

I.1. Présentation générale :

I.1.1. Situation géographique :

HASSI R'MEL porte du désert, se trouve dans le sud Algérien à environ **525 km** d'Alger. Dans cette région relativement plate du Sahara septentrional l'altitude moyenne est d'environ **750m**.

Le paysage présente un vaste plateau rocailleux parsemé de « *daiïas* » petites dépression dans lesquelles s'est accumulé un peu de terre et ou pousse une végétation composée essentiellement de buissons, mais on peut aussi trouver d'arbres, tel-quelles pistachiers sauvages. Le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (**140mm** par an) et une humidité moyenne de **19%** en été et **34%** en hiver, les amplitudes thermique sont importantes et les températures varient entre **-5°C** en hiver et **+45°C** en été. Les vents dominants sont de direction nord-ouest.

La direction de Oued-Noumer est située à **140 Km** au Sud-Est du champ gazier de Hassi-R'mel et de **220 Km** à l'Ouest-Nord du champ pétrolier.

Son siège administratif et sa base de vie sont installés à **5 Km** au Nord de la route nationale **RN 49**; axe routier reliant les wilayas de **Ghardaïa** et **Ouargla**, à environs **50 Km** de la ville de **Ghardaïa**.

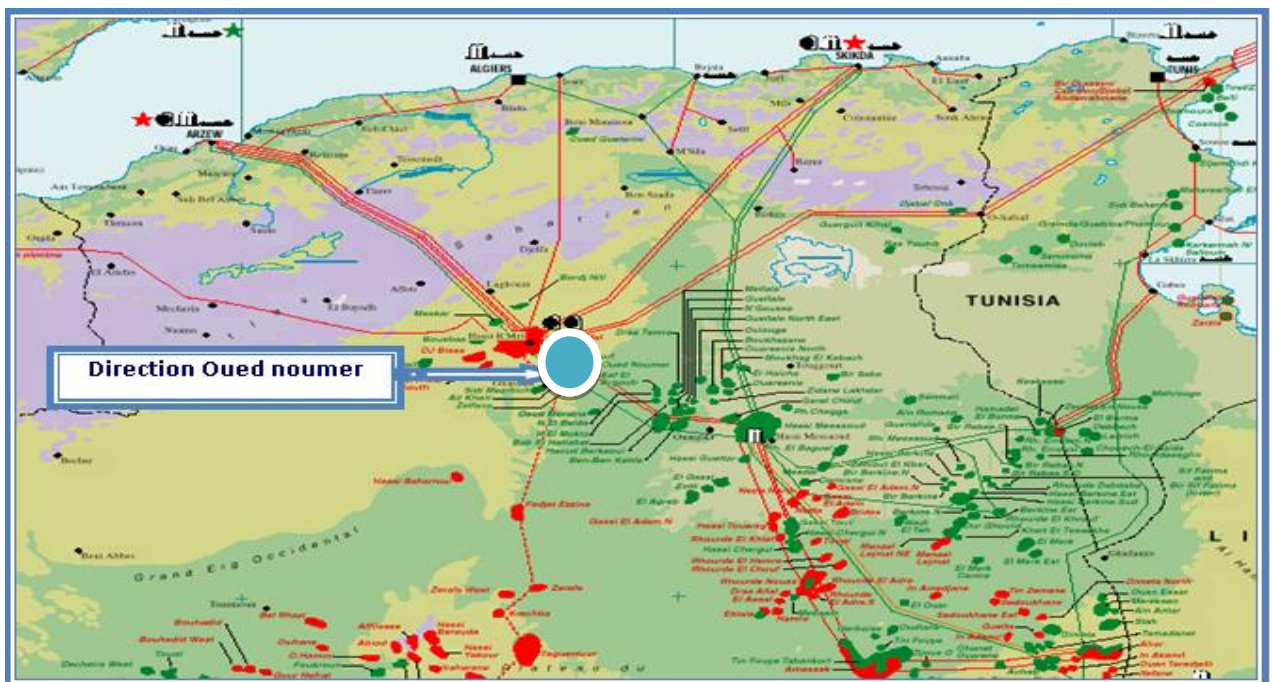


Figure I.1 : Localisation géographique du lieu de stage.

I.1.2.Historique :

1951 : Première campagne géophysique intéressant la région.

1952 : Forage du premier puits d'exploration à quelques kilomètres de **BERRIANE**, mit en évidence la présence d'un trias gréseux qui présentait toutes les caractéristiques d'un réservoir recouvert d'un trias salifère pouvant jouer le rôle de couverture.

1956 : Sondage de **HRI** à une dizaine de kilomètres à l'est du point d'eau de **HASSI R'MEL**.

