

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Kasdi Merbah Ouargla



FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

Département de Génie Civil et d'Hydraulique

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de

Master, Filière: Hydraulique

Spécialité : Traitement, Epuration et Gestion des eaux.

Thème

**AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ
DE L'UNITÉ DE TRAITEMENT DES
EAUX HUILEUSES**

Soutenu le : 13/06/2022

Présenté par :

BENLAMOUDI WALID - SMAIDI TOURKIA

Soumis au jury composé de :

KAIS BAOUIA

Encadreur

UKM Ouargla

GHERAIRI YAMINA

Président

UKM Ouargla

KATEB SAMIR

Examineur

UKM Ouargla

Année Universitaire: 2021 /2022

REMERCIEMENTS

Merci à Dieu de m'avoir donné la patience et le courage d'accomplir cet humble travail.

Je tiens tout d'abord à remercier notre encadreur M: **Baouia Kais** pour avoir parfaitement rempli son rôle et pour les précieux conseils qu'il nous a transmis. On ne le remerciera jamais assez pour son soutien et son suivi scientifique.

Nous lui devons beaucoup pour la confiance qu'il nous a témoignée et pour les encouragements et les conseils qu'il nous a prodigués.

Nous tenons à remercier tous les employés du service exploitation d'El Merk qui n'ont pas hésité à nous donner les informations dont nous avons besoin.

Nous tenons également à remercier tous nos enseignants du département d'hydraulique et tous les enseignants qui ont participé à notre formation depuis la première année du primaire.

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

A ceux que j'aime le plus au monde

A ma mère, à ma mère, à ma mère et mon père

ET MA FEMME

Mamma

A mes chers frères et ma sœur

Je dédie aussi ce travail à mes amis Samir.

Abdelhadi. Naiti, Dib, Bakir, Aoun, Benaouda, Toufik,

Bougii, Rabehi

A mes enfants

À la personne la plus chère qui m'a aidé dans mes études Lamis

A spécialement Kimouuu

Benlamoudi walid

DEDICACE

A mon père,

L'épaule solide, l'oeil attentif compréhensif et la personne la plus digne de mon estime et de mon respect. En témoignage, je t'offre ce modeste travail pour te remercier pour tes sacrifices et l'affection dont tu m'as toujours entourée.

A ma mère,

Tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir. Tout ce que je peux t'offrir ne pourra pas exprimer l'amour et la reconnaissance que je te porte. Aucune dédicace ne saurait exprimer mes sentiments, que dieu te préserve et te procure santé et longue vie.

A mes chers frères et sœurs

Aux deux frères Rabehi

A toutes les équipes maintenance ElMerk spécialement walid

Lamis

SOMMAIRE :

1. Introduction.....	5
2. Situation géographique de Hassi Messaoud:	5
3. Le parcours administratif :	6
4. Le milieu naturel de Hassi Messaoud: Un espace support varié	6
5. Un grande potentialité faible mobilisation en eau	8
6. Les données climatiques de base	10
6.1 La température de l'air dans la région de Hassi Messaoud.....	10
6.2 L'humidité relative à la région de Hassi Messaoud :	12
7. La structure urbaine de la commune de Hassi Messaoud :	12
8. Conclusion	14
1. PRESENTATION DU COMPLEXE.....	16
1.1 Introduction	16
1.2 Présentation du CPF	16
1.3 Dimensionnement des installations	16
1.4 Présentation des différentes sections de complexe	17
1.4.1 Section de réception	17
1.4.2 Section de traitement du brut.....	18
1.5 Nouvelle séparation triphasique :	18
1.6 Dessalage :	18
1.7 Stabilisation du brut :	18
1.8 Récupération et stabilisation des condensats :	18
1.9 Section de Compression des gaz.....	18
1.10 Les compresseurs boostés (BGC) :	19
1.10.1 Section de Déshydratation.....	19
1.10.2 Section de Récupération des GPL	20
1.11 Séparation des GPL	20
1.12 Fractionnement des GPL.....	20
1.12.1 Section de Compression des gaz résiduaire.....	20
1.12.2 Section de Compression du gaz d'injection	21
1.12.3 Section de Stockages et export	21
1.13 Utilités.....	21
2. Spécifications des produits finis [3].....	24
3. Conclusion	25
1. Introduction.....	27
2. Généralité sur le pétrole brut	27
2.1 DEFINITION	27

2.2	Composition du pétrole brut et des fractions pétrolières.....	27
2.3	Familles chimique d'hydrocarbures	28
2.3.1	Hydrocarbures aliphatiques.....	28
2.3.2	Hydrocarbures cycliques	29
2.3.3	Les hydrocarbures mixtes	30
2.4	Composés sulfurés.....	31
2.4.1	Composés acides et monovalent	31
2.4.2	Les sulfures, disulfures et polysulfures	31
2.4.3	Les sulfures cycliques.....	31
2.5	Les composés oxygénés	31
3.	Généralité sur le gaz Naturel.....	32
3.1	Définition du gaz naturel	32
3.2	Types des gaz naturels	32
3.3	Caractéristiques du gaz naturel	33
3.3.1	La masse volumique.....	33
3.3.2	Volume massique	33
3.3.3	La densité	33
3.3.4	Pouvoir calorifique.....	33
4.	Composition chimique	33
5.	Les techniques de traitement du gaz naturel.....	34
6.	Gaz naturel dans le monde	35
6.1	Réserves du gaz naturel mondial	36
6.2	Production mondiale du gaz naturel.....	36
7.	Le gaz naturel en Algérie.....	37
7.1	Les réserves gazières en Algérie	38
8.	Conclusion	38
1.	Introduction.....	40
2.	Utilisation de l'eau de production	40
3.	Procède de traitement de l'eau de production.....	41
3.1	Traitement primaire	41
3.2	Traitement secondaire	41
3.3	Traitement tertiaire	42
4.	RESEAUX D'EAU DE PRODUCTION	43
4.1	Système de traitement d'eau produite	43
4.1.1	Dégazeur.....	45
4.1.2	Flottation de gaz induite (IGF).....	46
4.1.3	Pompes de rejet d'eau huileuse	48
4.1.4	Pompes de recirculation d'eau d'IGF.....	48

4.1.5 Surgé tank d'IGF	48
4.1.6 Pompes booster	48
4.1.7 Hyper filtre	48
4.1.8 Pompes d'eau produite traitée du train 1 du TAGI.....	49
4.1.9 Système de traitement d'eau de production de RKF	49
5. CONCLUSION.....	52
1. INTRODUCTION.....	54
2. PRESENTATION DU PROBLEME.....	54
3. COMPARAISON DES PARAMETRES DU DESIGN ET ACTUEL.....	55
3.1 Les hypothèses.....	56
4. CALCUL DU DIAMETRE DE LA GOUTELLET	56
5. REGIME UTILISE.....	57
6. CALCUL DE LA VITESSE DE MONTEE	57
7. CALCUL DU TEMPS DE REMONTEE DE GOUTTELETTE D'HUILE.....	57
8. CALCUL DU TEMPS DE SEJOUR.....	58
8.1 Calcul du volume opérationnel.....	58
8.2 Les valeurs de temps de séjour.....	58
8.3 Discussions.....	59
8.4 Recommandations.....	60
9. CALCULE L'EFFICACITE DE L'IGF PAR RAPPORT AU DEBIT DE GAZ INDUIT.....	60
10. INFLUENCE DE L'INJECTION DES DES EMULSIFIANT INVERSE SUR L'EFFICACITE D'IGF	61
10.1 Recommandations.....	62
11. CALCUL LE BRUT RECUPERE PAR LE DEGAZEUR ET L'IGF.....	63
12. L'EFFET DE CHANGEMENT DES VALEURS DE REGULATION	64
13. CONCLUSION.....	65

LISTE DES FIGURES :

1-Tableau n° 01: Répartition des eaux à Hassi Messaoud	10
2-Tableau n° 02: Les températures moyennes mensuelles d'après la série de 10 ans en C° à Hassi Messaoud (2004 - 2013).....	11
3-Tableau n° 03 : Humidités relatives moyennes mensuelles d'après la série de 10 ans en % à Hassi Messaoud (2004 - 2013).....	12

LA LISTES DES CARTES

Carte 1: Limites de la commune de Hassi Messaoud dans son contexte administratif.....	5
Carte 2: Les zones naturelles de la commune de Hassi Messaoud	7
Carte 3: Le gisement néolithique de la région de Hassi Messaoud.....	8
Carte 4: Le réseau routier de la commune de Hassi Messaoud	Error! Bookmark not defined.
Carte 5: Répartition spatiale des unités industrielles recensées dans la commune de Hassi Messaoud	Error! Bookmark not defined.

LA LISTE DES TABLEAUX :

1-Tableau n° 01: Répartition des eaux à Hassi Messaoud	10
2-Tableau n° 02: Les températures moyennes mensuelles d'après la série de 10 ans en C° à Hassi Messaoud (2004 - 2013).....	11
3-Tableau n° 03 : Humidités relatives moyennes mensuelles d'après la série de 10 ans en % à Hassi Messaoud (2004 - 2013).....	12
4-Tableau n° 04: spécifications du produit finis "brut"	24
5-Tableau 05: spécifications du produit finis "GPL"	24
6-Tableau 06: spécifications du produit finis "IGC"	25
7-Tableau 07: Spécifications typiques pour un gaz commercial.....	35
8-Tableau 08: Les paramètres du design st actuel de l'IGF.	55
9-Tableau 09: Les' analyse de laboratoire de 09 a 19 Mai 2022 dans l'unité de traitement d'eaux huileuse dégazeur et IGF d'El-merk.	55
10-Tableau 10: Teneur en huile à l'entrée et la sortie du séparateur avec différentes concentrations de gaz.	61
11-Tableau 11: Spécifications recommandé des eaux traiter.	62

LISTE DES ABREVIATIONS

API	American petroleum Institute.
AGC	Compresseur de gaz associe.
CCR	Salle de contrôle central.
CPF	Installation de traitement centrale.
EKT	EL Kheit el Tessekha.
EME	EL Merk Est.
EMK	EL Merk.
EMN	EL Merk Nord.
FGS	Field Gathering Station.
HBNS	Hassi Berkine Nord et Sud.
HBN	Hassi Berkine Nord.
IGC	Compresseur de gaz á injection.
IGF	Flottation de gaz induit.
J-T	joule-Thomson.
GPL	Gaz de pétrole liquéfié.
MLN	Menzel Ladjmat Nord.
MLSE	Menzel Ladjmat Sud-Est.
LGN	Liquides de gaz naturel.
OWS	Réseau d'eaux huileuses.
PDF	Diagramme de fonctionnement de procède.
RGC	Compresseur de gaz résiduaire.
g	Accélération de la pesanteur (m/s ²).
P&ID	Piping Instrumentation Diagram.
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet Per Day.
ESD	Emergency Shutdown.
C'	Coefficient de traînée par rapport aux différents écoulements.
C'(Re)	Coefficient de correction du nombre de Reynolds.
D _p	Diamètre de la gouttelette d'huile (cm).
E1	Efficacité de Collision.
E	Efficacité du séparateur en %.

H	Hauteur réelle de l'eau dans l'IGF (m)
.I eff	Efficacité d'injection.
K	Constantes correspondantes au régime.MES Matière en suspension.
Ppb	Partie par billions.
Ppm	Partie par million.
Re	Nombre de Reynolds.
RKF/PTW	Traitement d'eau de production de puits de condensat.
Se	Teneur en huile à l'entrée du séparateur.
Ss	Teneur en huile à la sortie du séparateur.
TAGI/PTW	Unité de traitement de l'eau de production.
Ts	Temps de séjour.
Tm	Temps de remonter de gouttelette (s)
V _t	Vitesse de monter (m/s).
ρ	Masse volumique d'eau (kg/ m ³).
ρ	Masse volumique d'huile (kg/ m ³).
μ _a	Viscosité de la phase continue (centipoise)

Problématique

Les procédés de récupérations assistées sont les plus importants dans le monde, L'injection d'eau est l'une des préoccupations les plus importantes des exploitants.

Un procédé de récupération assistée est d'autant plus efficace qu'il permet un accroissement des quantités totales extraites (aspect récupération), mais aussi du débit produit (aspect production).

Réaliser une injection d'eau dans une formation pétrolière pour assurer le maintien de pression du gisement et le balayage de l'huile par cette eau, nécessite de définir une qualité d'eau pour chaque formation pour assurer la circulation des fluides.

L'écoulement des hydrocarbures en milieu poreux, indispensable à la production, ne se fait jamais en système vraiment monophasique. En effet, dans les pores de la roche, il existe le plus souvent une certaine quantité d'eau (appelée saturation). Cette eau a été mise en place par les hydrocarbures lorsqu'ils l'ont déplacée lors de la constitution du gisement.

Dans le champ el merk Les analyses de la teneur en huile dans l'eau de production à la sortie de l'unité de traitement d'eaux (sortie d'IGF) ont été effectuées au niveau de laboratoire. Les résultats montrent une teneur de (30 à 65 ppm), qui est largement au-delà de la spécification (<20 ppm).

Puisque les résultats obtenus ne respectent pas la norme préconisée, cela va entraîner des quantités d'huile à la sortie de l'unité de traitement d'eau de production d'où une chute significative d'injectivité et un colmatage au niveau des équipements qui se situent après l'unité d'IGF. Une augmentation de la viscosité causera une plus grande consommation d'énergie au niveau des pompes.

La cause de cette chute d'injectivité est l'injection par inadvertance d'un bouchon d'huile due à l'inefficacité de l'unité de traitement ce qui nous a obligé de faire une analyse de la situation et de voir quel équipement est en défaillance. En comparant les valeurs de la teneur en huile dans l'eau, à la sortie du dégazeur, du design et celles réalisées par le laboratoire, on remarque que cet équipement (dégazeur) fonctionne aux normes qui stipulent une valeur de 20000 ppm en huile dans l'eau alors que la teneur trouvée par le laboratoire est de 300 ppm largement inférieure. On constate que le problème est soit au niveau d'IGF (un sous dimensionnement de l'équipement ou bien une mauvaise utilisation des paramètres opératoires) soit au niveau des produits chimiques utilisés. Pour cette raison, on va procéder par élimination jusqu'à ce qu'on arrive à trouver la source du problème et de là on pourra améliorer la séparation en jouant sur les différents paramètres opératoires.

INTRODUCTION
GENERALE

Introduction générale

L'environnement est défini comme étant l'ensemble des aspects physiques, chimiques, Biologiques et des facteurs sociaux et économiques susceptibles d'avoir un effet direct ou indirect, immédiat ou à terme, sur les êtres vivants et les activités humaines.

Cependant, les problèmes de l'environnement ne sont pas seulement que des pollutions, nuisances, érosion des sols, etc..., mais aussi les pertes du patrimoine génétique qui constituent un réel défi existentiel pour toutes les sociétés. Le premier constat (que n'importe qui d'entre nous pourrait faire) est de dire que «la science avance et l'environnement recule ».

Réduire la consommation de l'énergie, diminuer les rejets autant que les émissions de gaz nocifs dans l'atmosphère, constituent les premiers objectifs à atteindre pour une économie respectueuse de l'environnement. La transformation de nos comportements constitue à l'évidence un préalable.

A cet effet, une profonde sensibilisation aux préoccupations de l'environnement et des problèmes qui s'y rattachent est un objectif incontournable pour nous. Nous devons toujours avoir l'état d'esprit, les motivations, le sens de l'engagement pour travailler individuellement et collectivement à résoudre ce véritable fléau mondial.

En effet, la protection de l'environnement est devenue un des enjeux majeurs de développement économique. De plus, à travers une prise de conscience mondiale, les émissions polluantes, les déchets industriels, la contamination des cours d'eau, les perturbations climatiques, les incidents sur la santé, constituent désormais autant de sujets sensibles, où l'industrie pétrolière fait souvent figure d'accusée, représentant ainsi de nouvelles préoccupations pour la nation et que SONATRACH se doit de prendre en compte.

Ces décisions constituent l'application d'une politique environnementale de l'entreprise et ce, du plus haut niveau (Direction générale) jusqu'aux branches opérationnelles tant au nord qu'au sud du pays. Chacune selon sa spécificité, en vue de maintenir les objectifs de production pour la relance de l'économie du pays tout en prenant les mesures adéquates pour la préservation du patrimoine national et la qualité de vie.

Dans le cadre de la mise en application de la politique de l'entreprise relative à la protection de l'environnement, le groupe SONATRACH s'est attelé très tôt à la mise en œuvre d'un programme ambitieux visant à éliminer si non réduire au maximum tous les impacts environnementaux significatifs liés à ses activités et services, conformément aux textes législatifs en vigueur (loi no 83-03 du 05/02/1983), relative à la protection de l'environnement.

La valorisation et le traitement des eaux huileuses dans l'industrie pétrolière est un problème technique, économique et environnemental majeurs associés à la production des hydrocarbures. La

production d'eau limite la productivité des puits de pétrole et des gaz et peut causer des problèmes sévères tels que la corrosion, et l'endommagement de la formation et gonflements des argiles.

La réutilisation de cette eau dans les procédés d'injection dans le but de maintenir la pression d'un gisement est un moyen efficace pour rentabiliser les différents traitements et pour protéger l'environnement.

Les opérations de maintien de pression par injection d'eau obéissent à des critères sévères en matière de qualité d'eau. Plusieurs facteurs agissent sur la qualité d'eau et ont un impact direct sur l'endommagement de la formation et donc une chute de l'injectivité. Le mauvais choix de traitement représente lui aussi un facteur influençant la qualité de l'eau. A cause des conséquences fâcheuses que peut avoir cette quantité d'huile sur l'injectivité, les opérateurs travaillent dans le sens de minimiser au maximum la présence d'huile dans les eaux d'injection. Les procédés de traitement de l'eau de production peuvent comprendre plusieurs étapes.

Les différents traitements que peuvent subir les eaux produites se divisent en deux parties majeures ; la filtration via les filtres à cartouches et à membrane ; la séparation via les bacs à décantations, les séparateurs par gravité et les séparateurs par flottation. Ces derniers sont des processus de séparation liquide-liquide que l'on applique à des particules huileuses dont la densité est inférieure à celle du liquide dans lequel elles sont contenues.

La flottation est un traitement efficace pour les eaux huileuses, quand elle est bien utilisée, elle peut réduire la concentration en huile à des valeurs inférieures à 20 mg/l pour la réinjection des eaux.

Le premier chapitre Nous présentons la ville de Hassi Massoud

Dans le deuxième chapitre, Nous présentons le réservoir de Hassi Berkine et Nous détaillons ensuite le complexe d'EL MERK

Le troisième chapitre, nous présentons une étude bibliographique sur le pétrole brut et le gaz naturel et leurs propriétés thermodynamiques, la production et la consommation mondiale et locale et les réserves en place.

Dans le quatrième chapitre, présente une description générale de l'unité PWT, Principe de fonctionnement de tous les équipements de l'unité de traitement des eaux huileuses relatifs à EL MERK.

Dans le cinquième chapitre, nos recherches sont essentiellement consacrées à :

- Les problèmes de l'unité et les solutions .
- L'influence du débit de gaz injecté et la vérification du système de régulation.
- L'effet de la variation des quantités et des points d'injection du désémulsifiant-inverse au niveau du PWT ainsi que la vérification des résultats par les analyses au

niveau de laboratoire.

Enfin dans la dernière partie, nous donnons une conclusion globale des résultats que nous avons obtenus et les perspectives de ce travail

Chapitre I
PRESENTATION
DE LA VILLE DE
HASSI-MESSOUD

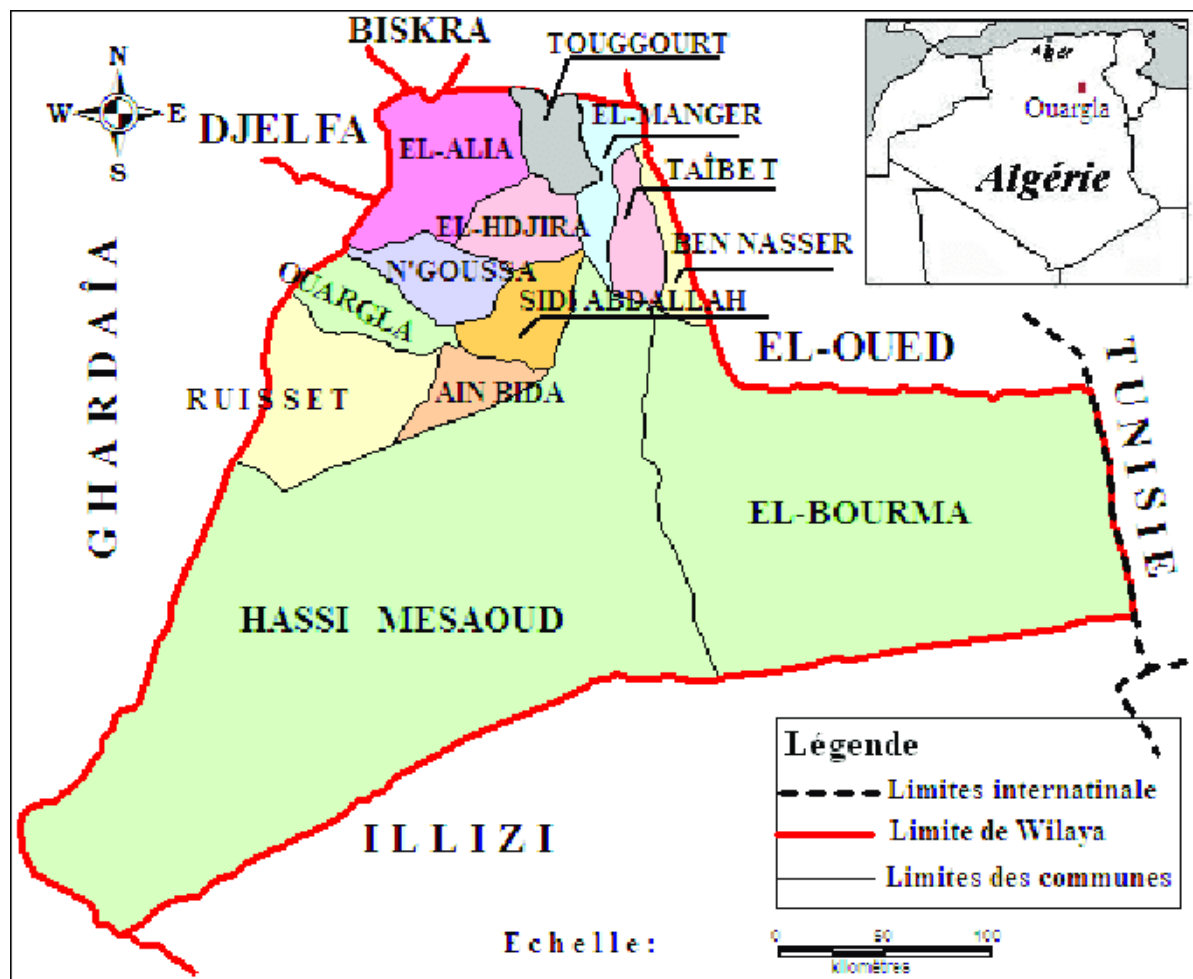
1. Introduction

Avant toute étude, une présentation plus ou moins détaillée de la zone d'étude, est d'une grande importance afin de mettre en point les différentes caractéristiques géologiques, hydrologiques, démographiques et hydrauliques.

