'extinction par eau placé au niveau de SKID de gaz.
- Un système de détection automatique de feu au niveau de la pompe de TP-4.

III.3.1.11. Un système eau anti-incendie :

Qui est constitué de :

- 1- Une pompe de puit P-17 de débit de $140\text{ m}^3/\text{h}$ de pression différentielle de 7 bars alimente trois bacs à toit fixe (S-109, S110 et S112) pour le stockage de l'eau anti-incendie (capacité totale de 1148 m^3 , capacité d'exploitation actuelle de 668 m^3).
- 2- Deux pompes anti-incendie, une mécanique (MP 10B) et l'autre électrique (MP 10C) de débit de $520\text{ m}^3/\text{h}$ et de pression différentielle de 45 bars de chacune.
- 3- Deux pompes jockey de débit de $25\text{ m}^3/\text{h}$ de chacune pour gonfler le réseau et maintenir sa pression entre 5 et 7 bars.

III.3.1.12. Un système de traitement des eaux huileuses :

Les eaux huileuses de purge sont canalisées par pesantier vers le séparateur API, qui est composé par les appareillages suivants :

- Canal d'entrée V-1.
- Cuve de repos V-2, avec les pompes de transfert P-31 et P-31A.

- Cuve de pré séparation V-3.
- Cuves de séparation V-4 et V-5.
- Cuve de collecte de l'eau traitée V-6, avec les pompes P-32 et P-32A pour transférer de l'eau vers un bournier.
- Cuves de collecte de l'huile V-7, V-8, V-9, avec les pompes P-33 et P-33A pour transférer des huiles récupérées vers le bac de détente A100 situé dans le parc OZ1.

Chaque couple de pompes est contrôlé par une logique du système de contrôle de station : en cas de haut niveau dans la cuve, le système démarre les pompes et il les arrête pour un niveau bas. Il est possible de choisir, par des sélecteurs, quelle pompe à démarrer dans chaque couple. En plus, chaque logique peut être activée par un sélecteur « AUTO/MAN » sur la console de la salle de contrôle de la station. Chaque pompe peut être exclue par la logique, en imposant la modalité « LOCAL » sur le sélecteur « LOCAL/REMOTE » positionné sur console.

III.3.2. Procédures opérationnelles au niveau de la station SP1 :

Le domaine d'exploitation est un domaine très intéressant et large. On peut citer quelques procédures importantes à connaître dans ce domaine à savoir :

III.3.2.1. Procédure de jaugeage des réservoirs :

La méthode de jaugeage manuelle s'effectue selon la norme API 2545 ASTM D 1085 qui décrit aussi finement que possible les différentes étapes de détermination du volume contenu dans le réservoir. Elle s'effectue comme suit :

- 1- Le jaugeur descend le lest fixé au bout du ruban gradué en millimètre dans le guide de jauge au fond du bac, jusqu'à ce que le lest touche légèrement le fond (plaque de référence) et sans que le lest s'incline de sa position verticale.
- 2- Il remonte ensuite rapidement et soigneusement le ruban et fait la lecture au millimètre à la marque laissée par le pétrole brut qu'il enregistre immédiatement.
- 3- Il répète le processus jusqu'à ce que deux lectures identiques aient été au moins enregistrées. La craie ne doit pas être utilisée pour faciliter le repère du niveau du pétrole.

Il existe une pâte à eau peut la maintenir sur le ruban pour indiquer le niveau supérieur du pied d'eau qui est également enregistrée.

Concernant le jaugeage du condensat, une poudre spéciale peut être appliquée sur le ruban pour afficher clairement son niveau dans le bac.

La détermination de la hauteur de produit dans le bac en vue du calcul du volume se fait toujours avant et après le mouvement de produit dans le bac :

- Avant remplissage.
- Après remplissage.
- Avant vidange.
- Après vidange.

III.3.2.2. Echantillonnage et mesure de température :

III.3.2.2.1. Echantillonnage :

Les échantillons prélevés sont destinés à la détermination des caractéristiques du produit. Les prélèvements effectués sur réservoir servent pour la détermination de la densité. Les prélèvements ponctuels en ligne servent à la détermination de la tension de vapeur, la salinité, la teneur en soufre et la teneur en eau et les sédiments (BSW). La méthode sera comme suivie :

Descendre la bouteille, lestée et bouchée, jusqu'à la profondeur souhaitée à travers le trou de prise de température situé au niveau du tube de jaugeage.