La profondeur de **2132 m** fut atteinte et révéla la présence d'un réservoir de gaz humide sous une forte pression. Le puits **HRI** venait d'être implanté sur le sommet de l'anticlinal, hypothèse vérifiée par la sismique de la même période.

Les forages qui suivirent confirmèrent l'existence d'un important anticlinal et permirent d'étudier avec plus de précision les niveaux géographiques ainsi que les caractéristiques de l'effluent.

1957-1960 : Furent forés **HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8 et HR9** le gisement de **HR** a commencé à produire.

1961 : Le réservoir de **HR** présente une forme elliptique orienté Sud-Ouest/Nord-Est. Il s'étend sur une superficie d'environ **3 500km²**. Les réserves prouvées en place sont évaluées à plus de **2 800** Milliards de **m³**.

1961-1969 : Met en service des anciennes unités du module «0» avec une capacité de traitement de gaz sec de **107** Milliards de **m³** par an.

1971 : Le **24 février** de cette année nationalisation historique des hydrocarbures.

1971-1974 : La capacité de production de cette unité a été portée à **04** Milliard de **m³/an** de gaz sec par l'apport de la mise en service de nouvelles installations.

I.1.3.Développement :

Cependant, extension entre **1971-1974** n'est qu'une étape d'un vaste plan de développement du gaz naturel. En effet, en tant que source privilégiée d'énergie domestique et industrielle de matière première pour l'industrie pétrochimique, le gaz naturel a pris une place prépondérante dans la politique énergétique de l'entreprise.

La caractéristique de l'effluent et l'homogénéité du réservoir ont conduit au choix d'un modèle de développement relativement simple. Il s'agit d'un schéma d'exploitation alterné comportant trois zones de production (Nord, Centre et Sud) entre lesquelles ont été intercalées deux zones de réinjection (Nord et Sud).

Cette philosophie de développement a permis d'atteindre les objectives suivantes :

- Augmentation de la capacité de traitement de **14 à 94** Milliard de m^3 par an de gaz.
- Maximisation de la récupération des hydrocarbures liquides, tels-que le condensât (gaz liquéfié par refroidissement ou par compression) et le **GPL** (gaz de pétrole liquéfié) par un recyclage partiel du gaz.

Etre les années **1978-1980**, la réalisation de ces objectifs a nécessité la mise en place de :

- Quatre usines de traitement de gaz dont la capacité nominale unitaire est de **20** Milliards de m^3 par an de gaz sec (Modules : 1, 2, 3 et 4).
- Deux stations de réinjection de gaz dont la capacité nominale unitaire est de **30** Milliards de m^3 par an de gaz sec (stations : Nord et Sud).
- Un centre de stockage et de transfert de condensât et de **GPL (CSTF)**.

I.2. La réinjection de gaz sec à HASSI R'MEL :

En déplétion naturelle, la récupération des hydrocarbures liquides est limitée par suite de la condensation au niveau du réservoir. Le recyclage partiel retenu pour le gisement de **HASSI R'MEL** permet :

- Le maintien de la pression.
- Maximiser l'extraction des hydrocarbures liquides en balayant le gaz humide. La récupération supplémentaire visée est de l'ordre de **20%** par rapport à celle obtenue par déplétion naturelle.
- Produire un potentiel optimal en condensât et en **GPL** sans avoir recours au torchage des gaz excédentaires, d'où une meilleure flexibilité d'exploitation des unités de traitement de gaz.

I.3. Organigramme de la structure :

Les organigrammes suivant décrivent la position du lieu où nous avons passé notre stage de fin d'étude.

Nous avons passé notre séjour au niveau u département mécanique dans le champ d'**Oued-Noumer** à Hassi R'mel, qui fait partis des divisions de production du gaz de la **SONATRACH**.

Le champ *d'Oued-Noumer* se compose de 5 petites structures :