2. Situation géographique de Hassi Messaoud:

La commune de Hassi Messaoud est située au Sud-Est de la wilaya de Ouargla, à une distance de 83 km du chef-lieu de wilaya, et à 830 km de la capitale Alger. Elle est limitée (Carte19):

- Au Nord-Ouest par les communes de Rouisset, Ain Beida, Hassi BenAbdallah.
- Au Nord-Est par la commune de Taïbet.
- A l'Est par la Daïra d'El Borma.
- Au Sud par la wilaya d'Ilizi.
- Au Sud-Ouest par la wilaya de Tamanrasset.
- A l'Ouest par la wilaya de Ghardaïa



Carte 1: Limites de la commune de Hassi Messaoud dans son contexte administratif

Par ailleurs la commune de Hassi Messaoud est considérée actuellement parmi les plus grands territoires communaux de la wilaya de Ouargla. Elle s'étend sur une superficie de 71 237 km² représentant 43.64% de la surface totale de la wilaya. (DPAT Ouargla, 2013)

La commune de Hassi Messaoud est située dans le Sud Est de l'Algérie, à une latitude de 31°40 Nord et une longitude de 06°09Est. Elle s'élève à une altitude de 142 m. Sa région se caractérise par un climat désertique, aride et chaud.

D'après la classification donnée par le ministère de l'habitat (1993), la commune de Hassi Messaoud appartient à la zone climatique E4 d'été et H3c d'hiver. La zone d'été E4 a des étés chauds et secs avec un écart de température diurne élevé. La zone d'hiver H3c a des hivers froids. (A. Djouimaa, 2008)

3. Le parcours administratif :

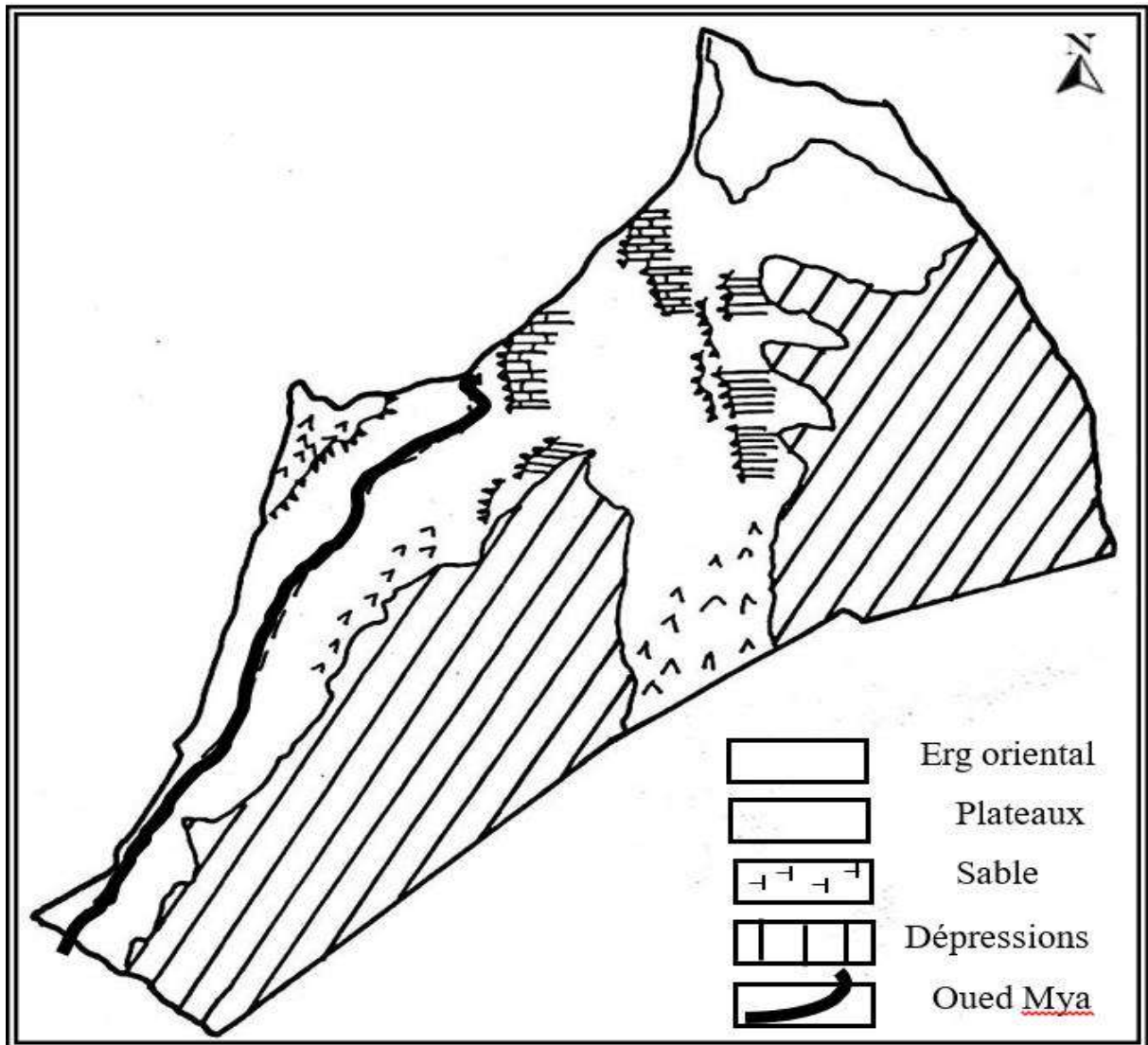
Hassi Messaoud est de création récente ex nihilo. Son histoire remonte à 1956 et est intimement liée à la découverte du pétrole dans cette région désertique. Hassi Messaoud qui doit son nom à un ancien puits d'eau, n'était au départ qu'un noyau d'une cité administrative et le siège d'un bureau appelé « centre industriel saharien (C.I.S) ». Elle bénéficie aujourd'hui d'un double statut administratif. Elle est en même temps chef-lieu de commune et de Daïra depuis le découpage de 1984. (PDAU Hassi Messaoud, 1997)

4. Le milieu naturel de Hassi Messaoud: Un espace support varié

Géographiquement, le relief de la commune de Hassi Messaoud se divisait en trois grands ensembles homogènes (Carte n°20) : Le plateau de TADMAIT situé au Sud-Ouest de la commune, les dunes du grand Erg Oriental qui occupent environ 50% de son territoire, sont localisées au Sud et à l'Est, et les Hamadas (plaines désertiques) qui se présentent sous forme de vastes plateaux caillouteux subhorizontaux dont la surface d'altération s'étend à l'Ouest. (PDAU Hassi Messaoud, 1997). Ces hamadas sont entaillées par un réseau de drainage ancien correspondant à l'Oued Mya qui coulait lors de son activité du Sud- Ouest vers le Nord-Est et à ses affluents. Cet oued a creusé une très large vallée à fond plat.

Comme, il existe de nombreuses dépressions sur la hamada due, soit à des affaissements provoqués par des circulations d'eaux souterraines, soit à des tassements différentiels des assises crétacées sous-jacentes, soit à des attaques érosives préférentielles dans des zones d'accidents tectoniques. Les dépressions dans le fond desquelles s'est souvent déposée une couche de gypse, sont fréquemment envahies par de petits ergs. (J.-P Savary, 1963)

L'altitude moyenne varie de 160 à 180 m pour les plateaux, environ 200 m pour l'erg et de 140 à 150 m pour les fonds d'oueds.



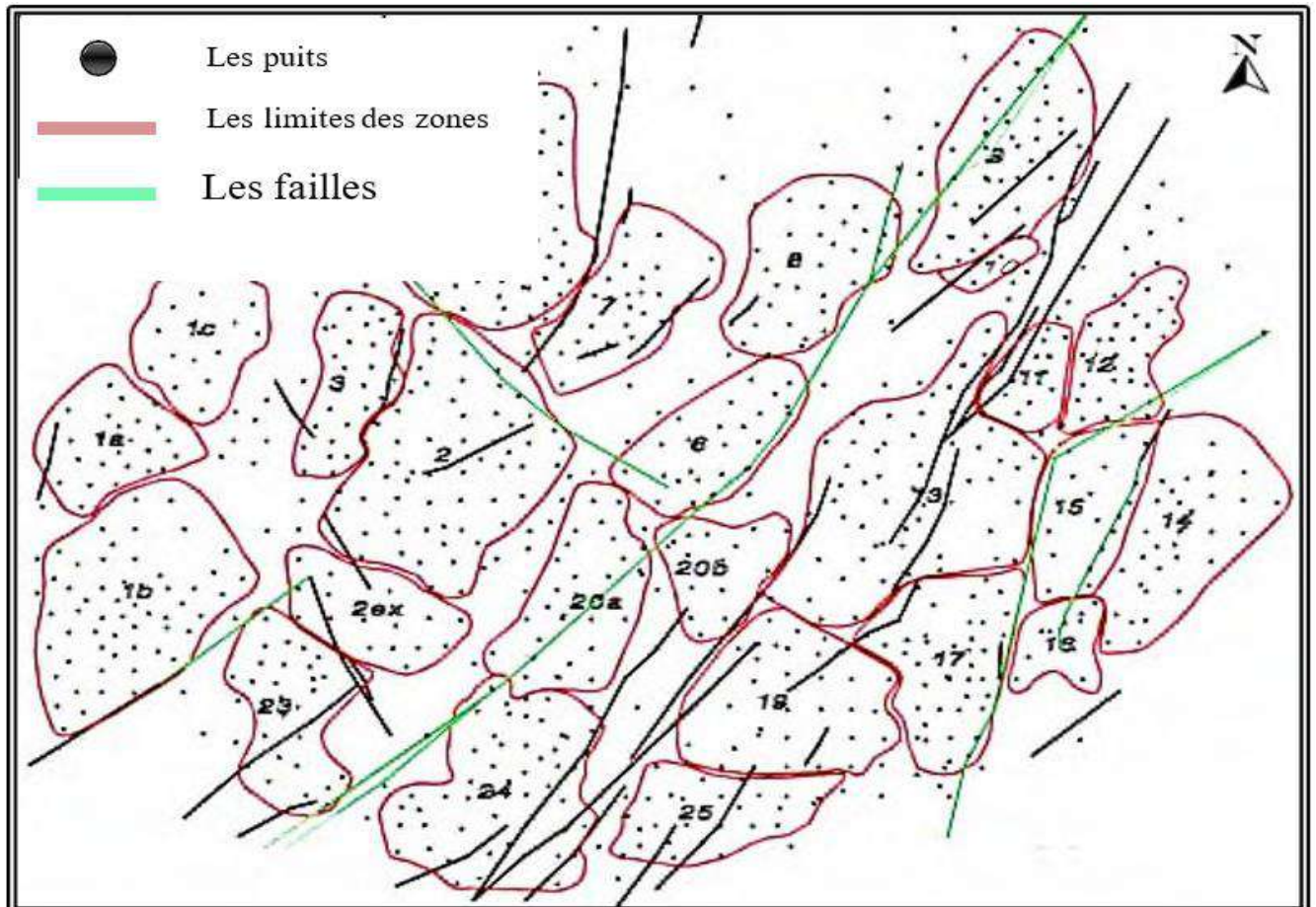
Carte 2: Les zones naturelles de la commune de Hassi Messaoud

Géologiquement, la région de Hassi Messaoud est constituée par des terrains anciens généralement métamorphiques appartenant au bouclier africain et recouverts par des formations sédimentaires que les géologues attribuent à la quatrième époque (l'époque néolithique).

Ses sédiments sont des alluvions argilo-sableuses, des calcaires, des dolomies, des marnes, des argiles, des sables, des grés et des sels sédimentaires de chott ou de sel diasporique. (Groupement DONGMYEONG, 2012)

Comme les études et les références historiques montrent l'existence des fossiles et les restes d'animaux et de végétaux qui reviennent à la préhistoire et qui représentent la fortune actuelle de la région (Carte n° 03). (J.-P Savary, 1963)

Ces gisements matérialisés sur la carte par un disque sont représentés en fait sur le terrain sous forme de bandes plus ou moins continues (J.-P Savary, 1963) Cependant, Hassi Messaoud est considérée parmi les plus grands bassins pétroliers du pays, ce bassin a des réserves estimées à 900 millions de tonnes récupérables, enfouies à une profondeur de 3000 à 3500 m. la superficie du bassin se situe aux alentours de 1500 km², la production annuelle de pétrole dépasse les 20 000 000 tonnes. (DPAT Ouargla, 2013).



Carte 3: Le gisement néolithique de la région de Hassi Messaoud

(Source : Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002)

5. Un grande potentialité faible mobilisation en eau

La commune de Hassi Messaoud contient un réseau hydrographique assez dense qui sillonne son territoire. Elle recèle en son sous-sol d'importantes quantités d'eau contenues dans des réservoirs souterrains, réparties sur différentes nappes :

- La nappe du Mio-pliocène ou nappe des sables

Caractérisée par une surface de 350 000 km² et une profondeur entre 70 et 130 m, donnant une eau salée relativement élevée, mais elle peut être utilisée pour l'irrigation.

➤ La nappe du Sénonien ou nappe des calcaires

Possède une plus faible salinité (1.8- 4.4g/l) et dont l'eau est réservée pour l'AEP, sa profondeur varie entre 140 et 400

➤ La nappe de l'Albien:

Située à une profondeur par rapport au sol entre 1500 et 1800m, s'étend sur une surface de 600 000km², ayant une température élevée atteignant les 60°C et une faible salinité oscillant entre 0,5et 1,5g/l. (Groupement DONGMYEONG, 2012).

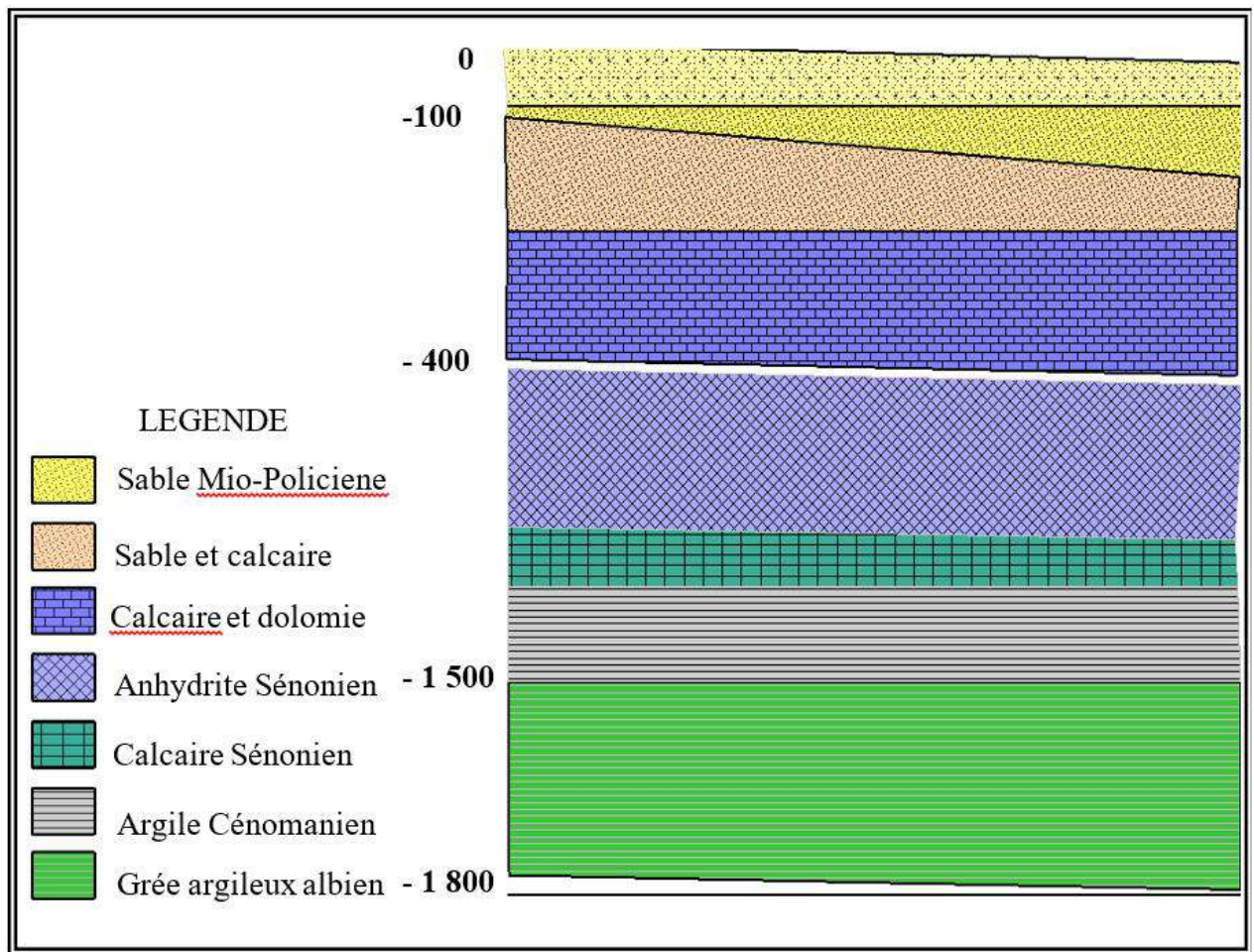


Fig. 1: Coupe hydrogéologique synthétique de Sahara septentrional

(Source : Groupement DONGMYEONG, 2012)

La potentialité en eau de la commune dépasse 136,5 Hm³ mais l'eau mobilisée est de 31,42 Hm³ ce qui correspond à 23.02% de l'eau potentielle de la commune (DHW. Ouargla, 2012).

L'eau mobilisée est exploitée par forage, répartie sur 03 secteurs : 44,35% est affectée à l'agriculture qui consomme par année 13,93 Hm³. 42,16% réservé à l'alimentation des habitants en eau potable qui vient en seconde position avec 13,24 Hm³. Et 13,46 % exploité par l'industrie avec 4,25 Hm³ (Tableau n° 06). (DPAT Ouargla, 2013)

Destination	Volume affecté (Hm ³ / an)	Pourcentage (%)
Irrigation	13,93	44,35
A.E.P	13,24	42,16
Industrie	4,25	13,46
Totale	31,42	100

1-Tableau n° 01: Répartition des eaux à Hassi Messaoud

(Source : DPAT Ouargla, 2013)

Dans le domaine de l'eau potable, la commune de Hassi Messaoud se base sur l'exploitation de l'eau souterraine retirée de 19 forages (15 forages détectés au niveau de la nappe Sénonien, et 04 au niveau de la nappe Mio-pliocène). Ceux-ci sont répartis comme suit : 17 forages situés dans le centre urbain avec un débit de 30 600 m³/J, 01 à Hassi Khouildet et 01 à Hassi Bakra. En plus il y a 06 ouvrages de stockage et de régulation d'un volume de 6000m³ dont l'eau exploitée est 29 332,80 m³ (soit 64.41%) avec une moyenne de 480L/Hab/J qui se situe largement au-dessus de la norme nationale admise (150 L/Hab/J). (DHW. Ouargla, 2012)

6. Les données climatiques de base

Le climat de Hassi Messaoud est caractérisé par un climat saharien où règne la rareté des précipitations. L'ensoleillement est très intense (plus de 4000 heures par an alors que les régions méditerranéennes les plus ensoleillées atteignent à peine 2000 heures). Il y règne une chaleur torride durant la journée alors que les nuits sont relativement fraîches, voire froides, ces passages quotidiens du chaud au froid font éclater les roches qui se transforment en sable. Les périodes de sécheresse s'étalent sur au moins huit ou neuf mois. Selon Touati (2000), les caractéristiques de cette région sont:

- a) Des températures très élevées le jour et très basses la nuit (l'amplitude est importante).
- b) Un ciel clair.
- c) Une intensité de radiation très importante.
- d) Un taux d'humidité très faible.
- e) Des vents de sables accentuant l'aridité.

6.1 La température de l'air dans la région de Hassi Messaoud

La température est une grandeur physique qui indique le taux d'échauffement et de refroidissement de la surface de la terre. C'est l'état atmosphérique de l'air du point de vue de son

action sur nos organes : degrés de froid ou de chaleur (Larousse,1986).

Moi	Jan	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov	Déc
T Min	4.7	6.7	11.4	15.9	20.1	24.9	27.6	27.5	23.5	18.2	10.4	6
T Max	18.4	19.9	25.8	30.4	35.2	40.6	43	42.4	37.6	32	23.7	18.7
T Moy	11.5	13.3	18.7	23.1	27.6	32.7	35.3	34.9	30.5	25.1	17	12.3

2-Tableau n° 02:Les températures moyennes mensuelles d'après la série de 10 ans en C° à Hassi Messaoud (2004 - 2013)

(Source : ONM. Ouargla, 2014)

Les données climatiques de la commune de Hassi Messaoud montrent qu'on peut distinguer d'après le tableau des données descriptives des températures moyennes mensuelles sur dix ans (de 2004 à 2013) que la température moyenne la plus basse est de 4.7°C en janvier, le mois le plus froid, alors que la température moyenne la plus importante est de 43°C en juillet, qui est considéré comme le mois le plus chaud.

On distingue deux périodes qui forment l'année :

- Une période chaude qui s'étend du mois d'Avril jusqu'au mois d'Octobre ou les températures moyennes varient entre 23,1°C et 25,1°C et les températures les plus élevées sont enregistrées en juillet avec 35.3°C et en août avec 34.9°C et une température moyenne minimale de 27.6°C et 27.5°C pour les mêmes mois.
- Une période douce moins longue qui s'étend du mois de Novembre jusqu'au mois de Mars ou les températures moyennes varient entre 17 °C et 18,7°C avec des températures qui peuvent atteindre un minimum de 4,7 °C en janvier qui est le mois le plus froid.

6.2 L'humidité relative à la région de Hassi Messaoud :

Elle indique une évaluation directe du pouvoir évaporatif de l'air. Elle est l'expression en pourcentage du degré hygrométrique (GIVONI 1978).

Mois	Jan	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov	Déc
2004	58	46	41	35	32	24	23	32	34	36	67	64
2005	51	48	34	30	22	26	19	25	39	44	51	72
2006	63	53	36	31	29	20	23	26	35	45	52	67
2007	62	49	40	43	29	21	24	24	31	36	46	58
2008	65	44	35	27	26	28	23	26	33	51	58	60
2009	71	53	45	39	33	25	23	24	43	48	50	52
2010	53	43	39	39	35	25	29	25	36	43	46	50
2011	51	46	48	38	34	30	24	25	29	58	51	60
2012	58.5	54	46.1	35.9	24.3	23.3	22.1	22.5	29.6	36.9	52.1	55.2
2013	57.2	43.9	36.2	34	30.3	25.1	23	28.9	34.6	36.3	54	74.3
Moy	58.9	47.9	40	35.1	29.4	24.7	23.3	25.8	34.4	43.4	52.7	61.2

3-Tableau n° 03 : Humidités relatives moyennes mensuelles d'après la série de 10 ans en % à Hassi Messaoud (2004 - 2013)

(Source : ONM. Ouargla, 2014)

Se situant aux portes du Sahara, la région de Hassi Messaoud est considérée comme une zone aride, caractérisée par un climat sec et chaud, Il est cependant tout à fait normal de constater des pourcentages d'humidité moins importants. D'après la série de données des 10 dernières années d'observations on constate que:

Les moyennes mensuelles ne dépassent pas pendant tous les mois d'hiver (de Novembre à Février) 61.2%, cette valeur est la moyenne mensuelle notée pour le mois de Décembre. Ces valeurs tombent au-dessous de 30 % pour les mois les plus chauds (entre Mai et Août), jusqu' à atteindre une moyenne annuelle de 23.3 % en Juillet.

Changements de régime des températures. Elles sont considérées comme un élément déterminant dans la classification des climats.

7. La structure urbaine de la commune de Hassi Messaoud :

Le territoire de la commune de Hassi Messaoud est fortement caractérisé par une grande

diversité en matière d'occupation des espaces. Ce vaste territoire saharien se compose d'un tissu urbain dense, du chef-lieu de la commune, d'un espace rural lâche et marginalisé formée d'hameaux, lieux dits et d'une importante infrastructure industrielle pétrolière (base de vie, champs pétroliers...etc.). (POS Hassi Messaoud, 2002)

- Chef-lieu de la commune (la ville):il représente l'agglomération urbaine de la commune, il contient plus de 90% des ouvrages urbains et industriels et il regroupe lamajorité de sa population.
- Des agglomérations secondaires : la commune contient deux agglomérations, Hassi El Bakra situé à environ 30 Km au Nord du chef-lieu et Oued Irara situé à environ 10 Km au Sud. Ce sont des groupements de logements bidonvilles (auto-construction).
- Des zones éparses : la commune contient 03 hameaux (groupes de 10 à 100 constructions), 18 lieux dits (groupes de 02 à 09 constructions situés à une distance de moins de 200 m) et 16 constructions isolées (groupes des constructions situés à une distance de plus de 200 m), la majorité de la population de ces zones éparses est liée directement à l'agriculture et à l'élevage ce qui lui donne un caractère rural. (Carte n° 23) (RGPH Hassi Messaoud, 2008)

8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons essayé de représenter la ville, connaître la géologie, hydrogéologique la démographie, le climat et l'état actuel du système d'alimentation en potable.

La zone d'étude est caractérisée par un climat de type saharien, la nappe capte est le Dévonien, le système d'alimentation..

CHAPITRE II
PRESENTATION
DE COMPLEX

1. PRESENTATION DU COMPLEXE

1.1 Introduction

En application de l'accord cadre de l'initiation, le groupement BERKINE créé entre SONATRACH et ANADARKO, est chargé de gérer l'ensemble des activités de production de l'association SONATRACH-ANADARKO dans le champ d'El MERK. Le groupement est doté de pouvoir, de matériel et procédures fiables approuvées par les parties. Il a su tirer profit de toute l'expérience acquise par SONATRACH et les partenaires au bénéfice du projet et de la diversité culturelle. La règle et la conduite du groupement sont l'équité, la transparence et la recherche du consensus.

1.2 Présentation du CPF

La figure ci-dessous représente une vue panoramique du CPF d'el MERK

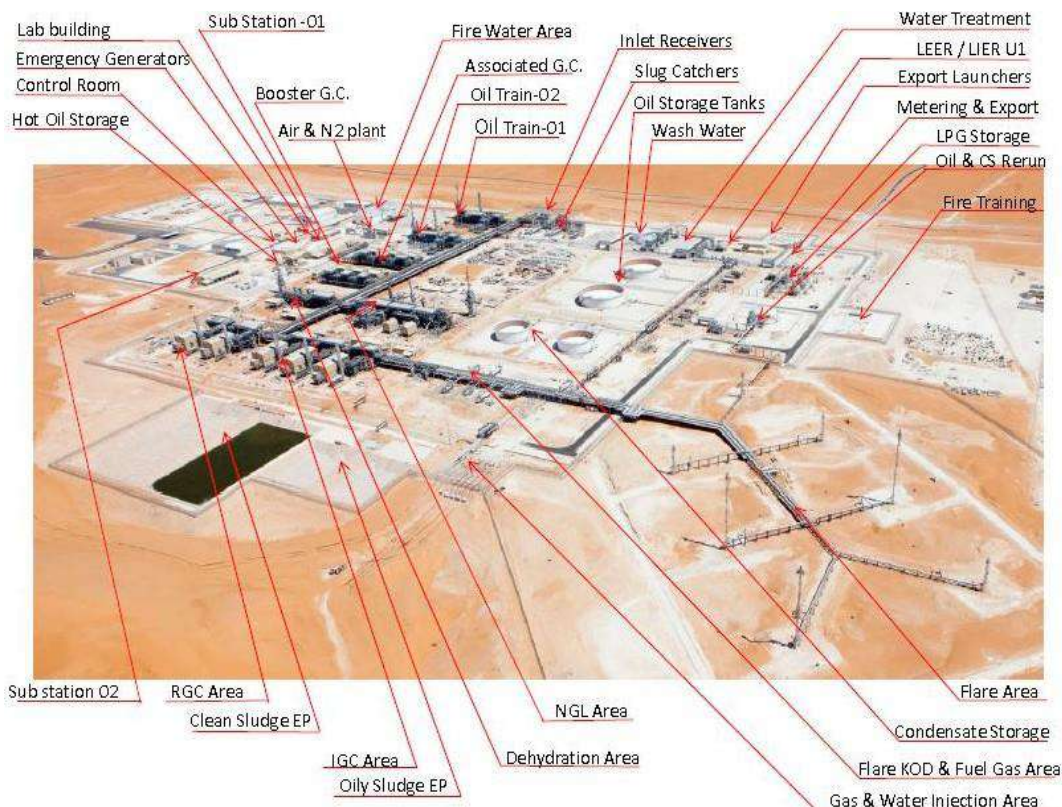


Fig. 2: vue panoramique de CPF d'EL MERK

1.3 Dimensionnement des installations

L'installation de production centrale (CPF : Central Production Facility) a été conçue avec une durée de fonctionnement prévue de 25 ans.

Elle est composée de :

- 2 trains de traitement du brut d'une capacité de 63500 barils/jour chacun.
- 1 train de récupération des GPL d'une capacité de 600 MMSCFD ($17.10^6 \text{ Sm}^3/\text{j}$).

Les installations permettront de produire au maximum (en incluant le traitement du gaz naturel liquéfié des blocks 404 et 403a) :

- 90000 barils/jour de brut.
- 42000 barils/jour de condensats.
- 70000 barils/jour de GPL.

La totalité du gaz produit, moins la récupération des GPL et le Fuel Gaz utilisé sur le site, sera Réinjectée dans les réservoirs.

La récupération du pétrole sera facilitée par drainage / injection d'eau et de gaz dans des puits Injecteurs. La capacité d'injection est de:

- 155000 barils/jour pour l'eau.
- 600 MMSCFD pour le gaz ($17.10^6 \text{ Sm}^3/\text{j}$). [3]

La puissance électrique importée pour faire fonctionner l'ensemble des installations sera d'environ 50 MW. [3]

1.4 Présentation des différentes sections de complexe

Le complexe comprend principalement :

1.4.1 Section de réception

D'une manière générale, on commence par séparer la production en 3 phases :

- Le gaz, qui est envoyé vers l'unité de récupération des GPL. Selon sa pression, il est préalablement comprimé à une pression suffisante.
- Les hydrocarbures liquides, envoyés vers les 2 trains de séparation huile/condensats.

➤ L'eau produite, séparée par décantation : cette eau est traitée puis réinjectée dans les réservoirs

Au CPF, la production des différents puits est réceptionnée dans 3 unités de traitement, dont le rôle est de réaliser une première séparation bi-phasique (gaz/liquide) ou tri-phasique (gaz/hydrocarbures/liquides).

- Une première unité est dédiée à la réception du mélange gaz/condensats du block 208 :
 - L'eau produite par décantation est envoyée sur une unité de traitement spécifique.
 - Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers les trains de séparation brut/condensats.
 - Le gaz à haute pression (environ 70 bar) est envoyé vers l'unité de déshydratation, au refoulement des compresseurs booster.
 - Une seconde sortie de gaz, à pression plus faible (environ 40 bar) est envoyée à l'aspiration des compresseurs booster.
- Une seconde unité est dédiée à la réception de l'huile produite sur le block 208.

- Une dernière unité est dédiée à la réception des gisements groupés d'El MERK (EMK) et de Menzel LEDJMAT SUD-EST (MLSE).

Pour ces 2 dernières installations :

- L'eau produite est traitée dans des installations adaptées, puis envoyée vers les puits d'injection d'eau.
- Le gaz, à une pression d'environ 40 bars, est envoyé à l'aspiration des compresseurs booster.

1.4.2 Section de traitement du brut

Le CPF est équipé de 2 trains de traitement, chaque train étant dimensionné pour assurer 50% de la capacité nominale du CPF.

Les hydrocarbures liquides sont admis sur chaque train où ils subissent les traitements suivants

1.5 Nouvelle séparation triphasique :

Le gaz récupéré dans le séparateur HP est envoyé à l'aspiration du second étage des compresseurs jumelés (AGC).

- L'eau produite est envoyée vers l'installation de traitement des eaux.
- Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers la partie dessalage.

1.6 Dessalage :

Les sels en suspension dans les hydrocarbures sont éliminés par un lavage à l'eau de source, suivi d'une décantation :

Le dégazage des séparateurs est envoyé à l'aspiration du 1er étage des compresseurs jumelés (AGC).

- Les hydrocarbures sont envoyés vers la partie stabilisation du brut.

L'eau de lavage, chargée en sels, est envoyée vers l'installation de traitement des eaux, avant réinjection vers les réservoirs. [3]

1.7 Stabilisation du brut :

Les caractéristiques du brut (principalement tension de vapeur) sont ajustées par distillation et élimination des fractions les plus volatiles (condensats) :

- Le brut stabilisé est envoyé vers le stockage dédié.
- Les condensats sont envoyés vers l'unité de récupération des condensats.

1.8 Récupération et stabilisation des condensats :

Où les caractéristiques des condensats (tension de vapeur et densité) sont ajustées par mélange, puis envoyés vers leur stockage dédié.

1.9 Section de Compression des gaz

L'unité de récupération des GPL fonctionne avec une pression d'entrée voisine de 70 bars, mais doit être en mesure de traiter les différents dégazages du CPF. De ce fait la ré-compression de ceux-ci s'avère nécessaire.

La compression des gaz est réalisée à l'aide de 2 séries de compresseurs :

- **Les compresseurs jumelés (AGC) :** (associated gas compressors) Permettent de compresser les dégazages issus des trains de traitement du brut.

Ces 3 compresseurs ont chacun une capacité correspondant à 50% du débit nominal: en fonctionnement normal, 2 compresseurs opèrent, le 3ème étant en secours.

- Les compresseurs AGC sont des compresseurs centrifuges, à 2 étages de compression :

Le 1^{er} étage comprime le dégazage des équipements de la zone de dessalage de 1 bar à 15 bars.

Le 2^{ème} étage comprime jusqu'à 39,5 bar la sortie du 1^{er} étage (après refroidissement et élimination des condensats) mélangée au dégazage des séparateurs HP des trains de traitement du brut.

1.10 Les compresseurs boostés (BGC) :

Qu'élèvent la pression du gaz à environ 70 bars :

Ces compresseurs centrifuges sont au nombre de 3, chaque compresseur ayant une capacité équivalent

À 33% de la capacité nominale de l'unité.

- Ils sont alimentés par :
 - Le refoulement des compresseurs jumelés, après refroidissement et élimination des condensats.
 - Le dégazage de la partie « basse pression » de la réception de la production des puits « gaz » du block 208.
 - Le dégazage des séparateurs à la réception de la production des puits « huile ».
 - Le refoulement des compresseurs booster, après refroidissement, est mélangé au dégazage de la partie « haute pression » de la réception de la production des puits « gaz » du block 208, puis envoyé dans la section déshydratation

1.10.1 Section de Déshydratation

Le procédé de récupération des GPL nécessite des températures très basses pour liquéfier le propane et le butane. Afin de ne pas geler dans les équipements (diminution du transfert thermique, risque de bouchage), il est nécessaire d'éliminer toute trace d'humidité dans le gaz.

Le gaz à traiter subit tout d'abord une première étape d'élimination grossière de l'humidité à l'aide d'un séparateur vertical, suivi par un filtre coalesceur. Les condensats récupérés sont réinjectés dans le procédé. Le gaz est ensuite légèrement sûr chauffé (+2°C) par injection de gaz sec chaud, puis circule dans des sécheurs garnis de tamis moléculaire où l'humidité restante est éliminée par adsorption.

Après un filtre de sécurité, pour éliminer les fines gouttelettes éventuellement entraînées, le gaz est admis sur le train de récupération des GPL.

En cas d'indisponibilité de celui-ci, un by-pass permet d'injecter le gaz sec directement au

refoulement des compresseurs de gaz résiduaux, afin de ne pas arrêter l'installation.

Les sécheurs sont régénérés par la circulation de gaz sec réchauffés dans un four au Fuel Gaz. Le gaz de régénération est ensuite refroidi puis renvoyé à l'entrée du séparateur initial après élimination des condensats, recyclés dans le procédé.

1.10.2 Section de Récupération des GPL

Le train de récupération des GPL est dimensionné pour récupérer **90%** du propane et du butane dans le gaz.

1.11 Séparation des GPL

La séparation des GPL est réalisée par refroidissement du gaz sous pression en 2 étapes

- Un refroidissement par optimisation de la récupération d'énergie sur le procédé
 - Le gaz riche en GPL est refroidi par les gaz résiduaux froids, sortie absorbeurs dans une série d'échangeurs.
 - Le GPL liquide récupéré dans un séparateur, est détendu avant son envoi vers le dé-éthaniseur ; cette détente contribue à abaisser la température du mélange bi-phasique, qui est utilisé pour refroidir le gaz riche et condenser du GPL.
- Un refroidissement par détente adiabatique du gaz dans les turbo-éxpandeurs (2 machines disposées en parallèle).

En cas d'indisponibilité d'un turbo-éxpandeur, le gaz peut également être refroidi par détente à l'aide d'une vanne spéciale (vanne « Joule-Thomson ») au prix d'une légère perte d'efficacité. [3]

1.12 Fractionnement des GPL

Le liquide et le gaz pauvre sont envoyés vers la section fractionnement composée de 3 colonnes

- Un absorbeur, dont le rôle est d'optimiser la récupération des GPL dans le gaz pauvre.
- Un dé-éthaniseur, qui permet d'éliminer les fractions volatiles présentes dans le liquide.
- Un dé-butaniseur, qui permet d'éliminer les fractions lourdes présentes dans le GPL.

En sortie de dé-butaniseur, le GPL est envoyé vers son stockage dédié. Le fond du dé-butaniseur, composé de condensats légers, est retourné vers la partie récupération et stabilisation des condensats.

Les gaz résiduaux sortant en tête de l'absorbeur, sont envoyés vers les compresseurs de gaz résiduaux. Ces gaz froids sont utilisés pour refroidir les gaz riches et commencer la liquéfaction des GPL.

1.12.1 Section de Compression des gaz résiduaux

Le gaz sortant en tête de l'absorbeur contient essentiellement du méthane et de l'éthane. Il est utilisé :

- Comme source d'énergie (Fuel Gaz) dans les fours du site et les turbines à gaz.

- Comme fluide utilité (réseaux de drain).
- Comme gaz d'injection.

Lorsque l'installation ne fonctionne pas à pleine capacité, il est possible d'améliorer le taux de récupération des GPL en recyclant une partie des gaz résiduels à l'entrée du train de récupération des GPL. De manière à permettre ce recyclage, les gaz résiduels sont comprimés à une pression d'environ 70 bars à l'aide de 2 compresseurs centrifuges entraînés par une turbine au gaz.

Chaque compresseur possède 2 étages de compression et à une capacité équivalente à 50% du débit nominal.

1.12.2 Section de Compression du gaz d'injection

La totalité du gaz produit, à l'exception des GPL récupérés et de la consommation de Fuel Gaz, est réinjectée dans les réservoirs :

- Pour augmenter le taux de récupération des hydrocarbures.
- Pour faciliter la récupération de l'huile (injection de gaz-lift).

Les gaz résiduels sont comprimés jusqu'à une pression de 340 bar par 3 compresseurs centrifuges, chaque compresseur ayant une capacité égale à 33% de la capacité nominale de l'unité.

Le gaz d'injection est envoyé par des collecteurs vers les sites d'injection.

Un dispositif de vaporisation de GPL est prévu de manière à pouvoir garantir le fonctionnement du CPF en cas d'indisponibilité de l'export GPL, en réinjectant le GPL excédentaire dans les gisements.

1.12.3 Section de Stockages et export

Le CPF dispose de 3 stockages dédiés :

- Un stockage de brut.
- Un stockage de condensats.
- Un stockage de GPL.

Chaque stockage possède des capacités dédiées au produit conforme aux spécifications et d'autres capacités utilisées pour le recyclage dans les installations du produit hors-specs, à l'exception du stockage de condensats qui envoie les produits non conformes vers le bac de brut non conforme.

L'export des produits est réalisé par des pompes boosters et des pompes mains. Le comptage commercial du produit est réalisé en limite de batterie du CPF.

1.13 Utilités

Les utilités du CPF sont les suivantes

- Réseau d'huile de chauffage: le chauffage de certains équipements (ex: rebouilleurs du

dé-butaniseur) est réalisé par une circulation d'huile à haute température.

- Réseau d'injections de produits chimiques (anti-calcaire, méthanol ...).
- Réseaux de torche :
 - Torche HP (haute pression)
 - Torche BP (basse pression)
 - Torche HP/LT (haute pression/basse température)
 - Torche NGL (dédiée au train de récupération des GPL)
 - Torche des trains d'huile
 - Torche atmosphérique
- Réseau de drains fermés :
 - Drain fermé zone gaz.
 - Drain fermé zone basse température
 - Drain fermé des trains d'huile
 - Drain fermé zone export
- Réseau de drain ouvert
- Réseaux d'eau :
 - Puits de production d'eau de source pompée dans le Miopliocène : cette eau est utilisée pour :
 - Le réseau d'eau incendie
 - La production d'eau sanitaire et d'eau potable
 - Le dessalage du brut dans les trains de traitement
 - Puits de production d'eau pompée dans le Strunien et le RKF : cette eau est essentiellement utilisée pour améliorer la récupération des hydrocarbures par réinjection dans les réservoirs
- Réseau Fuel Gaz, utilisé pour:
 - Le chauffage des fours du CPF
 - Le maintien d'une flamme pilote sur les torches et la purge des réseaux de torche
 - L'inertage de bacs
 - L'alimentation des turbines à gaz
 - Les garnitures des compresseurs
- Réseau d'air instrument et d'air service
- Réseau de gaz inerte (azote)
- Réseaux d'égouts

- Installation de secours électrique, alimentée par un alternateur Diesel.
- Réseau de protection incendie.

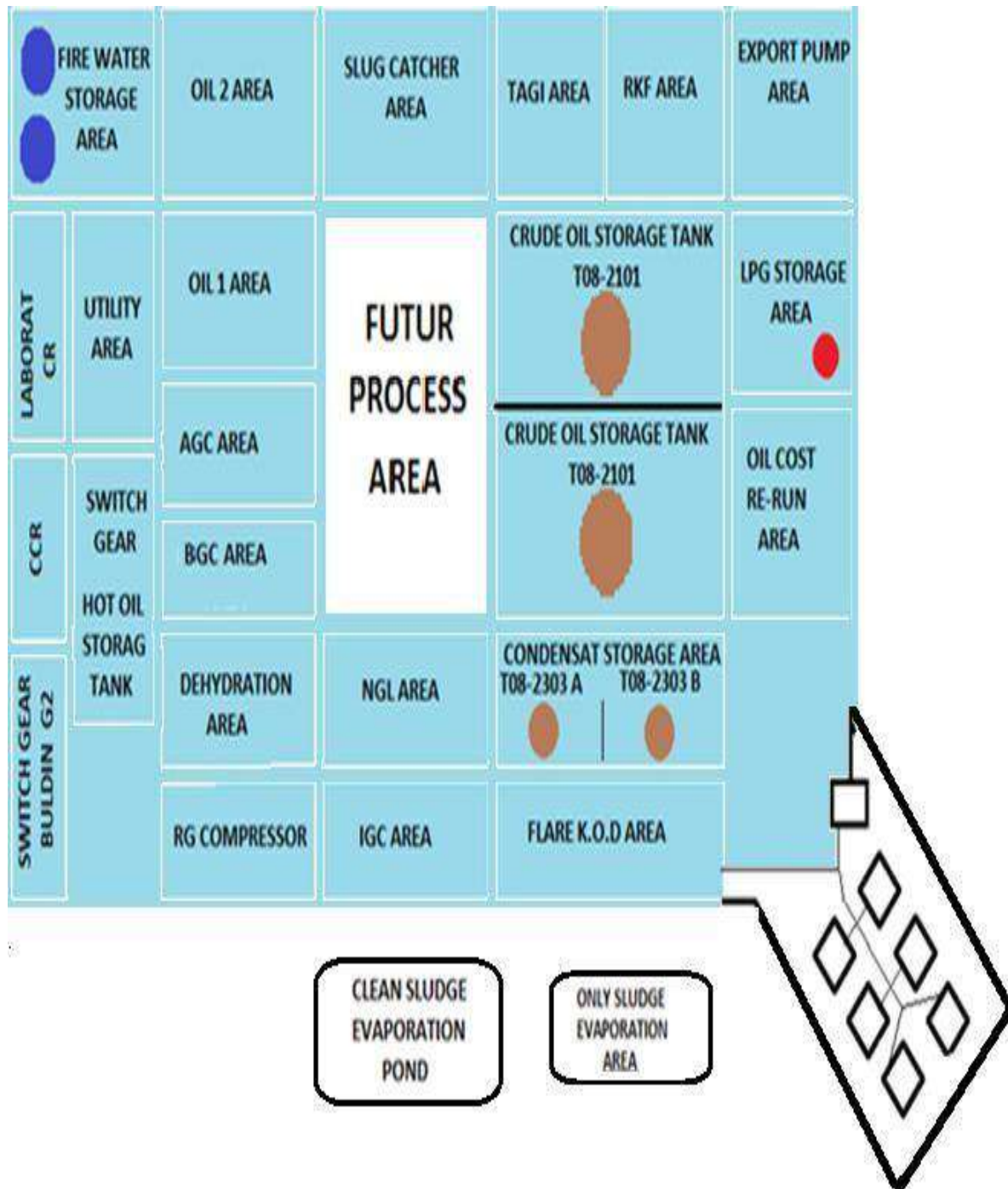


Fig. 3: les différents sections de CPF.

2. Spécifications des produits finis [3]

Ce tableau représente les spécifications du brut du CPF d'el MERK

Paramètres	spécifications
A L'été (Max Température)	0,5 bar (7,25 PSI)
A L'hiver (Min Température)	0,724 bar (10,5 PSI)
Gravity à 15 °C	43,5 à 47,5 ⁰ API
SpecificGravity à 15 °C	0,8082 à 0,7902
BS &W	0,5 VOL ‰ MAX
Sel (Na Cl)	40 PPMW MAX
Sulpher (à éliminer S) (≤ 1)	0,2 Wt ‰ MAX
La Température MAX de L'export	60 °C
La pression d'export (moyennecharge)	15 bars
La pression d'export (à plein de charge)	23 bars
La pression dans les pipelines	96,5 bars

4-Tableau n°04: spécifications du produit finis "brut"

Le tableau ci-dessous représente les spécifications du GPL du CPF d'el MERK :

Paramètres	Spécification
Ethane	2,6 mol‰ MAX
C₃	/
IC₄	/
nC₄	/
Iso & normal pentane	0,39 mol ‰ MAX
Pression de vapeur, PSI	/
Pouvoir calorifique BTU : CF	/
Densité à 15 °C	0,525 à 0,580 pour 15 °C

5-Tableau 05: spécifications du produit finis "GPL"

Paramètres	Spécifications
C1	78.36
C2	17.22
C3	2.15
i-C4	0.03
n-C4	0.03
i-C5	0.00
CO2	1.50
N2	0.70
Density à 15 °C, Kg/M³	0.8303

6-Tableau 06: spécifications du produit finis "IGC"

3. Conclusion

Le champ de traitement d'El Merk est l'un des plus grand en Algérie avec une technologie Avancée qui traite des grands débits avec une haute pression à deux modes de récupération Assistée par injection de gaz et injection d'eau. Cette technologie est fiable et plus rassurante pour l'employeur côté sécurité industriel. Elle nous permet de récupérer le maximum de production sans arrêt grâce à la mise en place d'un équipement en réserve.

Chapitre III :
GENERALITY
SUR LES BRUT
ET LES PETROL

1. Introduction

Le pétrole a été vite adopté comme source d'énergie remplaçant celle du charbon dans plusieurs domaines et la pétrochimie a encore élargi la gamme de produits dérivés ou synthétiques tels les plastiques, le caoutchouc.

La forte demande sur cette source d'énergie d'une part, la déplétion des anciengisements, la rareté des nouvelles découvertes faciles d'accès et la vision stratégiques surcette source adoptée par les nations avancées et dominantes ont conduit à des tensions dans plusieurs régions du globe.

D'un côté, son caractère stratégique a conduit les nations fortes à utiliser toutes les pressions, économiques, diplomatiques et même militaires pour accéder aux sources énergétiques à travers le monde. D'un autre côté, les progrès techniques et scientifiques sont orientés vers la recherche de sources d'énergie de remplacement telles que le nucléaire, avec ses avantages énergétiques et ses risques sur l'homme et la nature, les essences extraites des végétaux, l'énergie renouvelable telles que l'éolienne, le photovoltaïque, la thermique et plus récemment l'exploitation du pétrole et du gaz de schiste dits pétrole et gaz « non conventionnels ».

2. Généralité sur le pétrole brut

2.1 DEFINITION

Le pétrole brut se présente le plus généralement sous la forme liquide plus ou moins visqueux, sa couleur varie du vert (brut de Moonie : Australie) au brun noir (brut de Ghawar : Arabie Saoudite) il dégage une odeur d'hydrogène sulfuré, de térébenthine ou simplement d'hydrocarbures.

Sa composition chimique est très complexe et dépend essentiellement de son âge c'est-à-dire de l'étape d'évolution du kérogène, quelle que soit l'origine de celui-ci ; La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales du pétrole brut va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation sur le champ de production), le transport, le stockage et bien entendu le prix. [1]

2.2 Composition du pétrole brut et des fractions pétrolières

Le pétrole brut et les fractions pétrolières sont essentiellement composées de molécules résultant de la combinaison d'atomes de carbones tétravalents et d'atomes d'hydrogènes monovalents ,et appelées hydrocarbure ,toutefois dans le pétrole brut n'existent que certains types de structure moléculaires d'autre telles que les formes oléfiniques instables, si elles ont pu se former à l'origine du pétrole brut ,se sont lentement et totalement transformées en molécules stables au cours des siècles dans les gisements , en outre , le pétrole brut contient également du soufre , de l'oxygène ,et de l'azote essentiellement sous forme de composées telque hydrogène sulfuré, mercaptan(R-SH),disulfures et

polysulfures(R-S-S-R)_n,acides naphthéniqueetc. ,ils sont particulièrement concentrés dans les fractions lourdes du pétrole brut qui renferment souvent à l'état de traces des composés organo-métalliques à base de fer, nickel, vanadium..etc. enfin, malgré une décantation prolongée le pétrole brut contient toujours un peu de sédiments et d'eau salée provenant soit du gisement, soit du transport par pétrolier. [1]

2.3 Familles chimique d'hydrocarbures

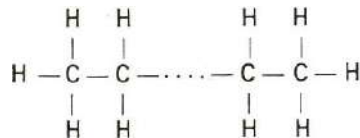
Compte tenu de la tétravalence de l'atome de carbone et de la monovalence de l'atome d'hydrogène, les différentes possibilités de combinaison de ces atomes peuvent se classer selon deux règles générales : addition des atomes de carbones en chaines ou en cycles, avec saturation ou non entre les atomes de carbones. [1]

2.3.1 Hydrocarbures aliphatiques

➤ **Saturés** : paraffinées de formules : C_nH_{2n+2}

-Chaîne droite unique : paraffinées normaux

Formule développée :

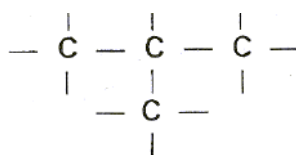


Nomenclature : Alcane.

Le méthane, premier de la série, l'éthane, le propane et le n-butane sont gazeux à température ambiante ; n-pentane à n-cétane sont liquides ; les molécules paraffinées normaux de poids moléculaire supérieur sont solides et constitue la paraffine, tous ces hydrocarbures se rencontre dans le pétrole brut.

-chaîne ramifiée : iso-paraffines : ce sont des formes isomères des hydrocarbures paraffiniques normaux, c-à-d qu'à mêmes poids moléculaires on les différencie des précédentes en utilisant le préfixe iso alcane.

La formule développée de l'isobutane iC_4H_{10} :



L'isomérisation n'est possible que pour les combinaisons faisant intervenir quatre atomes de

carbones ou plus.

Les isomères à chaînes droites ou ramifiées ont des propriétés physiques assez voisines : densité, poids d'ébullition et indice de réfraction. [1]

➤ Non saturée

Oléfiniques ou éthyléniques, selon le nombre de double liaison, la formule de ces molécules s'écrit : C_nH_{2n} , C_nH_{2n-2} , C_nH_{2n-4} Etc.

Les carbones sont déposés en chaînes droite ou ramifiée on ne trouve pas ces hydrocarbures oléfiniques dans le pétrole brut.

➤ -Chaîne droite

1 Double liaison oléfine normales : C_nH_{2n} . Nomenclature : alcène.

2 Double liaison dioléfine : C_nH_{2n-2} , nomenclature : alcyne.

Triple liaison : acétyléniques cette appellation provient du nom de chef de file, l'acétylène.

➤ Chaîne ramifiée

Ce sont tous les hydrocarbures isomères des précédents,

1 Double liaison : iso-oléfine, nomenclature : iso alcène.

2 Double liaison : di-iso-oléfine, nomenclature : di iso alcyne [1].

2.3.2 Hydrocarbures cycliques

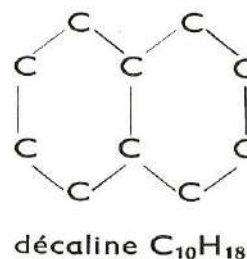
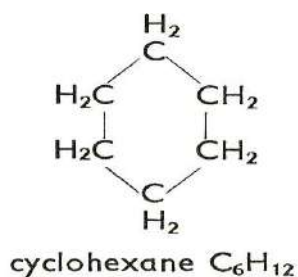
Le cycle ou le noyau peut être réalisé avec un nombre quelconque d'atomes de carbones mais le cycle à six carbones est le plus fréquent, car il correspond à l'angle normale de raccordement de 109° des atomes de carbones on a isolé cependant des cycles à 3, 4, 5, 7 et 8 atomes de carbones surtout les séries cycliques saturées de plus deux ou plusieurs cycles peuvent se condenser entre eux pour donner les hydrocarbures polycycliques.

➤ Saturés : naphtène de formule générale : C_nH_{2n}

Ce sont donc des isomères des hydrocarbures oléfiniques leur appellation est celle des paraffinées précédé du préfixe cyclo,

La condensation de deux noyaux quelconques donne un hydrocarbure complexe saturé et lourds. [1]

Par exemple



- **Non saturés** : En ne considérant que le cycle à six atomes de carbones, la non saturation ne pourra se présenter que sous trois formes : simple, double, ou triple car dans ce noyau deux doubles liaisons consécutifs sont impossibles :

- 1 Double liaison : cyclo-oléfiniques tel que le cyclohexane ;
- 2 Double liaison : cyclo-dio-oléfinique tel que le cyclohexadiène ;
- 3 Double liaisons : benzéniques et aromatiques.

Cette dernière structure non saturée cyclique correspond à une forme stable de la molécule ; aussi elle est beaucoup plus fréquente que les deux précédentes, les composés benzéniques se trouvent dans le pétrole brut en proportion variables. En outre plusieurs cyclent

Peuvent se condenser et donner des molécules lourdes et compactes qui sont recherchés dans l'industrie des parfums, des colorants...etc. [1]

2.3.3 Les hydrocarbures mixtes

Les deux familles précédentes peuvent être qualifiées de race pure, les réactions de substitutions permettent leur union pour donner naissance à une molécule bavarde présentant par hérédité des molécules communs aux deux races, des cycles peuvent se substituer sur les chaînes paraffinées ou inversement, les propriétés de la molécule mixte seront fonction de l'importance relative des noyaux et des chaînes dans la structure, l'appellation elle-même prend en considération l'élément prédominant de la molécule dans le cas de cycle on fait précéder son nom par celui de radicale paraffinée substituée (méthyl-cyclohexane), dans le cas de la chaîne substituée par un seul benzénique, on fait précéder le phényle (phényl hexacosane). [1]

Quelques noms de radicaux fréquemment utilisés :

- | | |
|--------------------------------|-----------------------|
| — CH_3 : méthyl | — C_4H_9 : butyl |
| — CH_2CH_3 : éthyl | — $CH = CH_2$: vinyl |
| — $CH_2CH_2CH_3$: propyl | — C_6H_5 : phényl |
| $CH_3 - CH - CH_3$: isopropyl | |
| | |

On imagine aisément que ce petit jeu des combinaisons par substitution permet de construire une infinité de molécules mixtes plus ou moins complexes, ces types de molécules sont très abondants

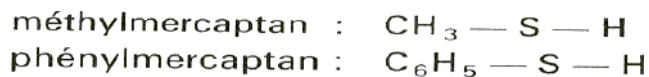
dans le pétrole brut et l'on peut même dire que ce sont elles qui constituent pratiquement les fractions lourdes : gasoil, fuel-oils et coupes lubrifiantes, elles assurent la continuité des propriétés entre les cycles et les chaînes. [1]

2.4 Composés sulfurés

En plus de sa possibilité d'existence à l'état libre, le soufre intervient sous forme de molécules plus ou moins complexe dans la composition de pétrole brut on reconnait en générale quatre grandes classes : [1]

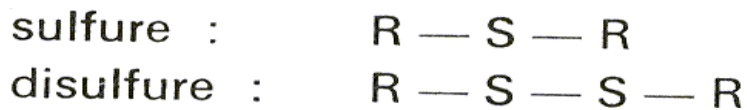
2.4.1 Composés acides et monovalent

Le premier de la série est l'hydrogène sulfuré puis viennent les mercaptans de formules générale R-SH.



2.4.2 Les sulfures, disulfures et polysulfures

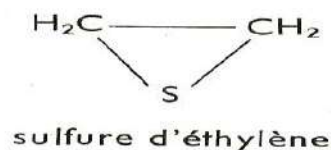
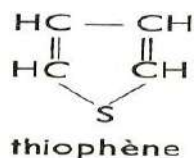
Ils sont neutres, sans odeur ; mais instables à chaud, ils se décomposent pour redonner les



composées du premier groupe :

2.4.3 Les sulfures cycliques

Ces composées sont neutres, mais stables à chaud à l'inverse des précédents :

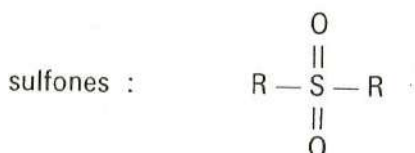
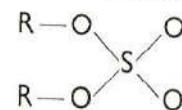


2.5 Les composés oxygénés

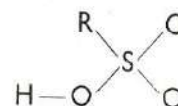
Ils sont de structure très variées car le soufre intervient avec une valence supérieure à deux, soit



alkylsulfates :



acides sulfoniques :



quatre, soit six on peut les trouver dans les fractions lourdes du pétrole brut, à l'état de traces bien souvent, mais le traitement à l'acide sulfurique de certaines fractions moyennes transforme les composées des groupes précédents en composées oxygénés complexes qui sont éliminés sous formes de goudrons acides :

La teneur en soufre dans le brut est très variable, pratiquement nulle dans certains bruts Marocain, Texans et indonésiens, elle atteint 0.25% dans les bruts de Sahara ,1 à 2% pour les bruts de moyen orient et 7 à 8% pour le brut d'Irak et certains bruts Italiens, dans ces derniers cas, la teneur élevée en soufre signifie qu'environ la moitié des molécules de brut est combinée au soufre. [1]

3. Généralité sur le gaz Naturel

3.1 Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie fossile composée majoritairement de méthane, bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Dispose de nombreuses qualités, abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. Le gaz naturel brut est composé essentiellement d'hydrocarbures dont la composition et la nature changent suivant les régions d'extraction, et d'eau avec quelques impuretés de proportions variables (N₂, CO₂, H₂S, composés sulfurés, etc.).

Le gaz naturel se trouve sous pression dans les roches poreuses du sous-sol ou en solution avec du pétrole brut ou du condensât.

La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, la distribution.

3.2 Types des gaz naturels

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, Ce qui conduit à distinguer les types suivants :

- **Gaz sec:** Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourds.
- **Gaz humide:** Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.
- **Gaz a condensât:** Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production, la phase condensée est riche en constituants lourds.
- **Gaz associé:** Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile » (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous. [2]

3.3 Caractéristiques du gaz naturel

Au stade final de son exploitation le gaz naturel a les caractéristiques suivantes :

3.3.1 La masse volumique

C'est la masse de l'unité de volume du gaz exprimé en Kg/m^3 , elle est fonction de la température et de la pression, en d'hors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales ou standards :

- Condition normale : $T = 0^\circ\text{C}$, $P = 1\text{atm}$.
- Condition standard : $T = 15^\circ\text{C}$, $P = 1\text{atm}$.

3.3.2 Volume massique

Représente le volume occupé par unité de masse de gaz, il est donc l'inverse de la masse volumique et s'exprime en $[\text{m}^3 / \text{Kg}]$.

3.3.3 La densité

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans des conditions bien déterminées de température et de pression, comme elle peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir à partir de sa composition chimique en utilisant la relation :

$$\text{Densité du gaz} = \text{masse moléculaire} / 28.966$$

3.3.4 Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence, le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en $\text{Joules} / \text{m}^3$. On distingue deux pouvoirs calorifiques

- Pouvoir calorifique supérieur PCS

Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.

- Pouvoir calorifique inférieur PCI

Il correspond à la combustion dans laquelle l'eau reste à l'état vapeur.

Le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur latente de vaporisation de l'eau. [2]

4. Composition chimique

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures : l'éthane, le propane, le butane, le pentane, et à des concentrations plus faibles des hydrocarbures lourds.

Les hydrocarbures ($\text{C}_3 - \text{C}_4$) forment fraction GPL (gaz de pétrole liquéfié) la fraction la plus lourde correspond aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C_{5+}) appelée gazoline.

Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures notamment de l'eau et des gaz acides- dioxyde de carbone et hydrogène sulfuré ainsi que de l'azote de l'hélium, de faibles

quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic).

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation, et elle sert aussi à calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de son exploitation. Elle est déterminée par méthode chromatographique en phase gazeuse. [2]

5. Les techniques de traitement du gaz naturel

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les constituants présents à la sortie du puits tel que l'eau, le gaz acide, et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou des spécifications commerciales.

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques. Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable.

Les principaux traitements qui sont effectués sont Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits,

Fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensat d'eau libre), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.

Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :

- Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
- Gaz du pétrole liquéfié (GPL).
- Gaz naturel liquéfié (GNL).
- Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée ...etc.).

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement:

- L'hydrogène sulfuré H_2S : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certain cas.
- L'eau: conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures: se condensant dans les réseaux de transport.
- L'azote: de valeur thermique nulle.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau),

le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures). La valeur du point de rosée hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrogradée.

Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans laquelle doit se situer le pouvoir calorifique. Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau suivant [2]

PCS	339100 A 39500 (KJ/M)
Point de Rosée HC	Inférieur à - 6°C.
Teneur en eau	Inférieur à 150 ppm Vol.
Teneur en C₅	Inférieur à 0,5% mol.

7-Tableau 07: Spécifications typiques pour un gaz commercial.

Compte tenu la différence entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, un traitement complémentaire peut être requis avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

6. Gaz naturel dans le monde

Les découvertes gazières se sont étendues progressivement à la totalité des continents. Elles concernent actuellement plus de 80 pays. On peut même noter que les pays disposant de réserves significatives sont plus nombreux dans le domaine du gaz naturel que dans celui du pétrole.

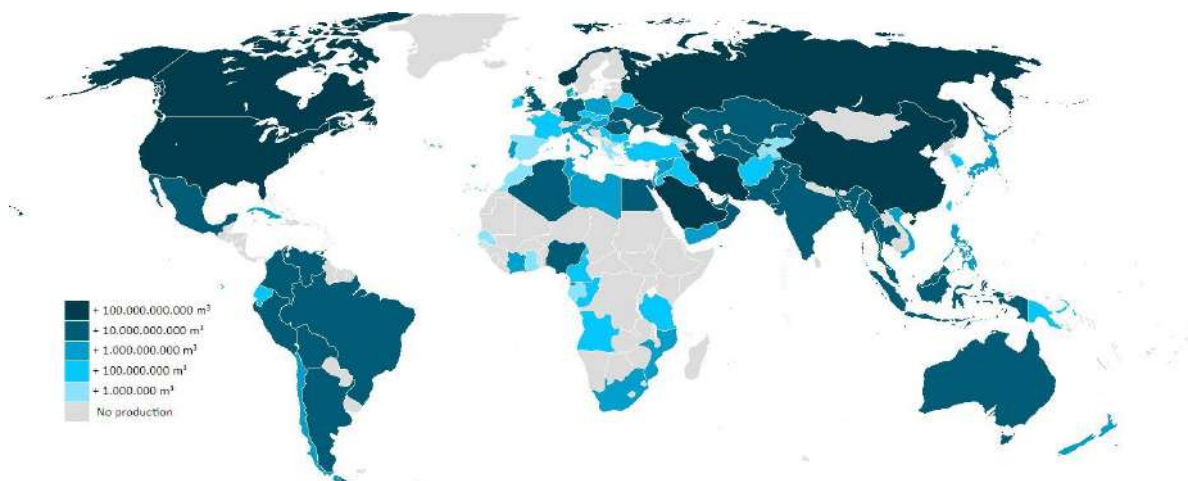


Fig. 4: Carte montrant les États producteurs de gaz naturel en 2013 .Wikipédia

6.1 Réserves du gaz naturel mondial

La comparaison des taux d'épuisement des ressources d'hydrocarbures constate que le gaz naturel est une ressource énergétique relativement peu exploitée par rapport au pétrole brut.

A la fin de l'année 2014 les réserves totales de gaz dans le monde sont estimées à 187.1 TRILLION m³ par rapport à la fin de l'année de 2004 dont 156.5 TRILLION m³ de réserves récupérables prouvées. [2]

Les réserves prouvées de gaz représentent, en équivalent énergétique, plus de 95 % des réserves prouvées de pétrole brut.

La plus forte part des réserves totales se trouve en Europe et Eurasie, Middle East, En ce qui concerne les réserves prouvées, elles se situent pour 31.0% en Total en Europe et Eurasie, Middle East et 42.7%, les parts des autres régions étant toutes inférieures à 25%. (Voir FIG 1-2) Après dix années de production, les réserves estimées ont encore augmenté de 30.6TRILLION m³ par rapport à celles du la fin de l'année 2004. L'augmentation est particulièrement importante dans les régions d'Europe et Eurasie, Middle East et l'Afrique. [2]

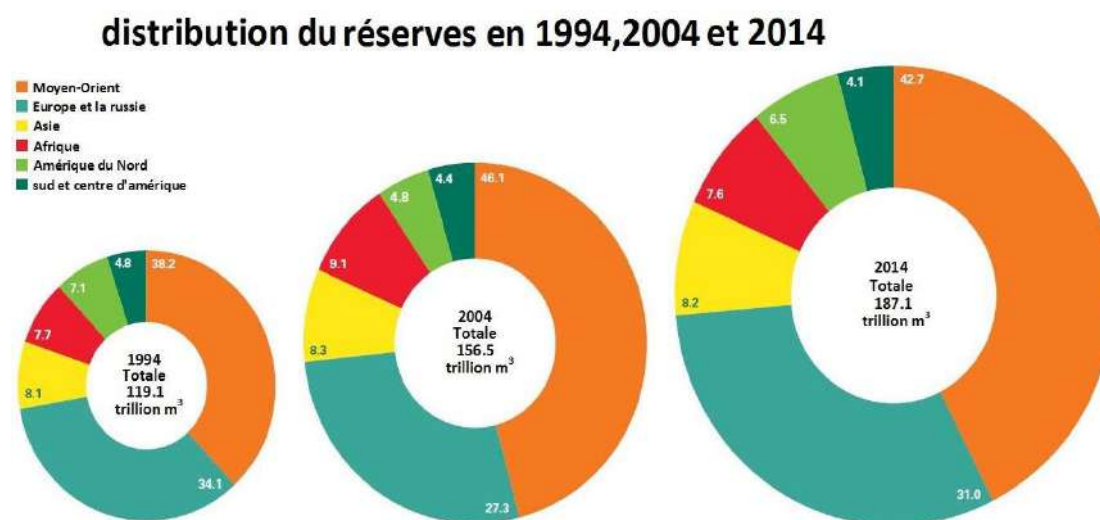


Fig. 5: répartition de gaz naturel dans le monde

6.2 Production mondiale du gaz naturel

Les principaux pays producteurs en 2014 étaient les Etats-Unis et la Fédération de Russie avec respectivement 21.4 % et 16.7 % de la production mondiale. D'autres Etats possèdent également une certaine importance telle que le Canada (4.7%), l'Iran (5%), Qatar (5.1 %), Norvège (3.1%), China (3.9%), l'Algérie (2.4%), Saoudia Arabie (3.1%), l'Indonésie (2.1%), Malaisie (1.9%).

Ces onze pays ont représenté à eux seuls plus de 69.4% de la production totale de gaz naturel à la fin de l'année 2014. A noter que l'Amérique du Nord, l'Europe et Eurasie produisent 56.5% de la production globale.

La production mondiale totale à la fin de 2014 était de 3460.6 milliards de mètres cubes en croissance de 1.6% par rapport à l'année 2013. Bien que la production ait augmenté dans toutes les régions, la croissance la plus rapide a été enregistrée au Moyen- Orient, l'Amérique du nord et l'Asie.

Entre 2004 et 2014, la production a progressé rapidement dans toutes les régions sauf en Europe & Eurasie. Une hausse de la production de gaz naturel dans le monde est anticipée en raison des projets d'exploration et d'expansion planifiée en prévision d'une demande future haussière. [2]

7. Le gaz naturel en Algérie

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel, et un important producteur de gaz au niveau mondial.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe. etc.).

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc transméditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie et l'Espagne via le Maroc. (Voir FIG 3) [2]



Fig. 6: Les voies d'exportations gazières algériennes

7.1 Les réserves gazières en Algérie

En **janvier 2003** les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à **4,077.10⁹m³**. Au cours des dix dernières années les bassins de Berkine et d'Illizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement **51%** et **50%**. Parmi les autres bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueuses figures. Le bassin d'Oued Mya où ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en **2002**, ainsi que les bassins de Timimoune et Hassi Messaoud. [2]

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de **7Milliards** de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer tous les découvertes réalisées. [2]

8. Conclusion

A la fin de l'année 2010, L'Algérie est placée au dixième rang, en possédant 2.4% environ des réserves mondiales. L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 83.3 milliards m³ de Production en 2014. Le prochain chapitre présentera l'installation de la procédure du CPF EL MERK.

Chapitre
IV : DESCRIPTION
DU PROCES

1. Introduction

La production des hydrocarbures est rarement associée à une utilisation massive de l'eau. En réalité, l'eau est déjà présente dans le réservoir (eau de formation). Ensuite, elle est utilisée pour les besoins de forage, de complétion et de traitement des puits. Enfin, elle est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, par des puits spécifiques (puits injecteurs), au cours de la récupération dite "secondaire" afin de compenser la diminution de pression du réservoir consécutive à sa mise en production. Elle sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de l'huile.

Le but de ce chapitre est de donner l'ensemble des réseaux et procédés de traitement de l'eau de production et leur réglementation relative au rejet, et une description générale des équipements TAGI relatifs à El Merk.

2. Utilisation de l'eau de production

Le CPF se compose de deux groupes de traitement d'eau produite.

Le groupe de traitement d'eau produite du TAGI se compose de deux trains. Il traite l'eau produite venant des puits de production du TAGI.

L'eau produite de RKF est traitée séparément (l'eau est plus polluée, changement de la composition) pour décamper la formation de dépôt de sulfate car elle a une forte teneur en Baryum. L'eau produite de RKF est rejetée dans un puits oubelle qui n'est pas relié au Réservoir en cours d'exploitation.

L'eau de production du TAGI est séparée des hydrocarbures en circulant les effluents des Puits à travers des équipements de procédé, comme les slug catcher, le séparateur HP, les 2 Dessaleurs. L'eau récupérée en sortie de ces équipements est séparée de l'huile et du gaz dans les installations d'admission de CPF situés en amont du système d'injection d'eau. Pour atteindre la qualité d'eau requise, l'eau de production passe par une série de procédés de traitement.

En général, l'eau de production des deux trains de traitement de brut est réinjectée dans un puits injecteur pour maintenir la pression du réservoir. Dans ce cas, il peut y avoir un

Problème de compatibilité avec l'eau de formation déjà présente dans le réservoir, ce qui peut mener à la formation de dépôts indésirables. C'est pourquoi l'eau de production n'est

Réinjectée dans un puits que lorsqu'on est certain qu'elle est compatible avec l'eau de formation. Avant d'être injectée dans le réservoir, l'eau de production est traitée pour la stabiliser et pour réduire la teneur en huile dispersée. [5]

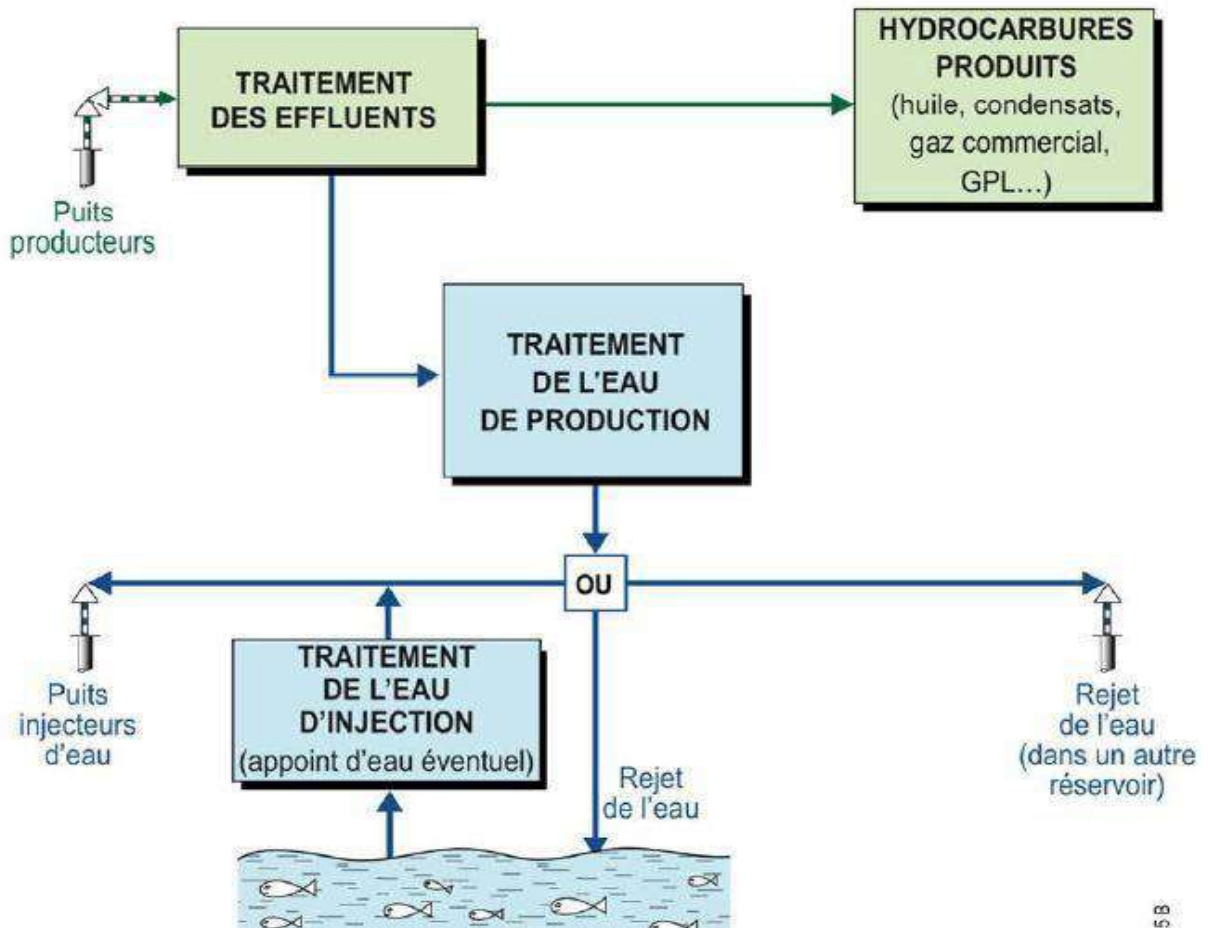


Fig. 7: Utilisation de l'eau de production.

3. Procède de traitement de l'eau de production

Les traitements de l'eau de production se caractérisent par la taille des gouttelettes d'huile qu'ils peuvent séparer. Les procédés de traitement de l'eau de production peuvent comprendre plusieurs étapes.

3.1 Traitement primaire

Il est utilisé pour retirer des grosses gouttelettes, se fait en utilisant la gravité.

3.2 Traitement secondaire

Il est le cœur du système de traitement de l'eau de production., il est très fréquent de trouver des petites gouttelettes générales jusqu'à 10 μm dans l'eau de production. La force gravitationnelle ne suffit donc pas pour séparer les gouttelettes d'huile de l'eau : la séparation prendrait beaucoup trop longtemps

et l'eau de production ne pourrait pas être traitée en totalité. Les traitements secondaires sont généralement réalisés par :

Hydrocyclones : Les hydrocyclones agissent sur la force gravitationnelle utilisée pour séparer l'huile et l'eau. En créant un vortex, ils utilisent la force centrifuge pour séparer les gouttelettes d'huile de l'eau. L'eau (plus lourde) est poussée vers l'extérieur du vortex tandis que l'huile reste au centre, et est ainsi séparée de l'huile.

Unités de flottation : Le procédé de flottation agit sur la différence de densité entre les Gouttelettes d'huile et l'eau. Ce procédé consiste à mélanger de petites bulles de gaz avec les Gouttelettes d'huile. Les bulles de gaz entrent en contact avec les gouttelettes d'huile et les font remonter à la surface plus rapidement ce qui améliore la séparation huile/eau.

Procédés reposant sur la coalescence : Ces procédés agissent sur le diamètre des Gouttelettes d'huile. Ils font coalescer les gouttelettes d'huile, c'est-à-dire qu'ils les font fusionner en gouttelettes plus grosses, afin de les faire remonter plus vite à la surface. [5]

3.3 Traitement tertiaire

Peut être effectué par les filtres coalescents ou les centrifugeuses, si la teneur en huile doit encore être réduite. Ce cas peut se présenter pour le rejet de l'eau de production à terre où les réglementations sont les plus strictes. Par quel moyen ou la réinjection dans les puits.

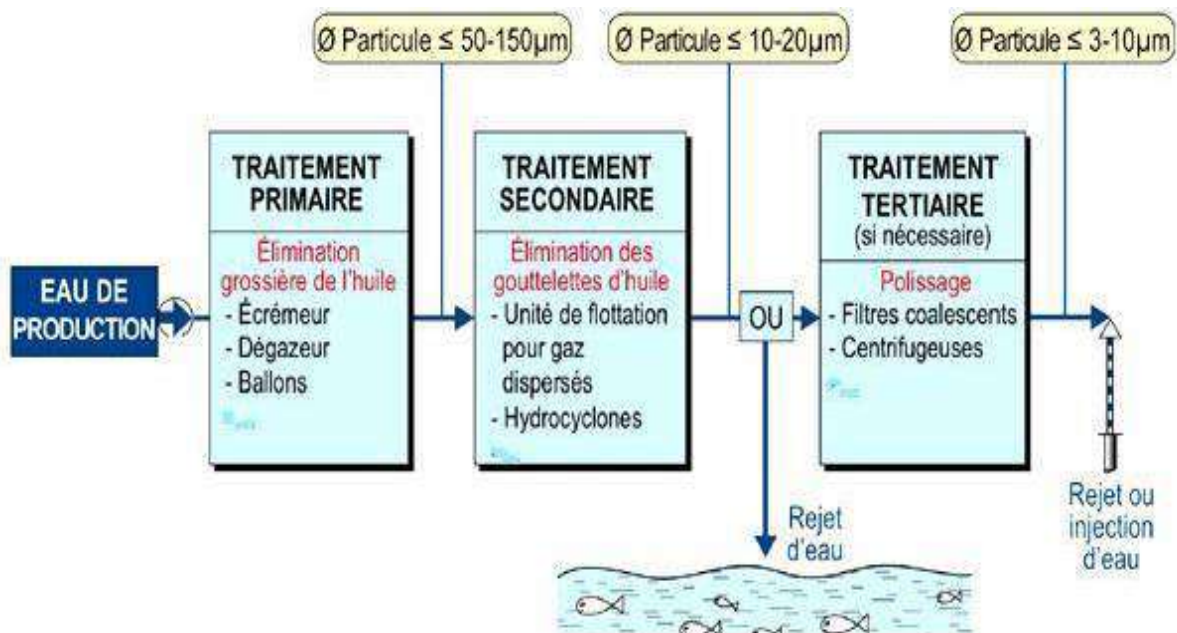


Fig. 8 Schéma de principe du procédé de traitement de l'eau de production.

4. Réseaux d'eau de Production

Les installations de production pétrolière disposent de 3 réseaux d'eau de production :

Drains ouverts : Les drains ouverts recueillent principalement de l'eau de pluie et les purges Manuelles via les fosses d'égouttures. L'eau recueillie contient peu d'HC et pas d'émulsions stables. Donc un simple traitement par décantation suffit à réduire sa teneur en huile à moins de 20 mg/L.

Drains fermés : Les drains fermés collectent les purges des équipements et des sections principales des lignes de procédé. Les eaux des drains fermés sont simplement traitées par décantation avant d'être recyclées dans la chaîne de traitement de l'eau.

Eaux de procédé : C'est le cas du traitement des eaux de production faisant l'objet du thème de notre mémoire.

4.1 Système de traitement d'eau produite

Sur l'installation de production au niveau d'El Merk, l'eau de production désigne l'eau provenant du gisement, l'eau provenant des procédés (2 slug catcher, HP séparateur) et l'eau mélangée au brut lors du dessalage. Ces trois « sources » d'eau de production ayant été en contact avec le brut à produire, sont polluées et doivent donc être traitées avant d'être rejetées. Chaque paquet de traitement d'eau de production est conçu pour réduire contenu huile-dans-eau d'une concentration maximale de 20.000 mg / l dans l'alimentation à moins de 20 mg / l (sous forme de gouttelette dispersé). Le traitement comprend:

- Le dégazage de l'eau produite (évacuation du gaz dissous).
- La réduction de la teneur en huile à moins de 20 ppm procédées de flottation induite Avec un gaz.
- La désoxygénation ou oxygène scavenger est injecté dans l'eau produite traitée sortant des groupes de traitement d'eau de production. Ceci maintient l'oxygène dissout à moins de 10 parties par milliard (poids).
- La filtration pour éliminer des particules supérieures à 10 microns en taille. La teneur de TSS doit être de 1 mg/l.

Le CPF se compose de deux groupes de traitement d'eau produite.

- Le groupe de traitement d'eau produite du TAGI se compose de deux trains (X01/02-5101). Il traite l'eau de production venant des puits de production du TAGI.
- L'eau de production de RKF/Strunian est traitée séparément, car elle a une forte teneur en baryum. [5]

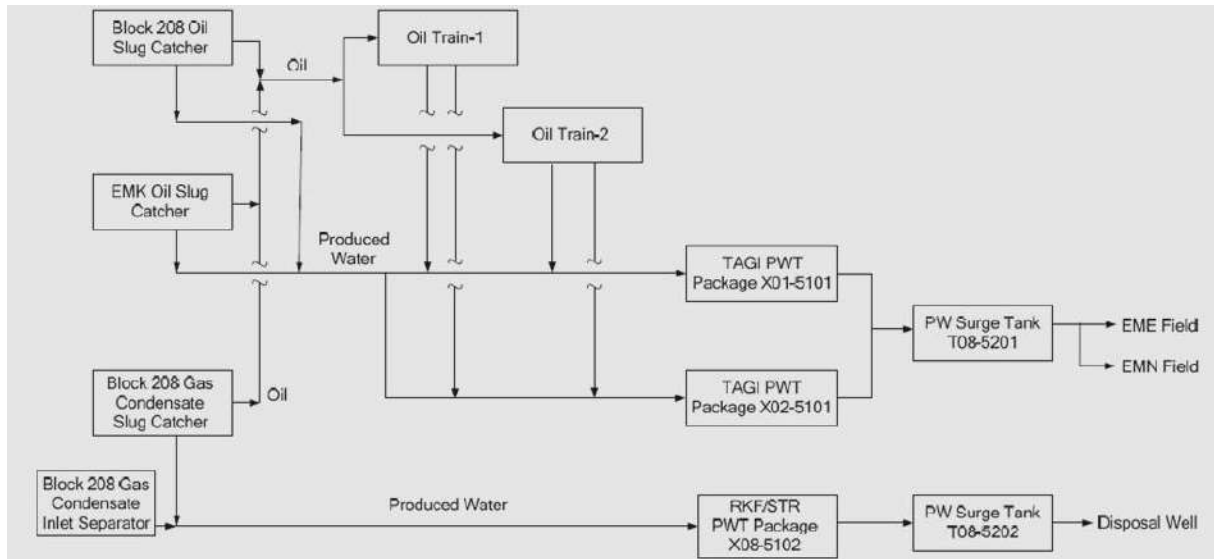


Fig. 9 Vue d'ensemble de Collecte et évacuation de l'eau de production.

Traitement d'eau produite du TAGI

L'eau produite est reçue des équipements suivants :

- Séparateur de condensat de pétrole du bloc 208 (V08-1001-2/3).
- Séparateurs de condensat de pétrole intégré d'EMK (V08-1002-2/3).
- Train 1 et train 2 de séparateur HP (V01/02-2001).
- 1^{er} et 2^{ème} étages des dessaleurs du train 1 et du train 2 (V01/02-2002/2003)
- L'eau de production est reçue de façon intermittente des réservoirs d'aspiration du côté de stabilisateur de pétrole du train 1 et du train 2 (V01/02-2005).

L'eau de production venant des puits de production du TAGI est séparée de l'huile et du gaz dans les installations d'admission de CPF et est envoyée au groupe de traitement d'eau de production du TAGI (X01/02-5101).

- Deux trains indépendants (2 x 50 %).
- La capacité nominale totale est 120 m³/h d'eau par jour.
- Le taux de rejet d'eau huileuse est limité à 10 % du débit du groupe.
- Réduction de 5 % du débit d'admission de pointe (42 576 barils d'eau par jour) par train.

La description pour TAGI train-2 de traitement d'eau produite est similaire à train-1 (Tout le matériel et les instruments). Le groupe de traitement d'eau produite (2 x 50 % trains) se compose des équipements suivants :

- 1 Dégazeur (V01/02-5101)
- 1 Appareil de flottation à gaz induit (V01/02-5102)

- 2 (1 service + 1 réserve) Pompes de rejet d'eau huileuse (P01/02-5103A/B)
- 2 (1 service + 1 réserve) pompes de recirculation d'eau d'IGF (P01/02-5102A/B)
- 1 tank (T08-5201)
- 3filtres(S08-5201A/B/C)

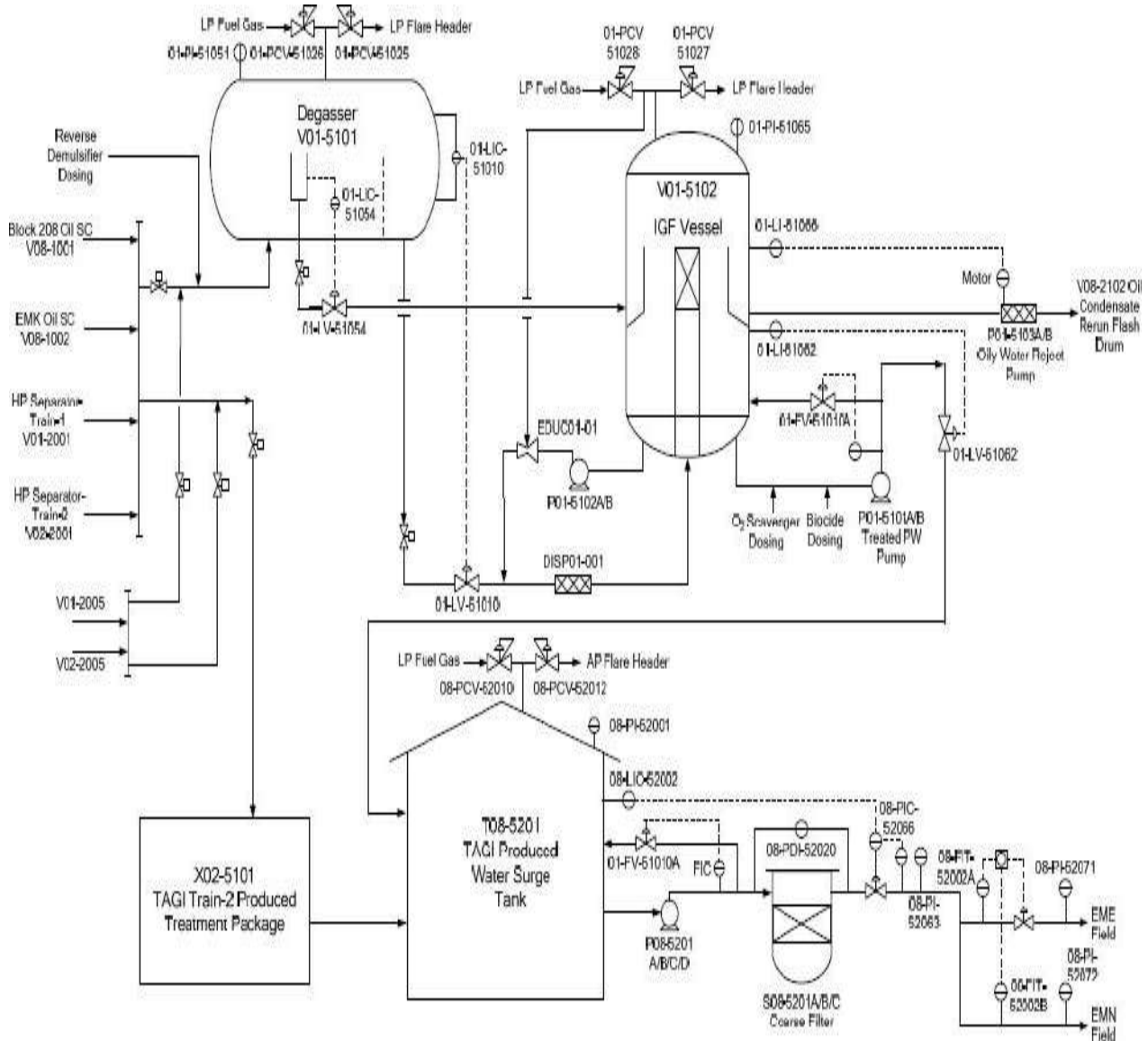


Fig. 10: Vue d'ensemble de TAGI train1.

4.1.1 Dégazeur

L'eau de production, ainsi que les hydrocarbures liquides et la vapeur de vaporisation sont reçus dans le dégazeur. La pression dans le dégazeur est maintenue à 3,3 barg par desdétendeurs dans les conduites d'admission et de sortie de gaz combustible.

La ligne d'entrée comporte une disposition pour l'injection de reverse-dés émulsifiant, l'eauentre dans

le dégazeur au fond, le gaz dissous est séparé dans le dégazeur et quitte le dégazeur vers LP torche. [5]

L'eau huileuse passe à travers un coalesceur avec des plaques ondulées, où les grosses gouttelettes d'huile sont coalescées et séparées de la phase aqueuse. L'huile remonte à la surface du liquide et coule sur un déversoir dans un seau (Bac d'hydrocarbures). Les hydrocarbures collectés dans le bac sont envoyés, par l'intermédiaire de vannes de commande, à la goulotte d'huile d'IGF, l'écoulement est dû à la différence de pression. L'eau quittant le dégazeur doit avoir moins de 300 mg/l d'huile. Cette eau partiellement traitée est mélangée à l'eau traitée d'IGF et au gaz carburant dans le bâti de pompe et de vanne de commande qui coalesce l'huile et les solides.

4.1.2 Flottation de gaz induite (IGF)

Les systèmes de traitement de l'eau de production peuvent être équipés d'hydrocyclones de dessablage afin de nettoyer l'eau de production du sable qu'elle contient avant de s'attaquer aux gouttelettes d'huile, l'entraînement de sable avec les effluents au niveau d'El-Merk est inférieur à 0.1 mg. Des filtres sont utilisés au niveau des puits.

La purification de l'eau de production comprend généralement, comme le montre la figure (3.2), trois phases de traitement. Les flotteurs permettent d'affiner le traitement, qui enlève les petites particules et gouttelettes d'huile (inférieur à 10 μ m).

Le processus de l'IGF, flottation par injection de gaz fonctionne par le principe de la loi de Stokes en utilisant du gaz finement dispersé pour réduire la densité apparente de l'huile et des matières solides, le gaz augmente la taille des gouttelettes d'huile et la flottabilité par coalescence. La pression de fonctionnement de l'IGF est maintenue à 1,0 barg, le gaz induit à l'IGF est de pression de 3 barg.

L'eau en vrac est reçue dans l'IGF où l'huile résiduelle est enlevée par flottation à induction de gaz. Une portion de l'eau en vrac dans l'IGF est recyclée à travers l'éjecteur où le gaz combustible est ajouté et mélangé à l'eau en vrac venant du dégazeur.

Ce fluide à deux phases est envoyé à travers un dispersant où les bulles de gaz sont brisées en bulles plus petites. Ce procédé augmente la surface de contact entre le gaz et le liquide.

L'eau en vrac ainsi que le gaz dispersé entre au bas de la section de flottation dans l'appareil d'IGF. Le gaz dispersé emporte dans la section du coalesceur les huiles et solides collés ou emprisonnés (haut). Les huiles et solides sont coalescés par écrémage de la

"flottation". L'huile et les solides de la surface de la cuve se déversent dans la goulotte d'huile de l'IGF (Gaudet), l'eau traitée souhaitée aux normes est évacuée dans le fond de la cuve. Les hydrocarbures liquides enlevés du dégazeur sont aussi reçus dans cette section. Le liquide combiné est transporté vers

le ballon de détente de reprise d'huile et de condensat.

L'opération d'écumage est accomplie en variant le niveau dans le compartiment d'eau claire de l'IGF pour obtenir la séparation désirée.

Le procédé de flottation commence par la fourniture d'eau sous pression par les pompes de recirculation d'eau à un éjecteur de type venturi. Ce flux de recyclage est constant et lié au modèle utilisé et ne varie pas avec la vitesse de l'eau produite entrant.

L'eau sous pression en passant par l'éjecteur crée un vide à l'orifice d'aspiration de gaz, de sorte que le flux de gaz est induit dans le flux de l'eau. Le mélange est ensuite combiné avec le flux entrant de l'eau produite à partir du dégazeur et passe à travers un mécanisme de dispersion où de très petites bulles de taille micrométrique sont formées et réparties uniformément. Cela garantit que le gaz est entraîné dans le courant d'alimentation complet.

Les bulles se fixent sur les particules d'huile et de matières solides présentes dans la charge entrante. Le courant passe ensuite à travers une section de coalescence au sein de la colonne montante centrale du vaisseau à une vitesse réduite. Ceci permet aux particules de gaz et de pétrole de flocculer des solides et les ensembles avant d'être libéré à la surface de la cuve. Les floccs huile / matières solides sont dispersés radialement vers le bord extérieur de la cuve. [5]



Fig. 11: Flottation de gaz induite (IGF)

4.1.3 Pompes de rejet d'eau huileuse

Il y'a deux pompes de rejet d'hydrocarbures liquides, une en service et l'autre en réserve. Elles sont utilisées pour transporter la mousse vers le ballon de détente de reprise d'huile et decondensat.

4.1.4 Pompes de recirculation d'eau d'IGF

Il y'a deux pompes de recirculation d'eau de production du TAGI elles sont installées pour chaque groupe, une en service et l'autre en réserve. Elles sont utilisées pour recycler une portion de l'eau en vrac dans l'IGF.

4.1.5 Surgé tank d'IGF

Le surgé tank est un ballon tampon qui sert de capacité de stockage nette de 7775 m³, avec un temps de rétention de 8 h. Le Surgé tank d'eau d'unité IGF est recouvert avec LP gaz carburant, fixée à 30 mbarg pour maintenir la pression.

Le réservoir est équipé d'un skim d'huile pour éliminer l'huile, si le traitement de l'eau de production n'est pas aux normes. Cela sera fait manuellement. L'eau est évacuée à l'aspiration des boosters pompes. L'huile est purgée manuellement vers les drains ouverts.

4.1.6 Pompes booster

Elles sont utilisées pour le pompage de l'eau produite traitée de TAGI au niveau du tank à la station Gathering Field.

Il ya quatre (capacité 4 x 33%) pompes, trois pompes en service et le quatrième en stand-by pendant le fonctionnement normal. Les pompes sont fournies avec une facilité 'Auto Start' de sorte que la pompe de secours commence, en cas de panne. Ses pompes refoulent l'eau vers les filtres. [5]

4.1.7 Hyper filtre

L'eau produite traitée est filtrée dans le filtre grossier pour éliminer les particules solides de taille supérieure à 10 microns. Il existe trois filtres grossiers (3 x 50%) de type decartouche dans la conduite de refoulement de la pompe Booster. Avec un système de calcul de la pression différentielle à travers le filtre est indiqué par une alarme de pression différentielle (08-PDI-52020). La filtration est effectuée pour protéger contre :

- L'accumulation de sédiments dans les lignes principales et les lignes de flux
- Les dommages de l'érosion de la tuyauterie, des sièges de soupapes et internes de la pompe d'injection.
- Dommages / bouchage du puits d'injection d'eau.

4.1.8 Pompes d'eau produite traitée du train 1 du TAGI

L'eau produite traitée de TAGI est distribuée au bloc 208. L'eau produite traitée à la sortie de filtres grossiers s'écoule à la station de Gathering Field (FGS), où il est mélangé avec l'eau aquifère du Barrémien et injecté par des pompes d'injection.

4.1.9 Système de traitement d'eau de production de RKF

L'exploitation du système de traitement d'eau traitée de RKF est similaire à celle du système de traitement d'eau de production du TAGI. L'eau de production de RKF est traitée séparément, car elle a une forte teneur en baryum qui cause la corrosion. Le mélange de l'eau produite par bloc 208 et de RKF va créer un risque de dépôts dans tous les équipements en aval et dans le puit d'injection.

Le RKF reçoivent de l'eau de production à partir de bloc 208 du condensat de Slug Catcher (V08-1003) et le bloc 208 du condensat, Inlet Séparateur (V08-1005).

Le RKF reçoivent de l'eau de production à partir de bloc 208 du condensat de Slug Catcher (V08-1003) et le bloc 208 du condensat, Inlet Séparateur (V08-1005).

Le système de traitement d'eau de RKF se compose d'un PW dégazeur et d'un IGF pour éliminer la teneur en huile pour répondre à la spécification de 20 mg/l pour l'injection d'eau.

L'huile séparée du dégazeur et d'IGF est pompée vers le bac de rerun (V08-2102). L'eau produite traitée est pompée vers le bac de stockage de RKF/STR

(T08-5202) puis injecté dans un puits bourbier par des pompes d'injection d'eau produite (P08-5202A / B).

Le produit chimique est injecté des émulsifiant inverse, si nécessaire dans l'eau huileuse entrant pour briser l'émulsion d'huile et aider à la séparation. Le produit chimique oxygène Scavenger et Biocide sont injectés dans l'eau de production traitée pour respecter la spécification d'O₂ de 20 ppb (en poids) max. L'aperçu de Système de traitement d'eau produite RKF est donnée sur la figure 3.6.

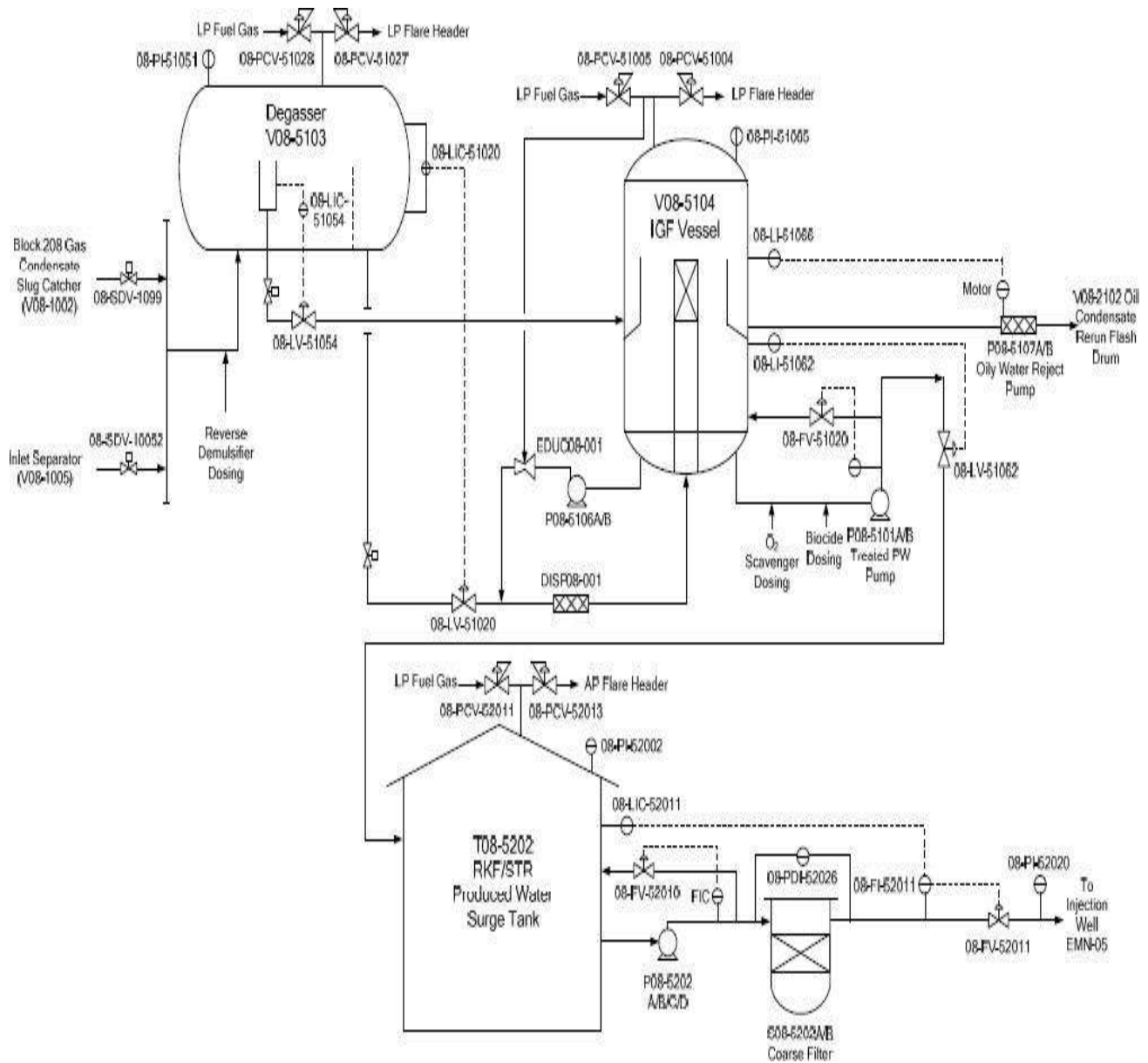


Fig. 12: Système de traitement d'eau produite RKF.

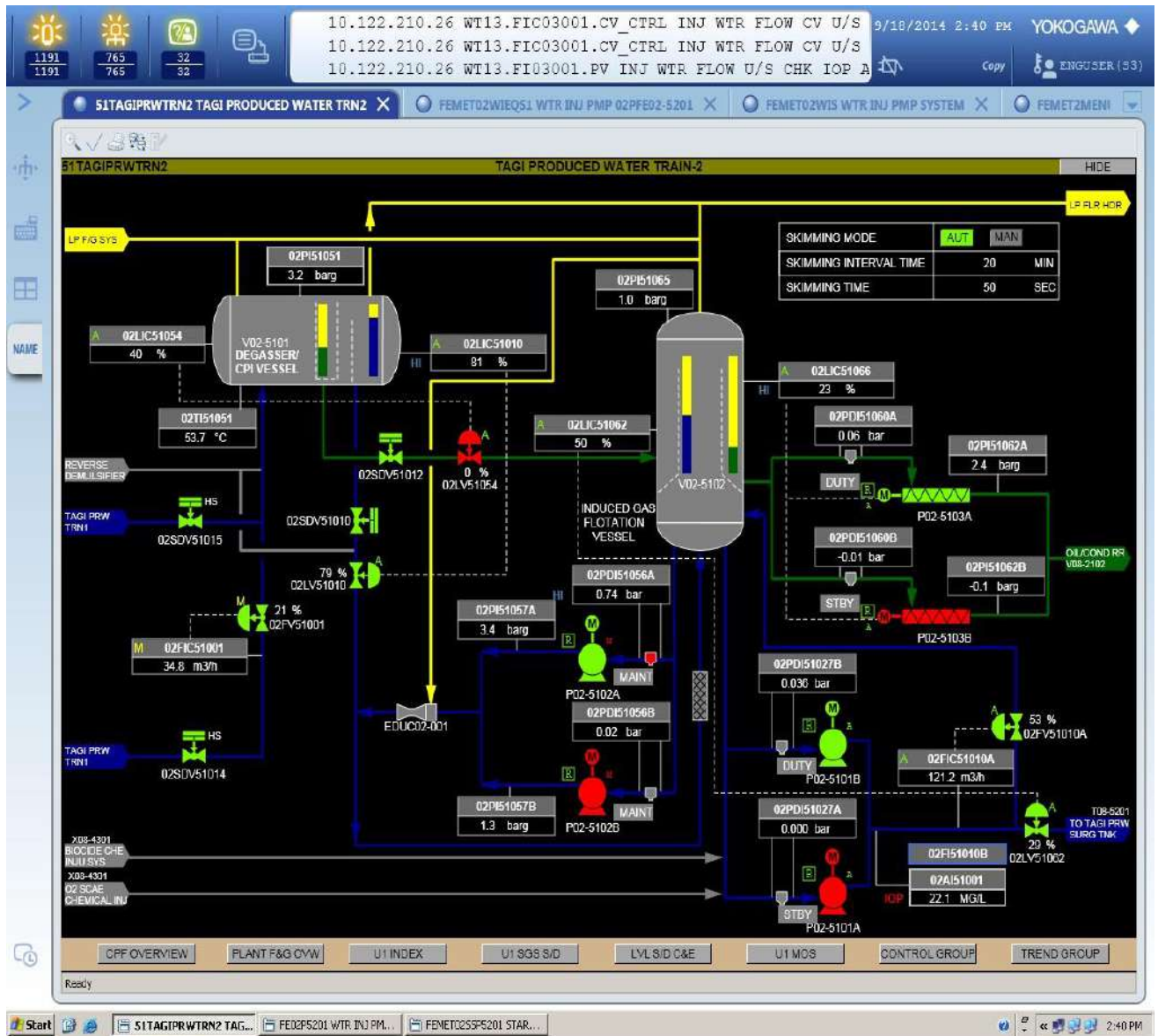


Fig. 13: Système de traitement d'eau produite dans le OIS.

5. Conclusion

Sur les champs pétroliers, les eaux de production sont davantage perçues comme une ressource plutôt qu'un sous-produit de la production du pétrole. La gestion des eaux de production est devenue une composante importante pour un développement durable et une meilleure rentabilité des champs. Dans un souci de protection de l'environnement et d'économie de l'eau, ces installations visent à augmenter le pourcentage de recyclage et à favoriser la réutilisation de l'eau.

Chapitre
V : PROBLEME ET
SOLETION

1. Introduction

Les procédés de réinjections d'eau sont largement utilisés dans le monde, leur but essentiel est de maintenir la pression du gisement pour garantir une production au moins égale à celle de départ. Mais aussi pour se débarrasser des eaux produites via des puits poubelles, car le règlement sévère en matière d'environnement limite la possibilité de déverser de telles eaux dans la nature.

Une mauvaise qualité de cette eau peut avoir des conséquences fâcheuses sur l'injectivité et donc limite les procédés de réinjections de leur but majeur à savoir le maintien de pression.

Cette chute d'injectivité résulte souvent sur des travaux de workover, stimulations et de recompilations très coûteux et peut mener aussi à une fracturation incontrôlée des puits à cause d'une grande pression de fond réduisant ainsi l'efficacité du balayage et donc de la récupération.

Plusieurs facteurs agissent sur la qualité de l'eau et ont un impact direct sur l'injectivité parmi eux l'injection par l'inadvertance ou un mauvais choix de traitement d'une quantité d'huile résultante sur une chute drastique de la perméabilité.

A cause des conséquences fâcheuses que peut avoir cette quantité d'huile sur l'injectivité, tous les opérateurs essaient par tous les traitements de minimiser au maximum la présence de cette huile dans les eaux d'injections.

La flottation est l'un de ces traitements. Elle est utilisée pour la séparation solides dispersés et les liquides immiscibles de la phase continue (l'eau)

La séparation est facilitée par l'apport de fines bulles de gaz dispersées dans la phase continue. Ces dernières s'attachent aux gouttelettes d'huiles par un mécanisme d'attraction intermoléculaire entre la bulle et la gouttelette

L'attachement des bulles de gaz sur les gouttelettes d'huiles réduit la masse volumique, et donc augmente la vitesse de séparation.

2. Présentation du problème

L'objectif de cette étape est d'exploiter la section de traitement des eaux huileuse (IGF). Dans les bonnes conditions de marches pour cela nous allons étudier les variations des paramètres opératoires de cette section.

Dans cette unité Les analyses de la teneur en huile dans l'eau de production à la sortie de l'unité de traitement d'eaux (sortie d'IGF) ont été effectuées au niveau de laboratoire. Les résultats montrent une teneur de (30 à 65 ppm), qui est largement au-delà de la spécification (<20 ppm).

Puisque les résultats obtenus ne respectent pas la norme préconisée, cela va entraîner des quantités d'huile à la sortie de l'unité de traitement d'eau de production d'où une chute significative d'injectivité et un colmatage au niveau des équipements qui se situent après l'unité d'IGF.

La cause de cette chute d'injectivité est l'injection par inadvertance d'un bouchon d'huile due à l'inefficacité de l'unité de traitement ce qui nous a obligé de faire une analyse de la situation et de voir quel équipement est en défaillance. En comparant les valeurs de la teneur en huile dans l'eau, à la sortie du

dégazeur, du design et celles réalisées par le laboratoire, on remarque que cet équipement (dégazeur) fonctionne aux normes qui stipulent une valeur de 20000 ppm en huile dans l'eau alors que la teneur trouvée par le laboratoire est de 300 ppm largement inférieure. On constate que le problème est sorti au niveau d'IGF (un sous dimensionnement de l'équipement ou bien une mauvaise utilisation des paramètres opératoires) soit au niveau des produits chimiques utilisés. Pour cette raison, on va procéder par élimination jusqu'à ce qu'on arrive à trouver la source du problème et de là on pourra améliorer la séparation en jouant sur les différents paramètres opératoires.

3. Comparaison des paramètres du design et actuel

Grandeurs		Design (min /max)	Actuel
Pression de service	(barg)	1,31/1,82	1
Température du service	(C ⁰)	-10/90	10/60
Masse volumique	(Kg/m ³)	1001/1224	1016
Débit	(m ³ /h)	120	43
Quantité du dés émulsifiant	(ppm)	10	Pas d'injection

8-Tableau 08: Les paramètres du design st actuel de l'IGF.

Le tableau suivant représenter l'analyse de laboratoire de 09 à 19 Mai 2022 :

La date Mai 2022	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Teneur OIW Entré											
Dégazeur											
En PPM	76	64	63	42	51	62	101	93	119	114	143
neur OIW Sortie											
IGF											
En ppm	22	20	83	22	42	29	18	83	18	20	73
Le dosage											
d'injections dés											
émulsifiant en ppm	30	35	35	35	40	40	40	45	45	45	50

9-Tableau 09: Les' analyse de laboratoire de 09 a 19 Mai 2022 dans l'unité de traitement d'eaux huileuse dégageur et IGF d'El-merk.

3.1 Les hypothèses

- La densité de l'eau à la température 15 °C = 1001 kg/ m³.
- La densité de l'eau à la température 60 °C = 1224 kg/ m³.
- Le débit d'entre de l'unité égal à 43 m³/h.
- La densité de brut à la température 15°C égale 802 kg/ m³.
- La densité de brut à la température 60 °C égale 1132 kg/ m³.

4. Calcul du diamètre de la goutellet

$$D_p = K * \left(\frac{\mu_c^2}{g * \rho_c * (\rho_p - \rho_c)} \right)^{1/3}$$

On donne une valeur de 0,033 pour K pour un écoulement de STOCKES.

A T=15°C et P 1.31 barg

Les paramètres opératoires	Unité	Valeurs
ρ_c	kg/m ³	1001
ρ_p	kg/m ³	802
μ_c	cp ou Kg /m.s	0.89
g	m/s ²	9.81

Après le calcul on déterminer le diamètre de la particule :

$$D_p = 5,69 * 10^{-5} \text{ m.}$$

A T=60°C et P 1.82 barg

Les paramètres opératoires	Unité	Valeurs
ρ_c	kg/m ³	1224
ρ_p	kg/m ³	1132
μ_c	cp ou Kg /m.s	1.6
g	m/s ²	9.81

$$D_p = 7,87 * 10^{-5} \text{ m.}$$

5. Régime utilisé

$$C'(Re)^2 = (1.31 * 10^7 * D_P^3 * \rho_c * (\rho_p - \rho_c)) / u_c^2$$

Avec

C' : Coefficient de correction du nombre de Reynolds

D_P : Diamètre de la gouttelette d'huile (m)

ρ_c : Masse volumique d'eau (kg/ m³)

ρ_p : Masse volumique d'huile (kg/ m³)

u_c : viscosité de la phase continue (cpoise).

- A T=15°C et P 1.31 barg.

$$C'(Re)^2 = 0,607061$$

A partir de la figure 29, on constate la valeur de $C' = 60A$ partir du tableau 16, $C' = 24 * Re^{-1}$

Donc $Re = 24/60$

$$Re = 0.4$$

- A T=60°C et P 1.82 barg.

$$C'(Re)^2 = 0,280845$$

A partir de la figure 29, on constate la valeur de $C' = 60A$ partir du tableau 16, $C' = 24 * Re^{-1}$

$$Re = 0.4$$

- A T=15°C et T=60°C, on trouve $Re < 2$, Le résultat obtenu confirme que l'écoulement choisi est vérifié et convient à celui de STOKES.

6. Calcul de la vitesse de montée

$$V_t = - \frac{g (\rho_p - \rho_c) * D_P^2}{18 * \mu_c}$$

- A T=15°C $V_t = 0,003946$

- A T=60°C $V_t = 0,001941$

7. Calcul du temps de remontée de gouttelette d'huile

$$T_m = h / v_t$$

Avec

T_m : Temps de remonter de gouttelette (s). H : Hauteur réelle de l'eau dans l'IGF (m). V_t : Vitesse de montée d'huile. (m/s).

$$H = 3260 \text{ mm} = 3.26 \text{ m}$$

- A T=15°C Tm = 3,580616 min.
- A T=60°C Tm = 5,398932 min.

8. Calcul du temps de séjour

$$T S = \frac{\text{volume total operationnel}}{\text{débit total}}$$

Débit total= débit entrant + débit recerclé (50% du débit entrant)

Débit total m3/h	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360	390	420	450
------------------	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

8.1 Calcul du volume opérationnel

$$\text{Volume opérationnel} = 1/6 \pi k_1 D^3 * (f(Ze)) + 1/4 \pi D^2 H_3$$

Avec :

$$K = 2 b / D$$

$$Ze = (H_1 + H_2) / K_1 D$$

$$f(Ze) = - (H_1 + H_2 / 2 b)^2 * (- 3 + (H_1 + H_2 / b))$$

Diamètre d'IGF (mm)	2896
Longueur d'IGF (mm)	4300
H1 (mm)	838,2
H2 (mm)	0
H3 (mm)	2421,8
b (mm)	838 ,2

$$\text{Volume opérationnel} = 17,84905 \text{ m}^3$$

8.2 Les valeurs de temps de séjour

- A T=15°C

Ts min	34.2	17.81	11.84	8.92	7.13	5.94	5.05	4.46	3.96	3.56	3.24	2.97	2.74	2.54	2.3
--------	------	-------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-----

- A T=60°C

Ts min	107.2	53.51	35.6	26.7	21.41	17.8	15.2	13.3	11.5	10.7	9.7	8.9	8.2	7.6	7.12
--------	-------	-------	------	------	-------	------	------	------	------	------	-----	-----	-----	-----	------

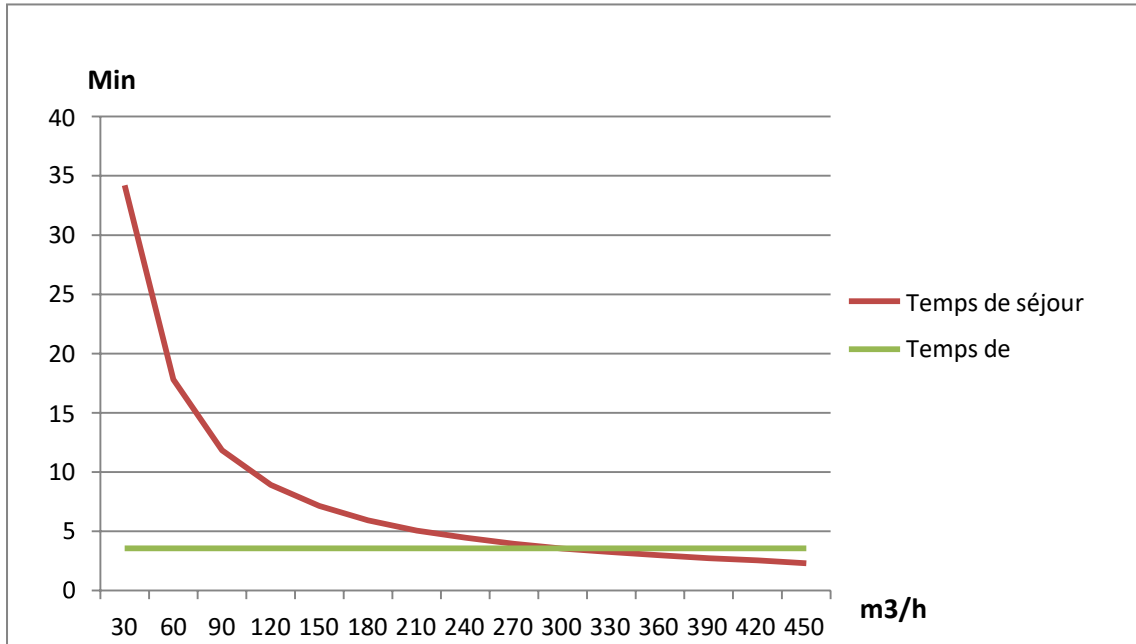


Fig. 14: Variation du temps de remontée et du temps de séjour en fonction du débit à 15°C.

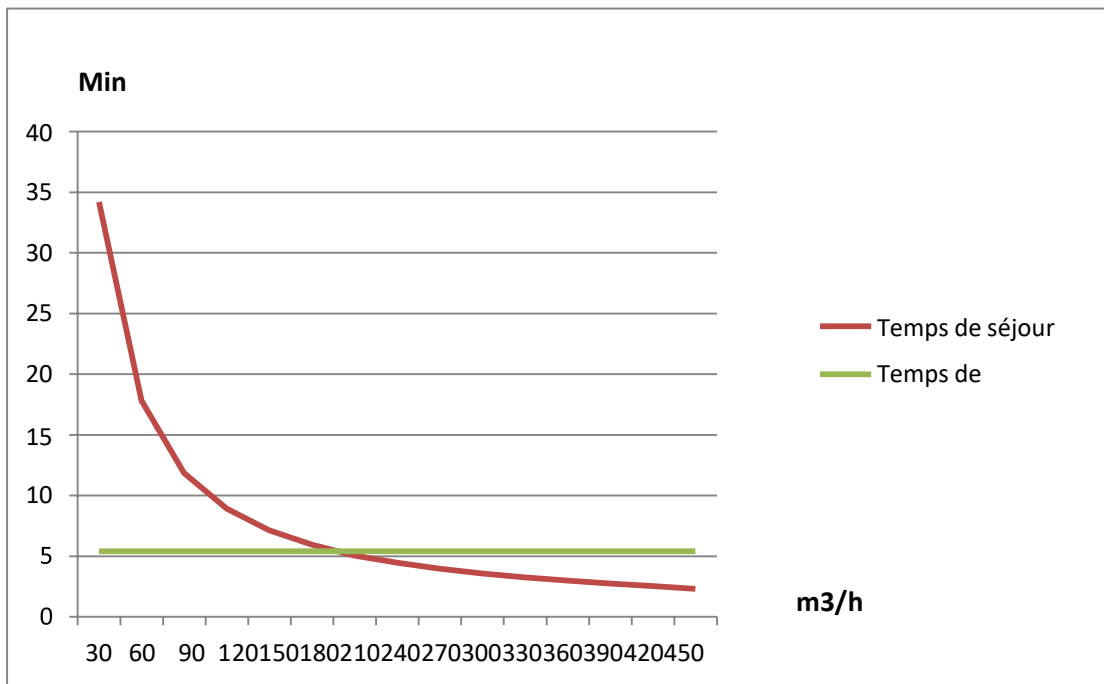


Fig. 15: Variation du temps de remontée et du temps de séjour en fonction du débit à 60°C.

8.3 Discussions

- On remarque que le temps de séjour est lié au débit d'eau sachant que pour une petite quantité d'eau injectée dans l'unité, le temps de séjour augmente. Le temps de résidence reste stable avec l'augmentation du débit.
- On remarque que le temps de remontée de la gouttelette d'huile augmente avec la diminution

de la température. Le temps de remontée est fonction de la vitesse qui est- elle-même fonction de la viscosité et de la masse volumique de l'eau et de l'huile donc la température influence ces derniers paramètres.

- Pour un débit égal à 150 m³/h à une température de 15°C, le temps de séjour sera supérieur au temps de remontée, cela explique l'inefficacité de ce séparateur.
- Pour un débit égal à 300m³/h à une température de 60°C, le temps de séjour sera supérieur au temps de remontée, cela explique aussi l'inefficacité de ce séparateur.
- On remarque que le débit entrant peut atteindre des valeurs maximales pour des grandes températures.

8.4 Recommandations

- Installer un échangeur de chaleur en amont de l'IGF pour fixer la température opératoire favorable dans le but de faciliter la remontée des gouttelettes d'huile qui conduira une bonne efficacité.
- Diminuer la densité d'huile en utilisant un gaz finement dispersé dans l'eau.
- Installer un disperseur de gaz à l'entrée de l'IGF pour diminuer le diamètre des bulles qui va nous assurer une bonne concentration de gaz dans l'eau et en même temps cela nous évitera de créer des turbulences.
- Diminuer la taille des bulles de gaz par l'injection de produits chimiques (ils réduisent significativement la taille des bulles aux faibles salinités).
- La loi de STOCKES démontre que la vitesse de séparation est directement proportionnelle au diamètre de la gouttelette d'huile, il est donc judicieux d'agir sur ce paramètre par l'injection de produits chimiques tel que : Dés émulsifiant, coagulant et floculant.
- Modifier le niveau opératoire normal de la séparation huile/ eau dans l'IGF.

9. Calcule l'efficacité de l'IGF par rapport au débit de gaz induit

$$E = \frac{Se - Ss}{Se} \times 100$$

Pour différentes valeurs d'un débit de gaz injecté on va calculer l'efficacité de séparation. Les analyses suivantes ont été réalisées au niveau du laboratoire (Il n'y a pas une loi ou une valeur spécifique pour la concentration du gaz injecté, il ne faut pas dépasser la valeur maximale 40% et 70%) et ce qu'on va vérifier.

Trois valeurs de concentration de gaz injectées ont été considérées par laboratoire, la teneur en huile a été calculée avant et après injection, les résultats trouvés sont présentés dans le tableau suivant :

Débit de gaz (%)	0	50	100
Entrée IGF	157.87	234.46	86.52
Sortie IGF	123.87	78	86.28

10-Tableau 10: Teneur en huile à l'entrée et la sortie du séparateur avec différentes concentrations de gaz.

D'après le calcul :

- L'efficacité de séparation sans induction de gaz $E_1 = 21.5 \%$
- L'efficacité avec 50 % de gaz $E_2 = 66.7 \%$
- Calcul de l'efficacité avec 100 % de gaz $E_3 = 0.27 \%$

D'après les résultats trouvés, on constate que l'efficacité varie avec la variation du débit de gaz injecté. On constate aussi que l'efficacité de séparation est plus grande pour un débit entre 40% et 70%. Pour un débit de 0% la séparation est due à la flottation par gravité et au produit chimique désémulsifiant inverse. Pour un débit de 100% d'injection la séparation est négligeable.

Le gaz entre et sort, les bulles de gaz se rattachent entre elles et cela crée des poches de gaz ce qui se traduit par l'augmentation de la vitesse de remonte qui ne laisse pas les gouttelettes se combiner entre elles.

Il faut vérifier si le gaz injecté est contaminé par les hydrocarbures dans ce cas il faut optimiser le traitement du gaz.

Vérifier le dispersant s'il permet de l'obtention des bulles de gaz optimales (plus la bulle est petite, plus elle a de chance d'entrée en contact avec la gouttelette d'huile).

10. Influence de l'injection des désémulsifiant inverse sur l'efficacité d'IGF

L'injection des produits chimiques augmente le taux de récupération d'huile. Le traitement chimique au niveau de l'unité de traitement de l'eau produite (Produced water treatment) est basé sur trois produits principaux qui sont :

Le désémulsifiant inverse : son rôle principal est de donner une bonne séparation Huile/Eau.

L'oxygène scavenger : est utilisé pour capter l'oxygène dissous dans le milieu qui est considéré comme agent corrosif, c'est un piègeur d'oxygène (oxygène scavenger), il est injecté pour traiter l'eau de production à la sortie des paquets de traitement de l'eau produite.

Cela permet de garder l'oxygène dissous en dessous de 10 ppb (en poids) avec un dosage actuel de 2.7 ppm. **Les Biocides** : sont utilisés pour éliminer l'activité bactérienne dans le milieu avec un dosage actuel de biocide 1.8 l/h.

Paramètres	Spécifications
Maximum de la teneur en Oxygène	10 ppb (wt)
Maximum de la teneur d'huile (OIW)	20 mg/l
La teneur en solides (MES/TSS)	98% free of particulate matter > 2 microns

11-Tableau 11: Spécifications recommandé des eaux traiter.

Les points d'injection du désémulsifiant inverse sont situés à l'entrée du dégazeur et à l'entrée de L'IGF. Le traitement par le désémulsifiant inverse est utilisé dans le but de donner plus de performance au processus qui est conçu pour réduire la teneur d'huile dans l'eau de 20000 mg/l à 20 mg/l par le biais de la séparation dite mécanique. Le traitement chimique permet d'amener la teneur d'huile au-delà de 20 mg /l.

L'injection du Désémulsifiant inverse sert donc principalement à déstabiliser les émulsions inverses formées durant les étapes de production, il est ajouté à de faibles quantités bien déterminées (selon un dosage recommandé).

Au niveau d'El Merk le séparateur IGF est passé par différentes situations concernant l'injection de désémulsifiant inverse:

1. Le premier produit utilisé et qui a été sélectionné à base des tests de laboratoire, c'est le TECHNIBREAK 6701INT) avec un dosage de 15 ppm et un volume dépendant de la charge totale de l'eau à traiter (par moyenne 15-20 L/h). Durant cette période les résultats de la teneur d'huile en eau répondent aux spécifications (< 20 mg/l).
2. L'injection du réverso-désémulsifiant a été réduite en raison du faible niveau dans le réservoir. Il n'y avait pas un stockage de réverso-désémulsifiant dans le magasin.
3. Après que le premier produit a été consommé, il a été choisi un deuxième produit utilisé déjà à HBNS c'est le MRD208CW, se basant sur le même dosage soit la même quantité en litre / jour mais il a été constaté que la valeur de la teneur d'huile dans l'eau n'est pas stable généralement hors spécifications (>20 mg/L).

Durant la période d'utilisation de MRD208 CW plusieurs études et expériences ont été réalisées afin d'optimiser les résultats de la teneur d'huile dans l'eau et donc une bonne séparation.

Par le changement de produit chimique injecté il y aura un changement dans la dose d'injection mais la teneur d'huile dans l'eau demandée reste toujours la même (<20ppm).

10.1 Recommandations

- Pour donner plus d'efficacité concernant la séparation Huile/Eau, il est recommandé de changer les points d'injections du désémulsifiant inverse. Il faut l'injecter le plus loin possible

par rapport à l'entrée IGF (afin d'assurer un temps suffisant pour les deux processus de séparation, floculation et coagulation à la fois).

- Choisir le produit le plus efficace avec un dosage approprié
- Faire un programme de nettoyage des filtres.

11. Calcul le brut récupère Par le dégazeur et l'IGF

- Pour dégazeur :

La teneur d'huile dans l'eau d'entre max =20000 ppm.

La teneur d'huile dans l'eau à la sortie de dégazeur max =300 ppm.

- 20000 ppm =20000 mg/l.

Si le débit égale 43 m³/h : la quantité récupère de brut est : $20 \cdot 10^{-3} \cdot 43 \cdot 1000 = 860$ kg/h.

- 300 ppm =300 mg/l

$0.3 \cdot 10^{-3} \cdot 43 \cdot 1000 = 12.9$ kg/h.

Alors :

$860 - 12.9 = 847.1$ kg/h

Le dégazeur récupère maximum de brut 847.1 kg/h1 litre de brut égale 802 gramme donc :

847.1 kg/h de brut =1056.23 litres de brut = 6.643 baril /heurs.

La quantité récupère de brut par le dégazeur est 6.643 baril /heurs.

- Pour IGF :
- La teneur d'huile dans l'eau d'entre max =300 ppm.
- La teneur d'huile dans l'eau à la sortie de l'IGF max =20 ppm.
- 300 ppm =300 mg/l

$0.3 \cdot 10^{-3} \cdot 43 \cdot 1000 = 12.9$ kg/h.

- 20 ppm =20 mg/l

$0.02 \cdot 10^{-3} \cdot 43 \cdot 1000 = 0.86$ kg/h.

$12.9 - 0.86 = 12.04$ kg/h

L'IGF récupère maximum de brut 12.04 kg/h1 litre de brut égale 802 gramme donc :

12.04 kg/h de brut =15.012 litres de brut =0.093 baril /heurs.La quantité récupère de brut par l'IGF est 0.093 baril /heurs.

12. L'effet de changement des valeurs de régulation

Calcule le volume de remplissage de brut dans la zone de séparation (skimming) :

$$V_r = \pi * r^2 * h.$$

Avec :

$$r = 0.6 \text{ m et } h = 0.35 \text{ m.}$$

$$V_r = 0.395 \text{ m}^3 = 395 \text{ litres.}$$

Calcul le temps de remplissage de brut dans la zone de séparation IGF(skimming):

La quantité récupère de brut par l'IGF est 15.012 litre /heurs.

$$15.012 \text{ litres} \quad \longrightarrow \quad 1 \text{ (heur)}$$

$$395 \text{ litres} \quad \longrightarrow \quad T_r \text{ (heurs)}$$

$$T_r = 26.35 \text{ heures.}$$

- Calcul le temps de skimming :

Si le débit égale $43 \text{ m}^3/\text{h} = 1.3 \text{ litre/seconde}$

$$43 * 10^3 \text{ litres} \quad \longrightarrow \quad 3600 \text{ seconde}$$

$$X \quad \text{litre} \quad \longrightarrow \quad 1 \text{ seconde}$$

Donc le débit égale = 1.3 litre/seconde.

$$1.3 \text{ Litre} \quad \longrightarrow \quad 1 \text{ seconde}$$

$$395 \text{ Litre} \quad \longrightarrow \quad T \text{ skimming}$$

Donc le temps de skimming égale 303.8 seconde = 5.06 minutes.

- A partir de désign :

Niveaux d'eau normal Set point = 47 % Niveaux d'eau Set point skimming = 57 % Temps de skimming = 30 seconde.

$$57 \% - 47 \% = 10 \%$$

$$10\% \quad \longrightarrow \quad 30 \text{ seconde}$$

$$\text{Donc } 100\% \quad \longrightarrow \quad 300 \text{ seconde} = 5 \text{ minutes.}$$

Recommandations sur l'unité IGF (V02-5102)

- 1- Fixer le niveau d'eau par 02-LIC-51062 à 47 % (SV).
- 2- Fixer NLL sept point a' la valeur 47%.
- 3- Fixer SKIM sept point a' la valeur 57%.
- 4- Fixer le temps de skimming à 30 secondes.

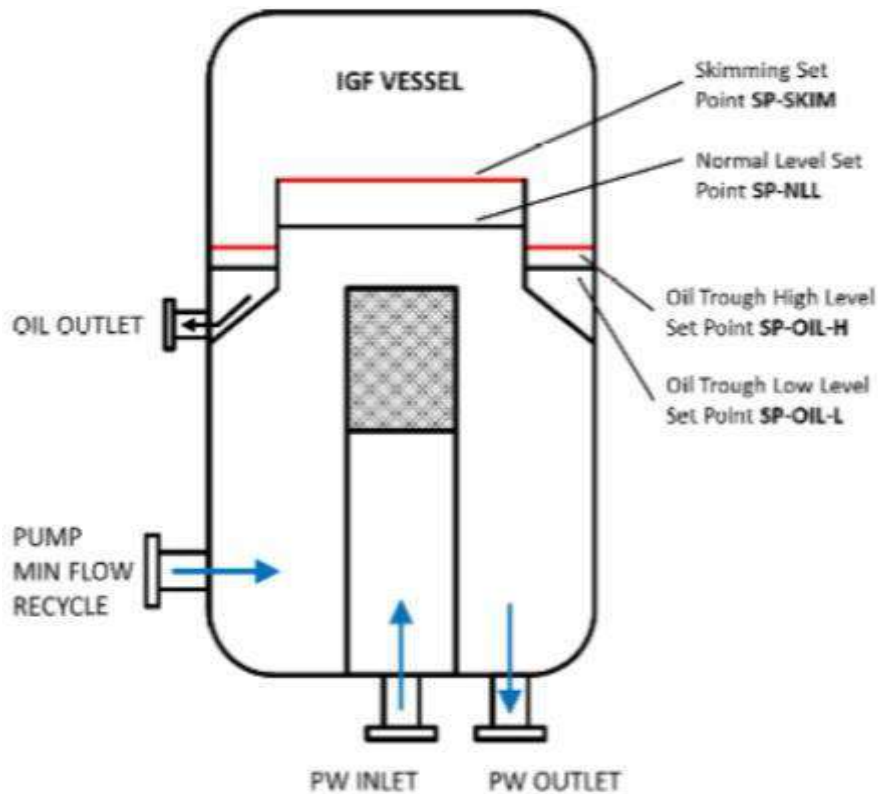


Fig. 16: Système de control d'IGF.

13. Conclusion

L'inefficacité d'IGF s'étant avérée, il est normal de se pencher sur d'autres solutions pour y remédier. Les résultats montrent que pour une température élevée, le temps de séjour réalise une période dans l'IGF plus grande lorsque la température est faible. Pour les hautes températures il faut avoir des débits inférieurs à $43 \text{ m}^3/\text{h}$ afin d'assurer le bon fonctionnement de l'unité.

***CONCLUSION
GENERALE***

Conclusion générale

L'exploitation des eaux de production est devenue une composante importante pour un développement durable et une meilleure rentabilité des champs. Dans un souci de protection de l'environnement et d'économie de l'eau, ces installations visent à augmenter le pourcentage de recyclage et à favoriser la réutilisation de l'eau.

La stratégie de Sonatrach sur la récupération et le traitement des eaux huileuses, sa mise en oeuvre ont donné d'excellents résultats à plusieurs égards. Tout d'abord, les objectifs visés ont été atteints et dépassés en termes de qualité des eaux traitées et rejetées. Ensuite, ces résultats ont été obtenus en procédant avec prudence, assurant ainsi une performance durable. Enfin, la conception des stations de déshuilage.

L'objectif de notre travail qui s'inscrit dans le cadre du projet de la mise en situation professionnelle, consiste à optimiser les paramètres opératoires de l'unité IGF de la section de traitement des eaux huileuses PWT- au niveau d'el Merk.

- ✓ D'après les calculs effectués sur l'IGF, nous constatons que le temps de remontée des gouttelettes d'huiles est supérieur au temps de séjour calculé pour une petite quantité d'eau injecté dans l'unité, ceci ne permet pas une séparation entre les deux phases. Cette inefficacité, est principalement du :
 - L'absence de l'injection de produits chimiques tels que les surfactants, les coagulants et les flocculant qui permettraient d'atteindre une taille de gouttelette d'huile minimale assurant la séparation.
 - Un débit de gaz inadéquat qui ne permet pas l'obtention des bulles de gaz optimales.
- ✓ D'après les résultats trouvés, on constate que l'efficacité varie avec la variation du débit de gaz injecté. On constate aussi que l'efficacité de séparation est plus grande pour un débit entre 40% et 70%.
- ✓ Installer un nouveau disperser de gaz à l'entrée de l'IGF pour diminuer le diamètre des bulles qui va nous assurer une bonne concentration de gaz dans l'eau et en même temps cela nous évitera de créer des turbulences.

- Pour donner plus d'efficacité aux produits chimiques concernant la séparation Huile/Eau, il est recommandé de changer les points d'injections du dé émulsifiant inverse. Il faut l'injecter le plus loin possible par rapport à l'entrée IGF (afin d'assurer un temps suffisant pour les deux processus de séparation, floculation et coagulation à la fois). Et Choisir le produit le plus efficace avec un dosage approprié.
- Pour assurer une bonne séparation dans l'IGF par le Système de contrôle et de régulation il faut changer les paramètres de ce dernier et suivre l'évolution de la teneur OIW selon les recommandations préconisées.

Bibliographie

[1] Le pétrole –raffinage et génie chimique-tome -1-edition technipe 75737 paris.

[2] Liquéfaction du gaz naturel, Composition du gaz naturel, article de référence J3601, Date de publication : 10 mars 1996, Pierre PETIT.

[3] Présentation global du CPF El-merk MANUEL DE FORMATION « SPIE », document de Société.

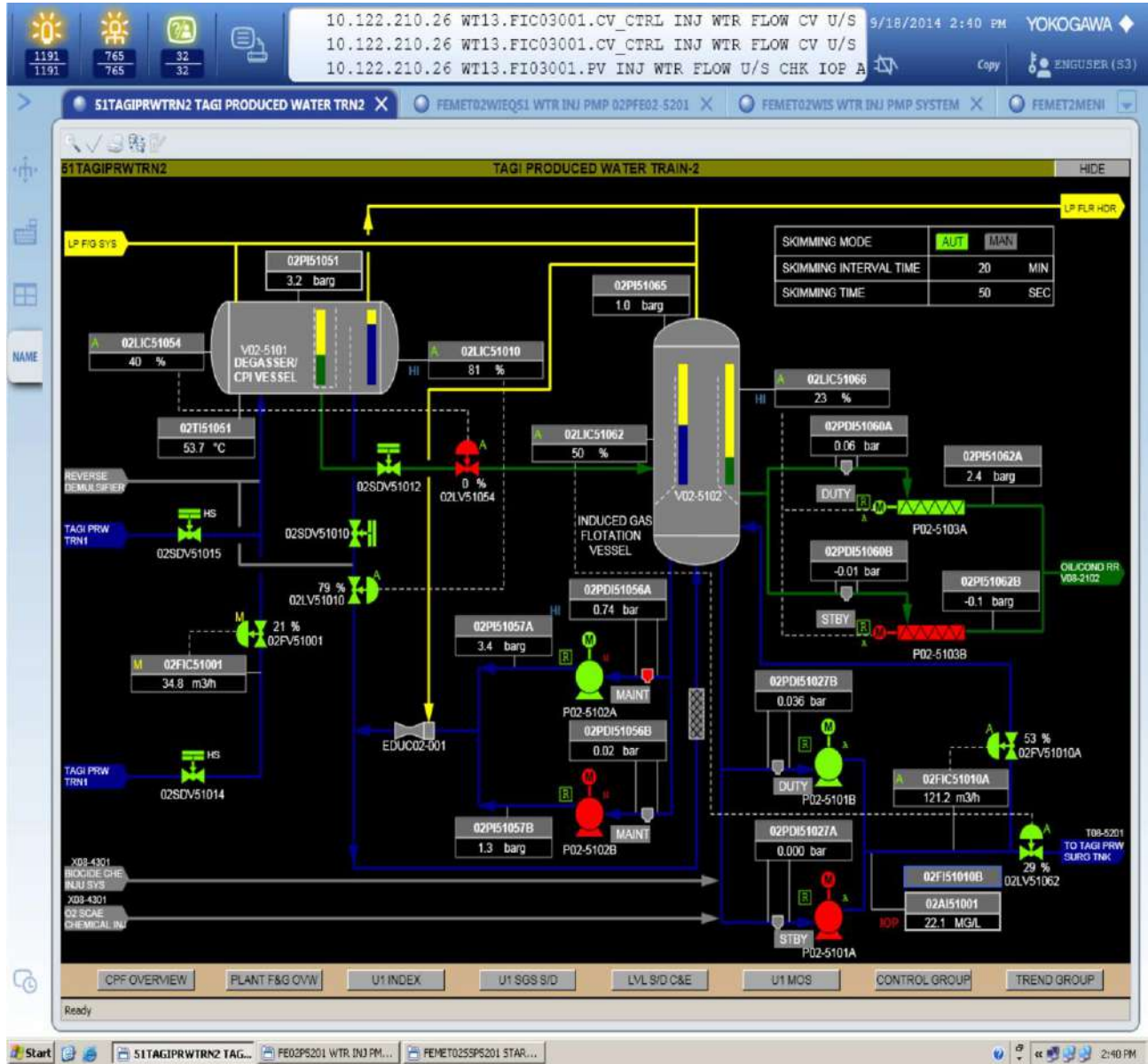
[4] Whittier .P. Raffinage et génie chimique (tome I), Edition Technip, Paris 1972, France.

[5] Manuel opératoire de l'unité de traitement CPF TAGI d'El- Merc.

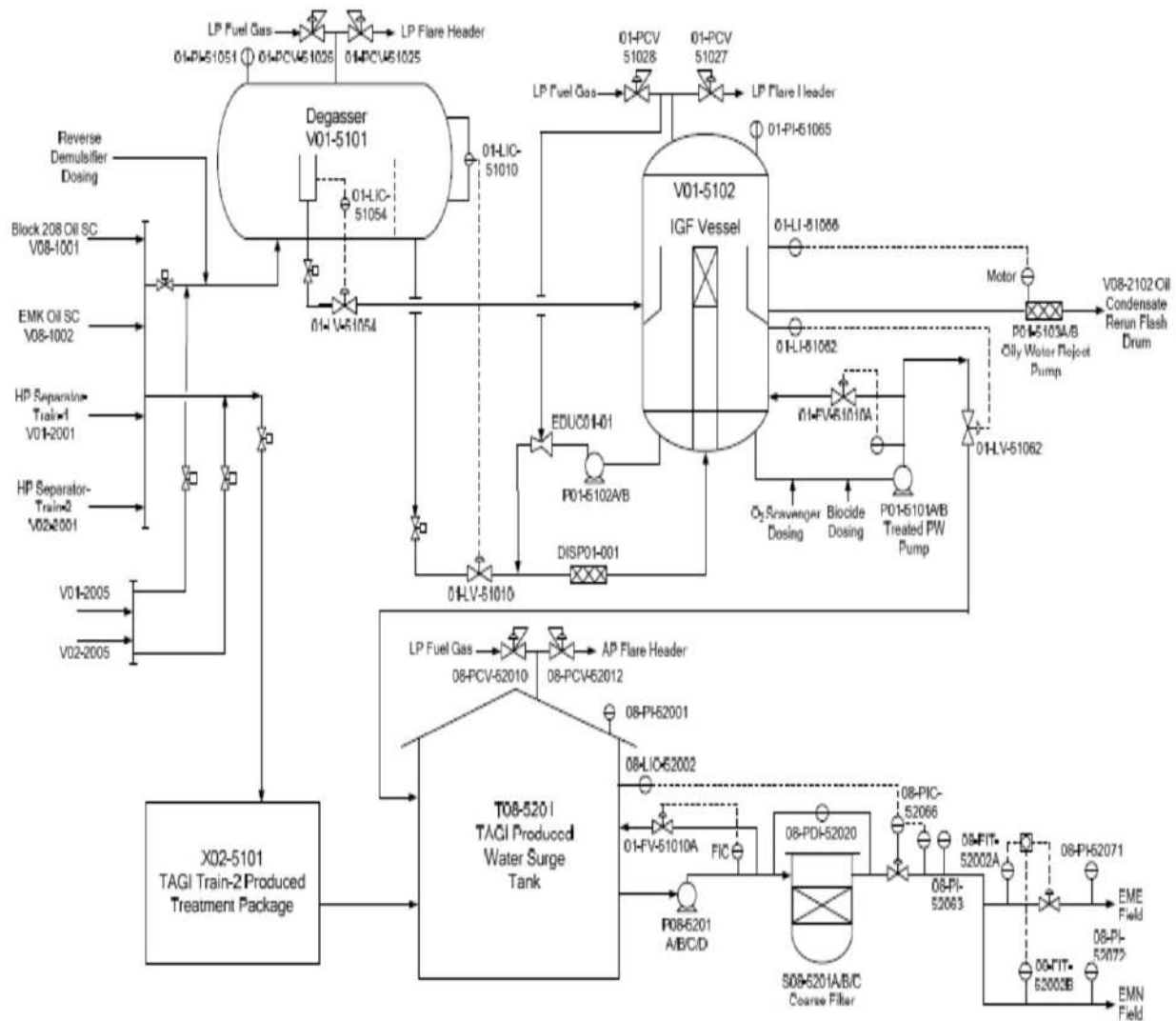
[6] Gas Attachment of oil droplets for gas flotation for oily Wastwater cleanup (Roshni Moosai, Richard A Dawe, separation purification technology, february 2003).

Annexes

Annexe A : Système de traitement d'eau produite dans le OIS.

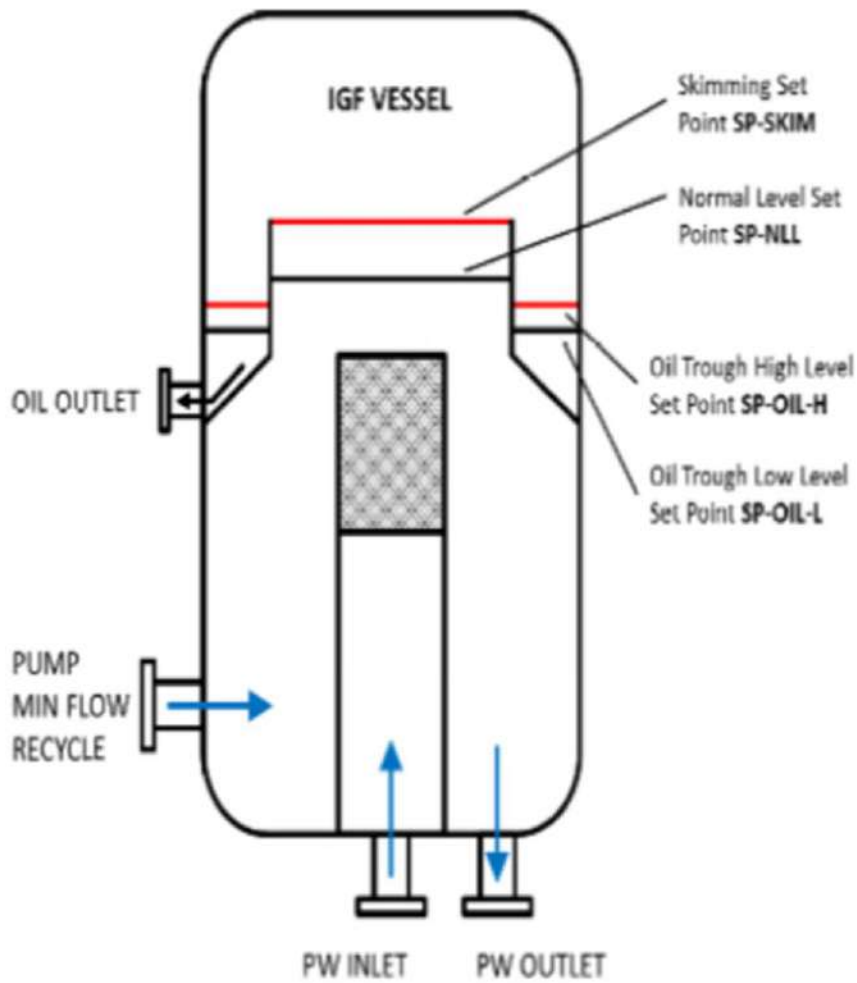


Annexe B : Vue d'ensemble de -PWT-



Annexe C : système de control de skimminge de l' IGF

Description	Designation	Current Value
Skimming Interval Timer	T1	1440 (24 hours)
Skimming Timer	T2	30 seconds
IGF Normal Level Set Point	SP-NLL	47%
IGF Skimming Level Set Point	SP-SKIM	57%
Skim Trough Low Level	SP-OIL-L	16%
Skim Trough High Level	SP-OIL-H	19%



Annexe E : point d'injection de produit chimique désémulsifiant inverse.



Annexe F: rapport de NALKO compagnie

There are two injection point identified, one 220 m +- and 70 m +- from degasser(s) inlet. Due to the size of tubing (1") and revers demulsifier pumps, the 70 m injection point is more desirable.

1" SS316 tubing run from supply/feed flange tie in to new injection point.

Equipment and configuration for new injection point is to be the same as existing injection point with the exception of a tee and valve, as shown, for future flushing of injection line.

Tubing will use existing tray and pipe bracing for support.

This will provide mixing of revers demulsifier before entering the degasser of either TAGI 1 or 2 as requested.

This will also leave the existing injection points intact and functional.

Andre' Fournet 10 novembre 2014

Résumé

L'évolution rapide des technologies nouvelles, a permis de contourner la plupart des difficultés rencontrées dans le monde industriel, et a fourni plusieurs possibilités pour satisfaire les exigences et les critères demandés tels que la productivité, la sécurité, l'optimisation des coûts de production, l'amélioration des conditions de travail et la protection de L'environnement.

L'exploitation des eaux de production est devenue une composante importante pour un développement durable et une meilleure rentabilité des champs. Dans un souci de protection de l'environnement et d'économie de l'eau, ces installations visent à augmenter le pourcentage de recyclage et à favoriser la réutilisation de l'eau.

La flottation induite par les gaz (IGF) est un procédé technique utilisé au niveau d'El Merk qui permet d'éliminer les fines gouttelettes d'huile de l'eau en injectant un gaz (fuel gaz) pour former des bulles dans l'émulsion afin d'aider la séparation huile/eau (valorisation et traitement des eaux huileuses).

Cet équipement (IGF) n'a pas été efficace suite aux résultats d'analyses qui ont montré une teneur en huile dans l'eau à la sortie de l'IGF supérieure à la norme exigée (20ppm).

L'objectif de notre travail qui s'inscrit dans le cadre du projet de mise en situation professionnelle, consiste à optimiser les paramètres opératoires de la section de traitement des eaux huileuses PWT au niveau el Merk.

Mon travail se base sur quatre parties principales :

- Une vérification des résultats obtenus par un programme Excel qui a été réalisée pour suivre la variation du temps de séjour et du temps de résidence en fonction des paramètres opératoires (débit, température).
- L'influence de type d'écoulement au niveau de l'IGF.
- L'influence de la variation des quantités et des points d'injection du désémulsifiant-inverse au niveau du PWT ainsi que la vérification des résultats par les analyses obtenues au laboratoire.
- L'influence du débit de gaz injecté et la vérification du système de régulation. A la fin des recommandations ont été émises afin d'améliorer l'efficacité de l'IGF

Mots clés

IGF, TAGI, PWT, huile, eau de production, réinjection, temps de séjour, temps de rétention, séparation, Émulsion huile/eau, écoulement, Dégazeur.

ملخص

قد مكن التطور السريع للتكنولوجيات الجديدة من الالتفاف على معظم الصعوبات التي صودفت في العالم الصناعي، و اتاح العديد من الامكانيات لتلبية المطالب و المعايير المطوبة مثل الانتاجية و السلامة و تحسين تكاليف الانتاج ، تحسين ظروف العمل ، و حماية البيئة.

و قد اصبح استغلال المياه الانتاج عنصر ا هاما للتنمية المستدامة و تحسين ربحية الحقول البترولية من اجل حماية البيئة و تهدف هذه المرافق الى زيادة نسبة اعادة التدوير و تعزيز اعادة استخدام المياه و توفيرها

التقويم الناجم عن الغاز هو عملية تقنية تستخدم في المعالجة ازالة قطرات الزيت النعم من الماء عن طريق حقن الغاز لتشكيل فقاعات في الماء المستحلب لمساعدة فصل النفط عن المياه.

و ظهرت النتائج المخبرية ان نسبة الزيت في المياه المرتفعة نسبيا في جهاز الفصل تفوق المعدل المطلوب .

و يهدف هذا العمل على تحسين التشغيل لمعالجة المياه الزيتية و يستند عملي هذا العمل على اجزاء رئيسية

1/ مراجعة النتائج باستخدام برنامج اكسل لمتابعة التغيير في الوقت و المكوث اعتمادا على معايير التشغيل.

2/ تأثير نزع التدفق في الجهاز .

3/ تأثير تغيير الكميات و مناطق الحقن للمستحلب العكسي عند مستوى الوحدة.

4/ تأثير تدفق الغاز المحقن و التحقق من نظام التحكم .

الكلمات المفتاحية:

- الزيت
- الماء المنتج
- اعادة الحقن
- وقت التغيير
- وقت المكوث
- المياه الزيتية
- التدفق