- Hauteur du liquide : supérieure à 5 mètres.
 - Prélèvement au point haut, à 90 cm de la surface du liquide.
 - Prélèvement au point milieu, à la verticale.
 - Prélèvement au point bas, à 90 cm du fond du bac, sans jamais descendre en dessous de 30 cm.
- Hauteur du liquide : entre 03 mètres et 05 mètres.
 - Un prélèvement au point haut à 90 cm de la surface du liquide.
 - Un prélèvement au point bas à 90 cm du fond du bac mais jamais plus bas que 30 cm.
- Hauteur du liquide : Inférieure à 03 mètres.
 - Un prélèvement au point milieu du liquide à la verticale.
 - a) Ouvrir la bouteille par un brusque mouvement de la corde.

- b) Laisser la bouteille se remplir lentement.
- c) Remonter la bouteille.
- d) Boucher immédiatement la bouteille.
- e) Etiqueter la bouteille et la livrer au laboratoire.

III.3.2.2.2. Mesure de température :

La connaissance de la température moyenne est nécessaire à la détermination du volume à la température de référence de 15°C. Ces températures sont prises au moment du jaugeage du réservoir en utilisant un thermomètre du type « cup case » ou « flushing case ».

La procédure de prise de température consiste à :

- Descendre le thermomètre du type godet (« cup case ») agréé à la profondeur voulue par le trou de prise de température situé au niveau du tube de jaugeage.
- Hauteur du liquide : Supérieure à 05 mètres.
 - Une mesure au point haut à 90 cm de la surface du liquide.
 - Une mesure au point milieu du liquide à la verticale.
 - Une mesure au point bas à 90 cm du fond du bac mais jamais plus bas que 30 cm.
- Hauteur du liquide : entre 03 mètres et 05 mètres.
 - Une mesure au point haut à 90 cm de la surface du liquide.
 - Une mesure au point bas à 90 cm du fond du bac mais jamais plus bas que 30.
- Hauteur du liquide : Inférieure à 03 mètres.
 - Une mesure au point milieu du liquide à la verticale.
- Le maintenir au moins cinq minutes, tout en remontant et en descendant légèrement plusieurs fois à ce niveau pour faciliter l'ajustement de la température par un contact avec le produit.
- Retirer ensuite rapidement et soigneusement le thermomètre.
- Lire et noter avec précision la température, dès que le thermomètre est sorti du produit.
- La température du produit est la moyenne arithmétique des trois prises.

III.3.2.3. Démarrage et arrêt de la station :

Avant tout démarrage, il faut toujours assurer que :

- 1- Les moyens de communications sont disponibles.
- 2- La disponibilité de l'énergie électrique aux différents niveaux.
- 3- La vanne sortie station (MOV 60) ouverte.
- 4- Au moins un bac de stockage plein et prêt pour l'expédition.
- 5- La vanne pied de bac motorisée et vanne au niveau du manifold destiné pour l'expédition sont réellement ouvertes.
- 6- La décharge de la ligne (Flex flow) disposée à une pression réglée.
- 7- Les stations intermédiaires sont prêtes pour le pompage.
- 8- Le TA Skikda est prêt pour la réception du produit.
- 9- La disponibilité du SKID gaz avec réchauffeur en cas de nécessité.
- 10- Toutes les vannes (aspiration, refoulement et recyclage) des équipements à exploiter sont positionnées sur auto et fermées.
- 11- La vanne de recyclage commune soit pour les anciennes boosters ou nouvelles doit être ouverte en avant. (MOV32R pour les anciennes et MOV 118 pour les nouvelles).
- 12- Toutes les sécurités doivent être disposées (aucun by-pass ou shunt n'est tolérée).
- 13- La disponibilité de l'armoire feu et gaz de la turbine qui sera exploitée (sur auto avec aucun défaut coté gaz ou feu).
- 14- La disponibilité du système d'extinction de la turbine (CO2).

Les points cités ci-dessus présentent les grandes lignes qu'il faut toujours vérifier et contrôler pour éviter tout incident qui influe nuisiblement sur l'exploitation de la station et par conséquent sur l'ouvrage OK1.