1. Oued-Noumer
2. Aït-khier
3. Djorf
4. Sidi-Mezghich
5. Makouda

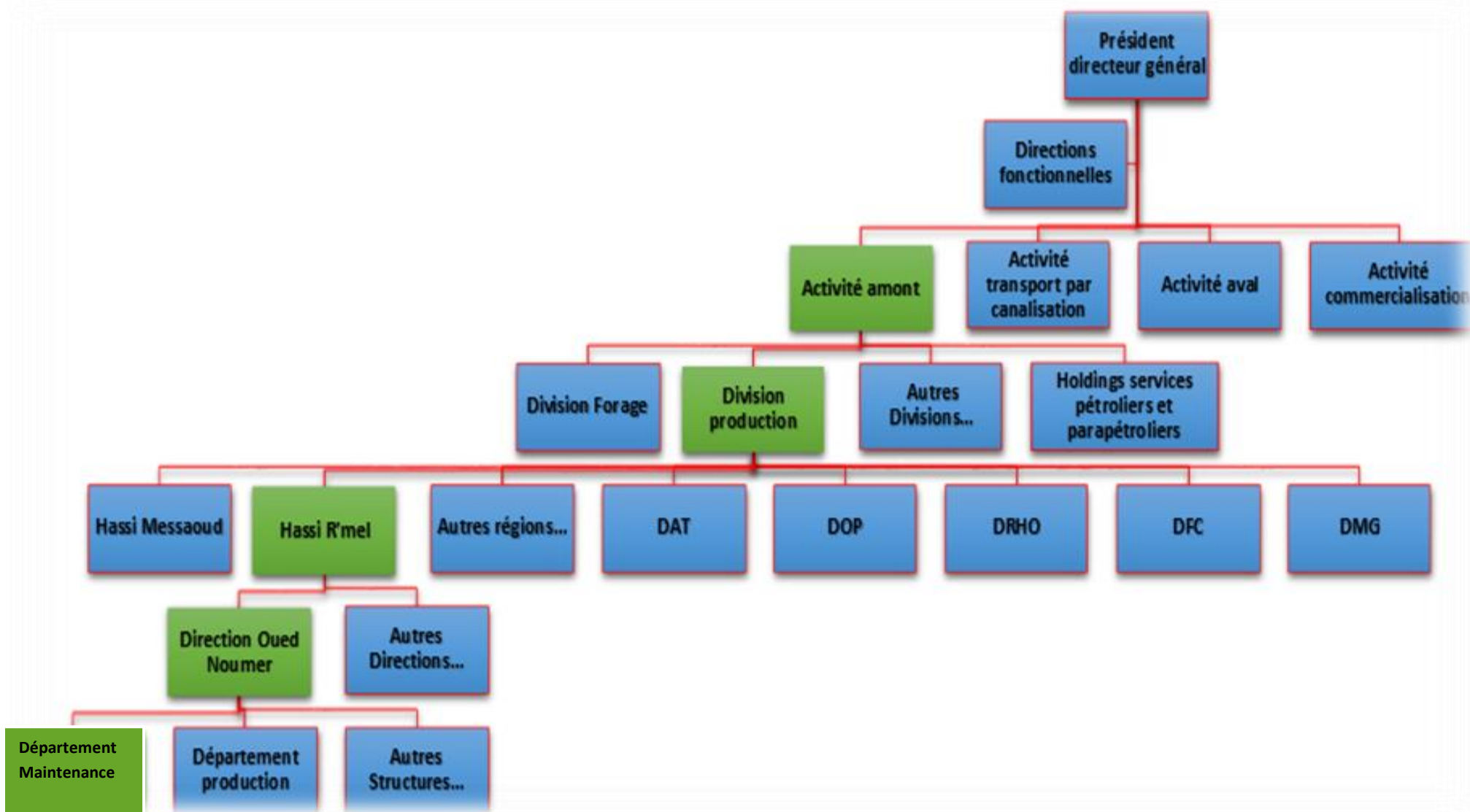


Figure I.2: Organigramme de SONATRACH.