III.3.2.3.1. Démarrage et arrêt d'une pompe booster :

En premier temps, il est évident qu'il faut toujours mettre en service une pompe booster avant le groupe TP pour assurer à la pompe principale la pression demandée, car elle ne peut aspirer directement du bac en raison des pressions basses (Risque de cavitation). La séquence de démarrage sera comme suivant :

- 1- Ouverture de la vanne d'aspiration.
- 2- Ouverture de la vanne de recyclage.
- 3- Démarrage de moteur électrique.

- 4- Ouverture de la vanne de refoulement après 10 s.
- 5- Fermeture de la vanne de recyclage après certain débit (600 m³/h pour les anciennes booster et 1200 m³/h pour les nouvelles).
- 6- Affichage séquence terminée au niveau de l'HMI.

Pour l'arrêt on peut citer la séquence suivante :

- 1- Arrêt moteur électrique.
- 2- Fermeture vanne de refoulement.
- 3- Fermeture vanne d'aspiration.
- 4- Fermeture vanne de recyclage.
- 5- Affichage séquence terminée.

Le nombre de booster à mettre en exploitation varie avec le débit transféré vers TA Skikda comme il est indiqué dans le tableau suivant :

Tableau 10: Nombre de boosters en fonction du débit transféré.

Débit transféré m ³ / h	Nr Ancienne booster	Nr Nouvelle booster
2400	02	01
3400	02 (ou 03)	02
4734	03	02

III.3.2.3.2. Démarrage et arrêt d'un groupe TP :

Avant le démarrage d'un groupe TP, le moteur de lancement de la turbine destinée doit être testé, et les conditions de démarrage doivent être satisfaites, par l'affichage sur HMI l'indication de « Prêt au démarrage » ou « Ready to START » pour confirmer que ce groupe TP sera exploité sans défaut. Alors la séquence de démarrage sera comme suivie :

- 1- Ouverture vanne aspiration et recyclage en même temps (Ceci est vrai pour la TP5 et la TP6, mais la TP4 : ouverture vanne aspiration et vanne évent SOV 111).
- 2- Démarrage moteur de lancement et accélération (Pour TP4, il va démarrer après la fermeture de la vanne évent).
- 3- Décollage GG (Compresseur plus la roue HP).
- 4- Stagnation pour balayage et purge gaz.
- 5- Allumage (Après 28 % de la HP).

- 6- Décollage roue BP et rotation pompe (Après 43 % de la HP).
- 7- Ouverture vanne de refoulement et fermeture vanne de recyclage en même temps.
- 8- Décélération moteur de lancement et arrêt (Après 47 % de la HP).
- 9- Fin de séquence (Après 70 % de la HP).
- 10- Chargement machine et augmentation débit selon le besoin de l'ouvrage.

Pour l'arrêt d'un groupe TP, il y a deux types d'arrêt ;

- 1- Arrêt normal : Il suffit de sélectionner l'indication « Arrêt » sur HMI de la machine et confirmer l'ordre toujours sur site.
- 2- Arrêt sur défaillance : En cas d'arrêt sur défaillance, le groupe TP s'arrête immédiatement sans phase de ralentissement.

III.3.2.4. Procédures d'urgence :

III.3.2.4.1 Cas d'incendie au niveau du parc de stockage :

- 1- Faire l'alerte par déclenchement de la sirène.
- 2- Dévier la réception par demande au CDHL de dévier la réception et fermer les vannes de réception.
- 3- Aviser le dispatcher et les stations ligne.
- 4- Contrôler le fonctionnement du système anti-incendie.
- 5- Informer : le chef station, la hiérarchie conformément aux consignes d'exploitation et au plan d'intervention.

III.3.2.4.2. Cas d'incendie au niveau de pomperie :

- 1- Arrêter la station par actionner le bouton poussoir ESD.
- 2- Faire l'alerte par déclenchement de la sirène.
- 3- Isoler le produit par fermeture des vannes d'expédition du manifold et dévier la réception par demande au CDHL de dévier la réception et fermer les vannes de réception.
- 4- Aviser le dispatcher et les stations ligne et fermer les vannes sortie station.
- 5- Contrôler le fonctionnement du système anti-incendie.
- 6- Informer : le chef station, la hiérarchie conformément aux consignes d'exploitation et au plan d'intervention.

III.3.2.4.3. Cas d'une fuite dans la zone manifold :

- 1- Arrêter la station par actionner le bouton poussoir ESD.

- 2- Faire l'alerte par déclenchement de la sirène.
- 3- Dévier la réception par demande au CDHL de dévier la réception, fermer les vannes de réception et isoler le tronçon concerné.
- 4- Drainer le tronçon concerné par la fuite et surveiller les niveaux : slop et bac de détente.
- 5- Aviser le dispatcher et les stations ligne et fermer les vannes sortie station.
- 6- Informer : le chef station, la hiérarchie conformément aux consignes d'exploitation et au plan d'intervention.

III.3.2.4.4. Cas d'une fuite au niveau de la zone d'expédition :

- 1- Arrêter la station par actionner le bouton poussoir ESD.
- 2- Faire l'alerte par déclenchement de la sirène.
- 3- Aviser le dispatcher et les stations ligne et fermer les vannes sortie station.
- 4- Drainer le tronçon concerné par la fuite et surveiller les niveaux : slop et bac de détente.
- 5- Informer : le chef station, le CDHL et la hiérarchie conformément aux consignes d'exploitation et au plan d'intervention.

III.3.2.5. Les arrêts d'urgence :

III.3.2.5.1. Arrêt d'urgence d'installations :

Toute installation de la station (booster, groupe TP, et SKID gaz) est munie d'un arrêt d'urgence qui peut être activé manuellement en utilisant les boutons poussoirs à partir de la salle de contrôle (PLC ou UCP) ou à partir du site.

En plus, ces arrêts d'urgence peuvent être activés automatiquement si les causes tels que haute température, haute vibration, basse ou haute pression sont provoquées.

III.3.2.5.2. Arrêt d'urgence station :

L'arrêt d'urgence de la station peut être activé manuellement en utilisant les boutons suivants :

- HS 165A (sur PLC salle de contrôle)
- HS 165B (en proximité de la TP4).
- HS 165C (en proximité de la TP5).
- HS 165D (en proximité de la TP6).

- HS 165G (sur synoptique salle de contrôle).

Comme cet arrêt peut être activé automatiquement par :

- ❖ Très basse pression en aspiration TP (ceci est contrôlé par un pressostat installé sur le collecteur commun d'aspiration pompes principales (32 ») PSL 110 taré à 2.5 bars).
- ❖ Très haute pression en sortie station (ceci est contrôlé par trois pressostats installés à la sortie « PSHH 39/40/131 », logique 2/3 et tarés à 74 bars).
- ❖ Très basse pression en aspiration boosters (ceci est contrôlé par un pressostat installé sur le collecteur commun d'aspiration booster PSL 1001 taré à 0.3 bar).

III.4. Notions d'HSE et consignes de sécurité :

- ✓ Il est interdit de faire rentrer aux zones classées (Les parcs de stockage et les stations de pompage) :
 - Des allumettes et/ou briquets.
 - Un appareil téléphonique mobile.
 - Appareil photos (sans autorisation du chef d'installation).
- ✓ Le minimum d'équipement de protection individuelle est exigé lors d'un travail à la zone technique :
 - Le casque de sécurité.
 - Chaussures de sécurité.
 - Lunettes de sécurité.
 - La tenue de travail.



Figure 37: les équipements de protection individuelle.

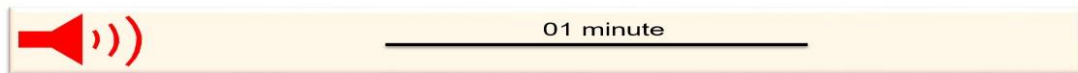
- ✓ Il est interdit de fumer.
- ✓ Il est interdit de courir et de crier sur le site.

- ✓ Le véhicule doit être équipé d'un moteur diesel et d'un pare-flamme.
- ✓ Les véhicules doivent être garés correctement En position de départ.
- ✓ La limitation de vitesse doit être respectée.
- ✓ La ceinture de sécurité est obligatoire.
- ✓ Le code de la route doit être respecté.
- ✓ Le stationnement en face aux dispositifs de lutte contre l'incendie est interdit.
- ✓ Signalez toute anomalie observée sur un véhicule de RTH ou de sous-traitant.
- ✓ Déclarer toute situation portant atteinte à l'environnement.
- ✓ Préserver l'espace vert de la région.
- ✓ Numéros de téléphones utiles :
 Alerte Incendie : **5555**.
 HSE du Site : **5559**.
- ✓ Le code d'alerte à RTH :

Base de vie (03 coups intermittents)



Zone technique (01 coup long pendant 01 minute)



Menace extérieur.....(01 coup long)



Figure 38: Le code d'alerte à RTH

III.5. Propositions d'amélioration :

Tableau 11: Tableau de Propositions d'amélioration.