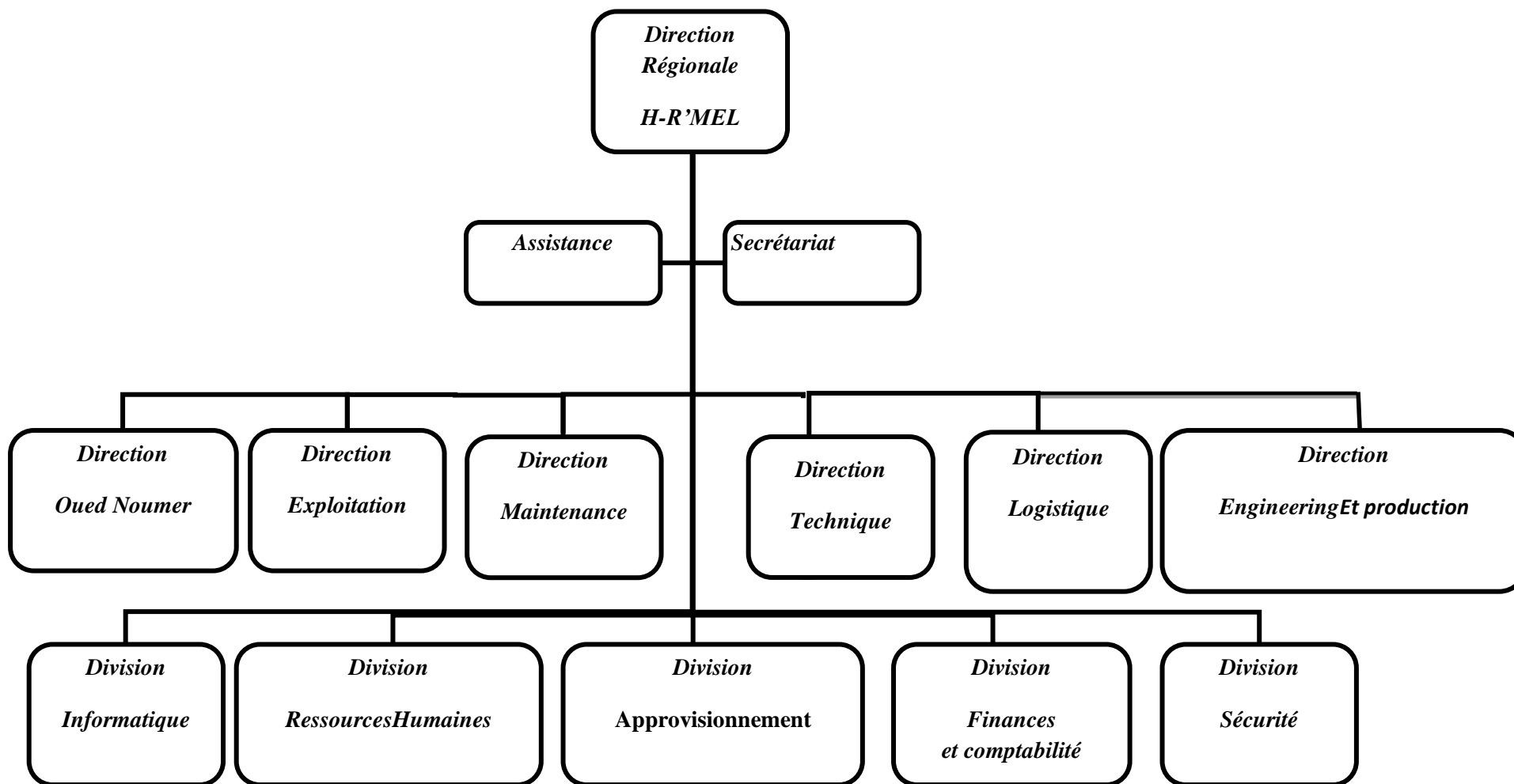
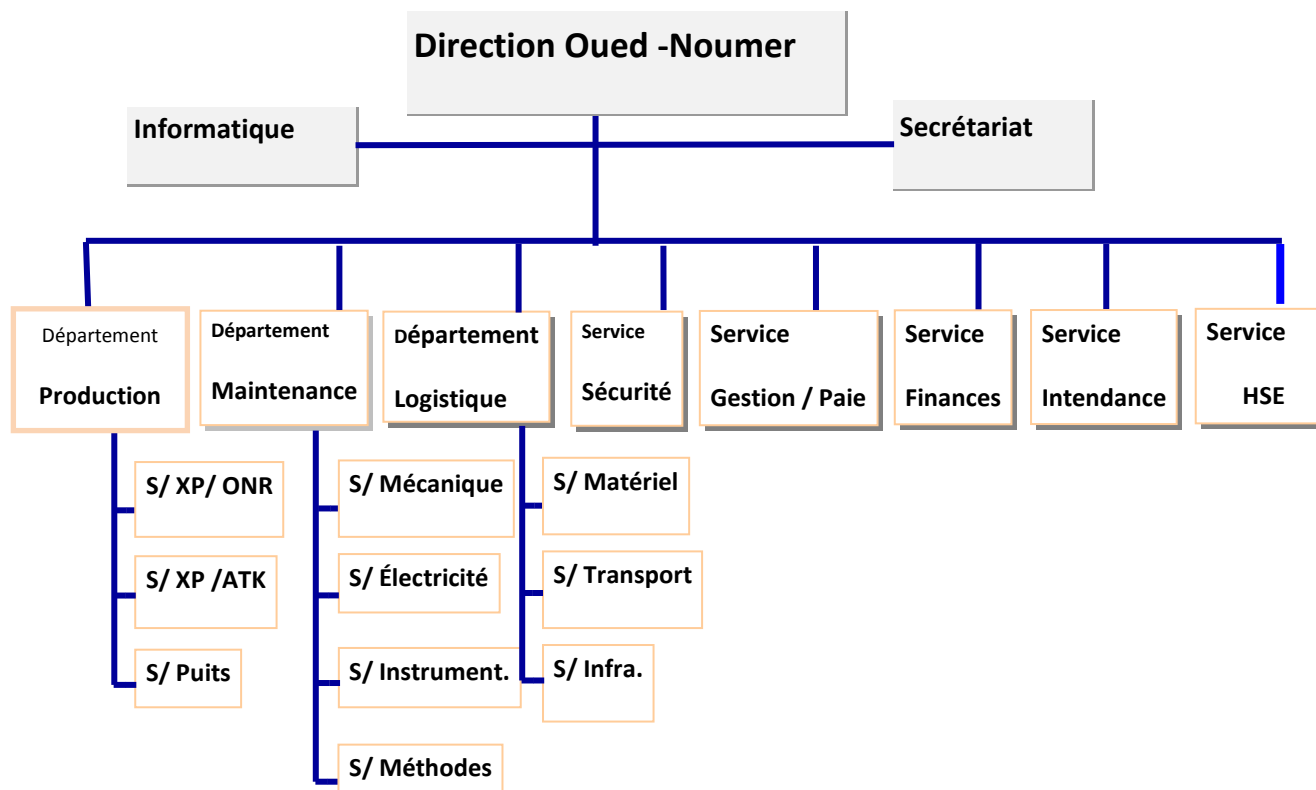


Figure I.3 :Organigramme de la direction de Hassi-R'mel.



*FigureI.4 :
Organigramme*

de la direction d'Oued-Noumer.

I.4. Description général des installations:

I.4.1. Unité de traitement de brut et de gaz CP/ONR:

Cette unité a pour but de séparation le gaz associé de l'huile brute. Cette séparation s'effectue en (03) étages travaillant à des pressions décroissantes, de façon à dégager le plus possible l'huile brute, avant de la stocker.

Afin d'améliorer la stabilisation de l'huile, deux fours de stabilisation permettent d'ajuster la tension de vapeur Reid (*TVR*) de l'huile pour éviter un dégazage dans les bacs de stockage.

Le centre *ONR* étant le centre principale de traitement, il est alimenté par :

- ✓ Six puits producteurs de brut reliés individuellement au centre.
- ✓ Deux pipes de 30 et de 15 KM de longueur acheminent toute la production de gaz d'*ATK*.

Les gaz de séparation des trois étages sont récupérés et comprimés dans l'unité de compression.

a) **Séparateur HP (20B01) :** Le séparateur reçoit à partir du manifold existant du centre, le mélange (Gaz, Huile, Eau), effluent des puits d'*ONR*. La pression de séparation déclinera dans le temps, de 15 à 12 bars absolus. L'eau de gisement décantée, est expédiée sous régulation de niveau, vers le bournier. Le gaz *HP* effluent, est expédié sous régulation de pression vers le ballon 20B02. L'huile brute est envoyée sous régulation de niveau dans le séparateur *MP 20B03*.

b) **Four de stabilisation (20F01 A/B) :** Les deux fours de stabilisation sont identiques, chacun étant dimensionné pour assurer 50% de service. La puissance des fours a été dimensionnée de manière à pouvoir évacuer aux bacs de stockage, un mélange stabilisé (Huile, Condensats), de *TVR* très faible. L'aimantation des deux fours est constituée de :

- Huile brute de séparateur 20B01.
- Huile brute d'*ATK*.
- Condensats récupérés au niveau de l'unité de production de *GPL*.

Le mélange réchauffé une température donnée (voisine de 65 °C) est envoyé au séparateur *MP 20B03*.

- c) **Séparateur MP (20B03) :** Le séparateur **20B03** de pression de service **03 Bars** absolus, reçoit les effluents chaude des fours de stabilisation. L'eau de gisement éventuelle est décantée puis expédiée au borbier sous régulation de niveau. L'huile est envoyée sous régulation de niveau au séparateur **BP**. Le gaz **MP** effluent est expédié sous régulation de pression vers l'unité de compression.
- d) **Séparateur BP (20B04) :** Le séparateur **BP** de pression de service **01Bar** est alimenté par l'huile effluente du séparateur **MP**. Il est installé à une hauteur de **10 m** sur une structure métallique. L'eau de gisement éventuelle est décantée puis expédiée aux bacs de stockage. Le gaz **BP** effluent (**01 bar**), est expédie sous régulation de pression vers l'unité de compression.
- e) **Séparateur HP de gaz (20B01) :** Le séparateur **HP** de pression de service **15 Bars** est alimenté par :
- Le gaz effluent du séparateur **HP** du brut (**20B01**).
 - Le gaz **HP** issu de l'unité de compression (sortie compresseur **31K01**).
 - Le gaz venant du **ATK** dans un pipe de **30"**.
- L'eau de gisement éventuelle est décante puis expédiée au borbier sous régulation de niveau.

I.4.2. Unité de compression :

Les installations de compression des gaz venant de l'unité de séparation (unité 20), ces unités sont de conception strictement identique (unité 031/032/033).Chaque unité comprend essentiellement : (exemple unité **031**)

- Compresseur **031 K01** comprenant un étage **BP** et un étage **MP**.
- Compresseur **031K02** comprenant un étage **MP** et un étage **HP**.
- Une turbine à gaz **031KG01** avec son auxiliaire.

Le gaz **BP** venant du **20B04** arrive en alimentation du (**31 B01**) à une pression d'environ 1 Bars absolu. Le gaz sort du séparateur filtre (**31B01**) puis se dirige vers l'aspiration du 1^{er} étage du (**31B02**).Le gaz **MP** venant du (**20B03**) arrive en alimentation du (**31B01**) à une pression d'environ **3 Bars** absolus.

Le gaz sort du séparateur filtre (**31B02**) se dirige vers l'aspiration du 2^e étage du (**31K01**).

Le gaz **HP** issu de (31K01) est le produit de compression des gaz **MP** et **BP** est dirigé principalement vers le séparateur filtre (31B03) puis dirigé vers l'aspiration 1^e étage du (31K02) (3^e étage de la compression).

Le gaz sort du compresseur a une pression de **45 Bars** absolus, et est dirigé vers le séparateur filtre (31B04) après refroidissement dans les aéro-réfrigérants (31A02) et (31A01), le gaz est dirigé vers l'aspiration 2^e étage du (31K02).

Le gaz **HP** sort du (31K02) a une pression de **100 Bars** absolus, il est dirigé directement vers l'unité de **GPL**.

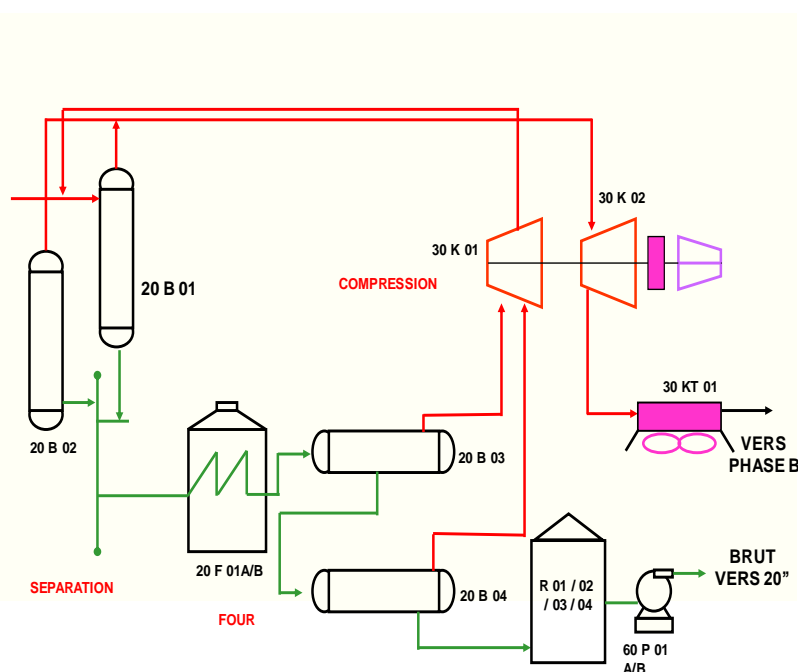


Figure I.5 : Unité de traitement et de récupération de gaz.

Tableau I.1. Nomenclature de l'unité 20

Symboles	Description
20 B 01	Séparateur HP de gaz
20 B 02	Séparateur HP de gaz
20 F 01 A/B	four de stabilisation
20 B 03	Séparateur MP
20 B 04	Séparateur BP
30 K 01	comprenant un étage BP et un étage MP
30 K 02	comprenant un étage MP et un étage HP
30 K T 01	Turbine
R 01/02	Bacs de stockage
R 03/04	Bacs de stockage
60 P 01 A/B	Four

I.4.3. Données techniques :

L'unité se compose de :

- **01** Unité de séparation de brut en **3** étages avec deux fours de stabilisation.
- **04** Bacs de stockage de brut de **5000m³** chacun et **1** bac de dessalage de **480m³**.
- **02** pompes d'expédition (électrique à piston).
- **03** Turbo compresseurs.
- **01** Unité de déshydrations avec tamis moléculaire.
- **01** Unité de récupération de **GPL** et fractionnement.
- **02** Sphères de stockage de **GPL** de **530m³** chacun.
- Plusieurs unités de lutte et contrôle l'incendie :
 - ✓ **02** Unité de compression d'air
 - ✓ **02** Générateurs d'électricité de **1000kw** chacun.
 - ✓ **01** Unité de production d'azote.
- Des lignes de transfert de produit :
 - ✓ **01** Gazoduc **20" (ONR)** —————> pipe **48** >> **11,5km**.
 - ✓ **01** Gazoduc **16" (ONR)** —————> **SC\ATK** de **15km**.
 - ✓ **02** Oléoducs **8" (ONR)** —————> pipe **28** >> de **12Km**.
 - ✓ **01** Oléoducs **12" (ONR)** —————> pipe **28** >> de **12Km**.
 - ✓ **01** Oléoducs **8" (ONR)** —————> **LRI** de **12Km**.

I.4.4. Unité d'extraction du GPL :

Le présent manuel se réfère à l'installation d'extraction du **GPL** du gaz associés aux champs d'Oued-Noumer situé à **180 Km** environ au Sud-Est de Hassi R'mel.

Les installations d'extraction sont implantées à proximité de l'unité de compression existante. Le complexe est formé de **six** unités de procédé et de quatre unités auxiliaires, ainsi qu'il est indiqué ci-après :

- Unité **100** - Pré-refroidissement et déshydrations du gaz.
- Unité **200** - Récupération du **GPL**.
- Unité **300** - Décompression de gaz traité.
- Unité **400**-Fractionnement du **GPL**.
- Unité **500**- Stockage et expédition du **GPL**.
- Unité **600** - Circulation huile chaude.

Installation communes :

- Système air et gaz inerte (Unité **800**).
- Système méthanol (Unité **700**).
- Réseau de torche.
- Système incendie.

L'installation reçoit le gaz à traiter de l'unité de compression existante, en obtenant du **GPL**, gaz traité, condensât et un courant gazeux de recyclage.

La récupération du **GPL** est obtenue au moyen de la réfrigération automatique du gaz à travers un expander et le fractionnement des liquides obtenus dans la réfrigération automatique elle-même.

A part le fonctionnement par expander, l'installation peut opérer sans expander au moyen d'un fonctionnement (**JOULE-THOMSON**) et, enfin, uniquement par la déshydrations du gaz sans récupération du **GPL**.

- **Unité 100-pré refroidissement et déshydrations** : Le but de cette unité est celle de sécher le gaz de procéder et de contrôler la pression et la température à l'entrée de l'unité.
- **Unité 200 - Récupération du GPL** : Le but de cette unité est celle de liquéfier une partie du gaz par le refroidissement à expansion au moyen de l'expandeur ou de la **J-T**
- **Unité 300 - Décompression** : Le but de cette unité est celle de comprimer le gaz traité jusqu'à la pression de refoulement (**~80 Bars**), de le refroidir à une température inférieure à **60°C** et enfin de l'envoyer au gazoduc, **ATK** ou en cas de nécessité la torche chaude.
- **Unité 400-Fractionnement du GPL** : Le but de cette unité est d'enlever le méthane et l'éthane absorbés dans le liquide condensé dans l'unité **200** et de fractionner le liquide ainsi l'épure en **GPL** et condensat.
- **Unité 600-Huile Diathermique** : Cette unité a le but de chauffer et de faire circuler l'huile diathermique pour fournir la chaleur à la régénération des tamis moléculaires et aux bouilleurs.

La chaleur à l'huile est fournie par la récupération sur le gaz de décharge de la turbine (**30-KT-01**) et l'utilisation du four (**60-F-01**).

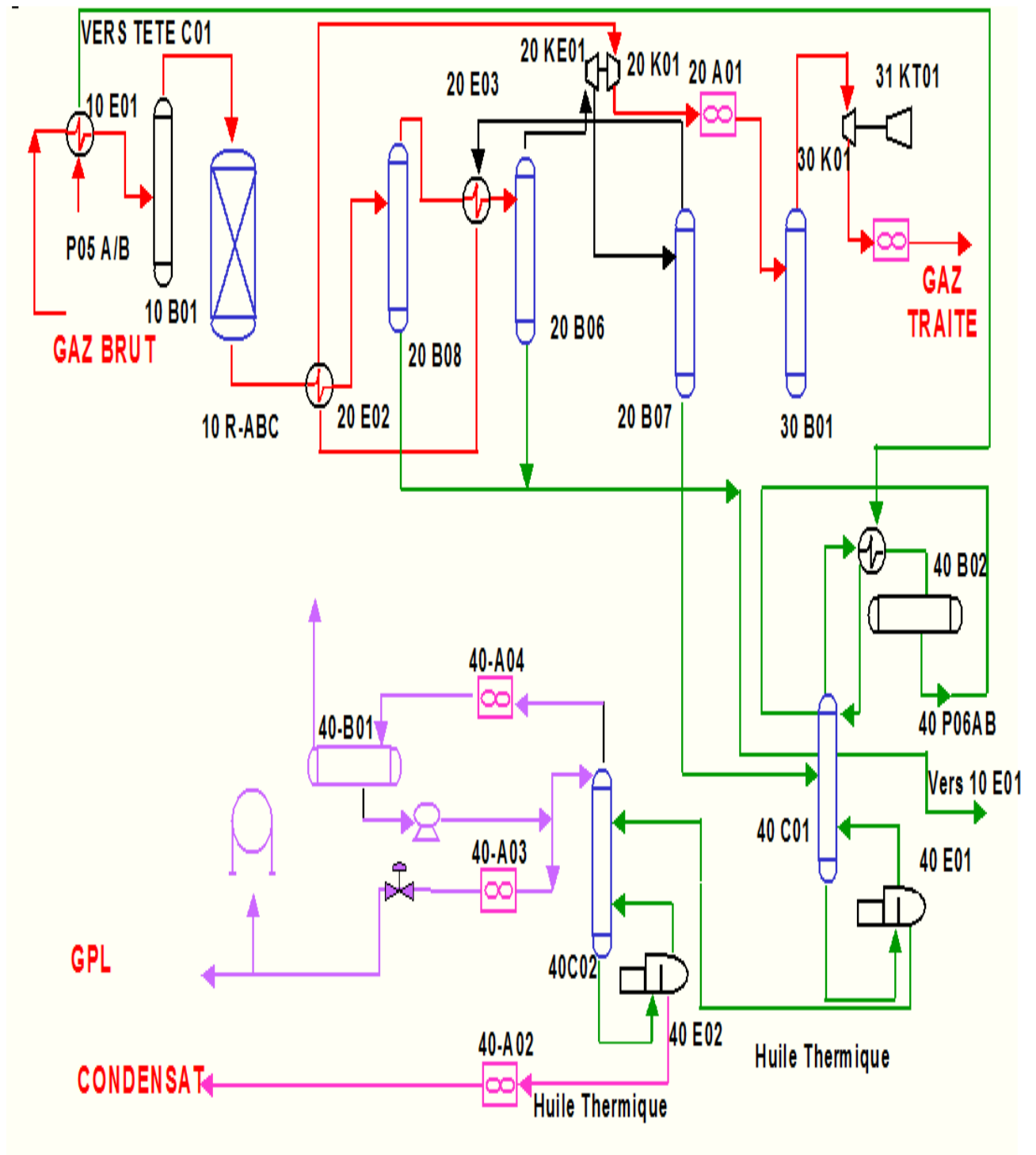


Figure I.6 : Schéma du processus de production du GPL.

Tableau.I.2.Nomenclature de l'unité d'extraction du GPL

Symboles	Discrétions
P 05 A/B	Pompe huile d'étanchéité
10 E 01	Refroidisseur gaz humide
10 B 01	Ballon Entrée déshydrateur
10 R-ABC	Déshydrateur
20 E 02	Refroidisseur gaz section N.2
20 KE 01	Turbo-expander
20 B 07	Séparateur Sortie du Turbo-expander
20 B 08	Séparateur Premier condensat
20 E 03	Refroidisseur gaz section N.3
20 K 01	Séparateur de Brut HP
20 A 01	Ventilateur Aéroréfrigérant gaz
20 B 06	Séparateur Entrée du Turbo-expander
30 K 01	Compresseur centrifuge
31 KT 01	Turbine
30 B 01	Ballon aspiration du 30-K-01
40 B 01	Ballon de reflux dééthaniseur
40 A 03	Aéroréfrigérant GPL
40 A 04	Aéroréfrigérant tête débutaniseur
40 A 02	Aéroréfrigérant Condensat
40 C 02	Dééthaniseur
40 E 02	Rebouilleur dééthaniseur
40 C 01	Dééthaniseur
40 E 01	Rebouilleur dééthaniseur
40 P 06 AB	Pompe Reflux dééthaniseur
40 B 02	Ballon de reflux dééthaniseur
10 E 01	Refroidisseur gaz humide

DEPARTEMENT

MAINTENANCE