Existants	Propositions
Le réchauffement du gaz combustible et par combustion	On peut exploiter les gaz d'échappement des machines pour diminuer la consommation de gaz et pour éviter la possibilité d'explosion
L'air atmosphérique aspiré par les machines et sans refroidissement en été	On peut le refroidir par exploitation de la détente du gaz combustible si possible, pour améliorer le rendement des machines
La mise en marche immédiatement des deux types de pompes booster et interdit ($H_{mt} \neq$)	On peut utiliser un variateur de vitesse ou un by-pass sur un diaphragme pour égaliser les Pressions de refoulement
Le chauffage du bâtiment et de l'eau sanitaire et par l'énergie électrique	Récupérer la chaleur des gaz d'échappement pour diminuer la consommation électrique du bâtiment.

III.6. Conclusion :

L'étude de la station SP1 et de l'oléoduc OK1-34 » met en lumière l'importance des installations de pompage dans le transport efficace et sécurisé des hydrocarbures. Grâce à une infrastructure bien conçue et à des procédures strictement définies, la station SP1 assure un débit régulier et contrôlé vers le port de Skikda. Les éléments abordés, tels que les turbopompes, les bacs de stockage, les dispositifs de sécurité et les séquences d'exploitation, démontrent la complexité et la rigueur exigées dans ce type d'installations. Cette analyse contribue à une meilleure compréhension du fonctionnement intégré des systèmes de transport pétrolier, et constitue une base solide pour toute amélioration future visant l'optimisation de la performance et de la sécurité industrielle.

Conclusion

Générale

Le transport des hydrocarbures constitue une composante stratégique et incontournable dans la chaîne de valeur de l'industrie pétrolière et gazière. Que ce soit par oléoducs, navires, trains ou camions, ce maillon logistique assure le lien vital entre les zones de production, les centres de traitement, les raffineries et les marchés de consommation, aussi bien nationaux qu'internationaux. En Algérie, cette activité prend une dimension particulière en raison de la place centrale des hydrocarbures dans l'économie nationale, et l'implication majeure de la compagnie SONATRACH

À travers cette étude, nous avons d'abord présenté les différents modes de transport des hydrocarbures, en soulignant leurs avantages, leurs limites, et les défis techniques, environnementaux et sécuritaires qu'ils posent. Ensuite, nous nous sommes intéressés à la région de Haoud El Hamra, un nœud central du réseau de transport de SONATRACH, jouant un rôle crucial dans l'acheminement du pétrole brut du sud algérien vers le nord. Cette région, grâce à ses infrastructures modernes et ses installations stratégiques, constitue un véritable pilier logistique dans le système énergétique national. L'analyse approfondie de la station de pompage SP1-OK1, située dans cette région, nous a permis d'illustrer concrètement le fonctionnement des installations, notamment les pompes, turbopompes, systèmes de contrôle, réservoirs, et dispositifs de sécurité. Cette station assure le transfert sécurisé du pétrole brut vers le port de Skikda, en garantissant efficacité, performance et respect des normes de sécurité.

Enfin, ce mémoire vise à souligner l'importance stratégique du transport des hydrocarbures, tout en offrant une réflexion sur les améliorations possibles pour un avenir énergétique plus sûr, efficace et responsable.

Références :

- [1] : L'importance du secteur du transport dans la chaîne. (2025). Consulté le 20 Mai 2025, from www.supplychaininfo.eu
- [2] : Béranger, Y., & Renaudeau, G. (2011). *Le transport des hydrocarbures : oléoducs, gazoducs*. Éditions Technip.
- [3] : Pipevent. (s.d.). Qu'est-ce qu'un pipeline ? Consulté le 20 Mai 2025, de <https://pipevent.wordpress.com/quest-ce-quun-pipeline/>
- [4] : Université de Boumerdès – Faculté des hydrocarbures. (S.d.). *Cours de transport des hydrocarbures par pipeline* [Support de cours, Master 2]. Institut des hydrocarbures.
- [5] : Comité Interministériel pour la Prévention des Risques Technologiques Majeurs. (2006). *Transport par canalisation : Guide de prévention des risques*. Ministère de l'Écologie et du Développement Durable.
- [6] : Organisation maritime internationale (IMO). (S.d.). *Définition et régulation des transports maritimes d'hydrocarbures*. <https://www.imo.org> consulté le 20 mai 2025
- [7] : Ophèle, J.-M. (2003). *Le transport maritime des hydrocarbures* (p. 198). Paris : Éditions Technip.
- [8] : Ifremer. (2005). *Le transport maritime pétrolier*. Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer.
- [9] : Marine Insight. (2021). *Types of Oil Tankers – Everything You Wanted To Know*. <https://www.marineinsight.com> . Consulté le 20 Mai 2025
- [10] : Stopford, M. (2009). *Maritime Economics* (3rd ed.). Routledge.
- [11] : Chandra, R. (2017). *Liquefied Natural Gas : The Law and Business of LNG* (2nd ed.).

- [12] : Balat, M., & Balat, H. (2009). Liquefied natural gas (LNG): A review of the main technologies. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 31(9), 803–815. <https://doi.org/10.1080/15567030801911934> . Consulté le 20 Mai 2025.
- [13] : Mokhatab, S., Mak, J. Y., Valappil, J. V., & Wood, D. A. (2014). *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Gulf Professional Publishing.
- [14] : ITOPE. (S.d.). *Base de données sur les déversements d'hydrocarbures et leur gestion*. <https://www.itopf.org>
- [15] : EMSA. (S.d.). *Rapports sur la pollution maritime et les risques associés*. <https://www.emsa.europa.eu>
- [16] : CSC Trucks. (S.d.). *All about tank trucks : History, types and use*. Consulté le 20 Mai 2025, à l'adresse <https://m.fr.csc-trucks.com/info/all-about-tank-trucks-history-types-and-use-82063531.html>
- [17] : Caractéristique Camion-Citerne. (S.d.). *Camion-citerne*. Consulté le 20 Mai 2025, à l'adresse <http://www.caractéristique-camion-citerne.org>
- [18] : Seton. (s. d.). Les codes de danger de la signalisation de transport ADR. Consulté le 20 mai 2025, à l'adresse <https://www.seton.fr/signalisation-de-transport-par-adr>
- [19] : **FAQ Logistique. (s. d.).** *Comparaison des modes de transport*. Consulté le 20 mai 2025, à l'adresse <https://www.faq-logistique.com/transport>
- [20] : DocRail. (s. d.). Les wagons-citernes ou wagons-réservoirs. Consulté le 20 mai 2025, à l'adresse <https://docrail.fr/les-wagons-citernes-ou-wagons-reservoirs/>
- [21] : UIC. (2015). **Manuel des wagons-citernes** (3e éd.). Union Internationale des Chemins de Fer.
- [22] : Bureau de la sécurité des transports du Canada. (2013). Rapport d'enquête ferroviaire R13D0054. Consulté le 20 mai 2025, à l'adresse <https://www.tsb.gc.ca/rapports-reports/rail>
- [23] : Bureau de la sécurité des transports du Canada. (2019). Rapport R19E0147. Consulté le 20 mai 2025, à l'adresse <https://www.tsb.gc.ca/fra/rapports-reports/rail/2019/r19e0147/r19e0147.html>

[24] : Sonatrach. (s. d.). Profil de l'entreprise. Consulté le 20 mai 2025, à l'adresse <https://www.sonatrach.com>

[25] : Ayadi, A. (2021). Rapport de stage [Rapport de stage non publié, Sonatrach].

[26] : Belhimer, Y. A., & Berrahia, Y. (2022). *Étude de l'intégrité mécanique des pipelines de transport des hydrocarbures* Mémoire de master, Université M'hamed Bougara Boumerdes.

[27] : Sonatrach. (2023). Présentation du Centre de Dispatching de Haoud El Hamra (CDHL) [Document interne, Direction Transport par Canalisation].

[28] : Sonatrach. (2024). Fiche technique des installations de transport – Haoud El Hamra (HEH) [Document interne, Direction TRC].

[29] : Benarab, A., & Benslimane, K. (2017). *Analyse des risques de la station de pompage SP3BIS* Mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra.