

UNIVERSITÉ KASDI- MERBAH OUARGLA

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

DÉPARTEMENT DE GÉNIE DES PROCÉDES



Mémoire

Présente pour l'obtention du diplôme de

MASTR ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie Chimique

Présenté par :

ZMIT YOUSRA

Thème :

Influence des eaux et de température sur la densité du pétrole et la Tension de vapeur Reid (TVR) au niveau du Centre dispatching hydrocarbures liquide et parcs de stockage du pétrole brut

Soutenu publiquement le : 13/06/2023

Devant le jury composé de :

Dr. IZZA Hidayat	Professeur (UKM Ouargla)	Président
Dr. BOUZIANE Khadija	MCA (UKM Ouargla)	Examinatrice
Dr. LATI Moukhtar	MCB (UKM Ouargla)	Encadreur
Mr. ZEGHIDI Mourad	Chef de service laboratoire (RTH)	Co-encadreur

Année Universitaire : 2022 / 2023

REMERCIEMENT

Qu'il me soit d'abord permis de remercier et d'exprimer ma gratitude envers Allah, qui ma donné la patience et le courage pour que je puisse continuer ce travail .

Ce travail a été réalisé sous la direction du Dr "LAJI Mokhtar" qu'il me soit permis de lui exprimer vivement ma sincère reconnaissance d'avoir accepté de m'encadrer et pour le suivi de ce travail et ses conseils considérables .

Je tiens à exprimer ma gratitude au chef service de laboratoire "ZECHEJDI Mourad" qui accepté très rapidement de m'aider dans mes travaux de recherche et qui dans un temps record ma fourni toutes les données nécessaires pour cette étude ,Je le remercie de toutes mon cœur pour le temps qu'il ma consacré ainsi que pour nos nombreuses discussions scientifiques ,ainsi que pour ses encouragements ,ses précieux conseils, sa patience et sa disponibilité .

Je tiens à remercier tout le groupe SONAT RACH-CDHL ma partagent leurs connaissances.

Je remercie également " IZZA HIDAÏA " de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ma soutenance .

Je remercie "BOUZIANE KHADIJA " qui m'a fait l'honneur d'accepter d'examiner ce travail et de faire partie du jury .

Le plus grand merci à ma chère mère d'avoir tout fourni pour moi exigences d'études et de vie.

ZMIS YOUSRA

الملخص منذ عام 2016 تم ابلاغ عن الاستحلاب الذاتي للمياه في الخامات في بعض خطوط الاستقبال و مصفاة الجزائر وقد حاولنا فهم مصدرها الفيزيائي-الكيميائي حيث اخذنا عينات لدراسة الزيت الخام حاسي مسعود و وجدنا انه عند ملاسة الزيت الخام للماء تشكلت قطرات صغيرة من الماء في الزيت للزيوت الخفيفة المدروسة مما أدى الى ارتفاع في التوتر السطحي وقد اظهرنا ان ظاهرة استحلاب لوحظت اثناء ملاسة الزيت الخام للماء و نسبة الملوحة هي الية تناضحية مضاعفة فقد اظهرنا ان الظاهرة تتزايد كل عام مع زيادة نسبة الملوحة والماء

نقترح تفسير ذلك من خلال تضخم الجيوب المائية بظاهرة الاستحلاب التلقائي و بداية انخفاض كمية و نوعية النفط الخام .

الكلمات المفتاحية

الكثافة, الاملاح, الماء, درجة الحرارة, الضغط الحرج

Résumé

Depuis 2016 l'autoémulsification de l'eau dans les bruts à été rapportée sur certaine ligne de réception et les raffineries d'Algerier, Nous avons tenté de comprendre quelle était son origine physico-chimique.

Nous avons prélevé des échantillons pour étudier le pétrole brut HMD NORD ,Nous avons constaté que l'orsqu'on mettait en contact du pétrole brut avec l'eau ,il se formait alors des microgouttes d'eau dans l'huile pour l'huile légers étudiés cela conduit à une augmentation de la tension superficielle ,Nous avons montré que le phénomène d'émulsification spontanée observé lors du contact de pétrole brut avec de l'eau et de pourcentage de salinité est un mécanisme doublement osmotique ,puis nous avons montré que le phénomène est augmente chaque année avec augmentation de salinité et BSW.

Nous proposons d'expliquer cela par le gonflement des poches d'eau par le phénomène d'émulsification spontanée et le début d'une baisse de la quantité et de la qualité du pétrole brut .

Mots clés

Densité, Sels, BSW, Température , TVR.

Abstract

Since 2016, the self-emulsification of water in crude oils has been reported on certain reception lines and at the Algiers refinery. We have sought to understand its physicochemical origin. We collected samples to study the HMD NORD crude oil. We observed that when crude oil comes into contact with water, microdroplets of water form in the oil, specifically for the light oils studied. We have demonstrated that the phenomenon of spontaneous emulsification observed during the contact between crude oil and water, along with the salinity percentage, follows a doubly osmotic mechanism. Furthermore, we have shown that this phenomenon increases each year with the rise in salinity and. We propose to explain this as the swelling of water pockets due to the phenomenon of spontaneous emulsification, leading to a decline in both the quantity and quality of crude oil.

Keywords

Density, Salt, BSW, Temperature ,TVR.

Sommaire

LISTE DES FIGEURES	I
LISTE DES TABLEAUX	II
LISTE DES ABREVIATIONS.....	III
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
CHAPITRE I : GÉNÉRALITES SUR LE PETROLE BRUT	
I.1.Introduction.....	2
I.2.Définition.....	2
I.3.Origine.....	2
I. 3.1 . La diagenèse forme le kérogène (transformation biochimique).....	3
I. 3.2 . La craquage (transforme le kérogène en pétrole et en gaz naturel) (transformation géochimiques).....	3
I. 3.3. Migration du pétrole.....	4
I.4.Composition des pétrole bruts	4
I. 4.1 .Les hydrocarbures.....	4
I. 4. 1.1 .Les hydrocarbures aliphatiques saturés ou alcanes ou paraffines.....	4
I.4.1.2.Les hydrocarbures aliphatiques insaturés ou oléfines ou alcènes.....	5
I. 4. 1.3.Les hydrocarbures cycliques saturés ou cyclanes ou naphènes	6
I. 4.1.4. Les hydrocarbures Aromatique.....	6
I. 4.1.4. Les Autres hydrocarbures (Hydrocarbures mixtes).....	7
I. 4.2.Les Composés autres que les hydrocarbures (Composés polaires).....	7
I. 4.2.2.Des composés soufrés.....	7
I. 4.2.3.Des composés oxygénés.....	7
I. 4.2.4.Des composés azotés	7
I. 4.3.Des composé chimiquement mal définis.....	7
I. 4.3.1.Asphaltènes.....	8
I. 4.3.2.Résines.....	8

I. 5. Classification des pétroles bruts.....	8
I. 5.1. Classification industrielle.....	9
I. 5.2. Classification suivant le facteur de caractérisation KUOP.....	9
I. 5.3. Classification selon le caractère chimique dominant.....	10
I. 6. Normes et spécifications de pétrole brut et des produits Pétroliers.....	11
I. 7. Présentation de l'entreprise SONATRACH	12
I. 7.1. L'exploitation pétrolière.....	14
I. 7.2. Présentation du transport par canalisation des hydrocarbures en Algérie	14
I. 7.3. Les missions de l'activité TRC.....	15
I. 7.4. Présentation de CDHL.....	16
Chapitre II : CARACTERISATION DE PETROLE BRUT.....	18
II.1. Introduction	18
II.2. Différentes paramètres et propriétés physiques.....	18
II.2.1. La masse volumique ,Gravité spécifique(S),Gravité API.....	18
II.2.2. Tension de vapeur Reid (TVR).....	19
II.2.2.1. Equation de Tension de Vapeur (Relation de clapeyrone)	20
II.2.3. Teneur en eau et sédiments (BSW).....	21
II.2.3.1. Teneur en eau.....	21
II.2.3.2. Teneur en sédiments (Bottom Sediment).....	22
II.2.4. Teneur en sel (Dosage des chlorures).....	22
II.2.5. Teneur en soufre des pétroles bruts.....	23
II.2.6. Viscosité des pétroles bruts.....	23
II.2 .7. Point d'éclaire.....	23
II.3. Revue des méthodes expérimentales.....	23
II.3.1. Masse volumique, Gravité Spécifique et Gravité API.....	23
II.3.1. ASTM D1298.....	24
II.3.2. ASTM D 4052.....	25

II.3.3. ASTM D 5002.....	25
II.3.2. Tension de vapeur Reid.....	26
II.3.2.1.ASTM D 323-99.....	26
II.3.3. La Teneur en eau et sédiments BSW.....	26
II.3.4. La Teneur en Sel.....	27
Conclusion.....	28
<i>CHAPITRE III : PROCÉDES EXPERIMENTAUX ET CARACTÉRISATION DE PETROLE BRUT</i>	29
III.1.Introduction.....	29
III.2.Matériel et méthode.....	29
III.3.Choix de pétrole brut.....	29
III.4.Détails du travail.....	29
III.5.Analyses préliminaires.....	29
III.5.1. Influence de température et BSW sur la TVR.....	29
III.5.2. Influence de température et BSW sur la Densité.....	33
III.6.Résultats et discussion.....	35
<i>CHAPITRE IV : ETUDE REALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES</i>	36
IV.1.Introduction.....	36
IV.2.Etude réaliste de variation des propriétés physiques en fonction d'autres propriétés.....	37
IV.2.1.Résultats de la contrôle de qualité en 2016.....	37
IV.2.2.Résultats de la contrôle de qualité en 2017.....	42
IV.2.3.Résultats de la contrôle de qualité en 2018.....	47
IV.2.4.Résultats de la contrôle de qualité en 2019.....	52
IV.2.5.Résultats de la contrôle de qualité en 2020.....	57
IV.2.6.Résultats de la contrôle de qualité en 2021.....	62
IV.2.7.Résultats de la contrôle de qualité en 2022.....	67

IV.3. Interprétation du résultat des différentes propriétés physiques en fonction d'autres propriétés.....	72
IV.4.Résultats et discussion.....	77
CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES.....	78
ANNEXE.....	79

Liste des figures

	N°
Figure I .1 : Résumé du processus de formation du pétrole	3
Figure I. 2 : Formation de la roche-réservoir de pétrole brut	4
Figure I. 3 : Schéma de la macrostructure de SONATRACH	14
Figure I.4: Schéma de la macrostructure de CDHL	17
Figure II.1 : Hydromètre typique	25
Figure II .2: Appareil de Tension de vapeur Reid	26
Figure III.1 : variation de TVR avec Température	30
Figure III.2 : variation du logarithme de la TVR en fonction de l'inverse de la température absolue	31
Figure III.3 : Variation de TVR avec BSW	32
Figure III.4 : Variation de Densité et masse volumique avec Température	34
Figure III.5: Variation de Densité avec le BSW	35
Figure IV.1: Variation de Densité et BSW Ligne 20'' NORD 2016	37
Figure IV.2: Variation de Densité et pourcentage de Sels Ligne 20'' NORD 2016	38
Figure IV .3: Variation de Densité et Température Ligne 20'' NORD 2016	38
Figure IV.4: Variation de Densité et TVR Ligne 20'' NORD 2016	39
Figure IV .5: Variation de BSW et TVR Ligne 20'' NORD 2016	39
Figure IV .6: Variation de Sel et TVR Ligne 20'' NORD 2016	40
Figure IV .7: Variation de Sel et TVR Ligne 20'' NORD 2016	40
Figure IV .8 : Variation de Densité et BSW Ligne 20'' NORD 2017	43
Figure IV .9: Variation de Densité et Pourcentage de Sels Ligne 20'' NORD 2017	43
Figure IV .10: Variation de Densité et Température Ligne 20'' NORD 2017	44
Figure IV.11: Variation de Densité et TVR Ligne 20'' NORD 2017	44
Figure IV .12 : variation de TVR et Pourcentage de Sels Ligne 20'' NORD 2017	45
Figure IV .13 : Variation de TVR et BSW Ligne 20'' NORD 2017	45

Figure IV .14 : Variation de TVR et Température Ligne 20'' NORD 2017	46
Figure IV.15: Variation de Densité et BSW Ligne 20'' NORD 2018	48
Figure IV.16: Variation de Densité et Pourcentage de Sels Ligne 20'' NORD 2018	48
Figure IV.17: Variation de Densité et Température 20'' NORD 2018	49
Figure IV.18: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2018	49
Figure IV.19: Variation de BSW et TVR 20'' NORD 2018	50
Figure IV.20: Variation de Pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2018	50
Figure IV.21: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2018	51
Figure IV.22: Variation de Densité et BSW Ligne 20'' NORD 2019	52
Figure IV.23: Variation de Densité et pourcentage de Sels 20'' NORD 2019	53
Figure IV.24: Variation de Densité et Température 20'' NORD 2019	53
Figure IV.25: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2019	54
Figure IV.26: Variation de TVR et BSW 20'' NORD 2019	54
Figure IV.27: Variation de TVR et Pourcentage de Sels 20'' NORD 2019	55
Figure IV.28: Variation de TVR et Température 20'' NORD 2019	55
Figure IV.29: Variation de Densité et BSW 20'' NORD 2020	57
Figure IV.30: Variation de Densité et pourcentage de Sels 20'' NORD 2020	57
Figure IV.31: Variation de Densité et Température 20'' NORD 2020	58
Figure IV.32: Variation de BSW et TVR 20'' NORD 2020	58
Figure IV.33: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2020	59
Figure IV.34: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2020	59
Figure IV. 35: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2020	60
Figure IV. 36: Variation de Température et Densité 20'' NORD 2021	62
Figure IV.37: Variation de BSW et TVR 20'' NORD 2021	63
Figure IV.38: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2021	63

Figure IV. 39: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2021	64
Figure IV.40: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2021	64
Figure IV.41: Variation de pourcentage de Sels et Densité 20'' NORD 2021	65
Figure IV.42: Variation de Densité et BSW 20'' NORD 2021	65
Figure IV.43: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2022	67
Figure IV.44: Variation de Densité et Température 20'' NORD 2022	68
Figure IV.45: Variation de Densité et BSW 20'' NORD 2022	68
Figure IV.46: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2022	69
Figure IV.47: Variation de BSW et TVR 20'' NORD 2022	69
Figure IV.48: Variation de pourcentage de Sels et Densité 20'' NORD 2022	70
Figure IV.49: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2022	70
Figure IV.50: Evaluation du salinité 20'' NORD pour le mois Avril ces dernières Années	73
Figure IV.51: Evaluation du salinité 20'' NORD pour le mois juillet ces dernières Années	74
Figure IV.52: Evaluation du salinité 20'' NORD pour le mois Septembre ces dernières Années	74
Figure IV.53: Evaluation du densité 20'' NORD pour le mois Janvier ces dernières Années	75
Figure IV. 54: Evaluation du densité 20'' NORD pour le mois Aout ces dernières Années	75
Figure IV. 55 : Evaluation du densité 20'' NORD pour le mois Décembre ces dernières Années	76
Figure IV. 56 : Evaluation du TVR 20'' NORD pour le mois Janvier ces dernières Années	76
Figure IV. 57 : Evaluation du TVR 20'' NORD pour le mois Juillet ces dernières Années	77

Liste des tableaux

Tableau I.1 :	Constantes physiques de quelques alcanes
Tableau I.2 :	Constantes physiques de quelques oléfines
Tableau I.3 :	Constantes physiques de quelques oléfines
Tableau I.4 :	Constantes physiques de quelques Aromatique
Tableau I.5:	Quelques caractéristiques de fractions
Tableau I.6 :	densités moyennes de quelques pétroles bruts
Tableau I.7:	Relation masse volumique relative – rapport H/C d’hydrocarbures purs
Tableau I.8:	classification du brut selon les familles prédominantes des hydrocarbures
Tableau II.1:	Constantes de l’équation liant la densité à 20°C à une température T
Tableau III.1:	Données de TVR ASTM D323 du pétrole brut
Tableau III.2:	Données de logarithme de TVR et inverse de Température Absolue
Tableau III.3:	Données de TVR ASTM D323 et BSW ASTM D96 du pétrole brut
Tableau III.4:	Données de densité ASTM D 1298 du pétrole brut
Tableau III.5:	Constantes de l’équation liant la densité à 20 °C à une température T
Tableau III.6:	Données de densité ASTM D 1298 BSW ASTM D96 du pétrole brut

Liste des Abréviations

TPN	Température et pression Normale
% Pds ou % (m/m)	Pourcentage massique
% Vol	Pourcentage volumique
GPL	Gaze de Pétrole Liquéfié
°F	Fahrenheit
C°	Degré celsius
DTLM	Déférence de température logarithme moyenne
TMP	Température moyenne partielle
Km	kilomètre
Kuop	Facteur de caractérisation (Société UOP)
°R	Degré Rankine
Kw	Facteur de caractérisation de Watson
SG	Specific gravity
M	Masse Molaire
C / H	Rapport carbone / hydrogène
P_c	Pression critique (bar)
ΔH_{vap}	Enthalpie de vaporisation
SpGr_{60°F/60°F}	specific gravity à 60°F/60°F
V_c	Volume critique (cm ³ /mol)
ASTM	American Standard for testing Materials
IP	Institute of petroleum (Angleterre)

DIN	Deuch International Norms (Allemagne)
INAPI	Institute National de la propriété (Algérie)
ISO	International Standard Organization
AFNOR	Association Française de Normalisation
API	Américain petroleum institute
DIPPR	Design Institute for Physical Property
DIN	Deutshes Institut fur Normung
KUOP	facteur de caractérisation de Watson
IANOR	Institut Algérien de Normalisation
IBP	Point d'ébullition initiale
IP	Institute of Petroleum
S.S.U	united states for sale
ν	Viscosité cinématique
Mv	Masse volumique
G ou g	Enthalpie libre
dn	La différence est dans le nombre de moles
h	Enthalpie
s	Enthropic
δ	Tension superficielle
L	Phase liquide
V	Phase Vapeur

Introduction général :

Le pétrole et les produits pétroliers qui en dérivent jouent un rôle clé dans l'activité économique d'un pays et dans la vie quotidienne de chacun, ce produit fruit des dégradations et maturations successives de matières organiques et minérales, est à la base de notre économie mondiale, lorsqu' ' il est récupère. [1]

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganique, des solide en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau la première étape des procédés de stockage consiste à réduire ces contaminants par filtration, décantation afin de réduire la corrosion, le colmatage, le plus important est d'améliorer, stabiliser et de maintenir la qualité du pétrole brut.

Le contrôle de la qualité est un processus visant à assurer que le niveau de qualité défini par le producteur, transporteur répond aux exigences du marché.

L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées au changement brusque de la qualité, est qu'après avoir reçu des fax rédigés par les terminaux marins se plaignant de ce problème.

Ce mémoire est composé en quatre chapitres, organisés de la manière suivant :

Le premier chapitre est consacré à des généralités présent une introduction, les produits finis obtenus à partir de ce dernier, la composition chimique de pétroles et des fraction pétrolières, la classification de pétroles, Normes et spécifications des produits pétroliers, traitement de brut un aperçu sur le transport de pétrole brut

Le deuxième chapitre comporte des généralités sur la caractéristique physico-chimique et le but de chaque analyse, les méthodes expérimentales et les procédures, les Norme de toute l'analyse.

Le troisième chapitre présente la démarche mise en œuvre pour l'analyse du pétrole ,les procédés expérimentaux , L'évolution de Densité et TVR des déférentes températures et BSW au niveau de laboratoire (cas pilote)

Le quatrième chapitre est un bilan des recherches menées pour l'analyse du pétrole brut. les différentes propriétés physico-chimiques du pétrole (cas pilote) dans cas réel , les techniques de caractéristique et les méthodes d'analyse qui ont été utilisées dans la littérature sont exposées, et interprétation des résultats.

I.1 Introduction :

Le pétrole brut a une importance capitale dans le monde moderne puisqu'il constitue avec le gaz naturel, la principale source d'énergie. Il fournit 60% des besoins énergétique Mondiaux, les hydrocarbures qui le composent permettent la fabrication des produits Énergétiques comme les lubrifiants et graisses, les bitumes pour les revêtements de routes mais également pour de nombreuses application d'étanchéité et les produits pétrochimiques dont la variété

ne cesse d'augmenter (les fibres synthétique, les matières plastiques, les solvants et détergents, combustible sous forme de fuel lourd pour l'industrie de fuel domestique pour le chauffage des locaux de gaz de pétrole liquéfié(GPL) pour la cuisson, le chauffage, l'éclairage

Mais sont donc en priorité utilisés aujourd'hui comme carburants pour les transport [1,2]

I.2 Définition :

Le pétrole (Petr oléum, du mot grec Petra : roche, et du latin oléum : huile) est une roche huile, résultent de la décomposition anaérobie de matières organiques après une augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques de couleur très foncée douée d'une odeur, combustible, et d'une densité de 0.825 à 0.9 ce qui détermine la viscosité et la densité sont variable selon les gisements

Le pétrole est conventionnellement défini comme un liquide composé principalement de molécules d'hydrocarbures, c'est-à-dire constitués d'un nombre différent de carbone et d'hydrogène donc de molécules de tailles et de structures différentes, ce qui détermine leur état physique, (solide, liquide, gazeux) .

Il contient aussi, en proportions variables, des molécules lourdes plus complexes comme de l'oxygène, de l'azote et du soufre appelées résines ou asphaltées (en moyenne 15 %) [6]

I.3 Origine :

Parmi ces hypothèses minérale, la plus connue est celle de Dimitri Mendeleïev qui supposait que l'eau en pénétrant par les fissures dans les profondeurs de la terre entraînait en réaction avec les «carbures métalliques» .

Deuxième hypothèses organique c'est les vapeurs d'hydrocarbures ainsi formées remontaient par les mêmes fissures vers les parties supérieures de l'écorce terrestre où elles se concentraient en formant des accumulations de pétrole. Toutefois, cette idée a également été réfutée par la logique de la découverte de gisement de pétrole dans les roches sédimentaires. le pétrole tire son origine des restes organiques essentiellement d'organismes végétaux et animaux peuplant l'eau (plancton) ou le fond (benthos) des mers où l'observation microscopique montre la présence de fossiles planctoniques essentiellement des algues, les matières organique sont composés de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène la matière organique morte est enfouie rapidement dans un milieu pauvre d'oxygène (sédiment argileux) la les matières organiques se mélangent à des sédiment et s'accumulent par couches successives pendant des millions d'années les couches les plus anciennes se trouvent ainsi en foules sous les plus récentes, par leur propre masse ces couches sédimentaires s'enfoncent

Chapitre I : GÉNÉRALITÉS SUR LE PÉTROLE BRUT

plus la température et la pression augmentent des réaction chimique éliminent alors les atomes d'azote et les restes d'oxygène

I. 3.1 Étape 1 : La diagenèse forme le kérogène (transformation biochimique) :

La diagenèse est un processus de compactage dans des conditions douces de température et de pression. Lorsque des sédiments aquatiques organiques (protéines, lipides, glucides) se déposent, ils sont très saturés en eau et riches en minéraux. Par réaction chimique, compactage et action microbienne(fermentation anaérobie), pendant l'enfouissement, l'eau est expulsée et les protéines et les glucides se décomposent pour former de nouvelles structures intermédiaire qui comprennent un matériau cireux appelé «kérogène» et un substance semblable à du goudron noir appelée «bitume». Tout cela se produit dans les premières centaines de mètres d'enfouissement.

Le bitume comprend les composants les plus lourds du pétrole, mais le kérogène subira d'autres modifications pour produire des hydrocarbures et, oui, plus de bitume...

I. 3.2 Étape 2 : La craquage (transforme le kérogène en pétrole et en gaz naturel) (transformation géochimiques) :

À mesure que les températures et les pressions augmentent (enfouissement plus profond), le processus de catagenèse commence, c'est-à-dire la dégradation thermique du kérogène pour former des chaînes d'hydrocarbures. Il est important de noter que le processus de catagenèse est catalysé par les minéraux qui se déposent et persistent à travers la diagenèse marine. La transformation du kérogène en pétrole liquide entre 1et3 Km de profondeur et en gaz naturel CH_4 entre 3et4.5Km de profondeur

Ces dernières se retrouvent au sein d'un roche appelée roche mère.

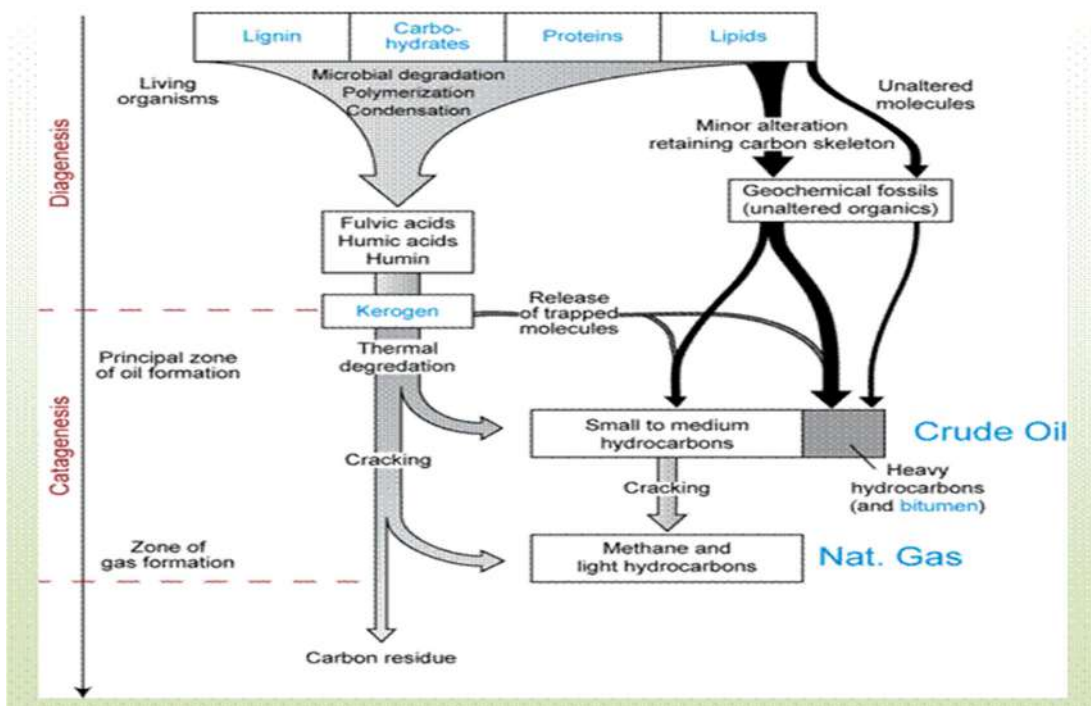


Figure I.1. Résumé du processus de formation du pétrole

I. 3.3 Étape 3 : migration du pétrole :

le pétrole quitte la roche mère dans laquelle il s'est formé il migre jusqu'à ce qu'il soit arrêté par une structure géologique (anticlinal, faille) le pétrole est piégé dans une roche perméable appelée roche magasin recouverte par une roche imperméables ou roche couverture.

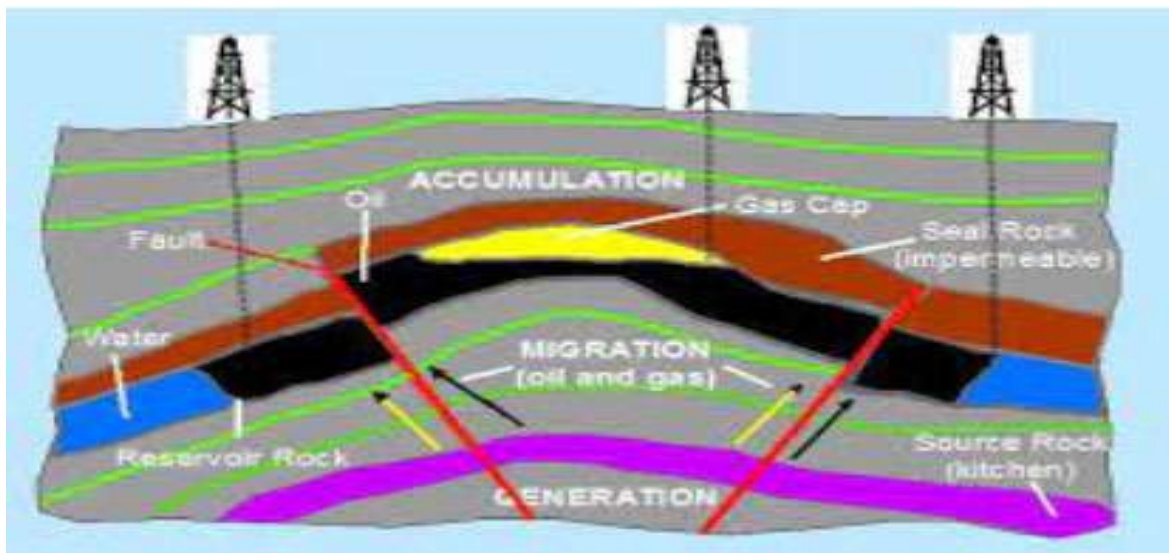


Figure I. 2. Formation de la roche-réservoir de pétrole brut

I. 4.Composition des pétrole bruts :

Le pétroles sont constitués par des mélanges des corps purs ,mais ceux-ci sont en très grand nombre et la difficulté de la description des différentes fractions croit avec le nombre d'atomes de carbone . [1]

I. 4.1/ Les Hydrocarbures :

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles ,leurs molécules ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène, leurs teneurs sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène ,elle se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure.

Toutes ces structures sont basées sur la tétravalence du carbone (Simple liaison, Des liaisons multiples) . [2]

Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

I. 4. 1.1/Les hydrocarbures aliphatiques saturés ou alcanes ou paraffines :

Ils sont constitués d'un enchainement d'atomes de carbone portant chacun de 0 à 3 atomes

Chapitre I : GÉNÉRALITÉS SUR LE PÉTROLE BRUT

d'hydrogène (sauf pour le plus simple d'entre eux, le méthane : CH_4), leur formule générale est $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ [1]

Tableau I.1 : Constantes physiques de quelques alcanes

	Formule globale	Formule développée	Masse moléculaire	Température d'ébullition $^{\circ}\text{C}$ (1atm)	D_4^{15} (Liquide)
Méthane	CH_4	C	16,0	-161,5	0,260
Éthane	C_2H_6	C-C	30,1	-88,6	0,377
Propane	C_3H_8	C-C-C	44,1	-42,1	0,508
Isobutane	C_4H_{10}	$\begin{array}{c} \text{C} \\ \\ \text{C}-\text{C}-\text{C} \end{array}$	58,1	-11,7	0,563
n-Heptane	C_7H_{16}	C-C-C-C-C-C-C	100,2	98,4	0,688

I.4.1.2/Les hydrocarbures aliphatiques insaturés ou oléfines ou alcènes :

Les oléfines ne se rencontrent pas ou très peu dans le pétrole brut ou les produits de distillation directe (produits appelés straight Run en anglais) mais peuvent être présents dans les recettes des procédés de raffinage particulièrement dans les fractions provenant des procédés de raffinage, particulièrement dans les fractions provenant des procédés de conversion des fractions lourdes, que ces procédés soient thermiques ou catalytiques. Dans ceux-ci certains atomes de carbone de la molécule ne sont plus liés qu'à trois atomes, ce qui implique la présence d'une ou plusieurs doubles liaisons carbone-carbone, compte tenu de cette double liaison on rencontrera une situation en isomères beaucoup plus complexe pour les oléfines que pour les familles précédentes, leur formule générale est C_nH_{2n} pour les alcènes. [1]

Tableau I.2 : Constantes physiques de quelques oléfines

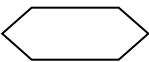
	Formule globale	Formule développée	Masse moléculaire	Température d'ébullition $^{\circ}\text{C}$ (1atm)	D_4^{15} (Liquide)
Ethylène	C_2H_4	$\text{C}=\text{C}$	28,0	-103,7	
Propylène	C_3H_6	C-C=C	42,1	-47,7	0,523
But-1-ène	C_4H_8	C-C-C=C	56,1	-6,3	0,601
Cis-but-2-ène	C_4H_8	$\begin{array}{c} \text{C} \quad \text{C} \\ \backslash \quad / \\ \text{C}=\text{C} \end{array}$	56,1	-3,7	0,627
Butadiène-1,3	C_4H_6	C-C=C-C	54,1	-4,4	0,627

Chapitre I : GÉNÉRALITÉS SUR LE PÉTROLE BRUT

I.4. 1.3/les hydrocarbures cycliques saturés ou cyclanes ou naphtènes :

Dans ces hydrocarbures il y a cyclisation de tout ou partie du squelette carboné . le nombre d'atomes de carbone du cycle ainsi formé peut varier , ils ont des températures d'ébullition et des masse volumiques supérieures à celles des alcanes à même nombre d'atomes de carbone , leur formule générale est C_nH_{2n} on trouve également des cyclanes constitués de 2 , 3 ... cycles accolés Cette famille peut représenter entre 30 et 50 % des hydrocarbures totaux d'un pétrole brut.[1]

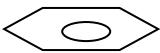
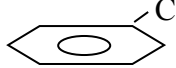
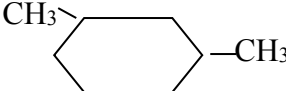
Tableau I.3 :Constantes physiques de quelques naphtène

	Formule globale	Formule développée	Masse moléculaire	Température d'ébullition C° (1atm)	D ¹⁵ ₄ (Liquide)
Cyclopentane	C ₅ H ₁₀		70,1	49,3	0,750
Méthyl cyclopentane	C ₆ H ₁₂		84,2	71,8	0,753
Cyclohexane	C ₆ H ₁₂		84,2	80,7	0,783

I. 4.1.4/ les hydrocarbures Aromatique :

Ce sont des hydrocarbures cycliques poly insaturés présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées, leur confère des propriétés remarquables. En effet, les premiers termes (benzène, toluène, xylène) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie , , leur formule générale est C_nH_{2n-6} et ne représentent que 10 à 30 % des hydrocarbures totaux d'un brut pétrolier.[1,14]

Tableau I.4 : Constantes physiques de quelques Aromatique

	Formule globale	Formule développée	Masse moléculaire	Température d'ébullition C° (1atm)	D ¹⁵ ₄ (Liquide)
Benzène	C ₆ H ₆		78,1	80,1	0,884
Toluène	C ₇ H ₈		92,1	110,6	0,871
Ethylbenzène	C ₈ H ₁₀		106,2	136,2	0,871
Xylène	C ₈ H ₁₀		106,16	140	0,870

I. 4.1.4/ les Autres hydrocarbures (Hydrocarbures mixtes) :

L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes

(cycle+chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.[1,19]

I. 4.2./Les Composés autres que les hydrocarbures (Composés polaires) :

Dans cette catégorie entrent les molécules contenant d'autres atomes que le carbone et l'hydrogène. On y distingue les composés organiques et les organo-métalliques. Cette fraction correspond à des molécules hétérocycliques, telles que: [3,6]

I. 4.2.2.Des composés soufrés :

Le soufre est l'hétéroélément le plus répandu dans les pétroles bruts ,sa concentration peut aller de 0,1 à plus de 8% en poids cette teneur est d'ailleurs corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité Comme certains composants : mercaptans, sulfures, disulfures,...

I. 4.2.3.Des composés oxygénés :

Les bruts contiennent généralement moins d'oxygène que de soufre. Bien que peu abondant, l'oxygène peut jouer un rôle non négligeable ; en particulier, il est responsable de l'acidité des pétroles comme certains composants : phénols, acides carboxyliques, alcools, aldéhydes,...

I. 4.2.4.Des composés azotés :

Dans les pétroles bruts, l'azote se retrouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250 °C et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes On trouve l'azote sous forme, amines (carboxyliques)et d'amides soit saturées ,soit aromatiques et carbazoles ou un cycle azoté et pyridines (azote basique) certains composants : pyridines, quinoléines,...

I. 4.3.Des composé chimiquement mal définis :

Lorsque l'on s'adresse aux fractions les plus lourdes des pétroles, l'analyse est aujourd'hui impuissante à isoler et donc à caractériser parfaitement les molécules présentes. Faute de mieux, l'analyste sépare ces fractions lourdes en différentes classes, conduisant ainsi à des définitions purement opératoires et non plus en termes de structures exactes.

I. 4.3.1.Asphaltènes :

La fraction lourde des pétroles bruts est constituée par les asphaltènes qui forment une partie

Chapitre I : GÉNÉRALITÉS SUR LE PÉTROLE BRUT

importante des résidus de distillation du pétrole en raffinage. Ce sont des composés constitués des molécules polycycliques à haut poids moléculaire contenant des atomes de carbone, d'hydrogène, d'oxygène, de soufre et d'azote. Dans toute l'industrie pétrolière, ils sont la cause de nombreux

problèmes.

Les asphaltènes sont en partie responsables de la viscosité et de la densité élevée des pétroles bruts

lourds, conduisant à des problèmes difficiles de transport. [8]

Tableau I.5: Quelques caractéristiques de fractions

Brut	Origine	Visco (mm ² /s)	Asph (%pds)	O (%pds)	N (%pds)	S (%pds)	Ni (ppm)	V (ppm)
Batiraman	Turquie	1180	22,1	0,53	0,49	7,04	99	153
Boscan	Venezuela	595	14,1	0,79	0,74	5,46	125	1220
Anguille	Gabon	14,1	1,2	0,92	0,26	0,82	115	14
Hassi Messaoud	Algerie	2,32	0,1	1,93	0,38	<0,10	<0,2	<0,2

I. 4.3.2. Résines :

Si l'on soumet les maltènes (le reste que les asphaltènes supprimés) à une chromatographie liquide les

produits élués avec les solvants les plus polaires sont appelés résines. Leur composition, là aussi, dépend du protocole utilisé.

Ces molécules à caractère aromatique très marqué et renfermant des hétéro-éléments (N, O, S, et parfois

Ni et V); leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1 000. [1]

I. 5. Classification des pétroles bruts :

La composition chimique du pétrole varie selon son origine. Le mélange d'hydrocarbures issu de ce long processus comprend des chaînes carbonées linéaires plus ou moins longues, ainsi que des chaînes carbonées cycliques naphténiques ou aromatiques. Il est aussi possible de distinguer les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre et autres impuretés (vanadium, mercure et sels) et leurs proportions en différentes classes d'hydrocarbures. [4]

On classe le pétrole brut selon trois méthodes :

Chapitre I : GÉNÉRALITÉS SUR LE PÉTROLE BRUT

I. 5.1. Classification industrielle :

On classe les pétroles bruts en fonction de la densité en 4 grandes catégories :

- _ Les pétroles légers $d_{4,15} < 0.825$,
- _ les pétroles moyens $0.825 < d_{4,15} < 0.875$
- _ les pétroles lourds $0.875 < d_{4,15} < 1.000$
- _ les pétroles extra lourds $1 < d_{4,15}$

Voilà les densités moyennes de quelques pétroles bruts :

Tableau I.6 : densités moyennes de quelques pétroles bruts

Pétrole brut	MASSE VOLUMIQUE A 15C°
Hassi Messoud	0,804
Arabian light (Arabie saoudite)	0,858
Cyrus (Iran)	0,940
Boscan (Venezuela)	1,00

I. 5.2. Classification suivant le facteur de caractérisation Kuop :

Le facteur de caractérisation Kuop a été introduit par les chercheurs de la Société “Universal Oil Products Co” [1]

NELSON ,WATSON,MURPHY de la société UOP ont cherché à établir une relation mathématique simple entre la spécifie gravity (Densité standard) et la température pour obtenir des courbes se superposant au mieux sur celles des différenes familles et ont proposé la formule suivante qui définit le facteur de caractérisation Kuop pour les corps purs [3] :

$$Kuop = \frac{(T^{\circ}R)^{1/3}}{S} \dots\dots\dots (I -1)$$

S

T : température d'ébullition moyen en °Rankine

S ou Sp .Gr(60°F/60°F) :Spécific gravity (Densité standard)

on peut de cette manière calculer très rapidement le Kuop d'un pétrole brut ou coupe pétrolière à partir de données facilement à savoir la densité standard et la TMP de distillation (ASTM ou TBP) [1]

la connaissance du Kuop peut donc donner beaucoup de renseignements sur la nature et la qualité des pétroles bruts :

Kuop = 13 Pour les paraffiniques normaux et iso

Kuop = 12 Pour les hydrocarbures mixtes : chaîne et cycle sont équivalents

Kuop = 11 Pour les Naphténiques

Kuop = 10 Pour les Aromatiques purs

En utilisant la relation de Riazi et Daubert, Whitson a développé une nouvelle corrélation basée sur le poids moléculaire et la densité des hydrocarbures est comme suite :

$$K_W = 4,5579 M^{0,15158} S_G^{-0,84573} \dots\dots\dots (I - 2)$$

Le facteur de caractérisation de Whitson est également utilisé pour prédire différentes propriétés physiques de fractions pétrolières telles que la viscosité cinématique, la densité API .

I. 5.3. Classification selon le caractère chimique dominant :

On peut dire également qu'à nombre de carbone constant, ce qui correspond sensiblement à une même température d'ébullition, les hydrocarbures sont classés verticalement en fonction de la valeur du rapport H/C dans la molécule . [6]

En effet la densité d'un hydrocarbure pur est liée au rapport H/C de cet hydrocarbure la densité étant d'autant plus faible que le taux d'hydrogène est important . [1]

Tableau I.7: Relation masse volumique relative – rapport H/C d'hydrocarbures purs

	Rapport atomique H/C	Densité d_{15}^4
Tétradécane C ₁₅ H ₃₀	2,10	0,763
Octylcyclohexane C ₁₄ H ₂₈	2,00	0,817
Octylbenzène C ₁₄ H ₂₂	1,57	0,858
Butylnaphtalène C ₁₄ H ₁₆	1,04	0,966

C'est le classement du brut selon les familles prédominantes des hydrocarbures. Le pétrole peut être de type (PONA) : paraffiniques, naphténique, aromatique.

Tableau I .8: classification du brut selon les familles prédominantes des hydrocarbures

Nature des H /C	Brut paraffinique(%)	Brut naphtéinique (%)	Brut asphaltique (%)
Paraffines	40	12	5
Naphtènes	48	75	15
Aromatiques	10	10	20
Asphaltiques	2	3	60

On ne parle pas de pétrole à base aromatique car les hydrocarbures appartenant à ces familles n'ont jamais constitué la majeure partie des fractions légères. En revanche, on emploie la dénomination à base asphaltique lorsque les fractions lourdes contiennent des produits semblables aux asphaltes naturels. [12]

I. 6..Normes et spécifications de pétrole brut et des produits pétroliers :

Les normes et les spécifications sont en constante évolution et doivent, par suite, être sans cesse remises à jour. Ceci résulte de :

- L'évolution des besoins des utilisateurs, qui se manifeste par l'apparition de nouveaux types de produits, de nouveaux procédés d'obtention de ces produits et de nouvelles utilisations de ces derniers, nécessitant des qualités différentes.
- L'évolution des techniques, en particulier en ce qui concerne :

- Les nouvelles méthodes analytiques

- Les nouveaux moyens informatiques

- Les méthodes de calcul

- L'évolution des réglementations. A l'heure actuelle, l'évolution des réglementations concerne essentiellement la fiscalité, la préservation de l'environnement, et la lutte contre la toxicité.

L'industrie du pétrole étant dans son ensemble une industrie à caractère international, il est devenu nécessaire de pouvoir parler un même langage entre pétroliers de différents pays. La standardisation des méthodes de mesure des propriétés des produits pétroliers s'est révélée indispensable pour obtenir la répétabilité des mesures dans un même laboratoire et la reproductibilité entre différents laboratoires à travers le monde. Ces tests standards ou méthodes normalisées sont établis par des organismes internationaux et constituent l'ensemble des prescriptions techniques auxquelles doit se référer impérativement l'opérateur pour contrôler la qualité des produits dont on veut unifier l'emploi ou assurer l'interchangeabilité.

Ces méthodes sont élaborées par des bureaux de normalisation professionnels, après soumission à enquête publique et homologation par le commissariat général à la normalisation.

Parmi ces organismes, nous citons:

ASTM : American Society for Testing and Materials

IP : Institute of Petroleum

ISO : International Standard Organization

AFNOR : Association Française de Normalisation

DIN : Deutsches Institut für Normung

UOP : Universal Oil Product from USA

IANOR : Institut Algérien de Normalisation

Il existe deux types de normes sur les produits pétroliers :

1. Les normes de classification et de caractérisation :

Semblables aux spécifications mais leur respect n'est pas imposé par la loi

2. Les normes de tests et de méthodes d'essais.

Les produits pétroliers doivent répondre à des spécifications ou caractéristiques de qualité, définies par les autorités locales d'un pays. Ces spécifications ne sont pas nécessairement équivalentes dans tous les pays, elles varient en fonction des conditions locales et sont généralement liées à l'usage. Il existe plusieurs types de spécifications des produits pétroliers. Elles peuvent être administratives ou douanières. Les premières régissent les caractéristiques que doivent respecter les produits sur l'ensemble d'un territoire, les secondes prévoient quant à elles les caractéristiques des produits ayant une incidence fiscale.

En raison de l'évolution des besoins des utilisateurs, de l'évolution des techniques et des réglementations, les normes et les spécifications sont en constante évolution et sont, par conséquent, sans cesse remises à jour.

I. 7. Présentation de l'entreprise SONATRACH :

La SONATRACH (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures) , intervient également dans d'autres secteurs tels que : la génération électrique, les énergies nouvelles et Renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses activités en Algérie et partout dans le monde. SONATRACH est une société par actions, sa date de création remonte à 1963 (décret Présidentiel N°63-491 du 31/12/1963).

Le 22 septembre 1966, les missions de l'entreprise ont été élargies pour toute la chaîne Pétrolière.

Le 24 février 1971 est une date historique pour l'entreprise et le pays. Elle symbolise la Nationalisation des hydrocarbures.

SONATRACH est la première entreprise pétrolière de continent africain. Elle est classée

Chapitre I : GÉNÉRALITÉS SUR LE PÉTROLE BRUT

12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, 4ème exportateur de gaz naturel liquéfié (GNL), 3ème exportateur de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et 5ème exportateur de gaz naturel
L'activité de SONATRACH s'articule autour de quatre branches principales :

✓ Activité amont :

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

✓ Activité aval :

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

✓ Activité transport par canalisation :

- Stockage d'hydrocarbures liquides et gazeux en amont et en aval.
- Transport par canalisation des hydrocarbures liquides et gazeux, depuis les lieux de la production primaire, à travers les réseaux secondaires et principaux.
- Chargement des navires pétroliers.

✓ Activité commercialisation :

- Commercialisation extérieure.
- Commercialisation sur le marché intérieur.
- Transport maritimes des hydrocarbures.
- Le développement, l'exploitation et la gestion des réseaux de transport, de stockage et de chargement des hydrocarbures.

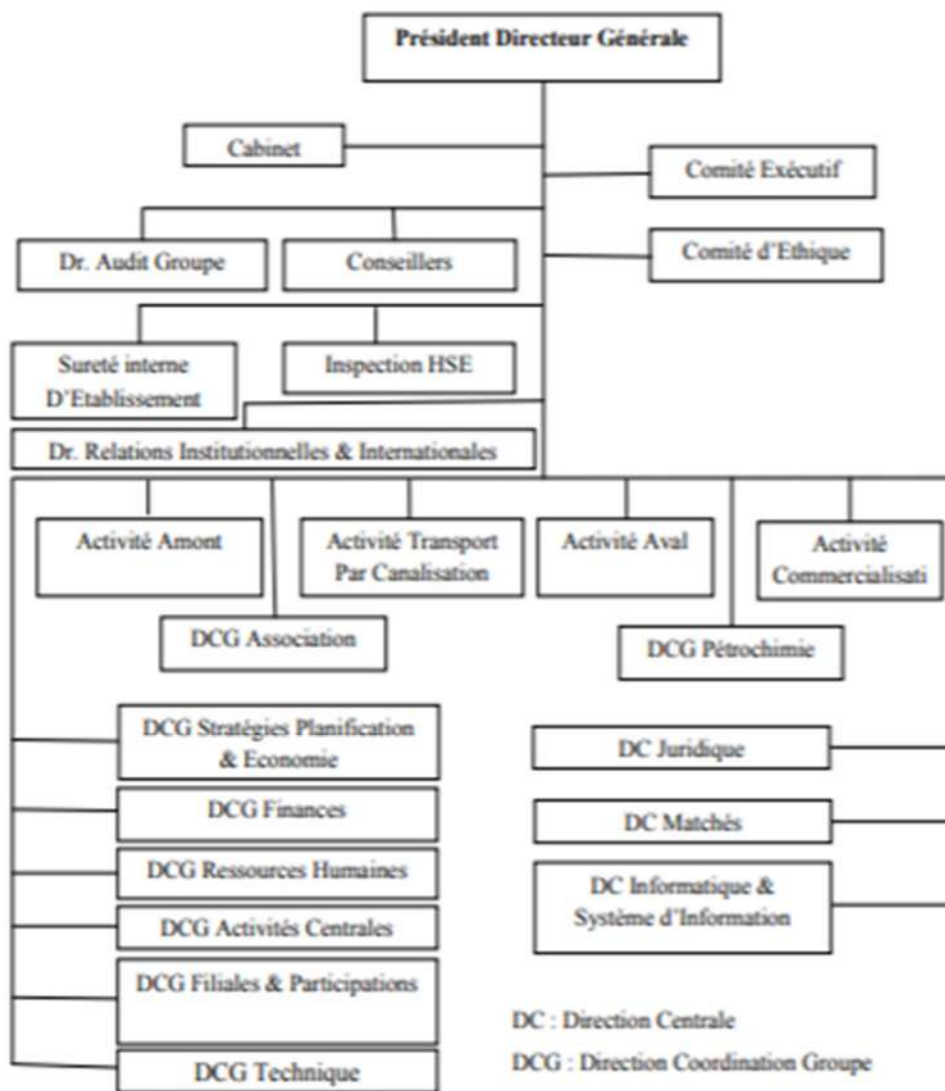


Figure I. 3 : Schéma de la macrostructure de SONATRACH

1. 7.1. L'exploitation pétrolière :

L'exploitation du pétrole comme source d'énergie ,dite fossile est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine dense ,facilement stockable et transportable , le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides ,il est aussi fréquemment utilisé pour la pétrochimie

I. 7.2.Présentation du transport par canalisation des hydrocarbures en Algérie :

SONATRACH exploite un réseau de transport par canalisation des hydrocarbures (Pétrole Brut, Condensat, Gaz Naturel et Gaz Pétrole Liquéfié) composé de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (STC) d'une longueur totale de 20 705 km.

Un STC est constitué d'une ou plusieurs canalisations transportant des Hydrocarbures, y compris les installations intégrées, et les capacités de stockage liées à ces ouvrages, notamment les stations de compression, les stations de pompage, les postes de coupure, les postes de sectionnement, les lignes d'expédition, les postes de chargement à quai et en mer ainsi que les systèmes de protection cathodique, de comptage, de régulation, de télécommunications et de télécontrôle.

La gestion desdits STC s'opère à travers six (06) Directions Régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC, HRM) et deux (02) Directions Opérationnelles (GEM et GPDF).

I. 7.3.Les missions de l'activité TRC :

Les premières expéditions du pétrole brut à partir du gisement de Hassi Messaoud vers la gare de Touggourt ont été réalisées en 1958, par l'oléoduc de diamètre 06''.

Un deuxième oléoduc (OB1) de 24'', d'une longueur de 660km, reliant le terminal de HaoudEl-Hamra (wilaya d'Ouargla) au port de Bejaia a été mis en service en 1959, suivi d'un autre oléoduc (OT1) de même diamètre reliant le terminal d'In Amenas au port tunisien de la Skhira en 1961.

La première expédition du gaz a été réalisée par un gazoduc (GZ1) reliant Hassi R'mel à Arzew durant la même année. Au lendemain de l'indépendance nationale, le réseau de transport s'est renforcé par la réalisation d'une vingtaine d'ouvrages (OZ1, OG1, OK1, GK1, GM1, GZ2, GG1...).

L'activité de Transport par canalisation s'est retrouvée, après l'extension de son réseau et la nationalisation des hydrocarbures, confrontée à :

- La nécessité de poursuivre son activité et rattraper le retard.
- Faire avec ce qu'il lui restait de potentiel humain (qualification et compétence).
- Prendre en charge la maintenance des ouvrages de l'Activité TRC.

Les premières expéditions du pétrole brut à partir du gisement de Hassi Messaoud vers la gare de Touggourt ont été réalisées en 1958, par l'oléoduc de diamètre 06''.

Un deuxième oléoduc (OB1) de 24'', d'une longueur de 660km, reliant le terminal de Haoud-El-Hamra (wilaya d'Ouargla) au port de Bejaia a été mis en service en 1959, suivi d'un autre

oléoduc (OK1) de même diamètre reliant le terminal d'In Amenas au port tunisien de la Skhira en 1961.

La première expédition du gaz a été réalisée par un gazoduc (GZ1) reliant Hassi R'mel à

Arzew durant la même année.

Au lendemain de l'indépendance nationale, le réseau de transport s'est renforcé par la réalisation d'une vingtaine d'ouvrages (OZ1, OG1, OK1, GK1, GM1, GZ2, GG1...).

L'activité de Transport par canalisation s'est retrouvée, après l'extension de son réseau et la nationalisation des hydrocarbures, confrontée à :

- La nécessité de poursuivre son activité et rattraper le retard.
- Faire avec ce qu'il lui restait de potentiel humain (qualification et compétence).
- Prendre en charge la maintenance des ouvrages de l'Activité TRC.

I. 7.4.Présentation de CDHL :

C'est implanté à Haoud Hamra (Hassi Messaoud) .le CDHL a une capacité de 1400000 bar/jours et assure la réception ,le stockage ainsi que l'expédition du pétrole brut et du condensat vers raffineries et les terminaux (Skikda, Arzw, Bejaia).

l'activité de CDHL s'articule autour de cinq branches principales :

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

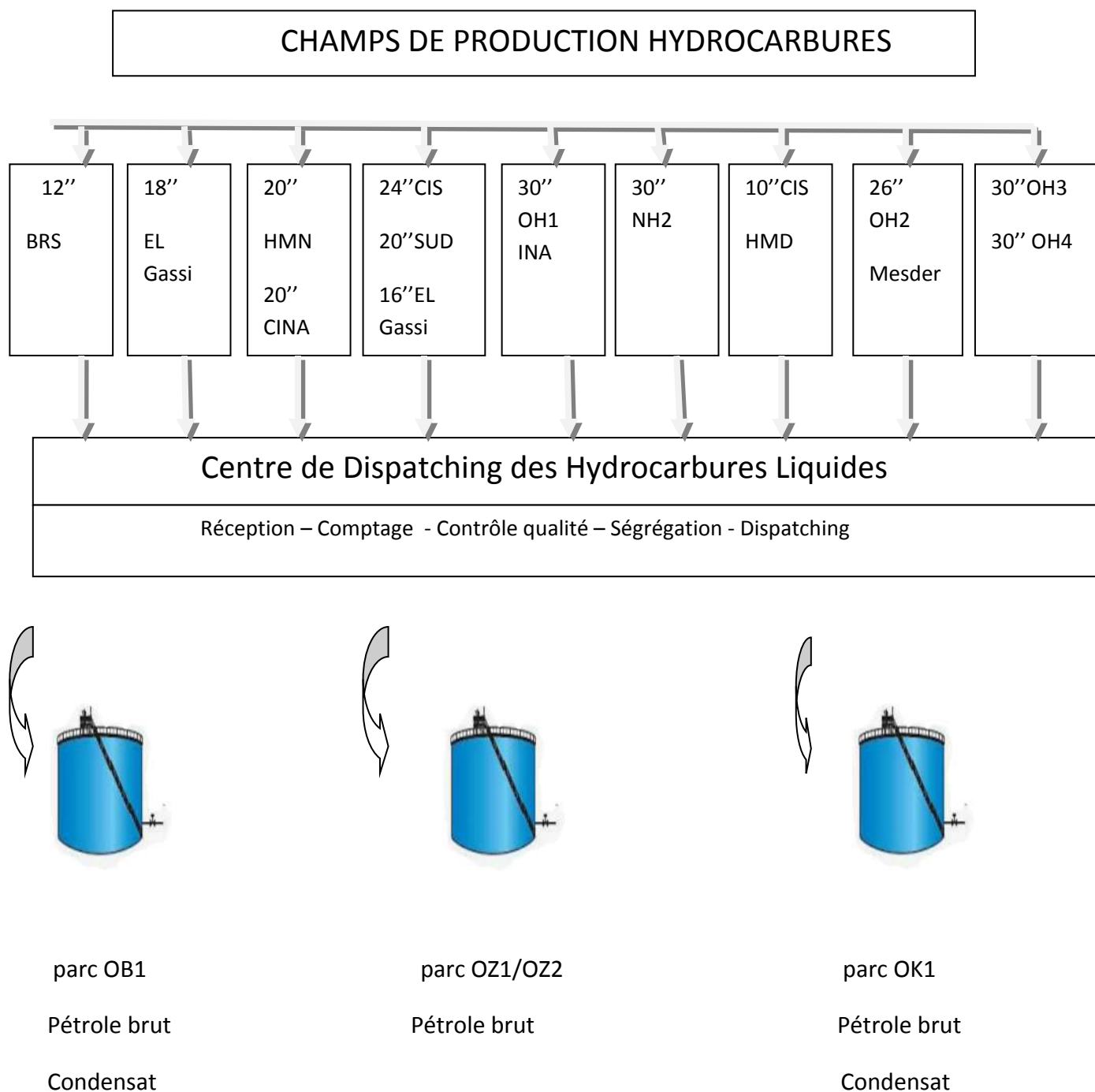


Figure I.4: Schéma de la macrostructure de CDHL

II.1. Introduction :

Les pétroles bruts ont des caractéristiques physiques et chimiques très variables d'un champ de production à un autre et même à l'intérieur du même gisement.

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation du champ de production), le transport, le stockage, le raffinage et bien entendu le prix [1]

II.2. Différentes paramètres et propriétés physiques :

II.2.1. La masse volumique ,Gravité spécifique(S),Gravité API :

La masse volumique de tout liquide est la masse par unité de volume on utilise la masse volumique comme une caractéristique de pétrole et produit pétroliers ainsi que pour caractériser approximativement le pétrole (Gravité spécifique) ,pour connaître les appareils est les procédés du traitement des pétroliers ,pour calculer la quantités des produits pétroliers ,le plus important pour obtenir une classification exacte de pétrole brut .

Dans l'industrie pétrolière on utilise la masse volumique Relative(Gravité spécifique) c'est le rapport de la masse d'un certain volume du produit pétrolier à la température standardisée (20°C ou 15°C) à la masse du même volume de l'eau à la température 4°C au moyen d'un aréomètre (ASTM D1298-99) elle exprime en (g/cm³) avec la précision de 0.0001 à 0.0005 selon la catégorie d'aréomètre utilisés cependant en pratique on ne conserve fréquemment que trois décimales . [16 ,18]

La gravité spécifique (Specific Gravity (SG)) :

est un paramètre physique sans dimension spécifique à chaque produit. C'est le rapport entre la masse d'un certain volume d'échantillon à une température donnée et celle du même volume d'eau à une température de référence ; généralement, on se réfère à l'eau à 4°C ; elle est notée :[13]

$$d_4^T = \frac{\text{la masse du volume du corps à } T}{\text{la masse du même volume d'eau à } 4^\circ\text{C}} = \text{Gravité spécifique} \dots\dots\dots (II-1)$$

Dans le système francophone, on mesure la d_4^{15} ou la d_4^{20} .

Dans le système Anglo-saxon, la gravité spécifique est définie pour deux températures standards identiques, soit 60°F, et symbolisée par SG ou SG60/60F. Elle peut être

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

calculée à partir de la relation suivante :

$$SG = \frac{d_{15}^4}{0,999904} \dots\dots\dots (II-2)$$

La SG est également appelée densité relative qui est définie comme la densité d'un liquide divisé par la densité de l'eau dans les mêmes conditions de température et de pression. Les conditions standards auxquelles la densité est exprimée sont de 15,5°C (60 °F) et 1 atm.

La densité à 15,5°C est habituellement utilisée comme paramètre d'entrée avec le point d'ébullition (Tb) pour prédire les différentes propriétés physiques des fractions pétrolières. Mathématiquement, ça peut être défini comme :

$$\text{Gravité spécifique, } 60F/60F = \frac{\text{la densité de liquide à } 60^{\circ}F}{\text{la densité d'eau à } 60^{\circ}F} \dots\dots\dots (II-3)$$

Gravité API :

Dans l'industrie pétrolière, la gravité API est largement utilisée pour désigner les fractions pétrolières introduites par l'American Petroleum Institute (API). La gravité API est définie comme suite :

$$\text{Gravité API} = \frac{141,1}{SG(à 60/60^{\circ}F)} - 131,5 \dots\dots\dots (II-4)$$

Généralement, les valeurs de gravité API sont élevées pour les fractions d'hydrocarbures légers et plus faibles pour les fractions d'hydrocarbures lourds. Parfois, elle a été utilisée comme paramètre d'entrée avec le facteur de caractérisation de Watson (Kw) pour prédire les propriétés des fractions pétrolières telles que les poids moléculaires et les viscosités cinématiques. Il est généralement exprimé en degré API.[1 ,8]

II.2.2.Tension de vapeur Reid (TVR) :

la mesure de la tension de vapeur des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers

La norme ASTM D323 décrit une méthode de détermination de tension de vapeur à l'aide d'un appareil comportant deux chambres A et B le volume de la chambre A est 4fois celui de la chambre B, la chambre B est remplie avec un échantillon du produit testé partiellement dégazé à 0°C la chambre A est remplie avec de l'air à 37 ,8°C et à la pression atmosphérique .

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

Les deux chambre sont mises en communication et l'ensemble est porté à 37,8°C la pression relative qui s'établit est appelée 'tension de vapeur Reid' et sa valeur est exprimée en g/cm² ou en PSI. [1,10]

II.2.2.1. Equation de tension de vapeur (Relation de clapeyrone) :

L'application des les conditions d'équilibre permet d'établir la relation de Clapeyron :
Le transfert de dn moles de la phase liquide à la phase vapeur s'accompagne d'une variation de l'enthalpie libre égale à $+g \, dn$ pour la phase vapeur , $-g \, dn$ pour la phase liquide
La variation totale qui doit etre nulle en vertu de la condition d' équilibre s'écrit donc :

$$dG_{T,P} = (g^v - g^L) \, dn = 0 \dots\dots\dots (II-5)$$

$$g^v = g^L \dots\dots\dots (II-6)$$

Ainsi on peut noter que le changement de phase se fait sans discontinuité de l'enthalpie libre à l'encontre de ce que l'on observe pour le volume ou l'enthalpie et que par ailleurs les variations d'enthalpie et entropie qui accompagnent la vaporisation sont liées :

$$h^v - T s^v = h^L - T s^L \dots\dots\dots (II-7)$$

Ou
$$h^v - h^L = T(s^v - s^L) \dots\dots\dots (II-8)$$

Quand on parcourt la courbe d'équilibre liquide vapeur , les variation de tension de vapeur dp et dT sont variable .

$$d(g^v - g^L) = 0 \dots\dots\dots (II-9)$$

$$(v^v - v^L) \, dp - (s^v - s^L) \, dT = 0 \dots\dots\dots (II-10)$$

$$\frac{dp}{dT} = \frac{s^v - s^L}{v^v - v^L} \dots\dots\dots (II-11)$$

Un très grand nombre de relations ont été proposées pour représenter l'évolution de la Tension de vapeur avec la température , elle se distinguent par l'étendue du domaine couvert ,leur aptitude à permettre une extrapolation fiable à l'extérieur de ce domaine , en particulier vers les faibles température .

La relation de Clapeyron est la plus simple.

Pour intégrer la relation de Clapeyron on peut considérer que le volume molaire de la phase

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

liquide est négligeable devant celui de la phase vapeur , et que celle-ci se comporte comme un gaz parfait on aboutit alors à l'expression : [2]

$$\frac{dp^\delta}{dT} = \frac{\Delta h^\delta}{\frac{RT^2}{P^\delta}} \dots\dots\dots(II-11)$$

$$\frac{d \ln P^\delta}{dT} = -\frac{(\Delta h^\delta)}{R} \dots\dots\dots; \dots\dots(II-12)$$

Si l'on admet de plus que la chaleur de vaporisation est constante, alors on peut intégrer la relation qui précède et on obtient la forme bien connue .

$$\ln \frac{P_2}{P_1} = -\frac{(\Delta h^\delta)}{R} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right) \dots\dots\dots(II-13)$$

$$\frac{\ln P - \ln P_b}{\ln P_c - \ln P_b} = \frac{\frac{1}{T} - \frac{1}{T_b}}{\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_b}} \dots\dots\dots(II-14)$$

II.2.3. Teneur en eau et sédiments (BSW) :

Les pétroles bruts contiennent en très faible de l'eau et des sédiment , la teneur en eau et sédiments des pétroles bruts est mesurée selon une méthode normalisée ASTM D 4007 ,95

Cette méthode consiste à mélanger un volume égal de solvant et de pétrole brut dans un tube de centrifugeuse (tubes cylindro-conique) puis à chauffer jusqu' a 60° puis à centrifuger afin de séparer toute a fin de déterminer le volume d'eau et de sédiments. [10]

II.2.3.1.Teneur en eau :

les pétroles bruts doivent etre exempts d'eau en suspension (émulsion instable) mais la solubilité de l'eau dans les pétroles bruts (émulsion stable) bien que très faible n'est pas négligable

cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes ou certains agents tensio-actifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques

la teneur en eau des pétroles bruts est déterminée par une méthode normalisée dont le principe

consiste à entraîner l'eau sous forme d'azéotrope à l'aide d'un hydrocarbure aromatique en générale le xylène industriel ou tolène saturé à la température ambiante cet azéotrope se sépare en deux phases eau et le xylène industriel ou tolène saturé le volume de l'eau est alors mesuré et rapporté au volume total de brut [1 , 11]

II.2.3.2. Teneur en sédiments (Bottom Sediment):

Des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut ces produits appelés "sédiments" sont des fines particules de sable ,de boues de forage ,de débris de roche (feldspath,gypse.....) ,de métaux sous forme de minerais ou à l'état libre comme le fer,le cuivre,le plomb....provenant de l'érosion des pipelines ,des bacs de stockage,des vannes ou de toute autre tuyauterie que traverse le brut. [1]

II.2.4. Teneur en sel (Dosage des chlorures):

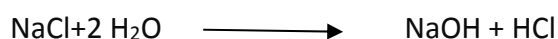
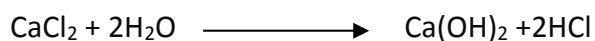
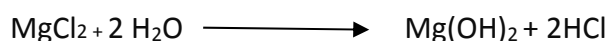
Bien qu' ils soient relativement en faibles quantités ,de l'ordre de quelques dizaines de ppm , la présence des sels minéraux qui dissous dans l'émulsion d'eau pose de sérieux problèmes lors du transport ,traitement des pétroles bruts

Le sel dans le brut se présente principalement sous forme de cristaux de sels dissous en suspension ou dissous dans l'émulsion d'eau avec le brut.

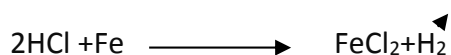
Les chlorures (sodium, magnésium , calcium) sont presque toujours dominants ,à côté du gypse et du carbonate calcium, la mesure de la teneur en chlorures est normalisée ASTM-D 6470 , le résultat des deux mesures est exprimé en NaCl(mg) /Brut (Kg). [10]

Le plus gros problème causé par les sels et les soufre est la corrosion ,augmentation de la TVR (instabilisation de brut)

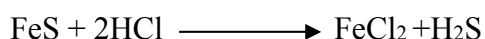
Les sels s'hydrolysent, sous l'effet de la température en donnant de l'acide chlorhydrique



L'acide chlorhydrique (HCl) (en solution aqueuse) pour stabilisée attaque le fer suivant la réaction :

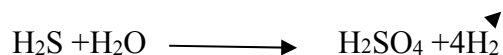


Alors le (HCl) formé précédemment rentre en réaction avec (FeS) qui n'est pas soluble dans l'eau:



Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

Les sulfures d'hydrogène sous forme gazeuse est dissous dans l'eau, sous l'effet de la température en donnant de l'acide sulfurique



La corrosion est plus importante en présence de ces acides (H_2SO_4 , H_2S , HCl).

II.2.5. Teneur en soufre des pétroles bruts :

Les pétroles bruts contiennent des hydrocarbures sulfurés, de sulfure d'hydrogène (H_2S) dissous dans l'eau, et parfois même du soufre en suspension (H_2SO_4). D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0,02 et 2% en poids

La détermination de la teneur en soufre dans les produits pétroliers est normalisée ASTM – D 4045

II.2.6. Viscosité des pétroles bruts :

la viscosité cinématique (ν) joue un rôle très important dans la caractérisation des fractions pétrolières ainsi que dans l'industrie de traitement du pétrole. La viscosité cinématique est normalement mesurée à la température de référence de 38°C (100°F) et de 99°C.[17]

Les viscosités à ces températures respectives ν_{38} et ν_{99} sont généralement considérées comme des paramètres de caractérisation de base.

La viscosité est déterminée par la mesure du temps d'écoulement du pétrole brut dans un tube capillaire de longueur donnée à une température bien déterminée, c'est la viscosité cinématique exprimée en mm^2/s . Celle-ci est définie par les normes ASTM D 445, elle peut être aussi déterminée en mesurant le temps d'écoulement à travers un orifice calibré norme ASTM D 88 elle est exprimée alors en secondes unité (S.S.U)

II.2.7/ Point d'éclair :

C'est la température minimale à laquelle les vapeurs peuvent prendre flamme au contact d'une flamme dans les conditions TPN il caractérise la teneur en produits volatils et permet connaître jusqu'à quelle température un produit peut être chauffé sans danger, et aussi c'est un paramètre important à connaître lors de la manipulation (remplissage et vidange des citernes et des bacs par exemple) notamment ce qui concerne les conditions de stockage et de sécurité. [3]

La détermination expérimentale de cette grandeur fait l'objet de la norme NF M 07-011

II.3. Revue des méthodes expérimentales :

II.3.1. Masse volumique, Gravité Spécifique et Gravité API :

La densité et la masse volumique sont des propriétés physiques cruciales dans la caractérisation de tout domaine pétrolier, Ces trois propriétés sont mesurables et étroitement

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

liées les unes aux autres. Il n'est pas nécessaire de mesurer toutes ces propriétés séparément seule une masse volumique ou une densité spécifique est nécessaire pour mesurer.

Si une densité spécifique est connue pour une fraction pétrolière particulière, il est alors possible de calculer la masse volumique ainsi que la densité API pour cette fraction. Dans l'industrie pétrolière, la gravité spécifique et la densité API sont mesurées à une température de référence de 15°C (60 F) et une masse volumique habituellement rapportée à 20 °C. [18] La relation liant la densité à une température T et celle à 20°C est la suivante :

$$d_{4}^{20} = d_{4}^{T} + K(T - 20) \dots\dots\dots (II-15)$$

K :est une constante dont les valeurs sont tabulées en fonction de la valeur de la densité à d_{4}^{20} .

Tableau II .1 : Constantes de l'équation liant la densité à 20°C à une température T

d_{4}^{15}	0,60-0,70	0,70-0,76	0,76-0,80	0,80-0,85	0,85-0,88	0,88-0,90
K	0,00090	0,00085	0,00080	0,00075	0,00065	0,00062

Certaines méthodes d'essai et techniques sont disponibles pour la mesure de la masse volumique, de la gravité spécifique et de la densité API, qui sont décrites ci-dessous.

II.3.1. ASTM D1298 :

La méthode d'essai ASTM D1298 décrit la procédure de mesure de la masse volumique, de la gravité spécifique et de la densité API des pétroles bruts, des coupes pétrolières, des mélanges liquides pétroliers et non pétroliers ou des liquides présentant une pression de vapeur de 1,79 bar (179 kPa).

Cette méthode d'essai utilise un hydromètre en verre pour mesurer ces propriétés. Dans la norme ASTM D1298, la M_v , la SG et la densité API sont mesurées à une température de 15 °C (60 °F).

La densité est notée en kilogramme par litre cube à 15 °C, et avec la température de référence, par exemple, la densité (60/60 °F). Il n'est pas nécessaire d'indiquer la gravité API avec la température de référence car la température de référence est déjà incluse dans la définition de la densité API [ASTM D1298, 2007]. [12]

Un hydromètre fonctionne sur le principe d'Archimède qui est le principe de flottabilité. Le principe dit que lorsqu'un corps de volume et de poids spécifique est placé dans un fluide, alors la quantité de fluide est déplacée par le corps est égal au volume du corps ainsi que le poids du corps. L'hydromètre est normalement fait de verre et a deux parties principales : une tige cylindrique et une ampoule.

Un hydromètre typique est montré dans la figure, La tige cylindrique est un tube de petit diamètre à sommet arrondi monté sur l'ampoule. La tige est constituée d'une longue échelle calibrée qui est développée en fonction du volume de masse fixe attaché à l'extrémité

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

inférieure de l'ampoule. L'ampoule est un tube en verre de plus grand diamètre lesté de poids (petites sphères métalliques) à la fin pour qu'il flotte verticalement dans un liquide dont la densité ou la masse volumique doit être mesurée. L'hydromètre est simplement abaissé dans un liquide et la densité, la gravité spécifique ou la gravité API est directement mesurée à partir de l'échelle. Les hydromètres sont également disponibles en métal et en plastique, mais la précision est un problème. [16]

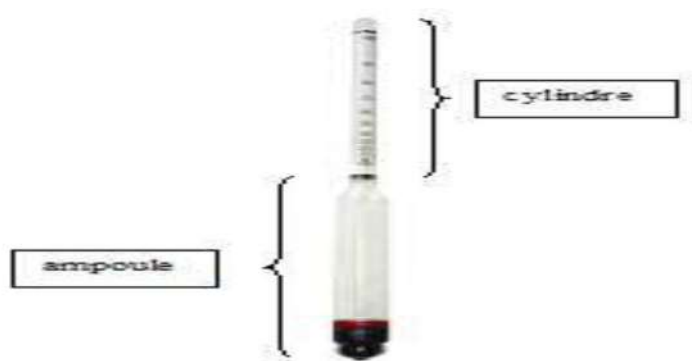


Figure II.1 : Hydromètre typique

II.3.2. ASTM D 4052 :

ASTM D4052 est la méthode d'essai qui décrit la procédure pour déterminer la densité et la gravité spécifique des fractions pétrolières et des huiles visqueuses à des températures d'essai entre 15 et 35 °C. La méthode d'essai mesure les propriétés à l'aide d'un densimètre numérique. L'application de la norme ASTM D4052 est limitée aux liquides avec des pressions de vapeur inférieures à 600 mm Hg (80 kPa) et des viscosités inférieures à environ 15 000 cSt (2mm) à la température d'essai [ASTM D4052, 1989].

Le densimètre numérique fonctionne selon la loi de l'oscillation harmonique dans laquelle un liquide dont la densité ou la masse volumique doit être mesurée est placé dans un tube à échantillon en U et il est soumis à la force électromagnétique. Ensuite, la variation de la fréquence d'oscillation résultant du changement de la masse du tube est utilisée avec les données d'étalonnage pour estimer la densité. [19]

II.3.3. ASTM D 5002 :

La méthode d'essai standard ASTM D5002 couvre la détermination de la densité, de la densité relative et de la gravité API des pétroles bruts qui peuvent être manipulés de manière normale sous forme de liquides à des températures d'essai comprises entre 15 °C et 35 °C en utilisant un équipement d'injection d'échantillon manuel ou automatisé. Cette méthode d'essai

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

s'applique aux pétroles bruts avec des pressions de vapeur élevées à condition que des précautions appropriées soient prises pour éviter la perte de vapeur pendant le transfert de l'échantillon vers l'analyseur de densité.

Cette méthode d'essai a été évaluée dans le cadre d'essais circulaires utilisant des pétroles bruts dans la plage de 0,75 g/mL à 0,95 g/mL. Le pétrole brut plus léger peut nécessiter une manipulation spéciale pour éviter les pertes de vapeur. Les bruts plus lourds peuvent nécessiter des mesures à des températures plus élevées pour éliminer les bulles d'air dans l'échantillon. Les unités de mesure de masse volumique acceptées sont les grammes par millilitre et les kilogrammes par mètre cube. [15]

II.3.2. Tension de vapeur Reid :

II.3.2.1. ASTM D 323-99 :

Méthode d'essai standard ASTM 323 pour la pression de vapeur des produits pétroliers (méthode Reid) utilisée pour tester la pression de vapeur (parce que la pression atmosphérique externe est contrecarrée par la pression atmosphérique initialement présente dans la chambre à vapeur, la pression de vapeur Reid est une pression absolue à 37,8 en kilopascals (pound-force per square incge) la pression de vapeur Reid diffère de la vraie pression de vapeur de l'échantillon en raison de la vaporisation d'un petit échantillon et de la présence de vapeur d'eau et d'air dans l'espace confiné) d'essence, de pétrole brut volatil et d'autres produits pétroliers volatils . [8,17]

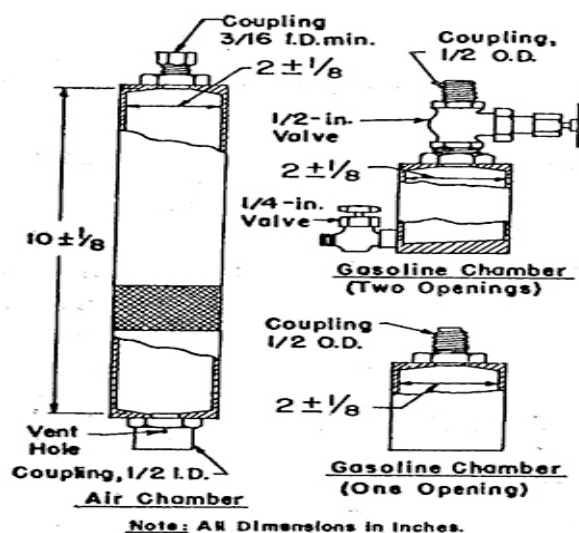


Figure II .2:Appareil de Tension de vapeur Reid

II.3.3. La Teneur en eau et sédiments BSW :

BSW sont à la fois une brut lorsqu'il est extrait du réservoir de pétrole, le pétrole brut contiendra une certaine quantité d'eau et de solides en suspension provenant de la formation

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

du réservoir la matière particulaire est appelée sédiment ou bue l'eau et le contenu résiduel de ces impuretés indésirables sont mesurés comme un BSW.

Dans notre cas on a suivie la méthode d'essai standard pour la détermination de la teneur en eau et sédiments selon la norme (ASTM D 4007-95). [19]

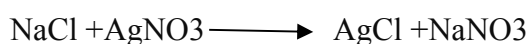
Cette analyse est réalisée à l'aide d'une centrifugeuse on remplit deux émoules graduées à 50% de leur contenance ,puis on ajuste jusqu'à 100% avec un solvant (Toluène,Benzène ou xylène) saturé et on y place des bouchons ,puis on pèse chacune des émoules afin d'équilibrer les poids (on n'y ajoute du solvant si c'est nécessaire pour établir l'équilibre) on place les deux émoules dans la centrifugeuse ,on ferme et on laisse tourner pendant 10min ,1500trs /min (cette vitesse est calculée d'après la largeur de l'axe de rotation ferme par les deux émoules) ,Après 10minutes de rotation , on retire une des émoules on observe les bas s'il y a bien décontation et on lit le niveau (on multiplie par deux pour avoir le résultat en %volume)

II.3.4. La Teneur .en Sel :

Cette méthode d'essai couvre la détermination des sels dans les pétroles bruts. Aux fins de cette méthode d'essai, le sel est exprimé en % (m/m) de NaCl (chlorure de sodium) et couvre la plage de 0,0005 à 0,008 % (m/m).

La méthode d'essai est applicable à presque tous les produits pétroliers plus lourds, tels que les pétroles bruts, les résidus et les mazouts. Elle peut également être appliquée à l'huile de turbine usée et au carburant diesel marin pour estimer la contamination de l'eau de mer. Les sels extractibles à l'eau, provenant des additifs présents dans les huiles, sont co-déterminés.

La neutralisation des sels (NaCl) par le nitrate d'argent ,selon la reaction suivante :



V : volume d'AgNO₃ écoulé

P : prise d'essai

La concentration d'AgNO₃ et le volume de l'échantillon peuvent être augmentés ou diminués l'importance de la teneur en NaCl

Dans le cas de l'étalonnage du pétrole brut, la concentration est 0.01N

✓ Description de l'appareillage :

Poste de titration Titrino 702

Béchers

Agitateur magnétique

Electrodes pour le dosage des chlorures

✓ Préparation de solution de Nitrate d'agent 0.01N :

Chapitre II : CARACTÉRISATION DE PÉTROLE BRUT

Dans un erlenmeyer on mélange 600 ml du toluène + 390 ml Propanol 2 +10 ml de acide nitrique HNO₃ à 30 %, on le place dans une étuve (60°C) , ensuite on a récupéré le solvant organique.

Mode opératoire :

-Dans une éprouvette de 100 ml on met 10 ml d'échantillon à analyser et ajuste jusqu'à 100 avec le solvant.

- Verser le tout dans un bécher

- mettez l'agitateur

-placez le bécher sur le stand du titrimètre, ajustez le couvercle contenant le tube de dosage plus l'électrode.

-appuyez sur (START) pour démarrer l'opération de titrage .

- relevez le résultat affiché à la fin du titrage .

Conclusion :

Ce chapitre a permis de faire un bilan sur les travaux réalisés pour l'analyse et la caractérisation du pétrole brut, Nous avons présenté les techniques les plus utilisées et les méthodes de prédiction les plus recommandées.

Cependant, il n'est pas possible de déterminer à partir de la littérature quelle méthode est la plus adaptée pour caractériser le pétrole brut.

III.1.Introduction :

Ce chapitre renferme outre les propriétés principales et analyses préliminaires du pétrole brut prélevé au niveau ligne de réception CINA Hassi Massoud, interprétation des principaux résultats.

L'objectif des caractérisations des pétroles consiste à étudier leur comportement, principalement, leur propriétés physico-chimique à leur qualité.

Les déférents caractéristiques on été déterminées au niveau du laboratoire des hydrocarbure liquide CDHL.

III.2.Matériel et méthode :

Les méthodes expérimentales et les procédures de toutes les analyse de contrôle on été discutées dans le chapitre 2 pour acquérir les véritables données sur le pétrole brut ainsi que leur courbes.

III.3.Choix de pétrole brut:

Le pétrole on été fournis par champ CINA sélectionnés de telle sorte que le brut proviennent de champ pétrolier et on stabiliser par unité de traitement brut sud UTBS et transoprté ver la région TRC et après l'avoir reçu il a été noté a partir des analyses qu'il est instable.

III.4.Détails du travail :

Pour étudier la changement de TVR(Tension de vapeur Reid) et densité avec le changement de température et le BSW, nous avons prélevé des échantillons de pétrole brut d'un ligne de réception CINA Hassi Massoud ,et nous avons changé la température et le pourcentage d'eau pour chaque échantillons puis nous analysé la masse volumique relative (Gravité spécifique) ,BSW et mesure la température.

III.5.Analyses préliminaires :

III.5.1 / Influence de température et BSW sur la TVR :

TVR c'est pression pour des mélange corps pur de l'état d'équilibre entre deux phase liquide, vapeur est appelée Tension de vapeur Reid, En d'autres termes c'est la pression a la quelle la phase vapeur d'une mélange de substance est en équilibre avec la phase liquide au solide de la mélange de substance. [11]

En dessous de la pression atmosphérique, la pression de vapeur d'un liquide à n'importe

quelle température est toujours inférieure à 1 atm (faible pression). Qui montre que la distance entre les molécules est très grande donc le volume molaire tend vers l'infini alors l'effet de forces de cohésion négligeable, et les propriétés réelles tendent vers celles du gaz parfait.

la connaissance de la courbe de tension de vapeur Reid aide à repérer les états de la matière liquide ou vapeur.

Les différents points critiques (TVR) en fonction de température sont regroupés dans Tableau III.1

Tableau III.1: Données de TVR ASTM D323 du pétrole brut

Température (C°)	TVR (Tension de vapeur Reid) (Kg /cm ²)
27	0.569
32.5	0.587
33	0.589
35	0.601

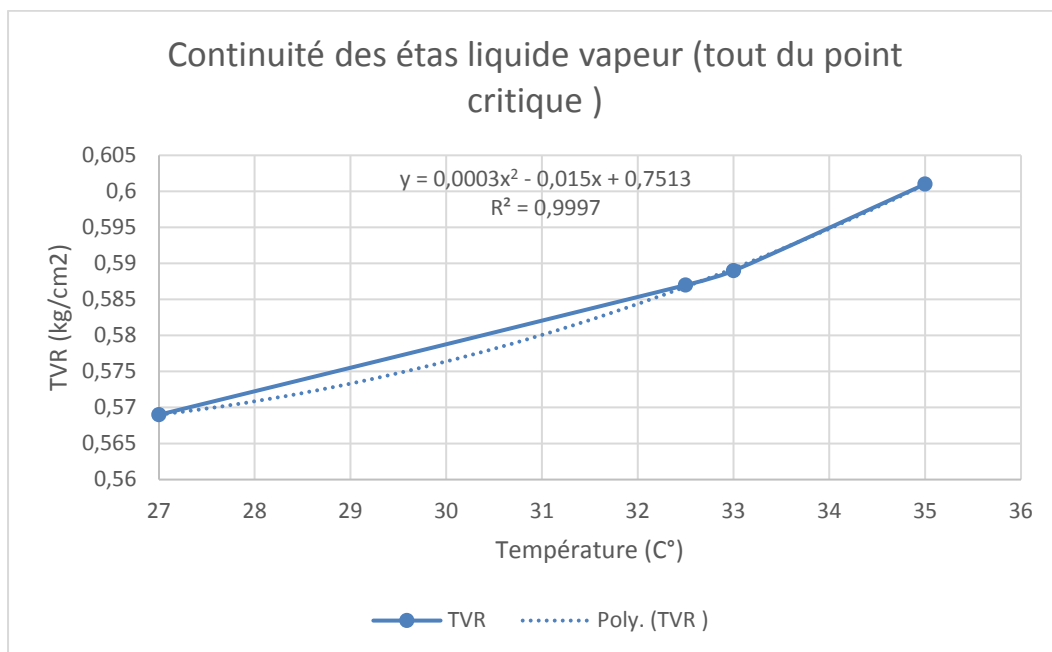


Figure III.1 : Variation de TVR avec Température

La courbe Figure III.1 représente de variation de TVR avec température, la courbe de Tension de vapeur Reid est limitée dans le domaine des hautes températures par le point critique.

Le point critique (TVR) augmente en augmentant la température car les forces intermoléculaires agissent entre les molécules plus la température sont grandes plus les forces intermoléculaire sont élevées.

La pression de vapeur la plus élevée de toute substance est la pression critique de cette substance.

La pression critique augmente de façon non linéaire avec la température .

Grâce à relation (II-14), Nous pouvons tracer une courbe de variation du logarithme de tension de vapeur Reid du pétrole brut en fonction de l'inverse de la température absolue.

les déférentes logarithme de la point critique ($\ln(\text{TVR})$)en fonction de l'inverse de la température absolue sont regroupées dans Tableau 3.2

Tableau III.2: Données de Logarithme de TVR et inverse de Température Absolue

Température	TVR	$\ln(\text{TVR})$	$1000/T$
27	0.569	-0.5638	37.037
32.5	0.587	-0.5327	30.769
33	0.589	-0.5293	30.30
35	0.601	-0.5091	28.57

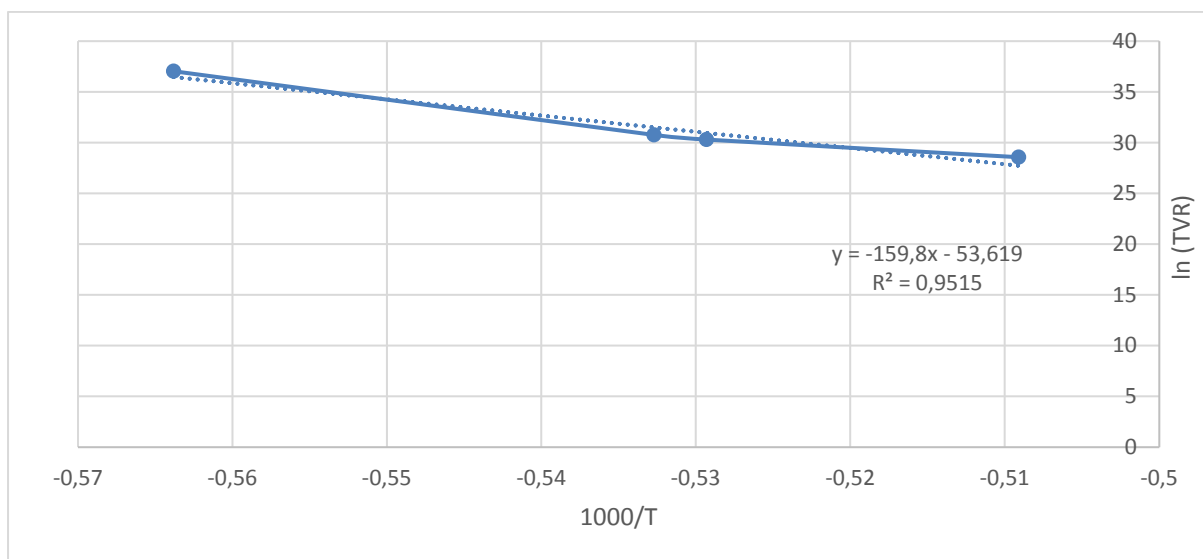


Figure III.2 :Variation du Logarithme de la TVR en fonction de l'inverse de la Température absolue

La courbe Figure III.2 représente de variation du logarithme de la TVR avec inverse température absolue, la courbe de Tension de vapeur Reid est limitée dans le domaine des hautes températures par le point critique

La pression de vapeur augmente de façon linéaire avec la température absolue

les différentes point critique (TVR) en fonction de pourcentage volumique d'eau et sédiment sont regroupées dans Tableau III.3

Tableau III.3: Données de TVR ASTM D323 et BSW ASTM D96 du pétrole brut

BSW (% vol)	TVR (Tension de vapeur Reid) (Kg /cm ²)
0.075	0.585
0.1	0.587
0.125	0.59
0.175	0.594
0.3	0.603

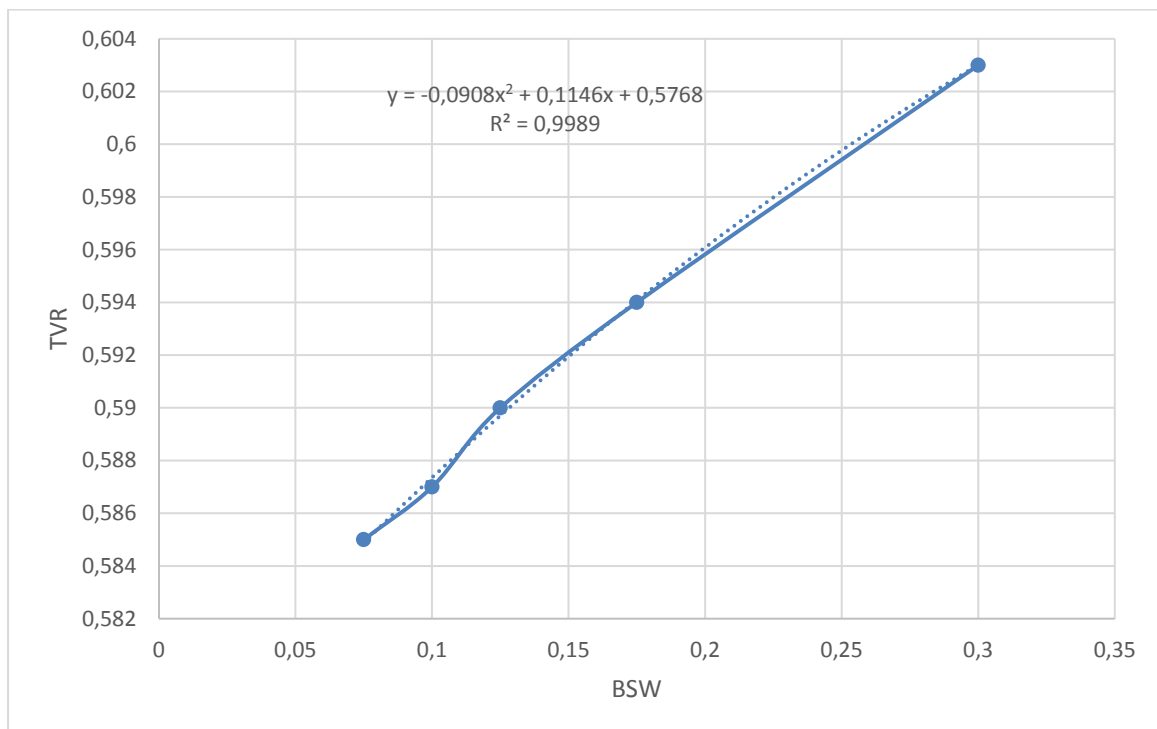


Figure III.3 : Variation de TVR avec BSW

La courbe Figure **III.3** représente de variation de TVR avec BSW , le TVR augmente en augmentant le BSW ,On notera que les coordonnées critiques de pétrole brut suivent une variations régulière avec nombre d'atomes.

On remarque également que le point critique lorsque augmente pourcentage de l'eau (composé polaire) sont nettement plus élevées que celles de pétrole brut sans l'eau.

Rappelons les coordonnées critique de l'eau $T_c=647K$ $P_c=21.7$ MPa

III.5.2/ Influence de température et BSW sur la Densité :

La caractéristique la plus grossière, mais néanmoins lourde des conséquences économique est la classification en pétroles lourds et légers étant essentiellement constitué de molécules hydrocarbonées la densité d'un pétrole . [2]

La densité d'un pétrole brut peut être modifiée par la pression ou la température .

Les différents points de densité et masse volumique en fonction de température sont regroupés dans Tableau **III.4**

Tableau III.4: Données de Densité ASTM D 1298 du pétrole brut

Température	Masse volumique observée	(Masse volumique relative) (Specific gravity)
4	0.808	0.8002
14.5	0.802	0.8006
19	0.801	0.8012
30	0.798	0.8016
40	0.791	0.8026
44	0.795	0.8044
50	0.784	0.8056

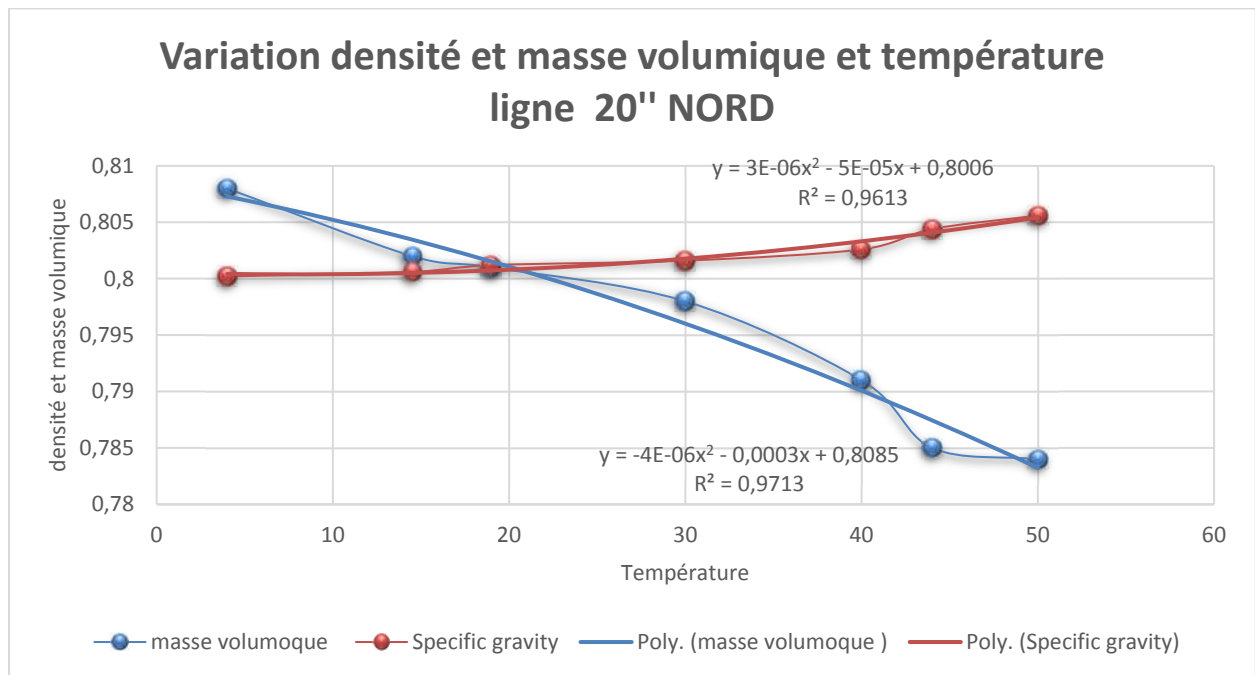


Figure III.4 : Variation de Densité et Masse volumique avec Température

La courbe Figure III.4 représente de variation de densité et masse volumique avec température, on Remarque que la densité décroît avec l'évolution de température augmente, car quand la température augmente la volume augmente a cause de la force d'attraction donc la densité descend et augmente des perte de charge ,

Les déférents point de densité en fonction de la BSW sont regroupées dans Tableau III.5

Tableau III.5: Données de Densité ASTM D 1298 BSW ASTM D96 du pétrole brut

BSW (% vol)	Densité
0.038	0.798
0.063	0.7984
0.075	0.7991
0.088	0.8024

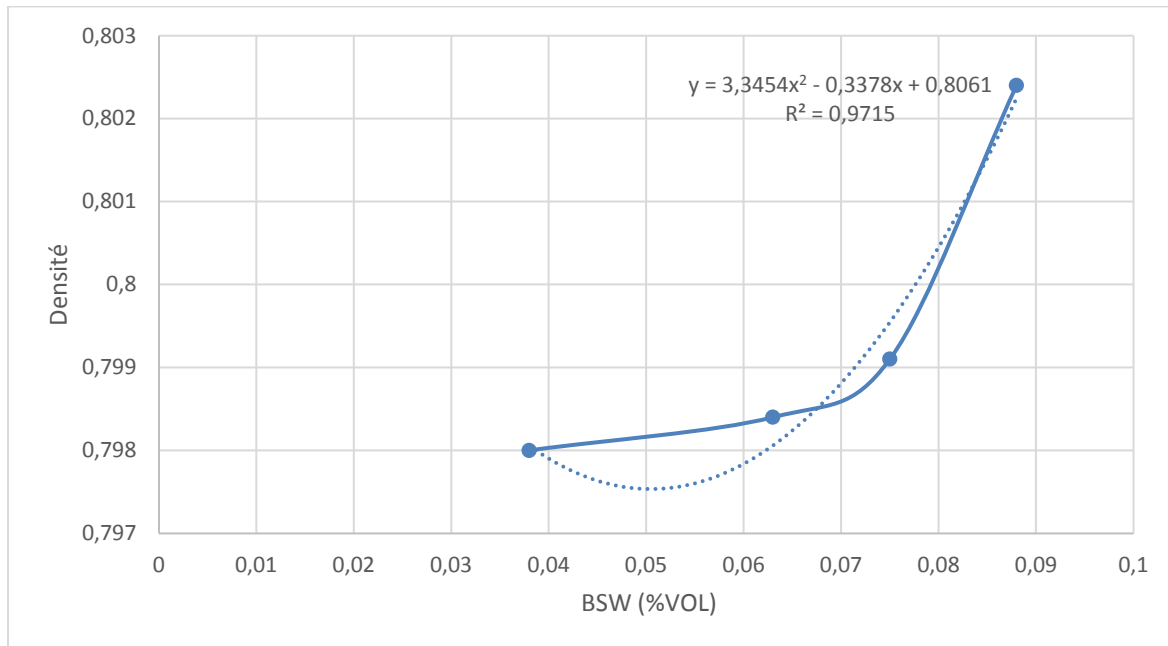


Figure III.5 :Variation de Densité avec le BSW

La courbe Figure III.6 Il représente le contraste de densité avec BSW, et on note que la densité augmente avec l'augmentation de l'évolution de BSW, car lorsque le pourcentage d'eau augmente, la force d'attraction augmente et donc la densité augmente .

III.6.Résultats et discussion :

Le pétrole brut de CINA se classé parmi les pétroles léger selon la valeur de sa densité ne dépasse pas la valeur limité (‘d=0.8056).

Son valeur de sa TVR ne dépasse pas la valeur limite (TVR= 0.604) montre qu’il contient une proportion assez importante en hydrocarbure léger ceci confirmé par les résultats de analyse de caractiristique pysico-chimique.

ce pétrole se caractérise aussi par présence d'eau et de sédiment , une grande teneur en Seles Il est également très peu soufre

Introduction :

Ce chapitre présente les principales caractéristiques et analyses du pétrole brut collecté dans la ligne de réception CINA Hassi Messaoud, ainsi que l'interprétation des résultats obtenus au cours des dernières années.

L'objectif de cette caractérisation des pétroles est d'étudier leur comportement, en effectuant une étude réaliste des variations des propriétés physiques en fonction d'autres propriétés qui influencent leur qualité. Les différentes caractéristiques ont été déterminées au niveau du laboratoire des hydrocarbures.

Au cours de cette analyse, plusieurs paramètres ont été pris en compte, tels que la densité, la TVR, la teneur en eau et sels, la température et d'autres propriétés clés du pétrole brut. Ces caractéristiques permettent d'évaluer la qualité du pétrole et de comprendre son comportement lors des différentes étapes de la production et du raffinage. Les résultats obtenus lors de ces analyses ont révélé des variations significatives dans les propriétés physiques du pétrole brut collecté à différents moments.

Ces variations peuvent être attribuées à divers facteurs, tels que les conditions géologiques, les techniques d'extraction utilisées et les processus de stockage et de transport. De plus, ces caractéristiques du pétrole brut ont été étudiées en relation avec d'autres propriétés, telles que la composition chimique et la teneur en impuretés. Cette approche permet de mieux comprendre les interactions entre les différentes propriétés du pétrole et d'identifier les facteurs qui influencent sa qualité. En résumé, l'analyse et la caractérisation du pétrole brut collecté dans la ligne de réception CINA Hassi Messaoud sont essentielles pour évaluer sa qualité et comprendre son comportement.

Ces informations sont cruciales pour les décisions opérationnelles et stratégiques dans l'industrie pétrolière, notamment en ce qui concerne la production, le transport

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

et le raffinage du pétrole brut.

Etude réaliste de variation des propriétés physiques en fonction d'autres propriétés :

Les courbes suivantes ont été générées pour la densité, la TVR, la teneur en sel et en eau et l'interprétation de l'effet des propriétés entre elles.

1/Résultats de la contrôle de qualité en 2016:

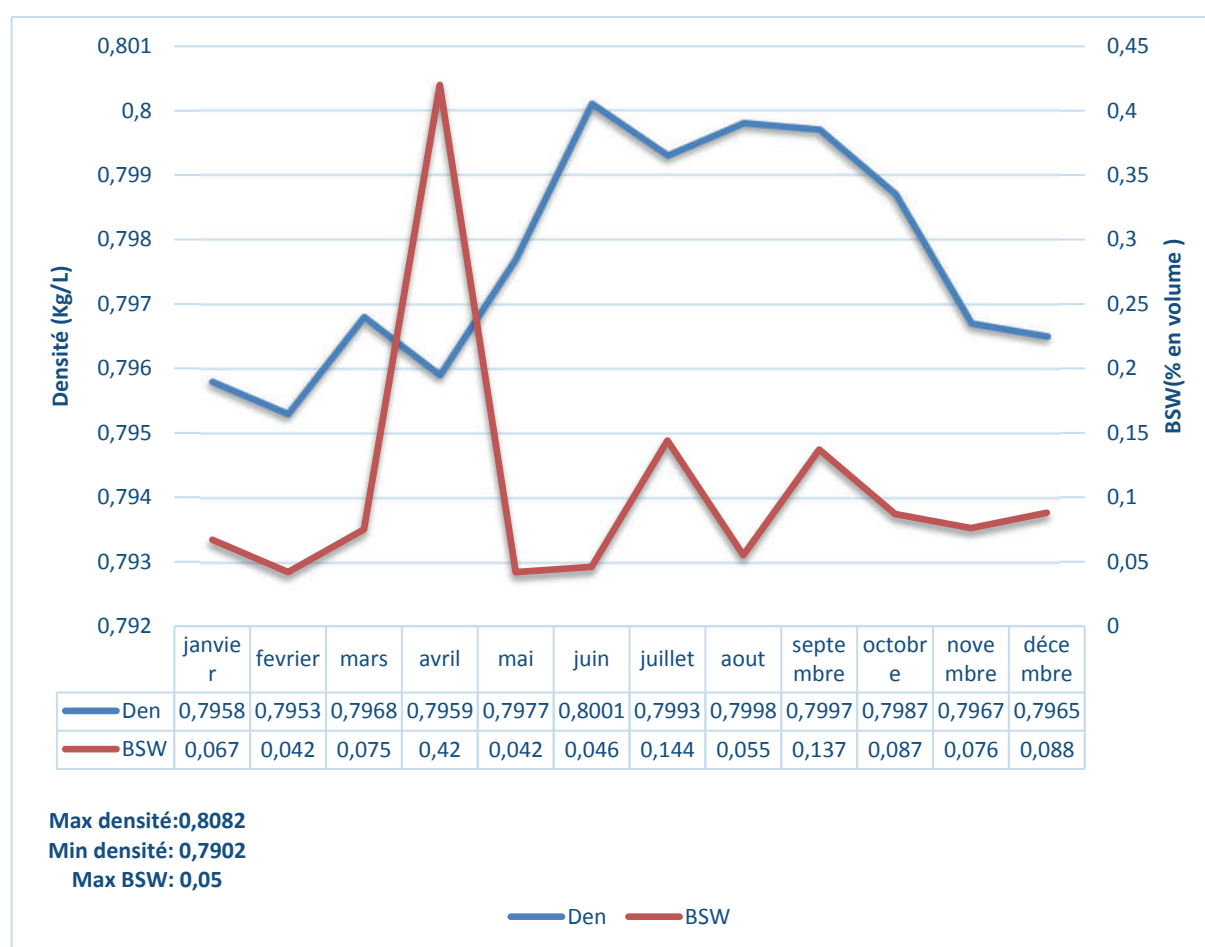


Figure IV.1: Variation de Densité et BSW Ligne 20'' NORD 2016

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

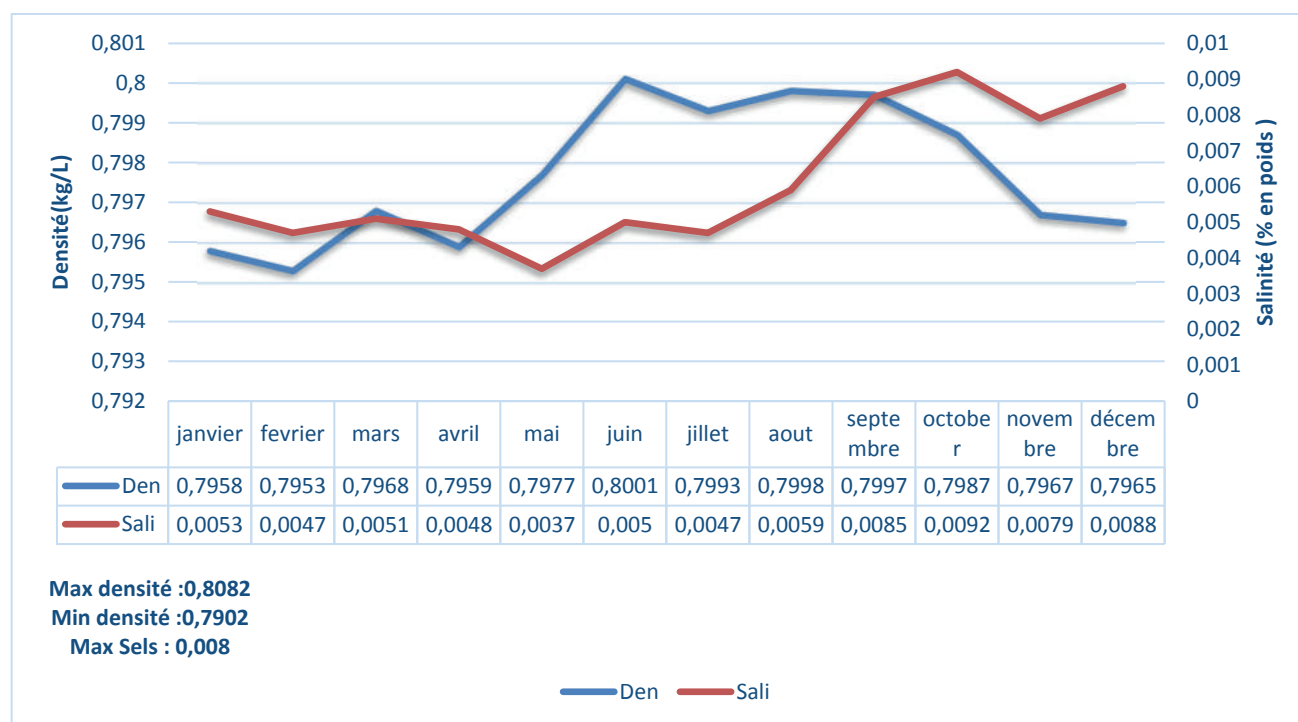


Figure IV.2: Variation de Densité et Pourcentage de Sels Ligne 20'' NORD 2016

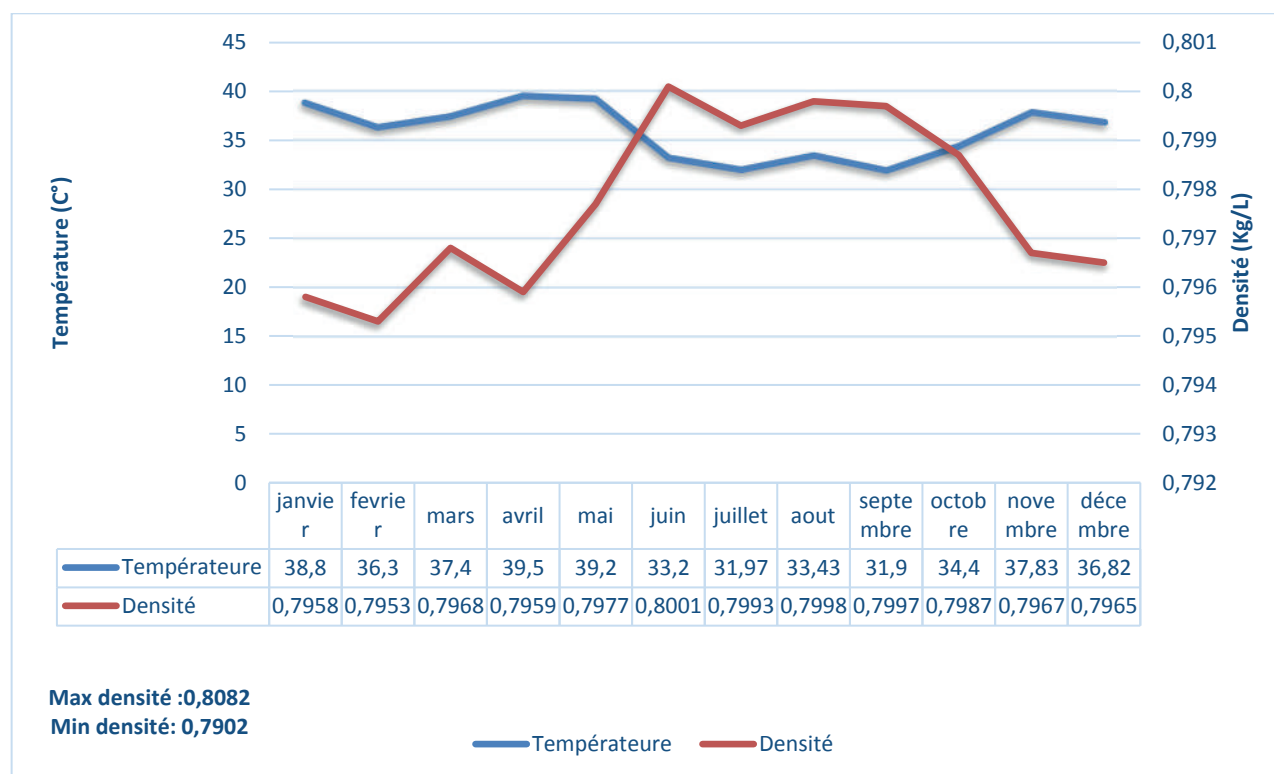


Figure IV.3: Variation de Densité et Température Ligne 20'' NORD 2016

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

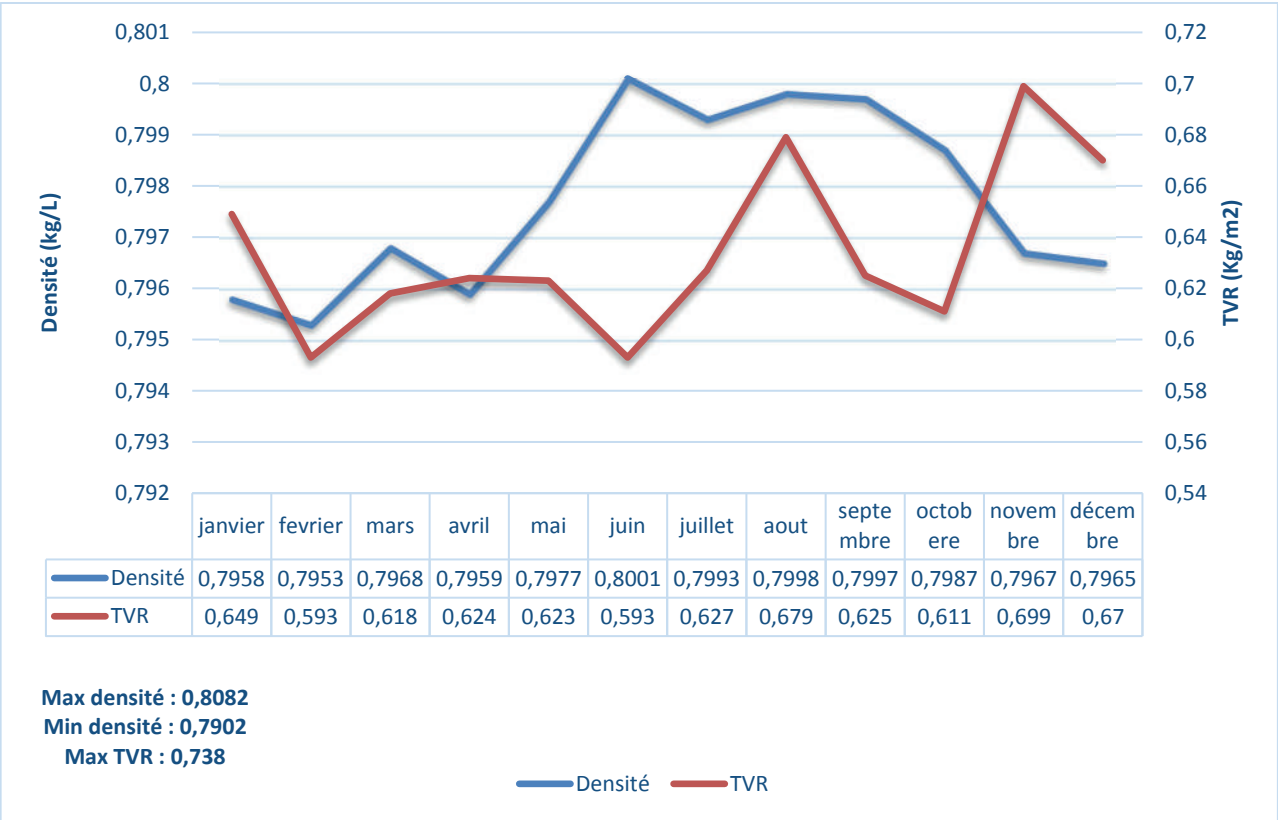


Figure IV.4: Variation de Densité et TVR Ligne 20'' NORD 2016

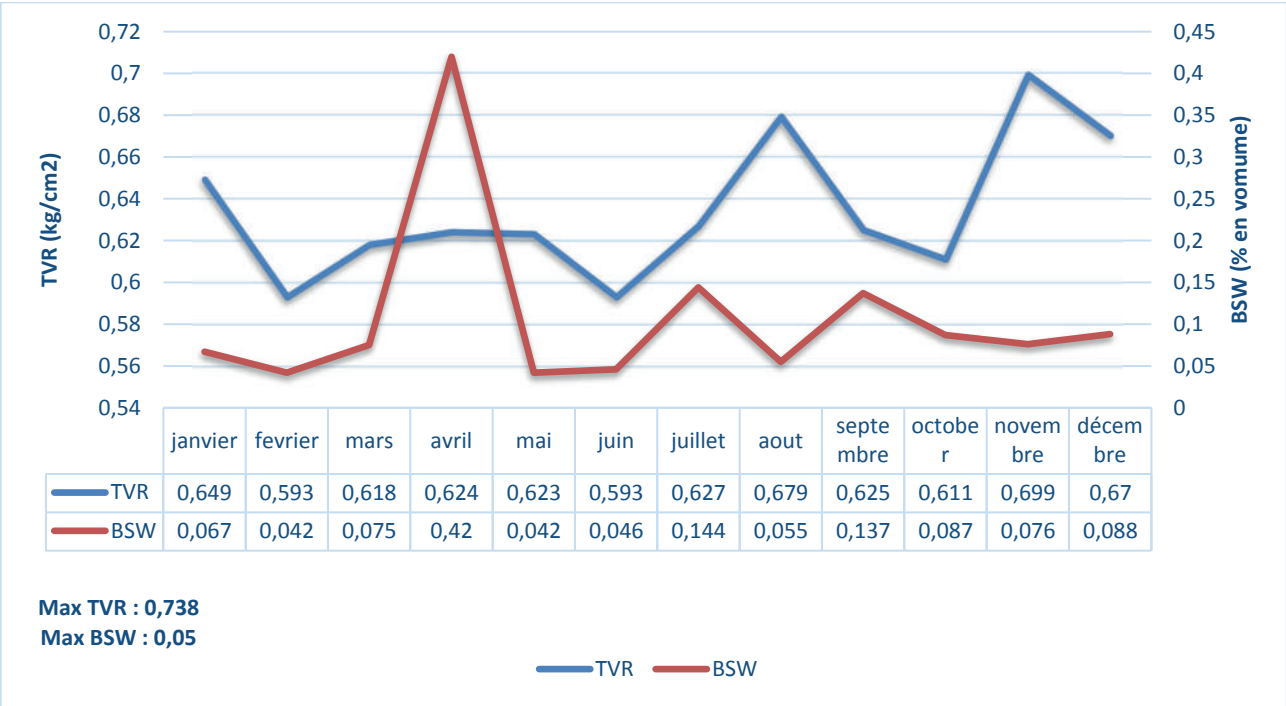


Figure IV .5: Variation de BSW et TVR Ligne 20'' NORD 2016

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

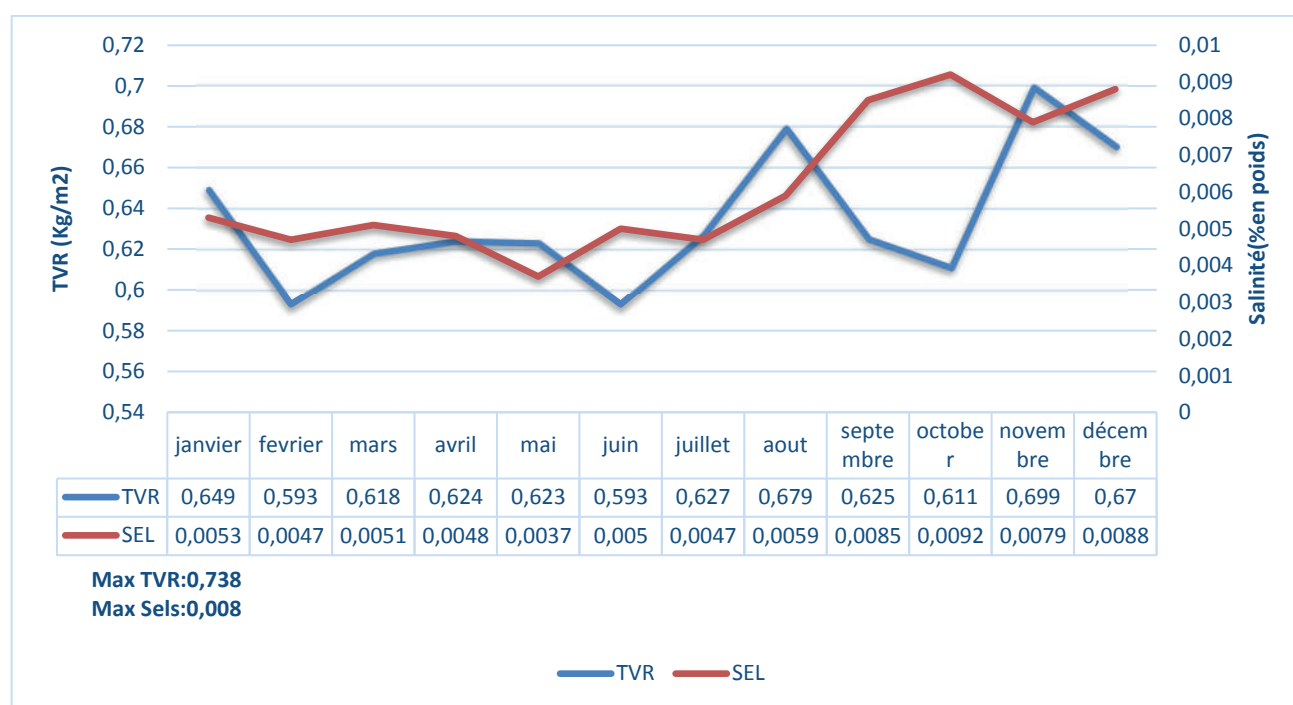


Figure IV .6: Variation de Sel et TVR Ligne 20'' NORD 2016

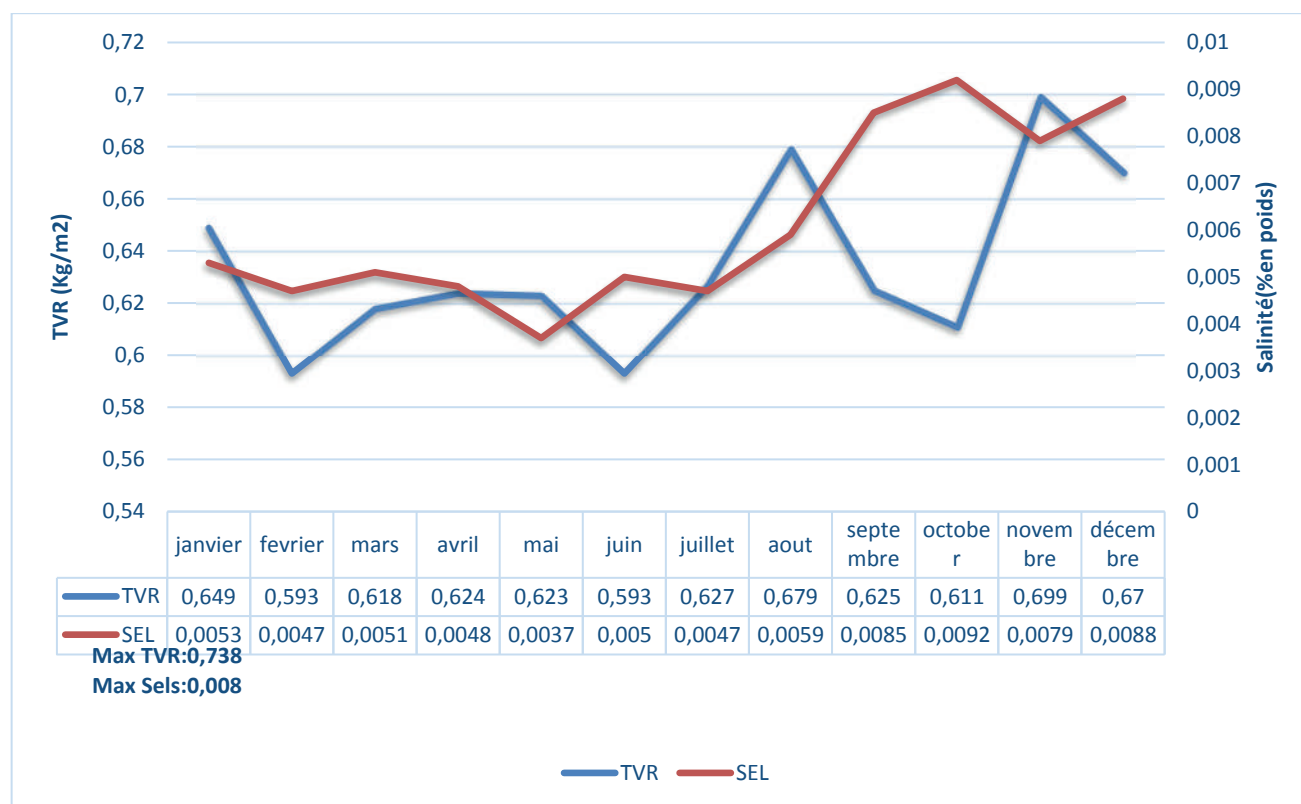


Figure IV .7: Variation de Sel et TVR Ligne 20'' NORD 2016

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

Au cours des mois de janvier et février, une diminution de la proportion d'eau et de sels a entraîné une baisse de la température et de la densité de la solution. Il est intéressant de noter que la température n'affecte pas la densité, cependant, dans ce cas particulier, nous observons une corrélation inverse entre la température et la densité, c'est-à-dire que la diminution de la température s'accompagne d'une diminution de la densité.

Pendant les mois de février et mars, une augmentation de la proportion d'eau et de sels a entraîné une augmentation de la température de la solution, de la pression critique et de la densité. Encore une fois, bien que la température ne devrait normalement pas influencer la densité, dans cette situation, nous constatons une augmentation de la température qui s'accompagne d'une augmentation de la densité. En mars et avril, une diminution du pourcentage de sels et une augmentation de la température ont entraîné une augmentation de la densité.

De plus, l'augmentation de la température et du pourcentage d'eau a également affecté la pression critique, qui a augmenté rapidement. Il est important de noter qu'au cours de cette période, le pourcentage d'eau a connu une augmentation spectaculaire, atteignant près de la moitié de la quantité de la solution ($BSW=0.42$). Cela a eu un impact sur la densité, qui a diminué, tandis que la pression critique a augmenté rapidement. En avril et mai, une diminution du pourcentage d'eau et une diminution du pourcentage de sels

ont entraîné une diminution de la température et de la pression critique, mais avec des valeurs relativement faibles.

Cependant, la valeur de densité a augmenté. Il est à noter que pendant cette période, le pourcentage d'eau a diminué de manière spectaculaire, atteignant environ ($BSW=0.042$). Cela a entraîné une augmentation de la densité, tandis que le pourcentage de sels diminuait rapidement. En mai et juin, une augmentation du pourcentage d'eau et de sels ainsi qu'une diminution de la température a entraîné une augmentation de la valeur de densité.

Malgré cela, une diminution de la température a conduit à une diminution de la pression critique, en

dépit de l'augmentation de la proportion d'eau et de sels. En juin et juillet, le volume d'eau a augmenté jusqu'à atteindre ($BSW=0.144$), ce qui a entraîné une augmentation de la pression critique et du pourcentage de sels, mais une diminution de la température de la solution et de la densité. En juillet et août, on constate une augmentation de la densité et de la pression critique en raison d'une diminution de la proportion d'eau.

Au cours des mois d'août et septembre, la pression critique a diminué en raison de l'augmentation rapide du pourcentage de sels et de la présence accrue d'eau dans la solution. Cette évolution est due à l'évaporation de certains composants légers, ce qui entraîne une diminution de la pression critique. La densité a également diminué, mais à un rythme plus lent.

Pendant les mois de septembre et octobre, la valeur de densité a augmenté en raison d'une diminution du pourcentage d'eau, de la pression critique et de l'augmentation de la température. Il est important de noter que le pourcentage d'eau et le pourcentage de sels ont dépassé la valeur limite ($BSW=0.137$) et ($Sels=0.095$). Cette situation a entraîné une diminution de la pression critique en raison de l'évaporation des composants légers.

En octobre et novembre, bien que le pourcentage d'eau et de sels ait diminué, il était toujours supérieur aux valeurs limites, ce qui a conduit à une augmentation de la température de la solution. Dans cette situation, on a constaté une augmentation de la pression critique, ce qui a affecté la densité en la faisant diminuer.

En novembre et décembre, le pourcentage d'eau et de sels a augmenté, mais les valeurs étaient légèrement supérieures à la valeur limite. Cependant, cela n'a pas eu d'impact significatif sur la pression critique en raison de la basse température de la solution. La pression critique a diminué, entraînant une diminution de la densité.

2/Résultats de la contrôle de qualité en 2017:

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

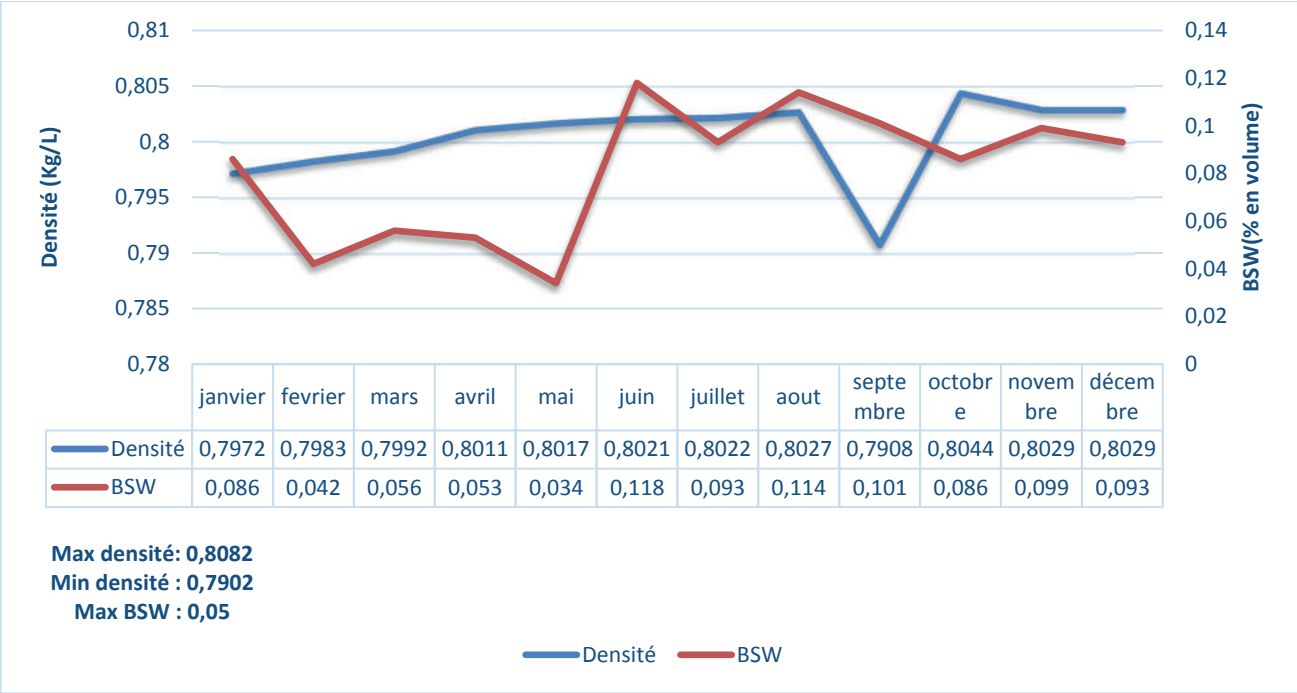


Figure IV .8 : Variation de Densité et BSW Ligne 20’’ NORD 2017

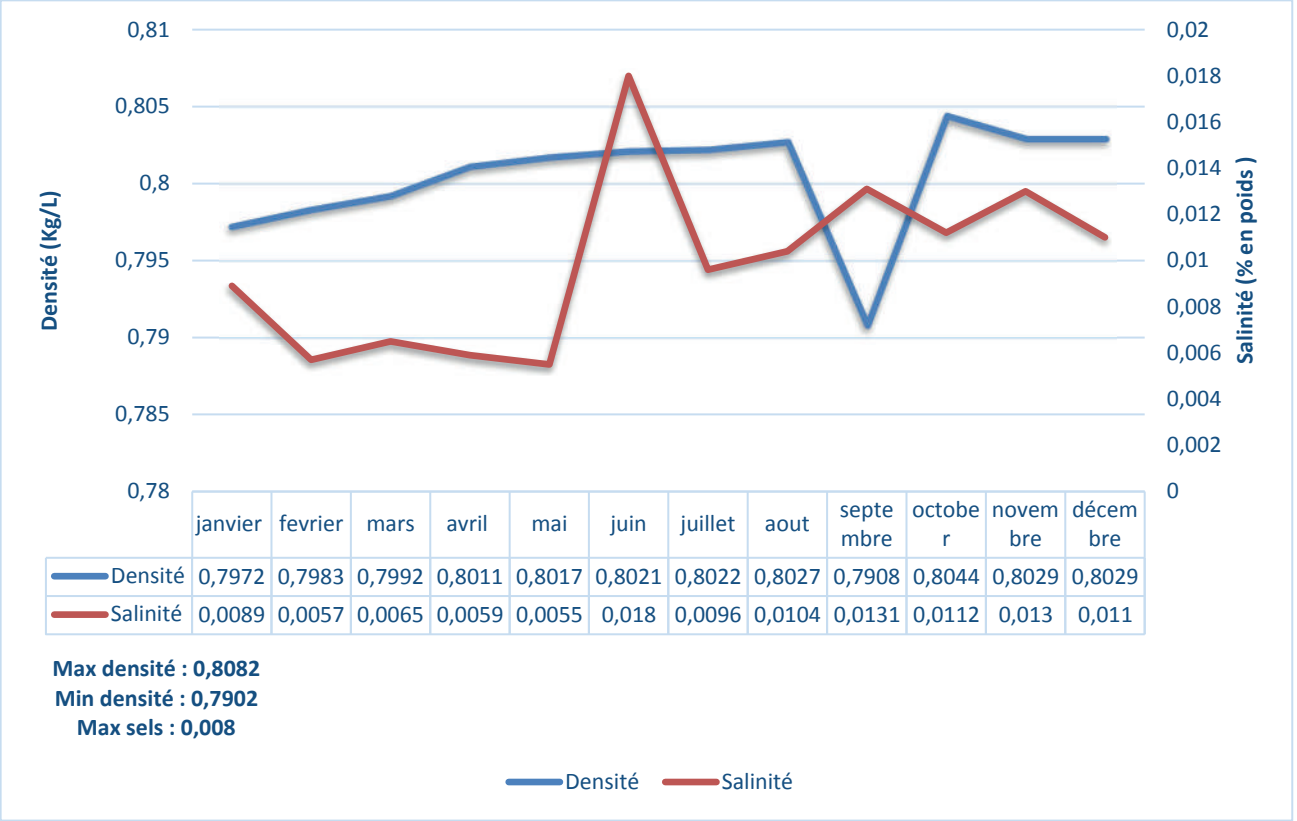


Figure IV .9: Variation de Densité et Pourcentage de Sels Ligne 20’’ NORD 2017

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

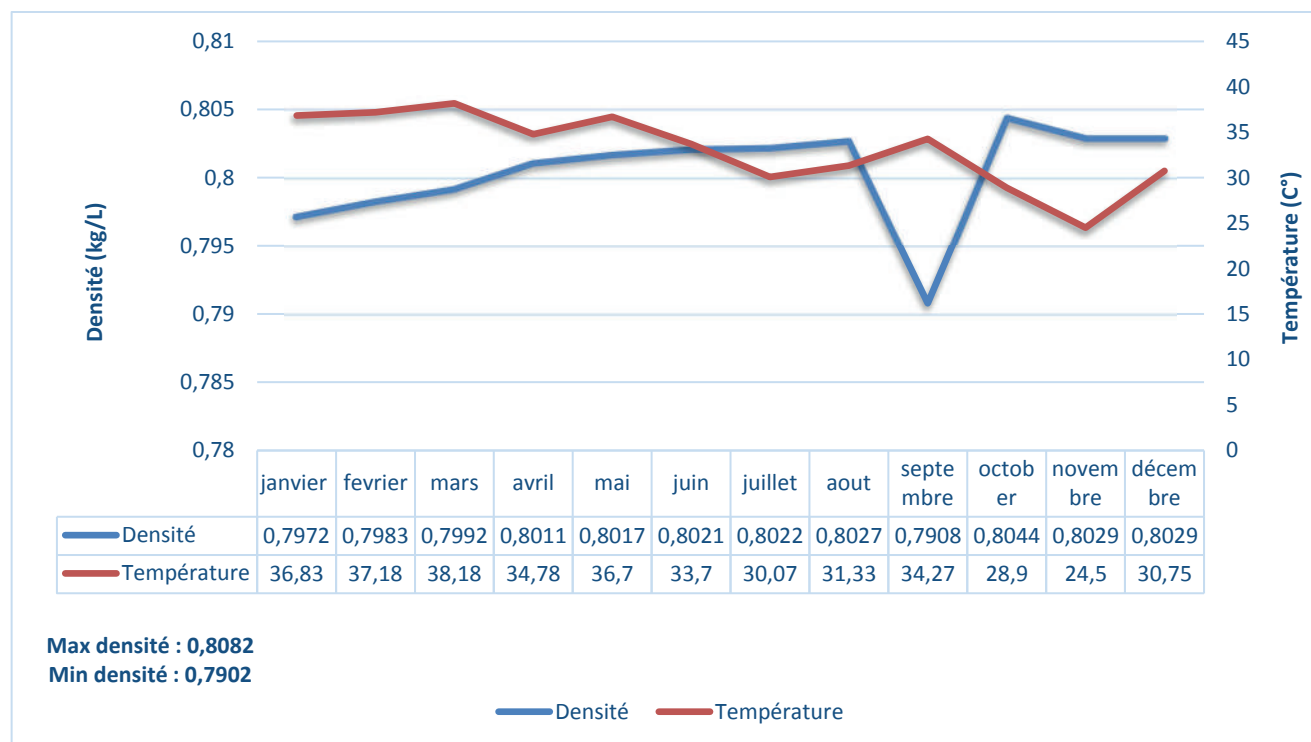


Figure IV .10: Variation de Densité et Température Ligne 20'' NORD 2017

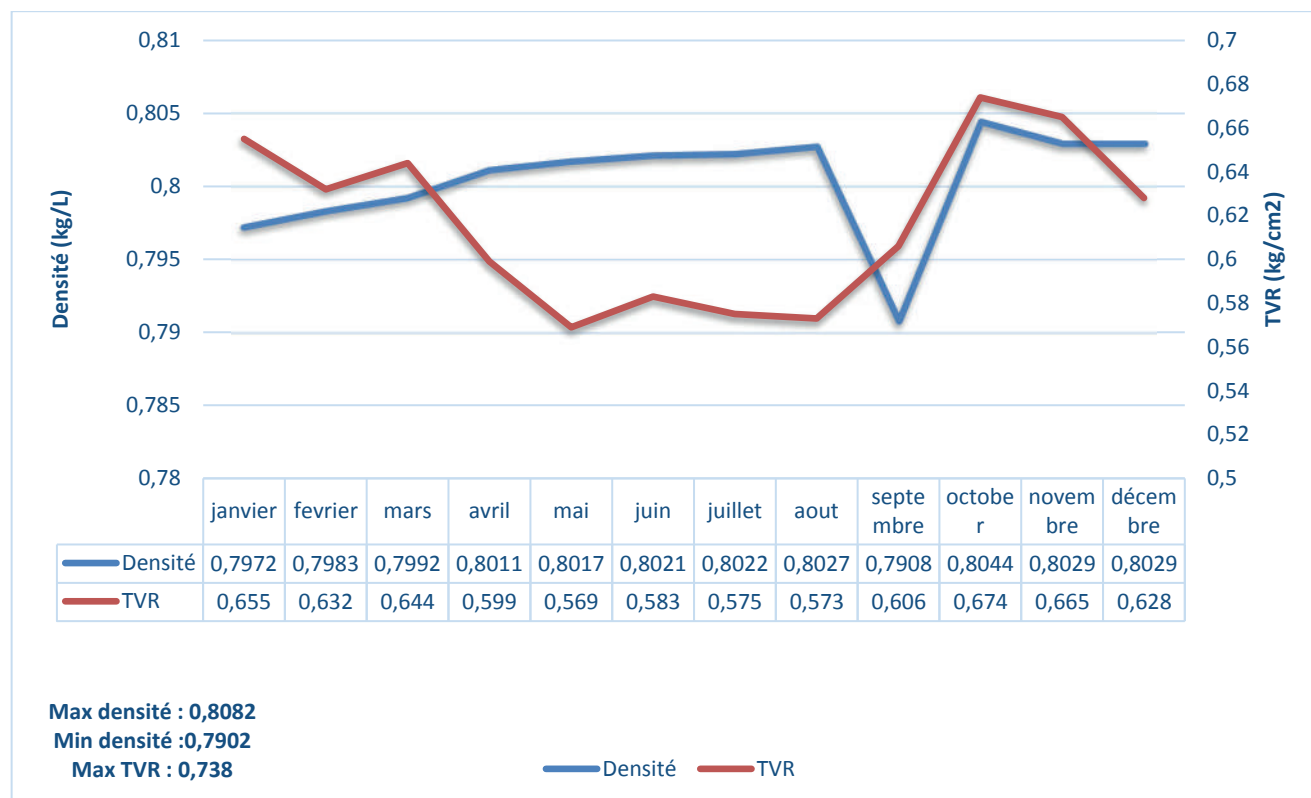


Figure IV.11: Variation de Densité et TVR Ligne 20'' NORD 2017

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

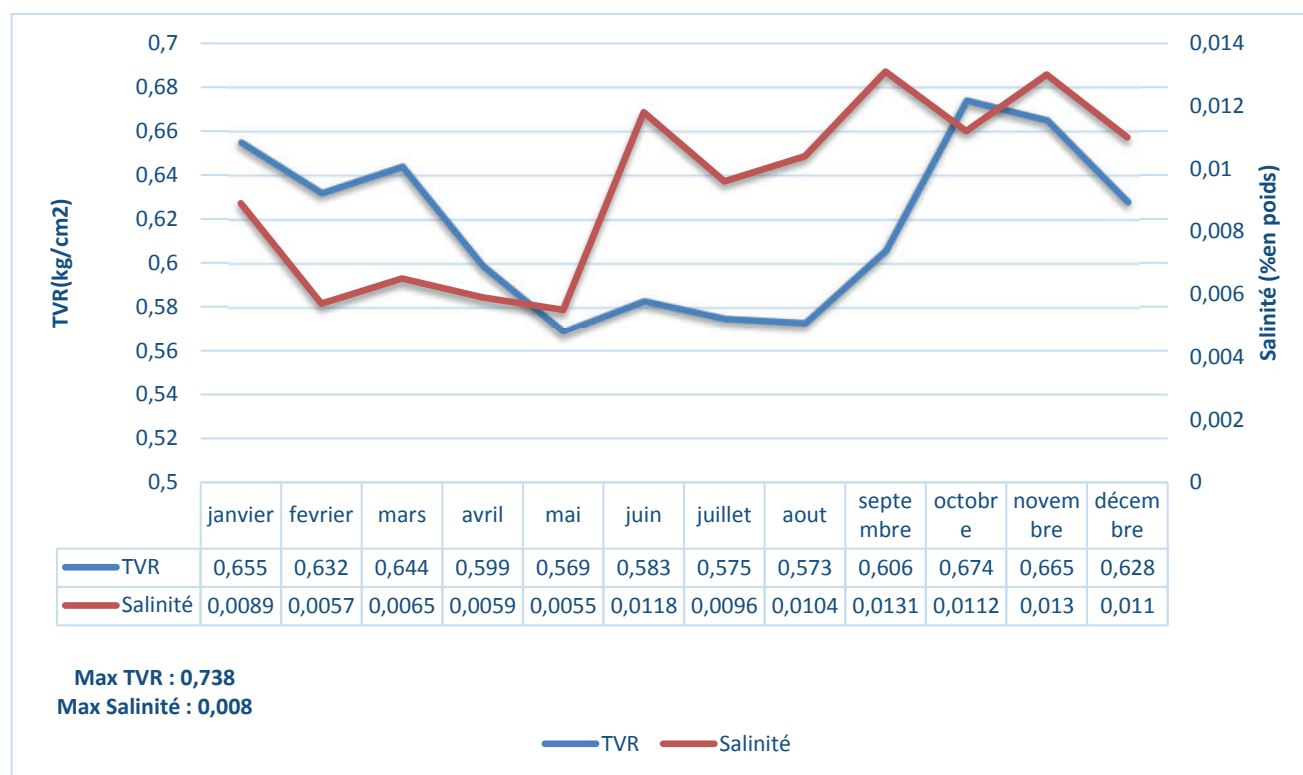


Figure IV .12 : variation de TVR et Pourcentage de Sels Ligne 20'' NORD 2017

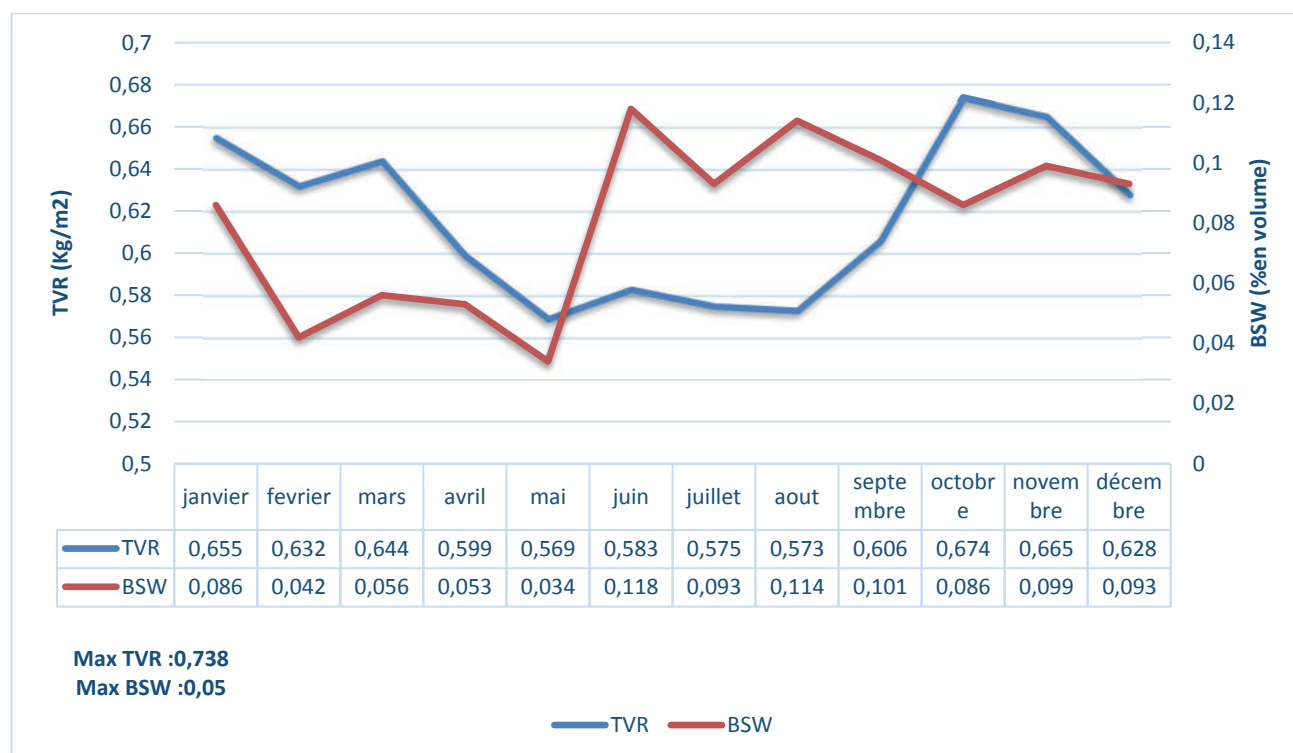


Figure IV .13 : Variation de TVR et BSW Ligne 20'' NORD 2017

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

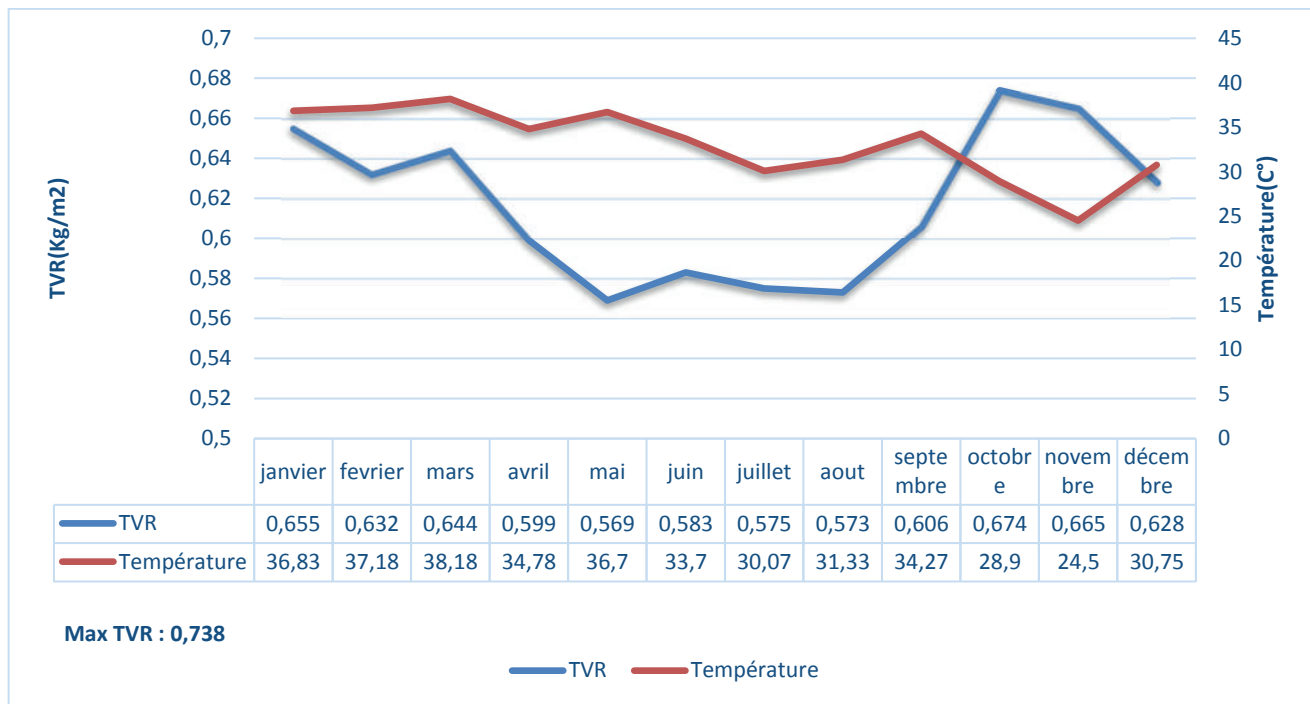


Figure IV .14 : Variation de TVR et Température Ligne 20'' NORD 2017

De janvier à août, la densité continue d'augmenter de manière constante.

Au cours des mois de janvier et février, malgré la diminution du rapport entre l'eau et les sels ainsi que la pression critique, la température augmente, mais la densité continue d'augmenter. Cette évolution est due à des changements dans la composition de la solution.

En février et mars, le pourcentage d'eau et de sels augmente jusqu'à dépasser la valeur limite, et la pression critique et la température augmentent également. En raison de cette augmentation de la proportion d'eau et de sels, la densité augmente.

Pendant les mois de mars et avril, malgré la diminution du pourcentage d'eau, de sels, de pression critique et de température, la densité continue d'augmenter. Encore une fois, cela est dû aux changements dans la composition de la solution. En avril et mai, bien que le pourcentage d'eau et de sels ainsi que la pression critique diminuent et que la température augmente, la densité continue d'augmenter. Au cours des mois de mai et juin, on observe une augmentation de la

température, de la pression critique, de la teneur en eau, des sels et de la densité.

En juin et juillet, la diminution de la proportion d'eau et de sels entraîne une diminution de la température et de la pression critique, tandis que la densité augmente.

En juillet et août, malgré une augmentation du pourcentage d'eau, de sels et de température, la pression critique diminue, ce qui indique une diminution des composants légers dans la solution.

Pendant les mois d'août et septembre, une diminution du pourcentage d'eau et une augmentation de la température entraînent une diminution de la densité.

En revanche, une augmentation du pourcentage de sels et de la température entraîne une augmentation de la pression critique. En septembre et octobre, la diminution de l'eau et des sels n'a pas d'impact sur la pression critique et la densité. Cependant, une augmentation de la pression critique et une diminution de la température entraînent une augmentation de la densité en raison de la présence accrue de composants légers.

En octobre et novembre, malgré une augmentation du pourcentage d'eau et de sels, la densité et la pression critique ne sont pas affectées. La diminution de la température entraîne une diminution de la pression critique, ce qui se traduit par une diminution de la densité en raison de la présence de composants légers.

En novembre et décembre, bien que la valeur de l'eau et des sels diminue, les pourcentages restent au-dessus de la valeur limite ($BSW=0.099$) ($Sels=0.013$). Cela entraîne une augmentation de la température, une diminution de la pression critique et une stabilité de la densité.

3/Résultats du contrôle de qualité en 2018 :

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

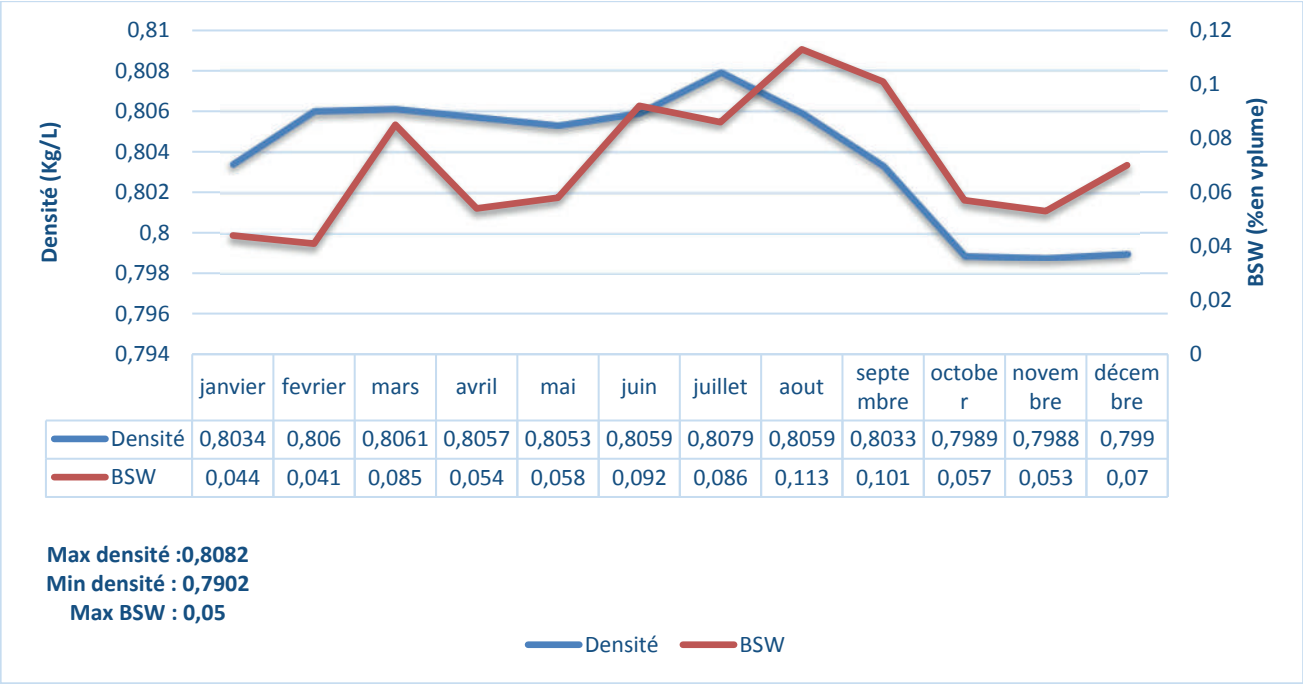


Figure IV.15: Variation de Densité et BSW Ligne 20'' NORD 2018



Figure IV.16: Variation de Densité et Pourcentage de Sels Ligne 20'' NORD 2018

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

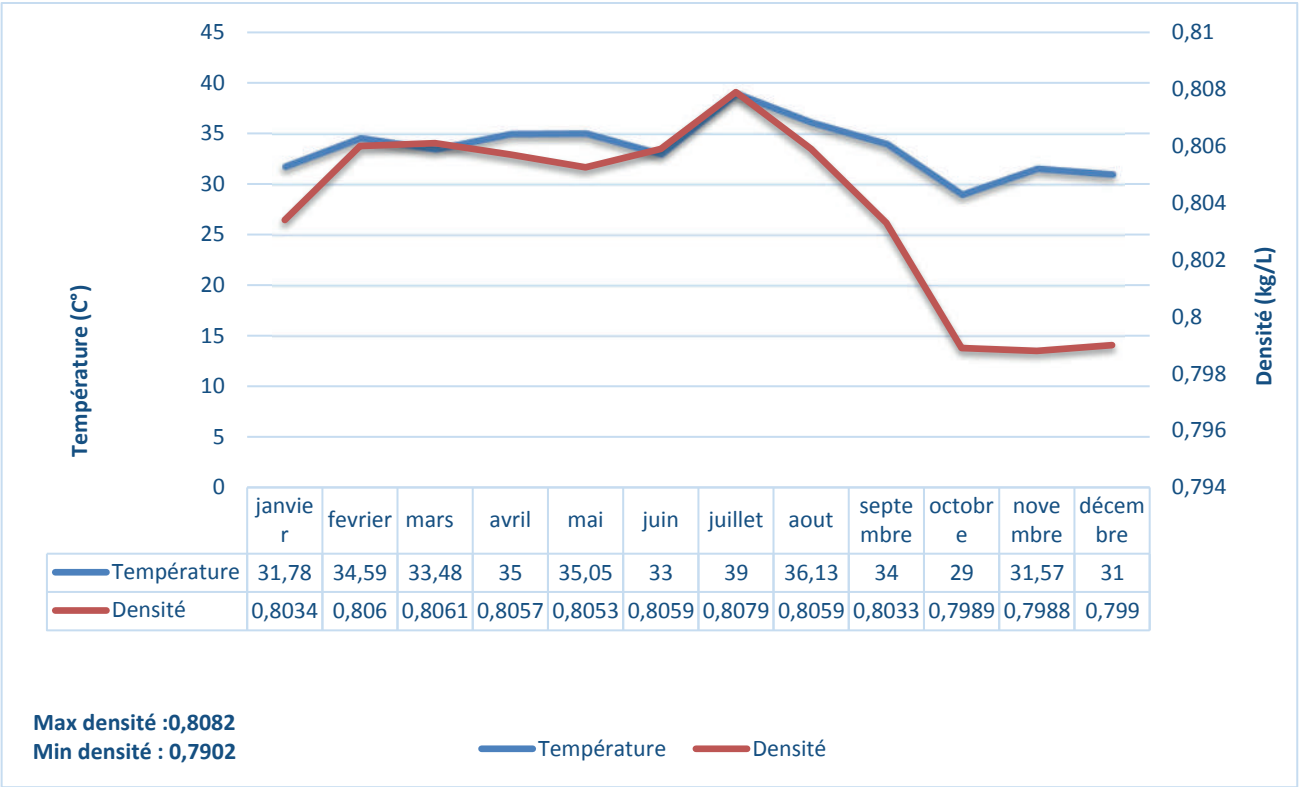


Figure IV.17: Variation de Densité et Température 20'' NORD 2018

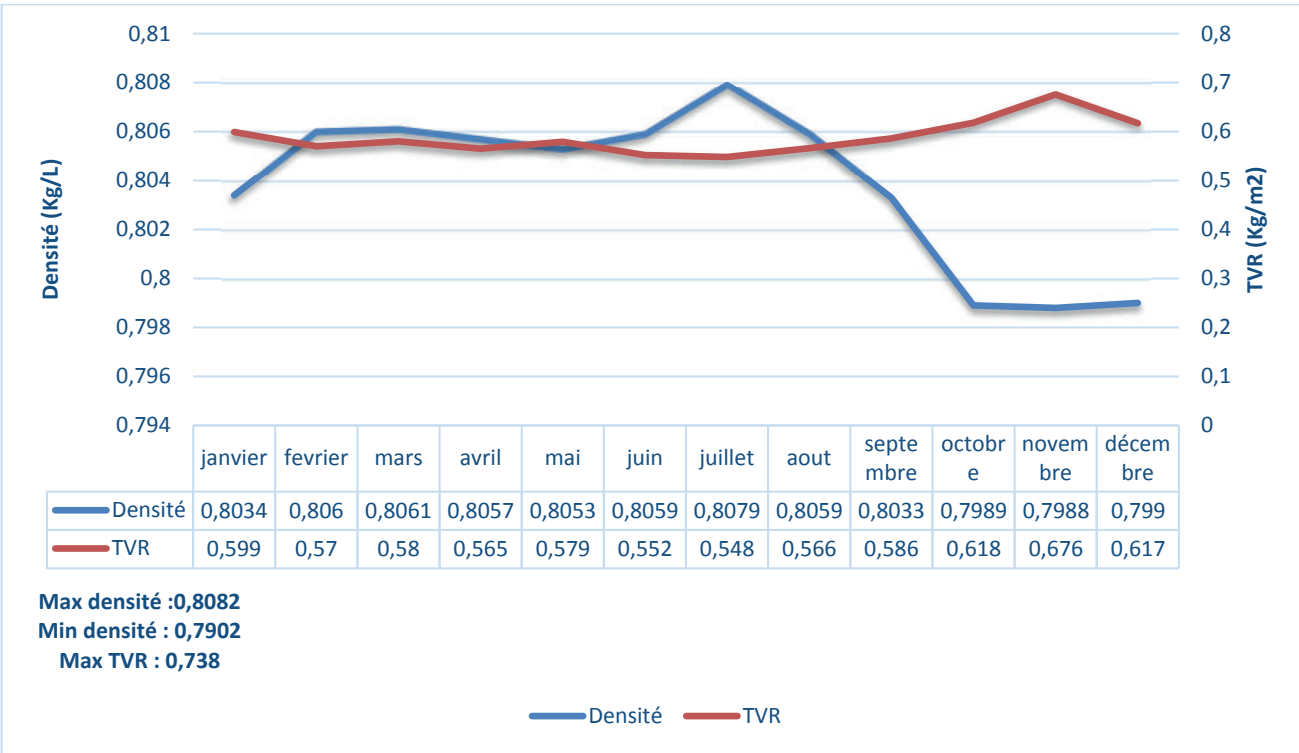


Figure IV.18: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2018

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

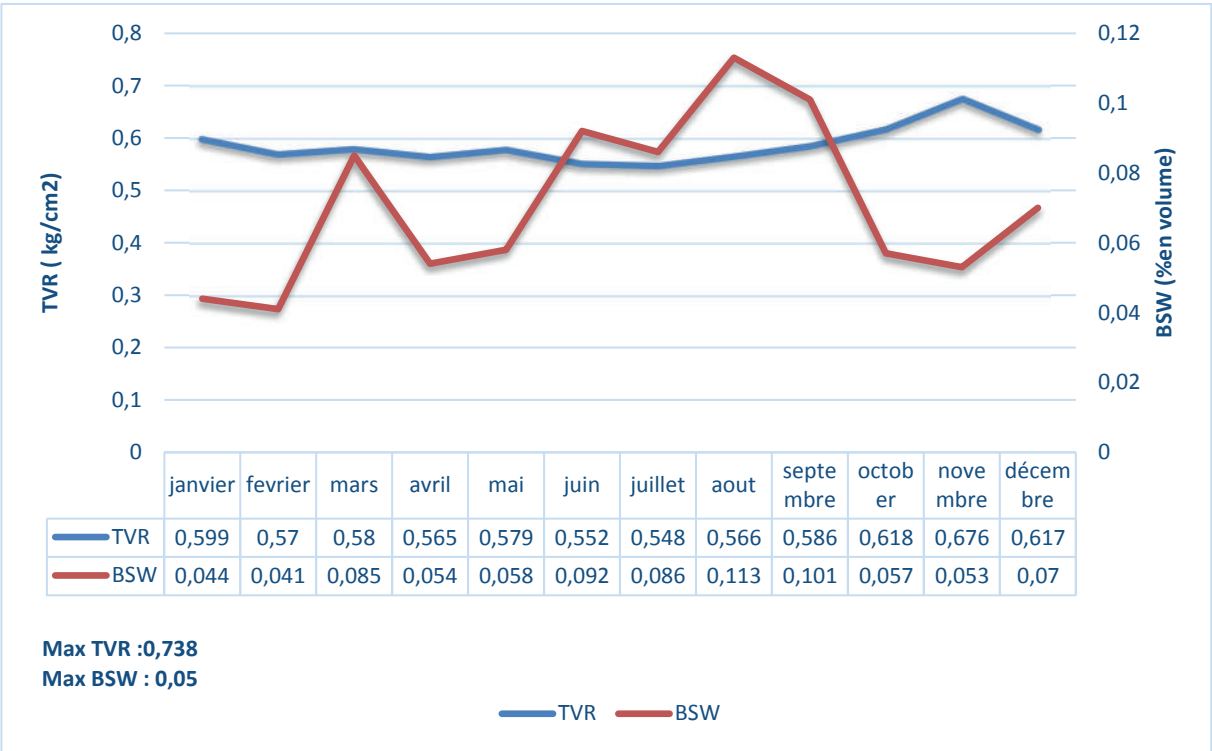


Figure IV.19: Variation de BSW et TVR 20’’ NORD 2018

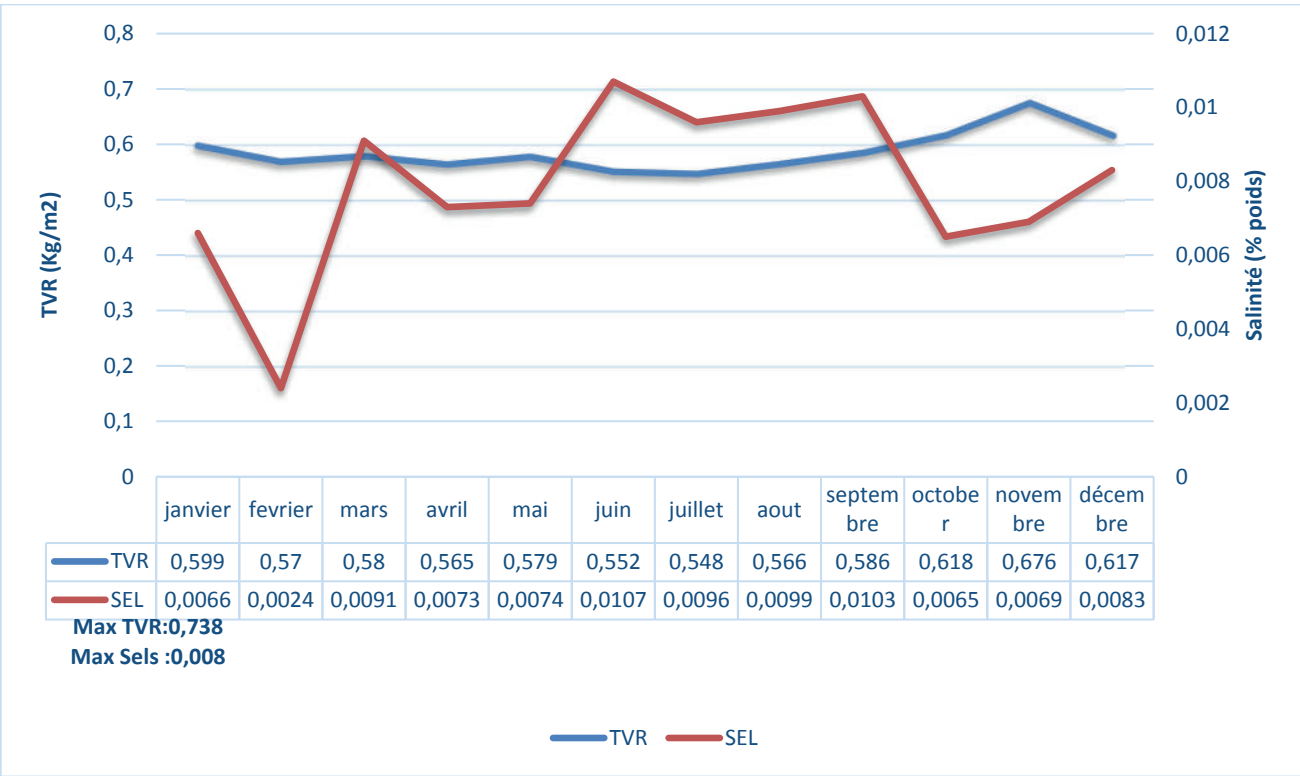


Figure IV.20: Variation de Pourcentage de Sels et TVR 20’’ NORD 2018

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

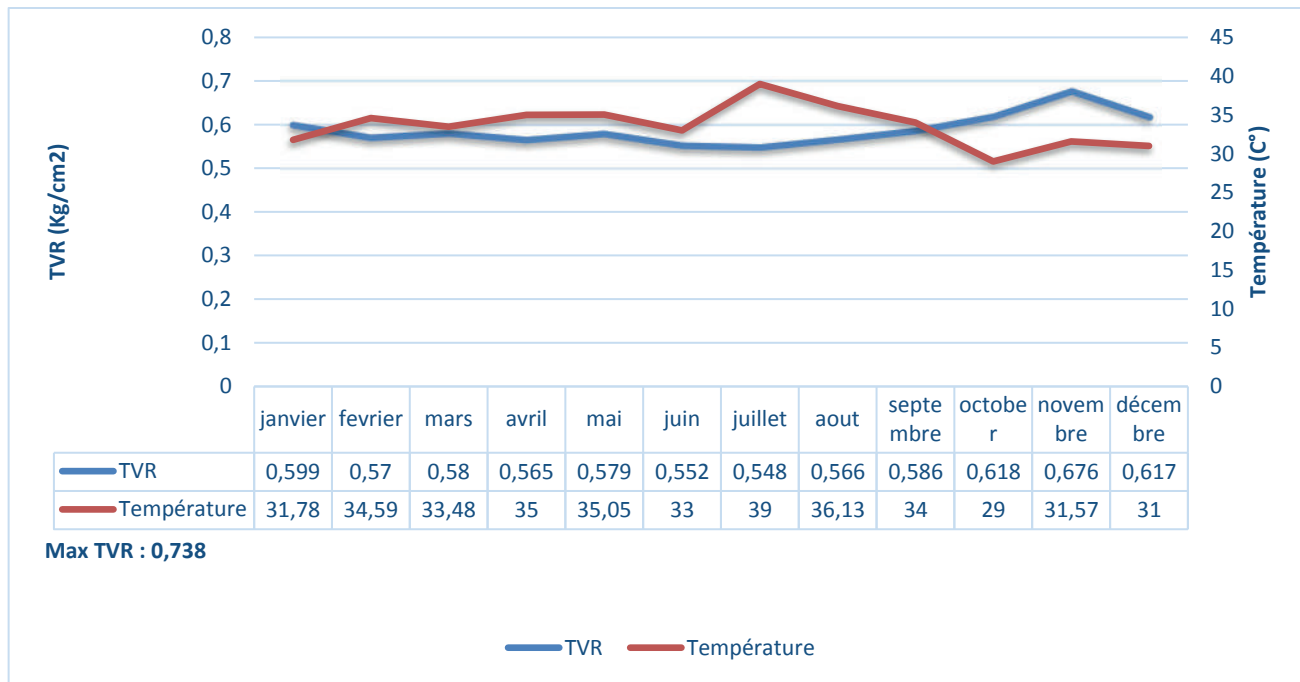


Figure IV.21: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2018

Au cours des mois de janvier et février, malgré la diminution du pourcentage d'eau, de sels et de pression critique, et une augmentation de la température, la densité continue d'augmenter. Cela suggère un changement dans les composants de la solution.

En février et mars, il y a une augmentation du rapport entre l'eau et les sels, dépassant la valeur limite (BSW=0.085) (Sels=0.091). Cela entraîne une augmentation de la pression critique et de la température de la solution, ce qui à son tour conduit à une augmentation de la densité.

Pendant les mois de mars et avril, il y a une diminution de la valeur de l'eau et des sels, mais le pourcentage d'eau reste supérieur à la limite (BSW=0.054). Cela affecte la pression critique, ce qui se traduit par une diminution de sa valeur. La température augmente, mais la valeur de densité reste constante. Une note importante est que la densité n'est pas affectée par la température comme observé lors des premiers mois.

En avril et mai, il y a une diminution très légère de la densité due à une augmentation très faible du pourcentage d'eau et de sels, ainsi qu'à une augmentation de la température, ce qui entraîne une augmentation de la pression critique. La densité n'est pas affectée par d'autres propriétés. Au cours des mois de mai et juin, malgré une augmentation du pourcentage d'eau et de sels, la pression et la température de la solution diminuent, mais la densité augmente.

En juin et juillet, la densité augmente en raison de l'augmentation de la température, tandis que la

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

pression critique diminue en raison de la diminution du pourcentage d'eau et de sels, bien que ces pourcentages restent supérieurs à la valeur limite (BSW=0.086) (Sels=0.0096). Les propriétés physico-chimiques ne semblent pas être interdépendantes, car elles changent de manière aléatoire.

Pendant les mois de juillet et août, malgré une augmentation de la proportion d'eau et de sels, une augmentation de la pression critique et une diminution de la température, la densité diminue. En août et septembre, malgré une augmentation du pourcentage de sels et une diminution du pourcentage d'eau, cela entraîne une augmentation de la pression critique et une diminution de la densité due à la diminution de la température de la solution.

En septembre et octobre, malgré la diminution du pourcentage d'eau, de sels et de température, la pression critique augmente, ce qui indique une augmentation des composants légers dans la solution. Nous constatons également une diminution de la densité.

En octobre et novembre, bien que le pourcentage d'eau diminue, le pourcentage de sels augmente, ce qui entraîne une augmentation de la pression critique. L'augmentation de la température conduit également à une augmentation de la densité. Pendant la période de novembre à décembre, on observe une augmentation de la proportion d'eau et de sels, mais une diminution de la densité et de la température de la solution.

4/Résultats du contrôle de qualité en 2019 :

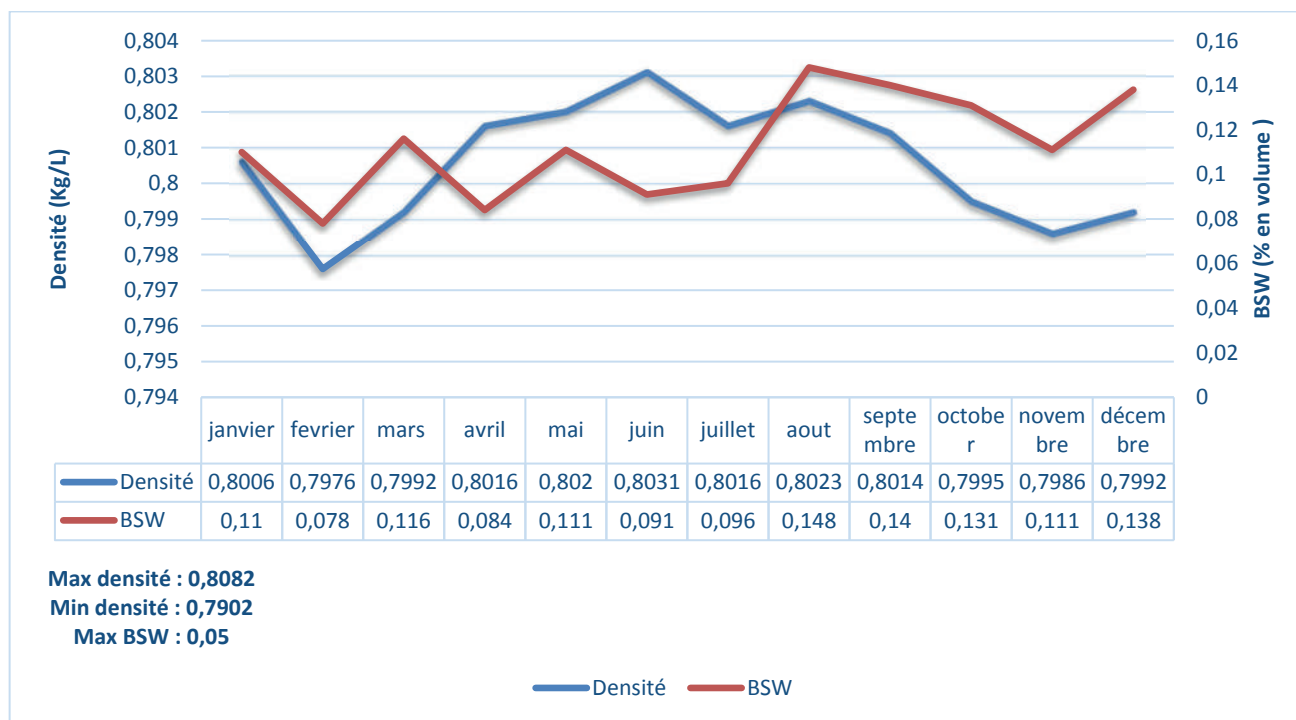


Figure IV.22: Variation de Densité et BSW Ligne 20'' NORD 2019

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

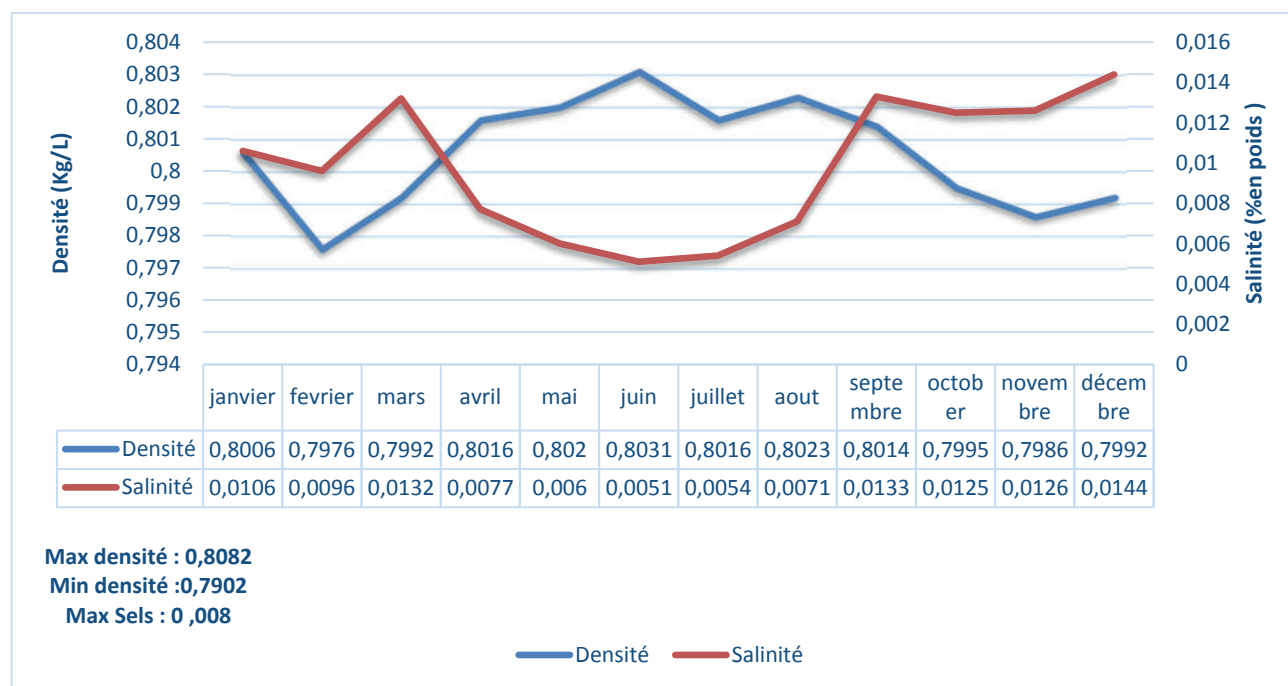


Figure IV.23: Variation de Densité et pourcentage de Sels 20'' NORD 2019

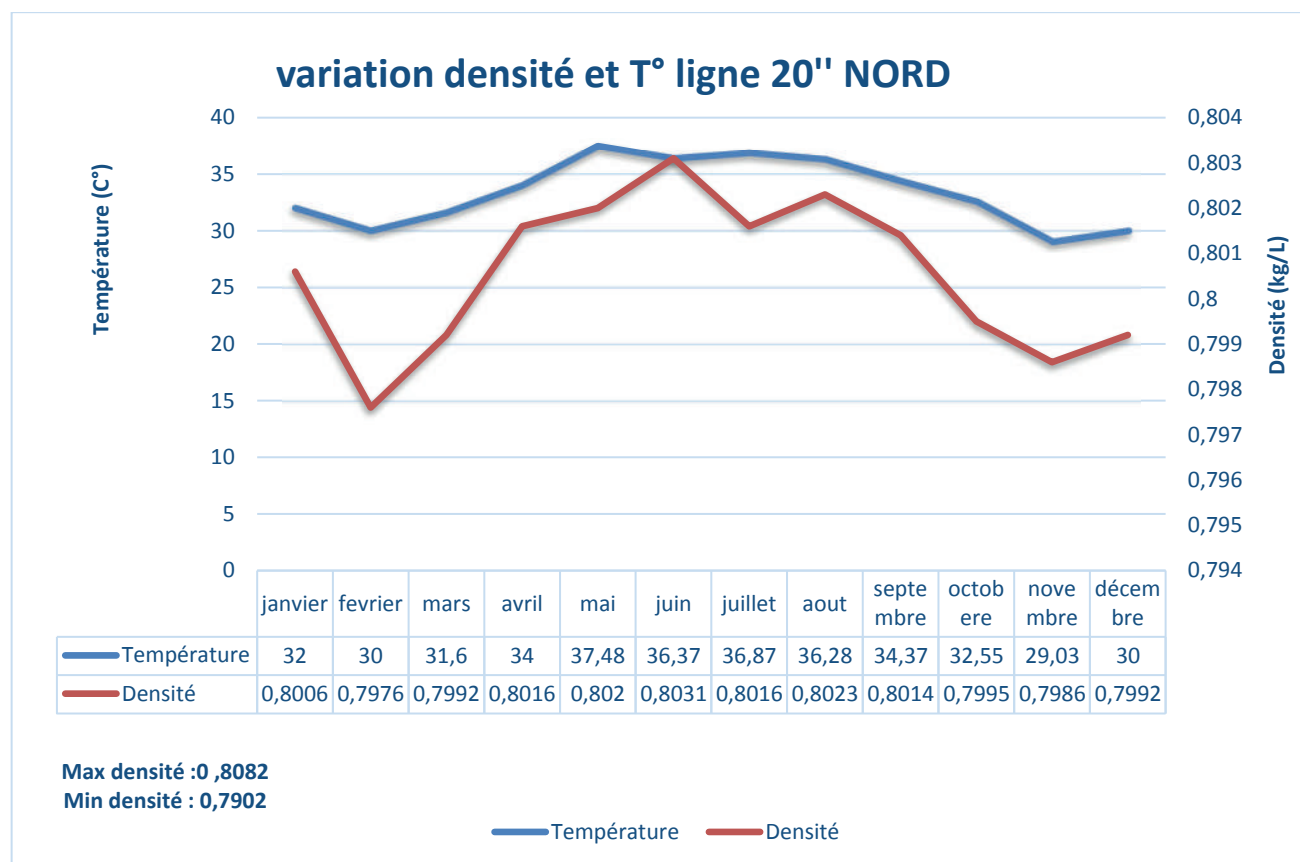


Figure IV.24: Variation de Densité et Température 20'' NORD 2019

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

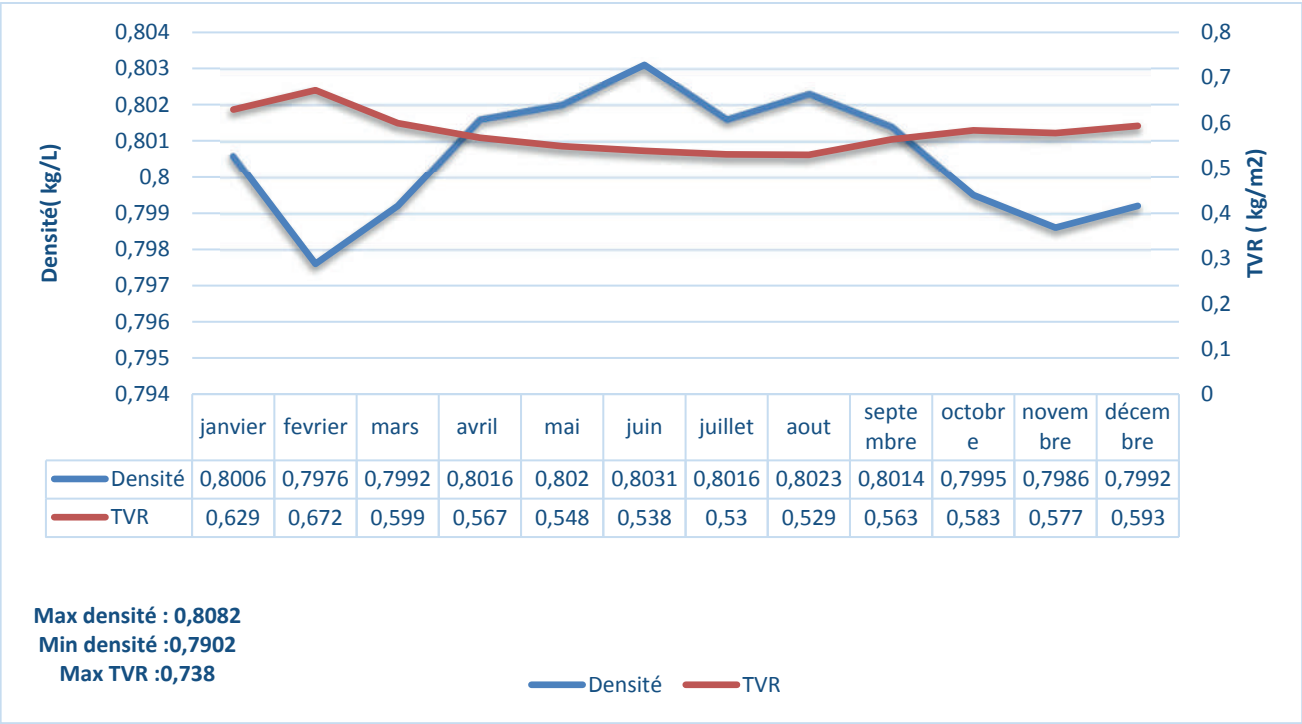


Figure IV.25: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2019

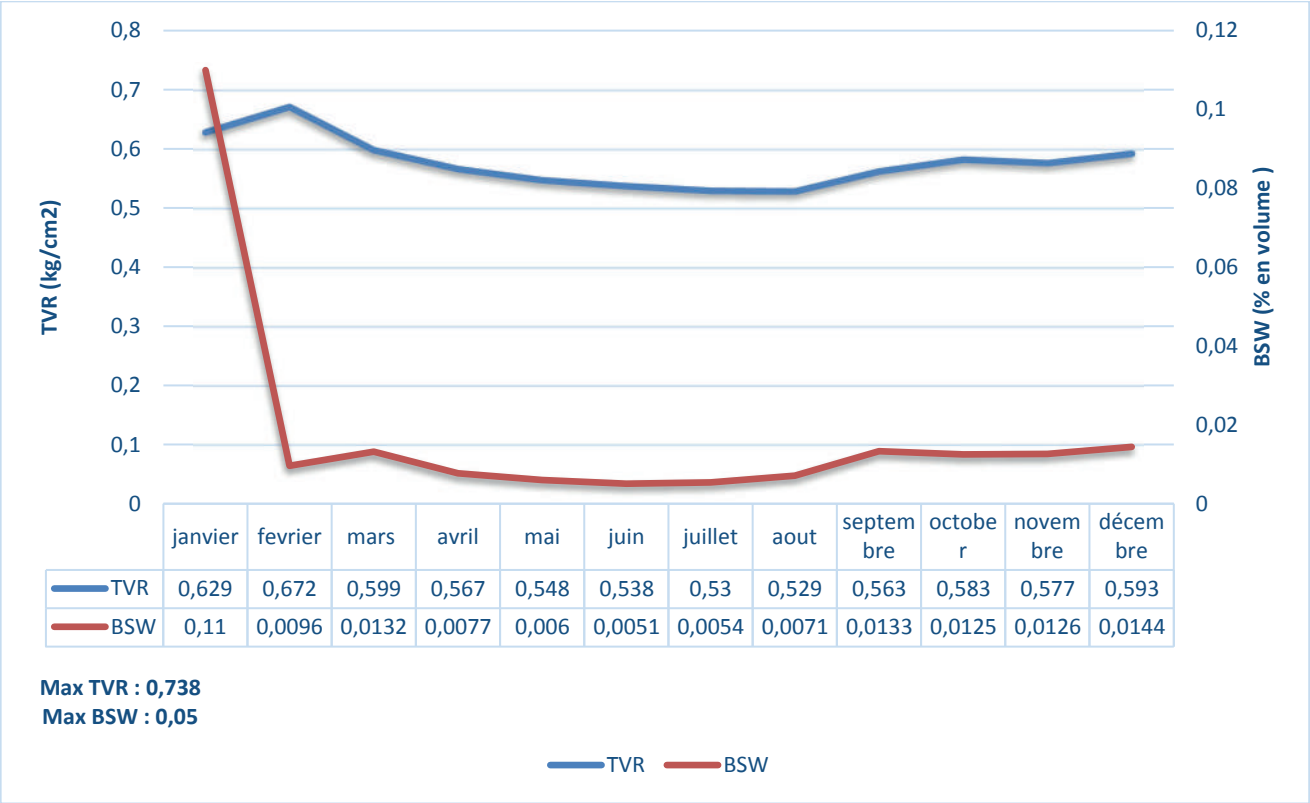


Figure IV.26: Variation de TVR et BSW 20'' NORD 2019

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

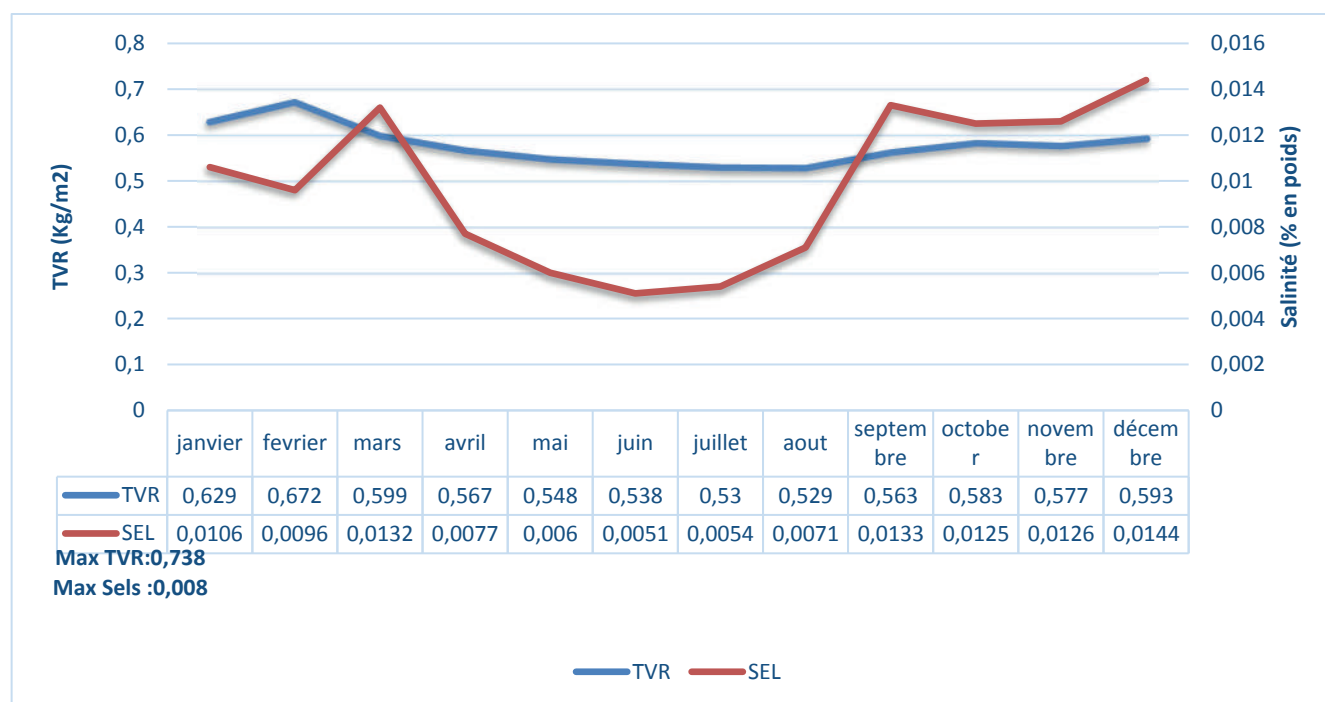


Figure IV.27: Variation de TVR et Pourcentage de Sels 20'' NORD 2019

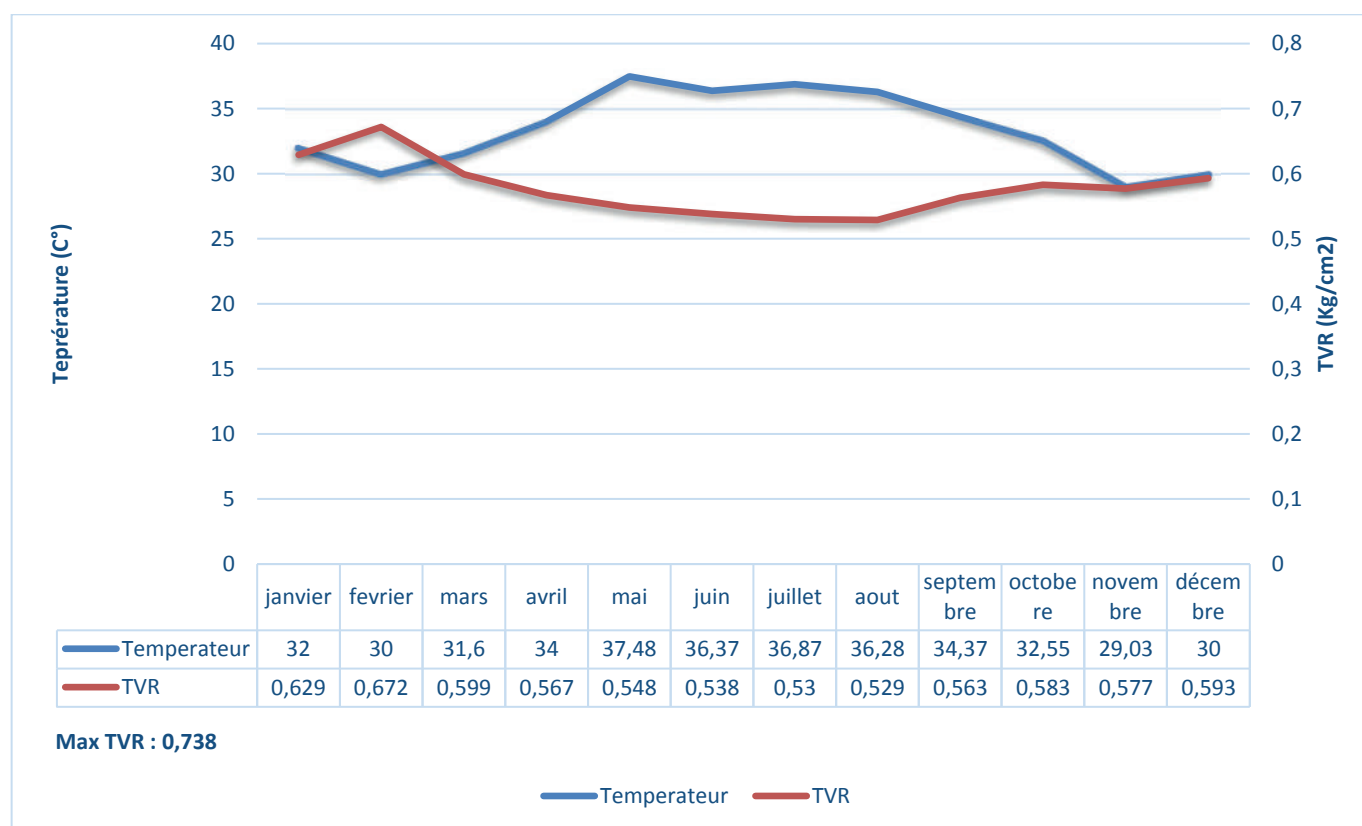


Figure IV.28: Variation de TVR et Température 20'' NORD 2019

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

Au cours des mois de janvier et février, malgré une diminution du pourcentage d'eau, de sels et de température, et une diminution de la densité, la pression critique augmente en raison de

l'augmentation des composants légers. En février et mars, bien que la proportion d'eau, de sels, de température et de densité augmente, la pression critique diminue.

Au cours des mois de mars à mai, bien que le rapport entre l'eau et les sels et la pression critique diminuent, et que la température augmente, la densité continue d'augmenter.

Pendant les mois de mai et juin, il y a une diminution continue du pourcentage d'eau, de sels et de pression critique, ce qui entraîne une diminution de la température. Nous observons simultanément une augmentation continue de la densité.

En juin et juillet, une augmentation du pourcentage d'eau, de sels et de la température de la solution entraîne une augmentation de la pression critique, mais la densité diminue en raison de l'effet de la température.

Au cours des mois de juillet et août, malgré une augmentation du pourcentage d'eau, de sels, de densité et une diminution de la température, la pression critique reste constante. Notez que la température n'affecte pas la pression critique.

En août et septembre, une augmentation du pourcentage d'eau, de sels et de la pression critique entraîne une diminution de la densité. La température n'affecte pas la pression critique. Au cours des mois de septembre et octobre, malgré la diminution du pourcentage d'eau, de sels et de température, la pression critique augmente en raison de l'augmentation des composants légers. Cependant, la densité diminue.

Le rapport entre l'eau et les sels n'affecte pas la pression critique, mais il a un effet sur la densité. En octobre et novembre, malgré l'augmentation de la proportion d'eau et de sels, on observe une diminution de la pression critique, de la température et de la densité, ce qui témoigne de la diminution des composants de la solution. En novembre et décembre, une augmentation du pourcentage d'eau, de sels et de pression critique entraîne une augmentation de la densité et de la température.

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

IV.2.5/Résultats du contrôle de qualité en 2020 :

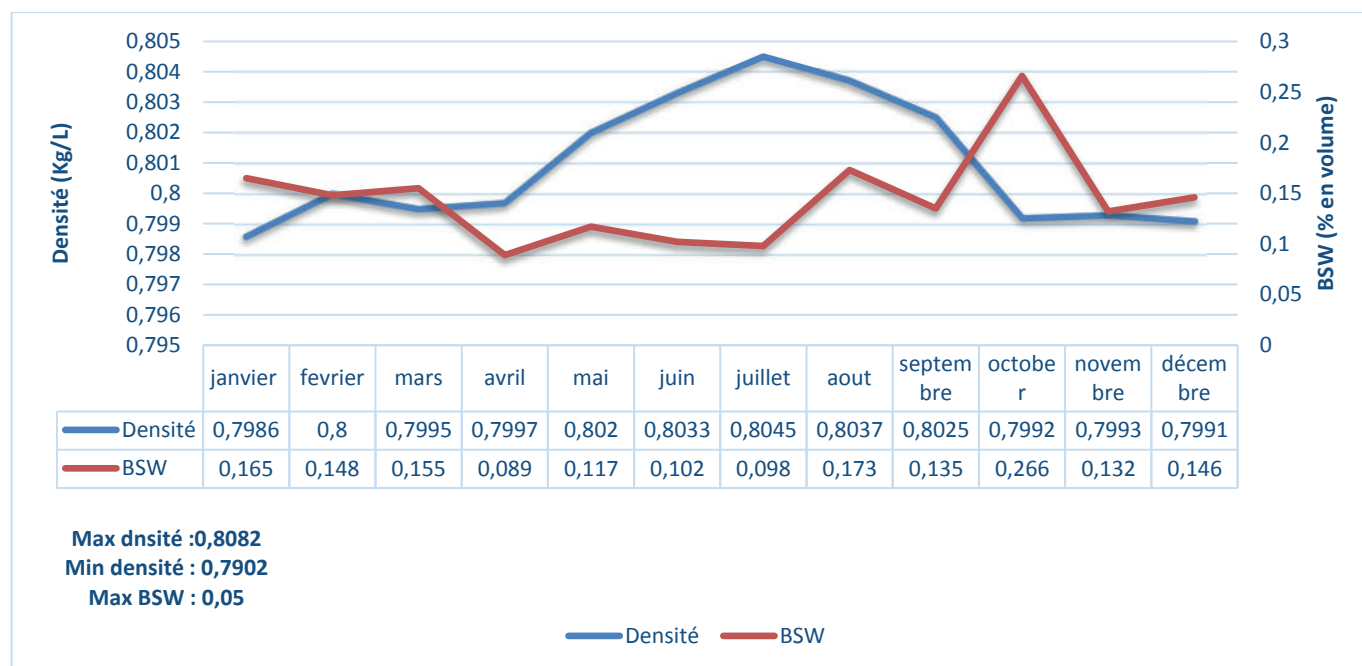


Figure IV.29: Variation de Densité et BSW 20'' NORD 2020

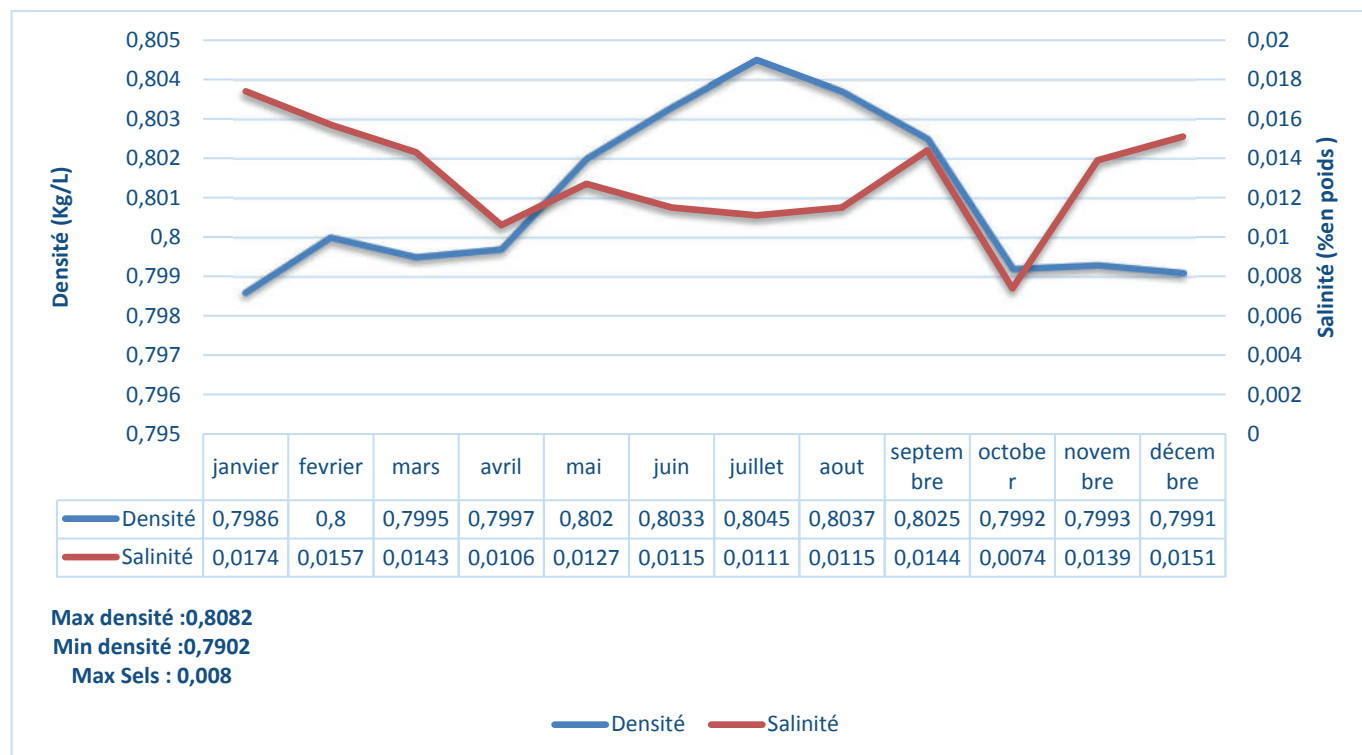


Figure IV.30: Variation de Densité et pourcentage de Sels 20'' NORD 2020

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

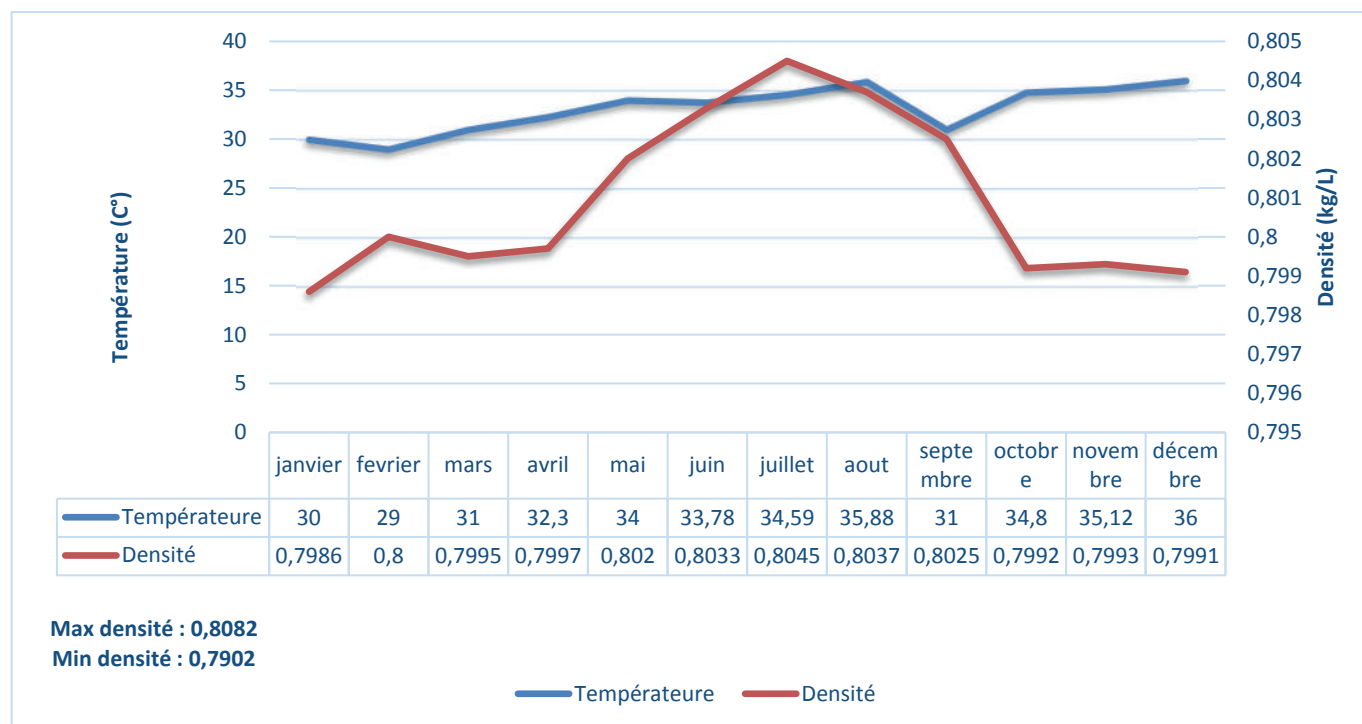


Figure IV.31: Variation de Densité et Température 20'' NORD 2020

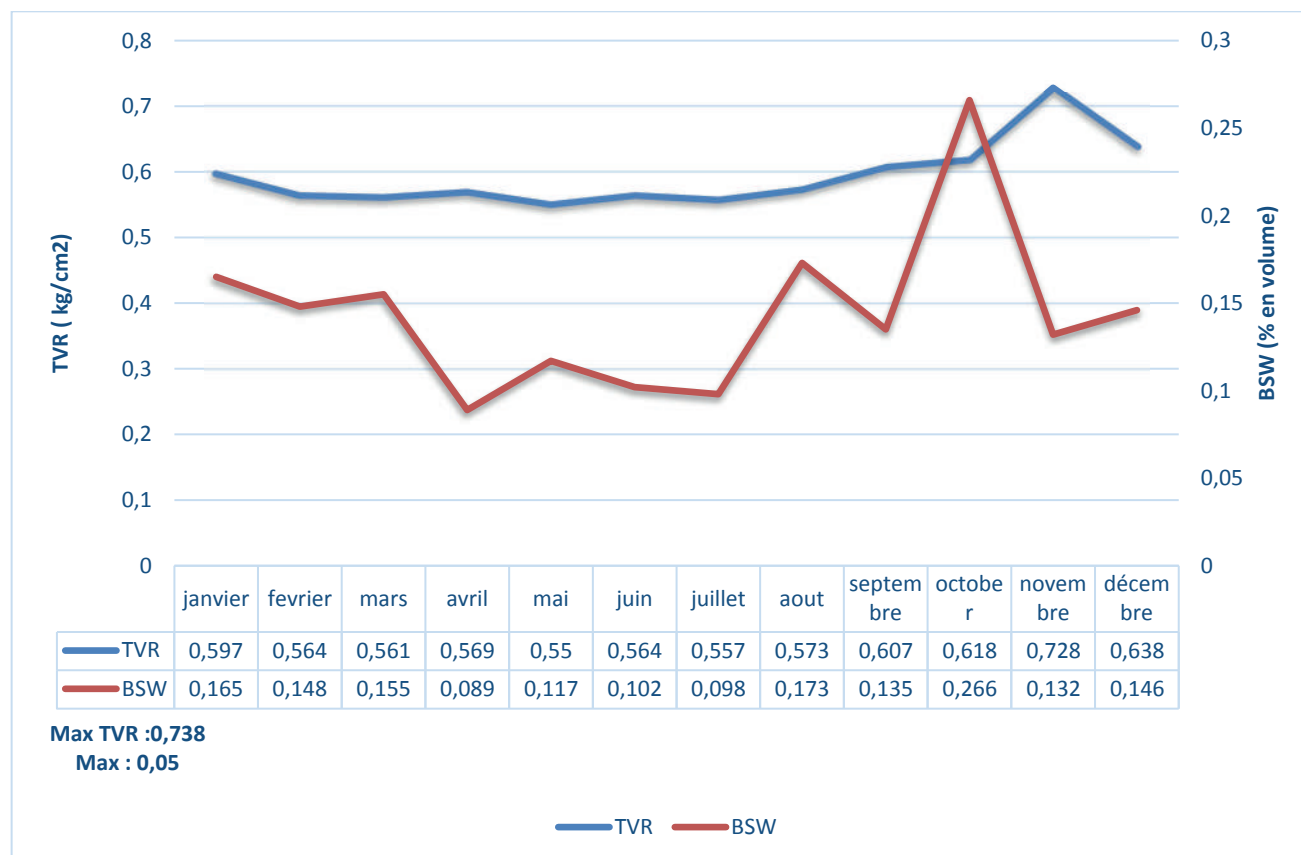


Figure IV.32: Variation de BSW et TVR 20'' NORD 2020

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

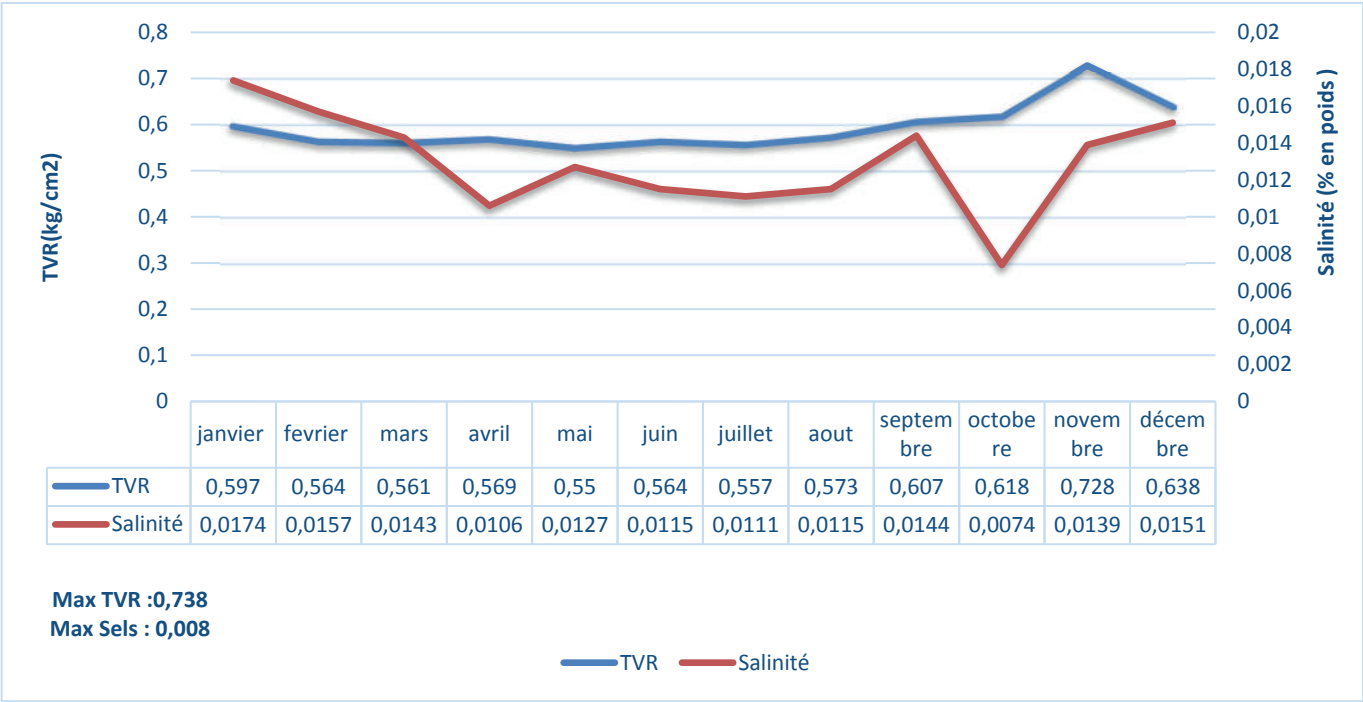


Figure IV.33: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2020

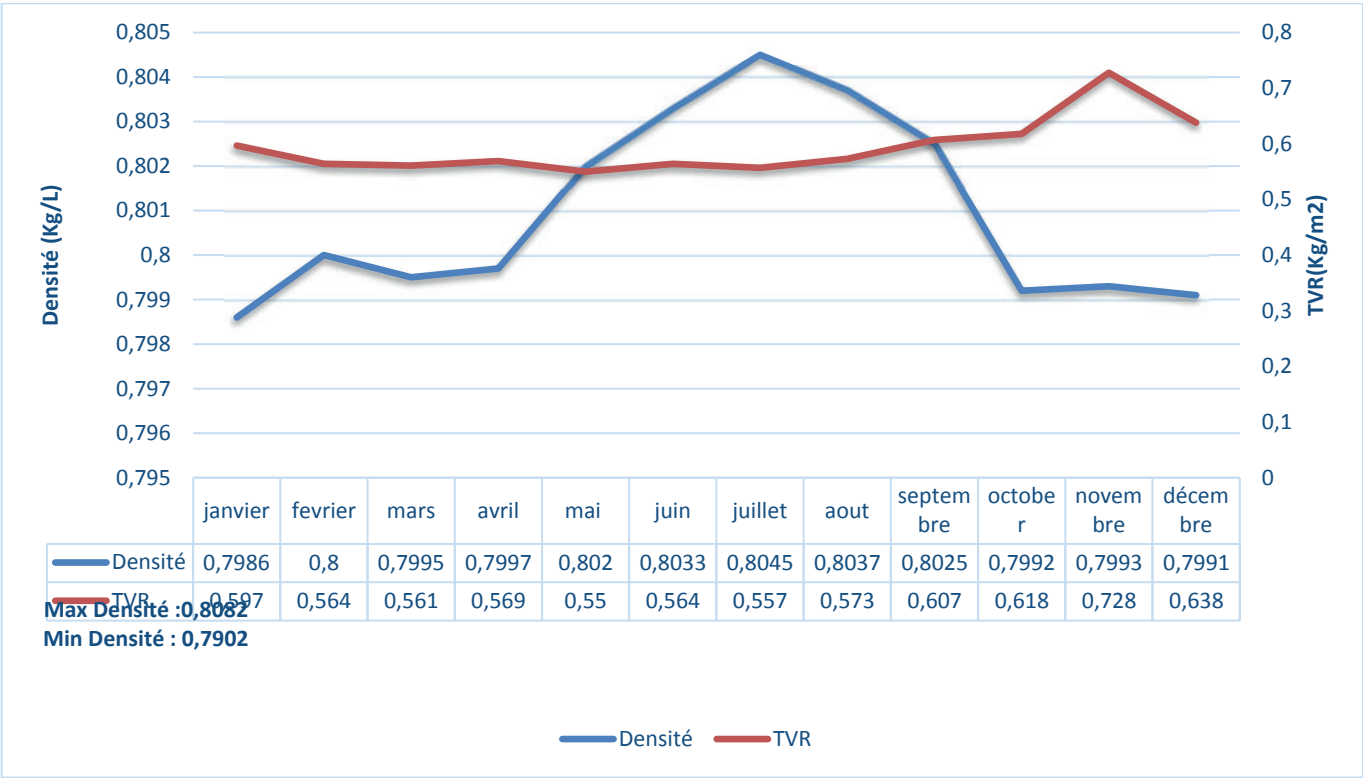


Figure IV.34: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2020

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

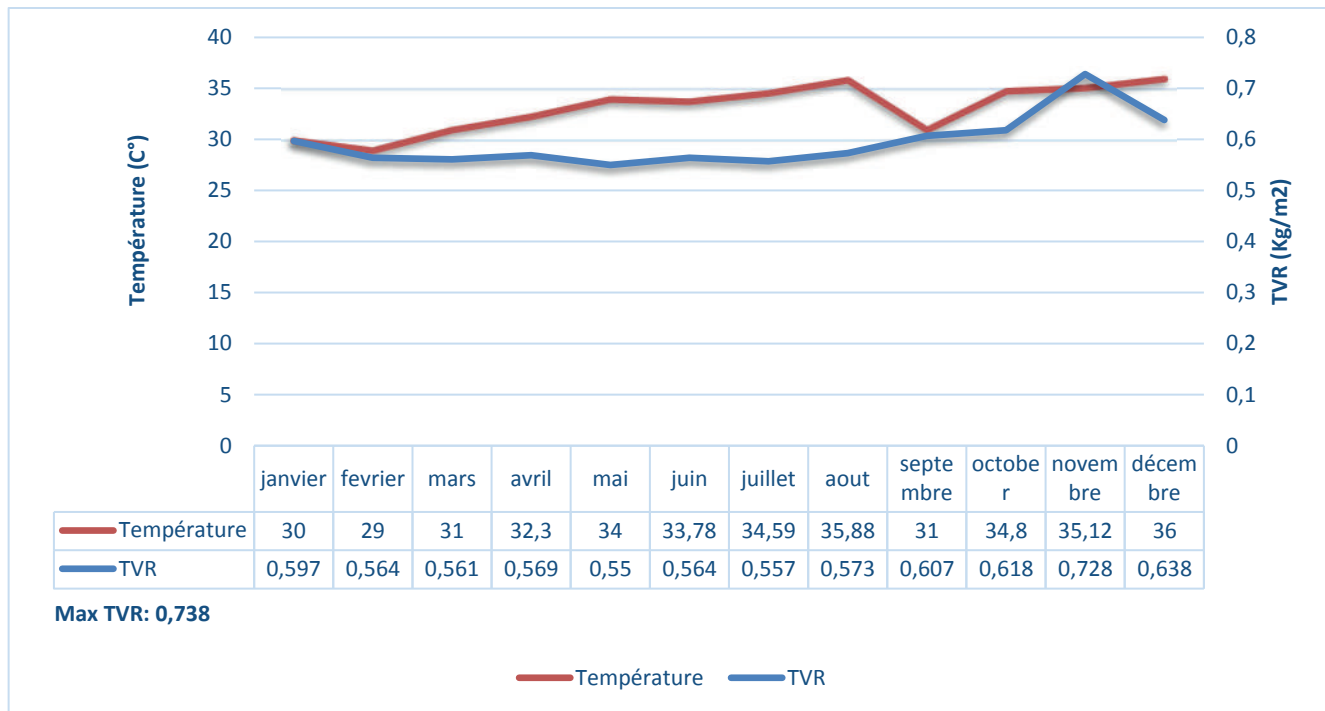


Figure IV. 35: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2020

Au cours des mois de janvier et février, le pourcentage d'eau et de sels a diminué, entraînant une diminution de la température. Cette diminution de température a affecté la densité, ce qui a entraîné une augmentation de celle-ci. Malgré le dépassement du pourcentage d'eau et de sels de la valeur limite, cela n'a pas affecté la densité.

Au cours du mois de février à mars, on observe une continuité de la diminution de la pression critique et du pourcentage de sels, malgré une augmentation de la température due à une augmentation de la proportion d'eau. Cela entraîne également une diminution de la densité. Malgré le pourcentage d'eau dépassant la valeur limite, cela n'a pas affecté la densité.

Au cours du mois de mars à avril, on remarque une diminution du pourcentage d'eau et de sels, mais cela n'a pas affecté la température, la densité et la pression critique. La température augmente, et la pression critique et la densité augmentent très lentement.

Au cours du mois d'avril à mai, on observe une augmentation du pourcentage d'eau, de sels

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

et de température, mais la pression critique diminue lentement et la densité augmente lentement.

Au cours du mois de mai à juin, on remarque une diminution du pourcentage d'eau et de sels, ce qui entraîne une diminution de la température.

Cependant, la pression critique augmente lentement, ce qui entraîne une augmentation de la température.

Au cours du mois de juin à juillet, malgré une augmentation du pourcentage d'eau, de la température et de la densité, ainsi qu'une diminution de la pression critique, le pourcentage de sels reste stable. Cela indique une diminution des composants légers dans la solution.

Au cours du mois de juillet à août, on remarque une augmentation du pourcentage de sels d'une petite valeur, ainsi qu'une augmentation du pourcentage d'eau, des composants légers et de la température. Cependant, la densité diminue.

Au cours du mois d'août à septembre, on constate une augmentation du pourcentage de sels, ce qui entraîne une augmentation de la pression critique.

Cependant, la température diminue et le pourcentage d'eau diminue, ce qui entraîne également une diminution de la densité. Cela indique un changement dans les composants de la solution.

Au cours du mois de septembre à octobre, on remarque une augmentation du pourcentage d'eau et une diminution du pourcentage de sels, ce qui est inhabituel par rapport aux autres mois de l'année. On observe également une augmentation de la température et une diminution de la densité, mais la pression critique augmente.

Au cours du mois d'octobre à novembre, on remarque une légère augmentation de la température et de la densité en raison d'une augmentation du pourcentage de sels et de la pression critique, mais le pourcentage d'eau diminue.

Durant le mois de novembre à décembre, on constate une augmentation du pourcentage d'eau et de sels, ce qui entraîne une augmentation de la température. Cependant, la pression critique diminue,

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

contrairement à la période de juillet à août. Cela signifie qu'durant ce mois, il y a une perte de composants légers, ce qui conduit à une diminution de la densité.

IV.2.6/Résultats du contrôle de qualité en 2021 :

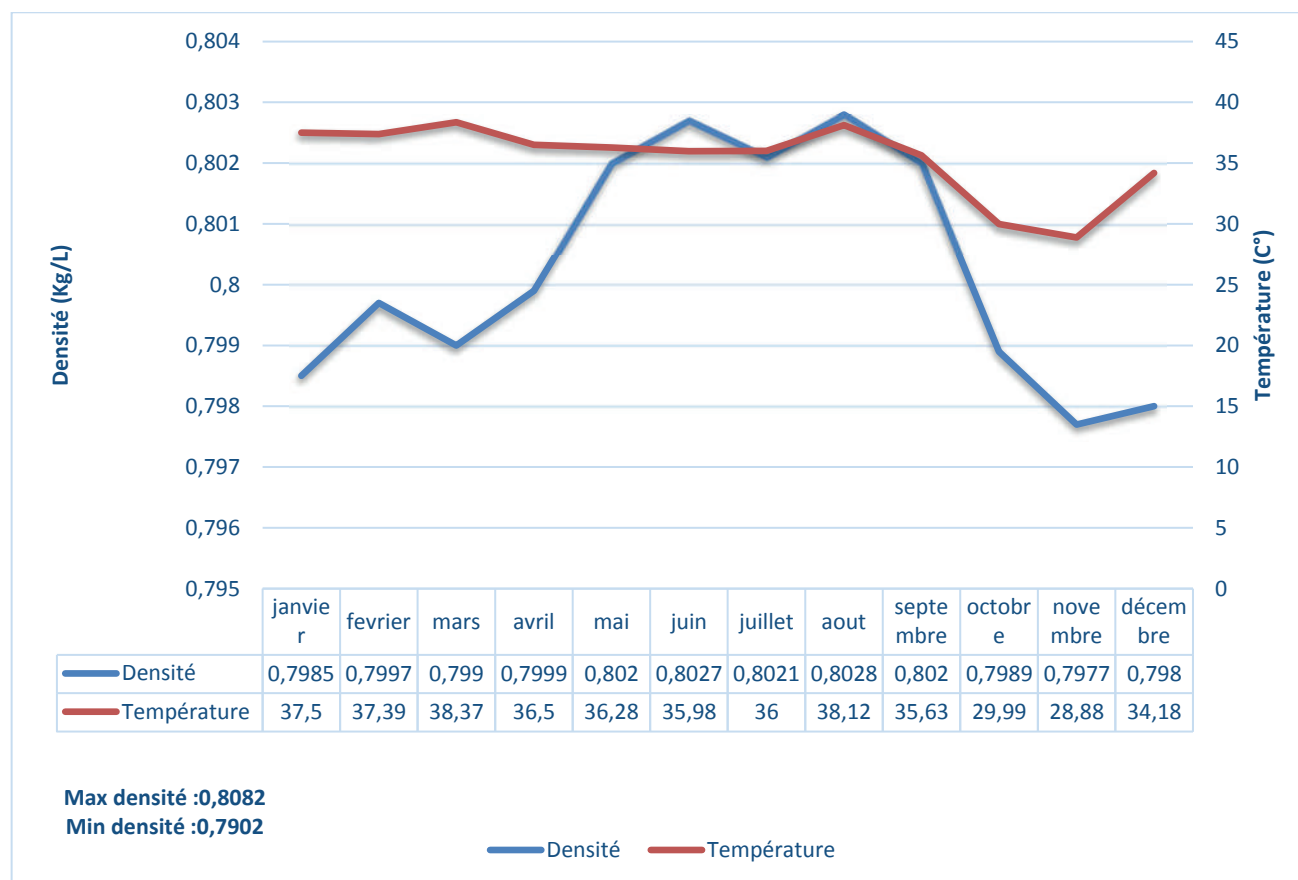


Figure IV. 36: Variation de Température et Densité 20'' NORD 2021

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

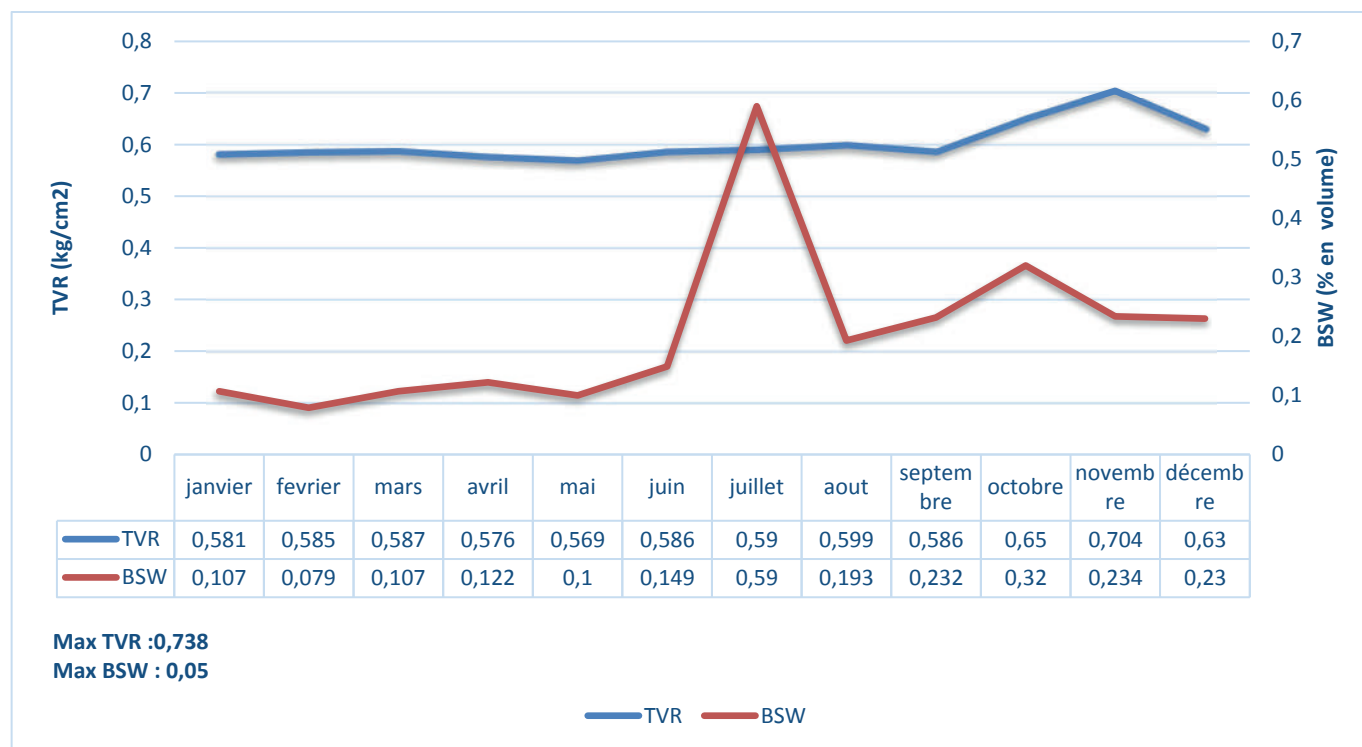


Figure IV.37: Variation de BSW et TVR 20'' NORD 2021

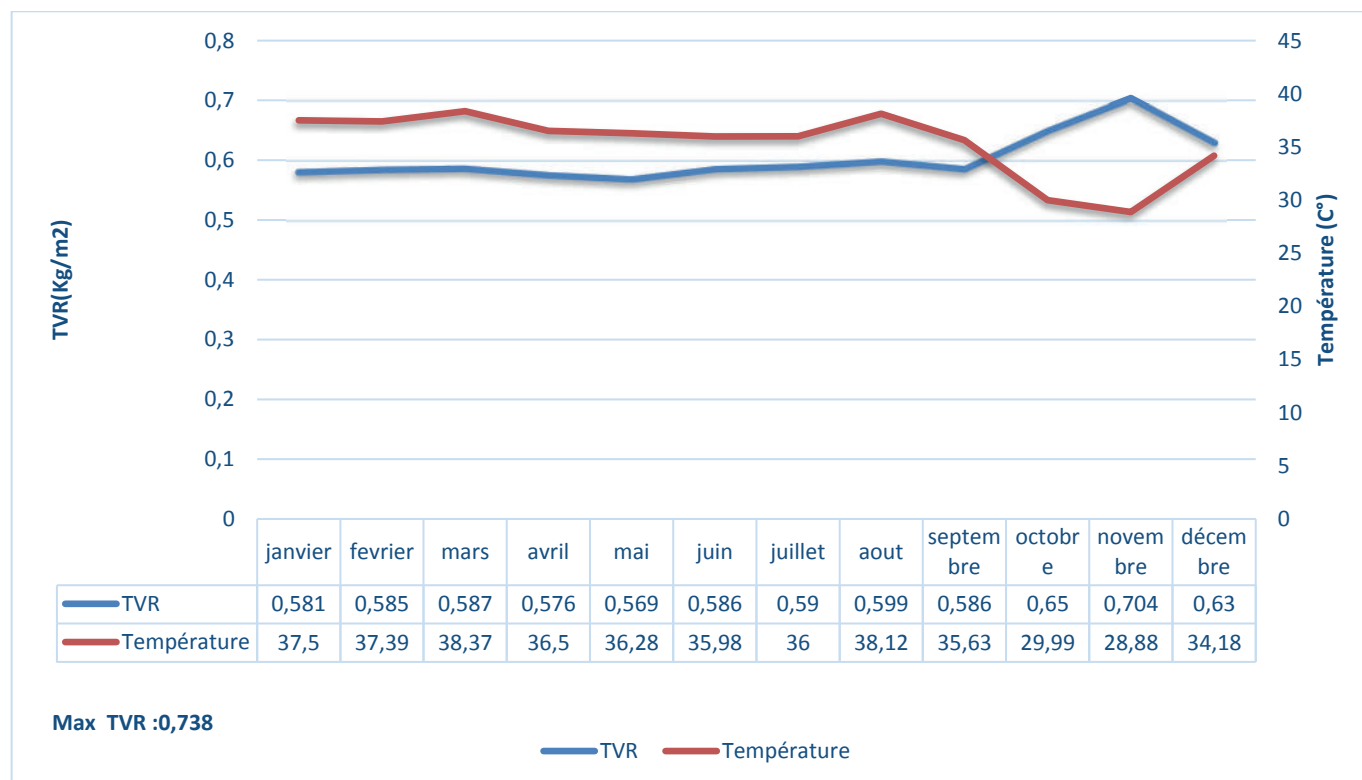


Figure IV.38: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2021

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

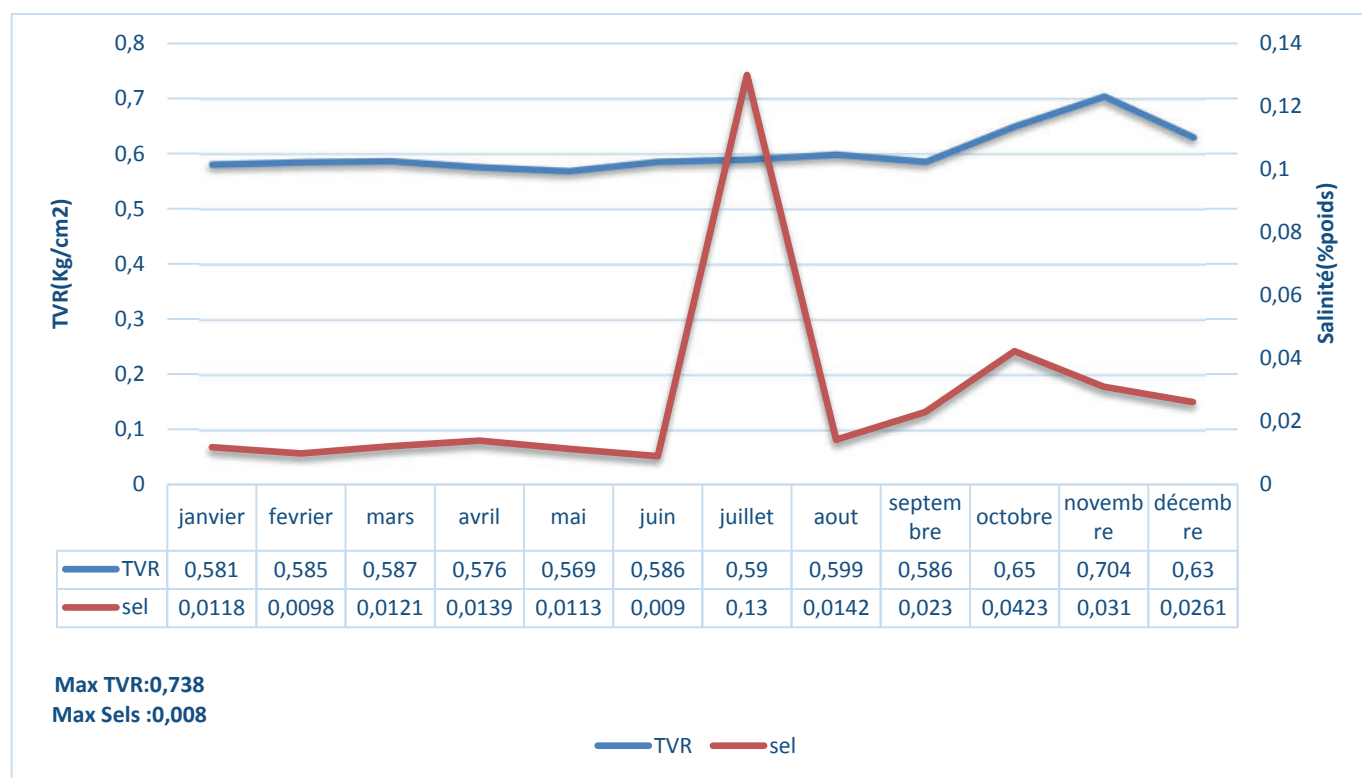


Figure IV. 39: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2021

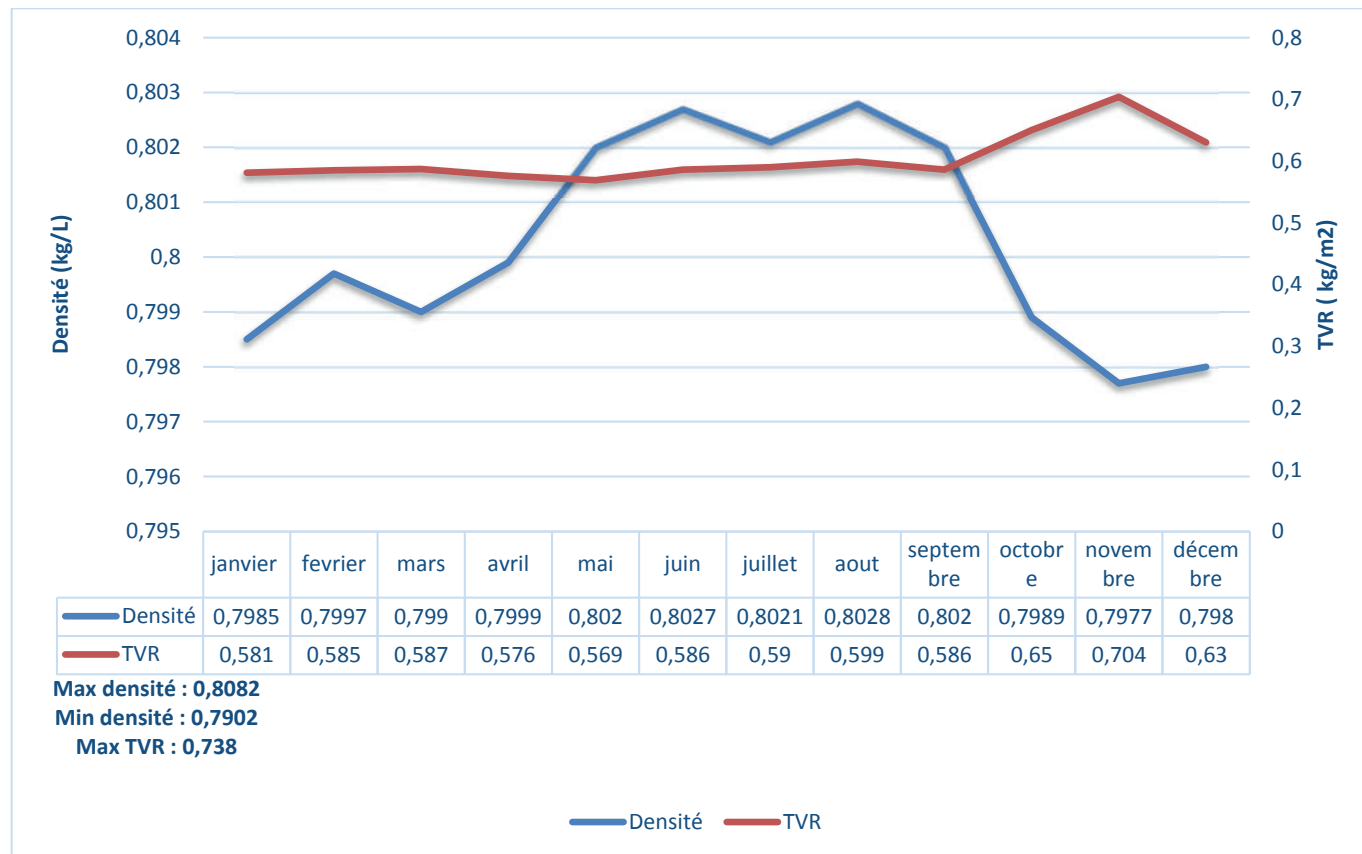


Figure IV.40: Variation de Densité et TVR 20'' NORD 2021

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

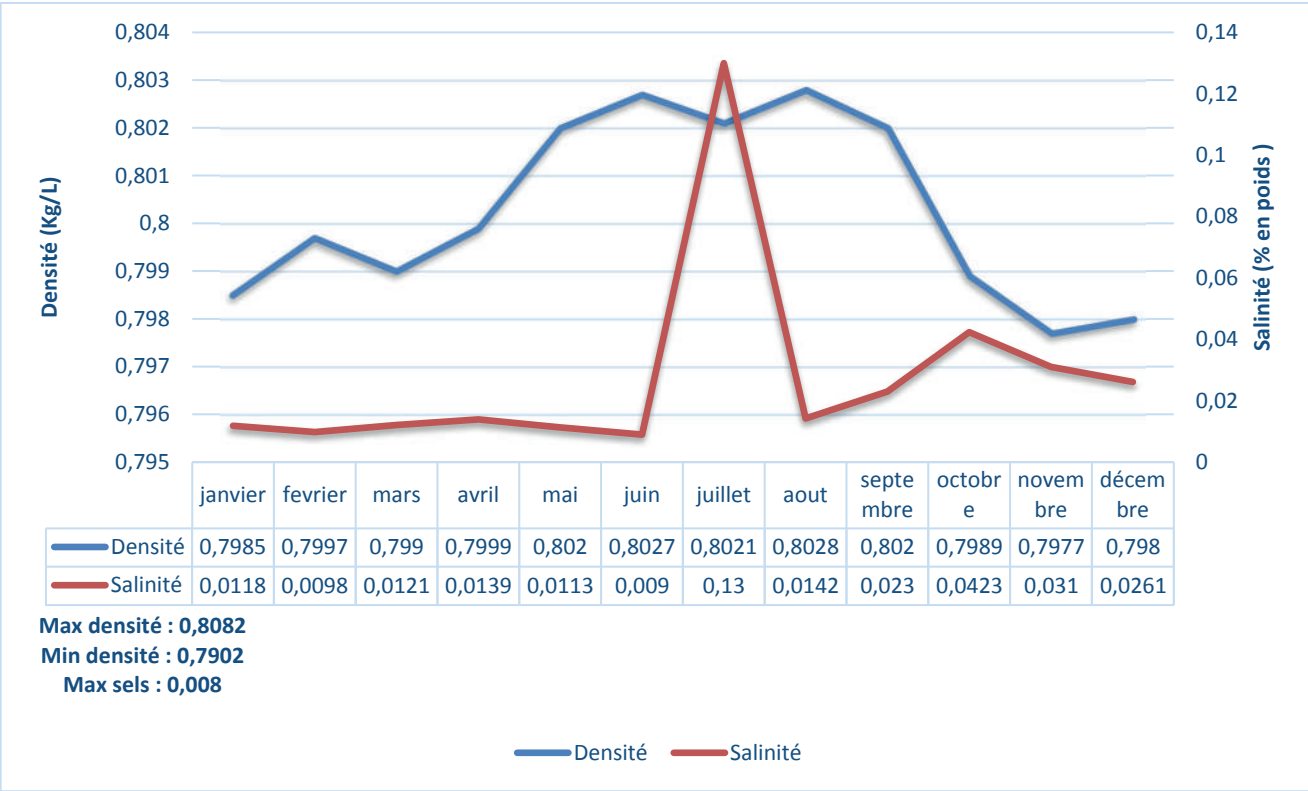


Figure IV.41: Variation de pourcentage de Sels et Densité 20'' NORD 2021

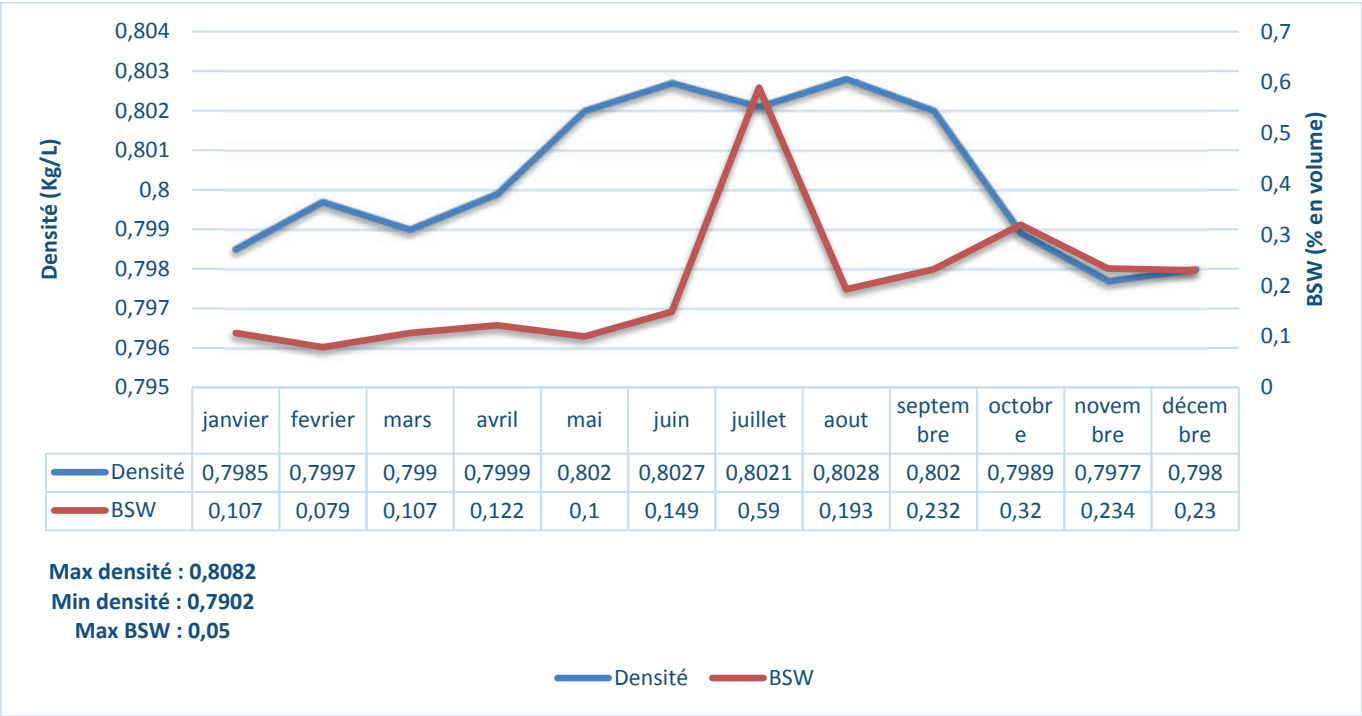


Figure IV.42: Variation de Densité et BSW 20'' NORD 2021

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

Au cours des mois de janvier et février ,une diminution de la proportion d'eau et de sels ,il est intéressant de noter que la BSW et salinité n'affecte pas la densité et TVR mais affecte la température , qui a diminué.

une augmentation de la pression critique a entraîné une augmentation de la densité.

Pendant les mois de février et mars, une stabilisation de la pression critique et de la densité , nous constatons une augmentation de la proportion d'eau et de sels a entraîné une augmentation de la température .

Pendant les mois de mars et avril, une augmentation de la proportion d'eau et de sels ,mais la pression critique et température a diminué et stabilisation de la densité ,c'est -à-dire que la diminution des composants légères.

Pendant les mois de avril et mai, une diminution de la proportion d'eau et de sels a entraîné une diminution de la température et de la pression critique, mais la densité est stable . Il est intéressant de noter que il ya une modification des proportions des composants de la solution.

Pendant les mois de mai et juin, une diminution spectaculaire de la proportion d'eau et de sels avec augmentation de la pression critique ,mais la densité et température est un stable , Il est intéressant de noter que il ya une modification des proportions des composants de la solution.

Pendant les mois de juin et juillet, il est important de noter qu'au cours de cette période ,le pourcentage d'eau a connu une augmentation spectaculaire, atteignant près de 60% de la solution a entraîné une augmentation de la proportion d'eau et de la température et de la pression critique ,mais la densité resté stable.

Pendant les mois de juillet et août ,une diminution de la proportion d'eau et de sels et augmentation de la température ,mais la densité resté constant et TVR également constant.

Pendant les mois de août et septembre ,une augmentation de la proportion d'eau et de sels et la pression critique ,il est intéressant de noter que la température et la densité n'affecte pas la BSW et salinité on remarque une diminution de la température et de la densité .

Pendant les mois de septembre et octobre ,une augmentation de la proportion d'eau et de

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

sels a entrainé une augmentation de la pression critique ,mais la température et la densité en baisse.

Pendant les mois de octobre et novembre ,une diminution de la proportion d'eau et de sels a entrainé une diminution de la densité ,mais la pression critique en élevé , signifie la montée des composants légers dans la solution.

Pendant les mois de novembre et décembre ,une diminution de la proportion de sels a entrainé une augmentation de la proportion d'eau et de la température et de la densité ,la pression critique est stable .

IV.2.7/Résultats du contrôle de qualité en 2022 :

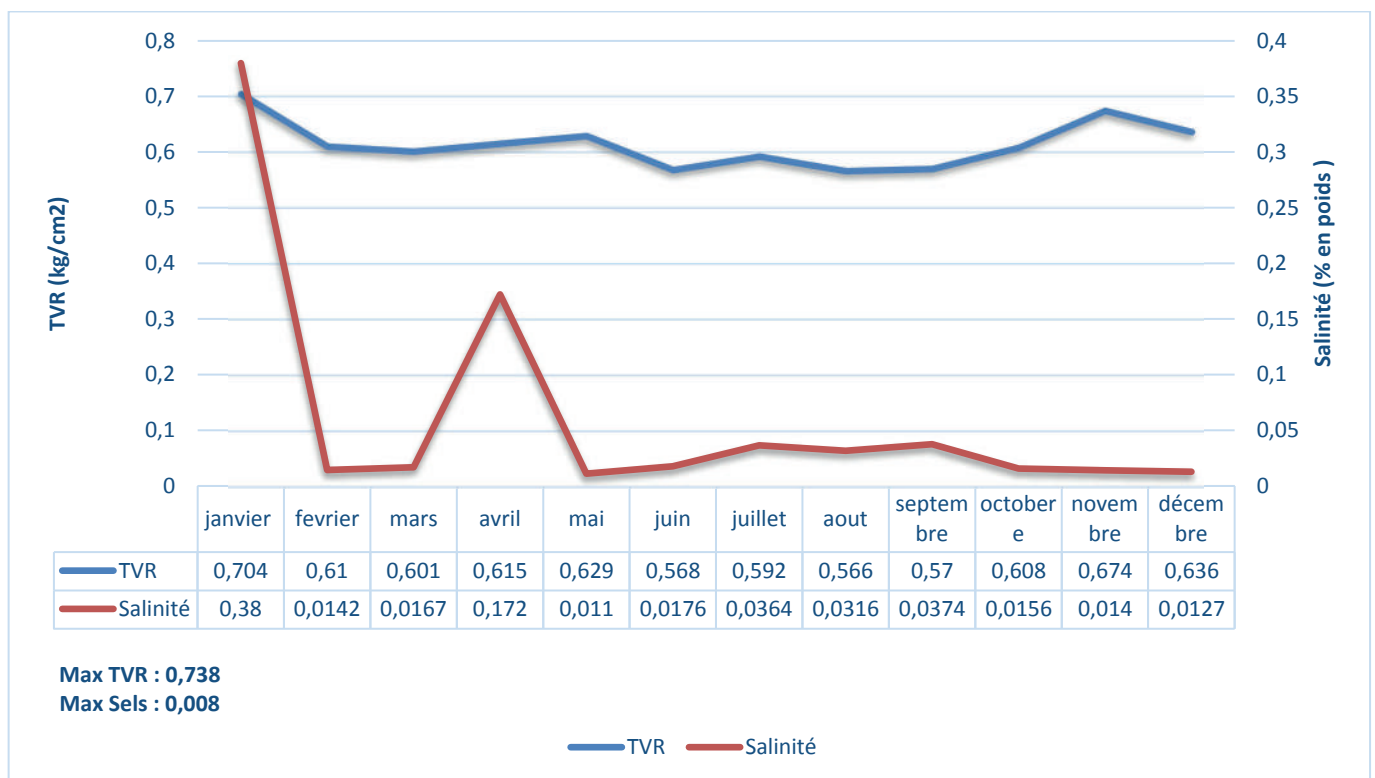


Figure IV.43: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2022

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

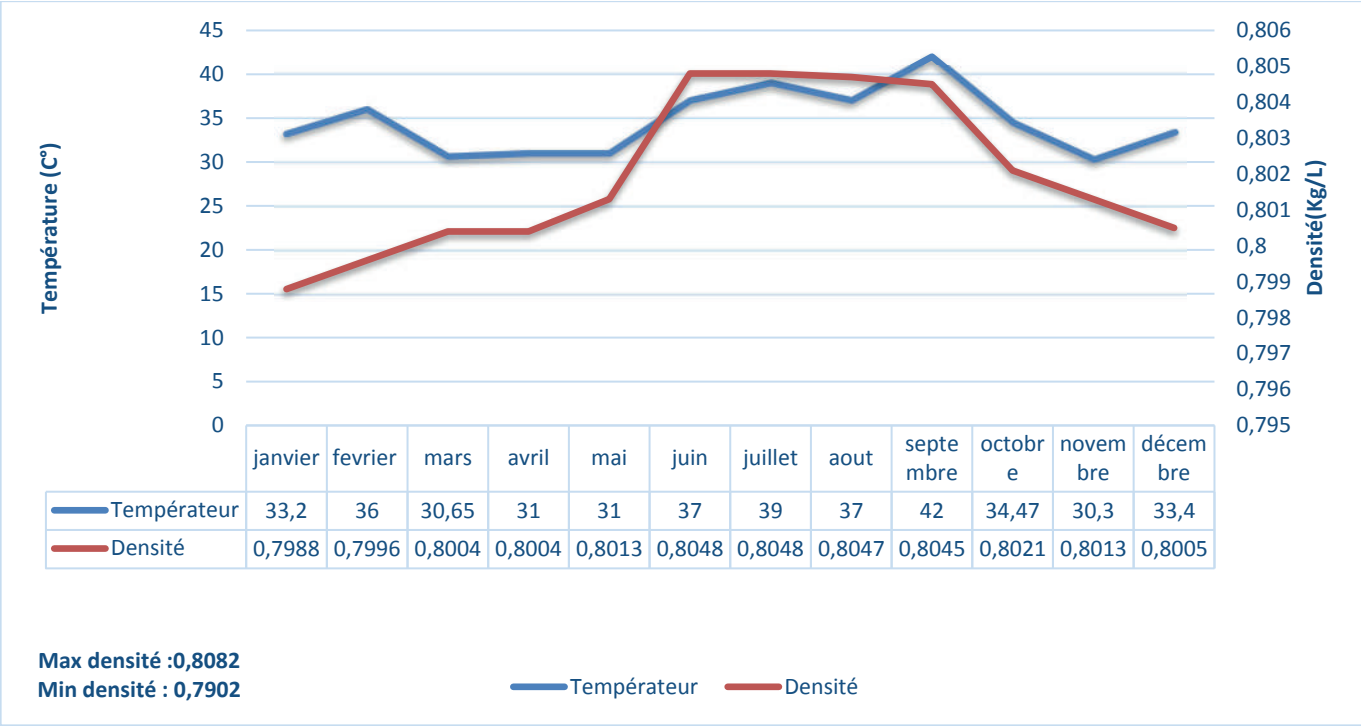


Figure IV.44: Variation de Densité et Température 20’’ NORD 2022



Figure IV.45: Variation de Densité et BSW 20’’ NORD 2022

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

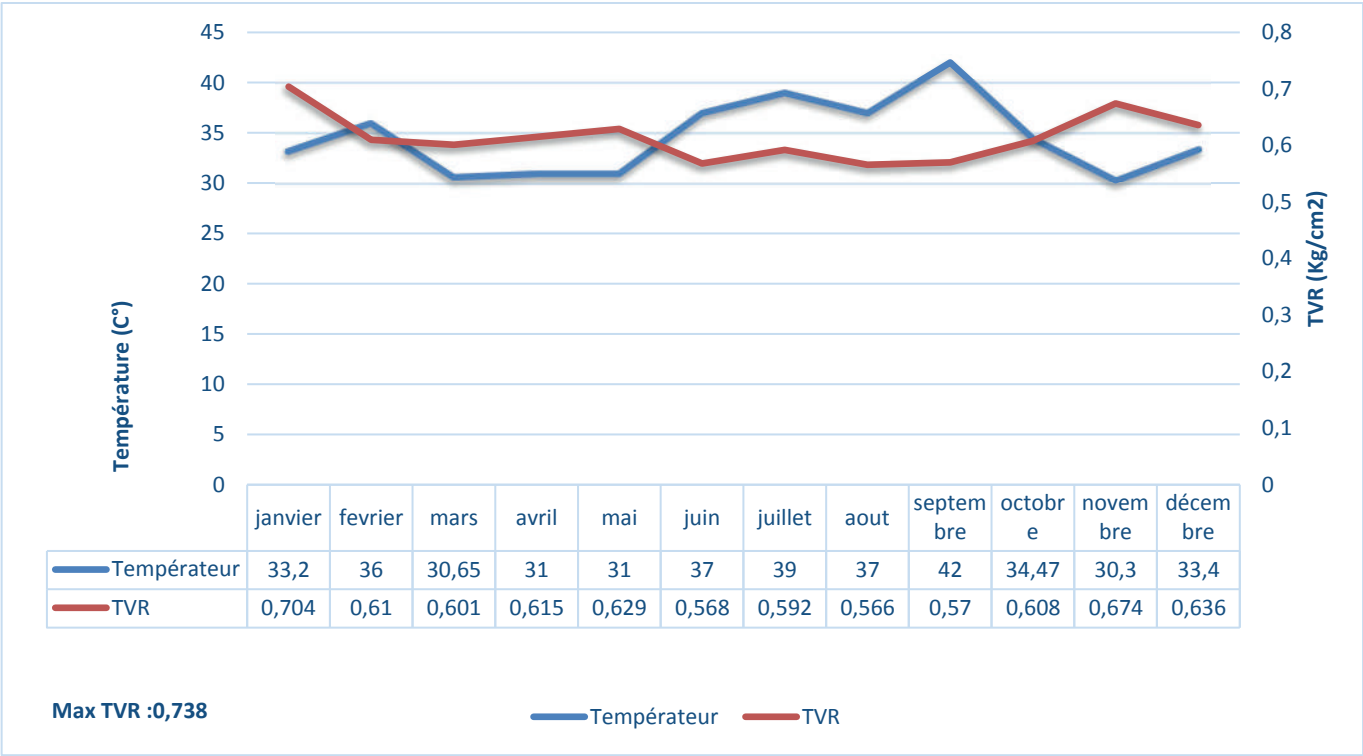


Figure IV.46: Variation de Température et TVR 20'' NORD 2022

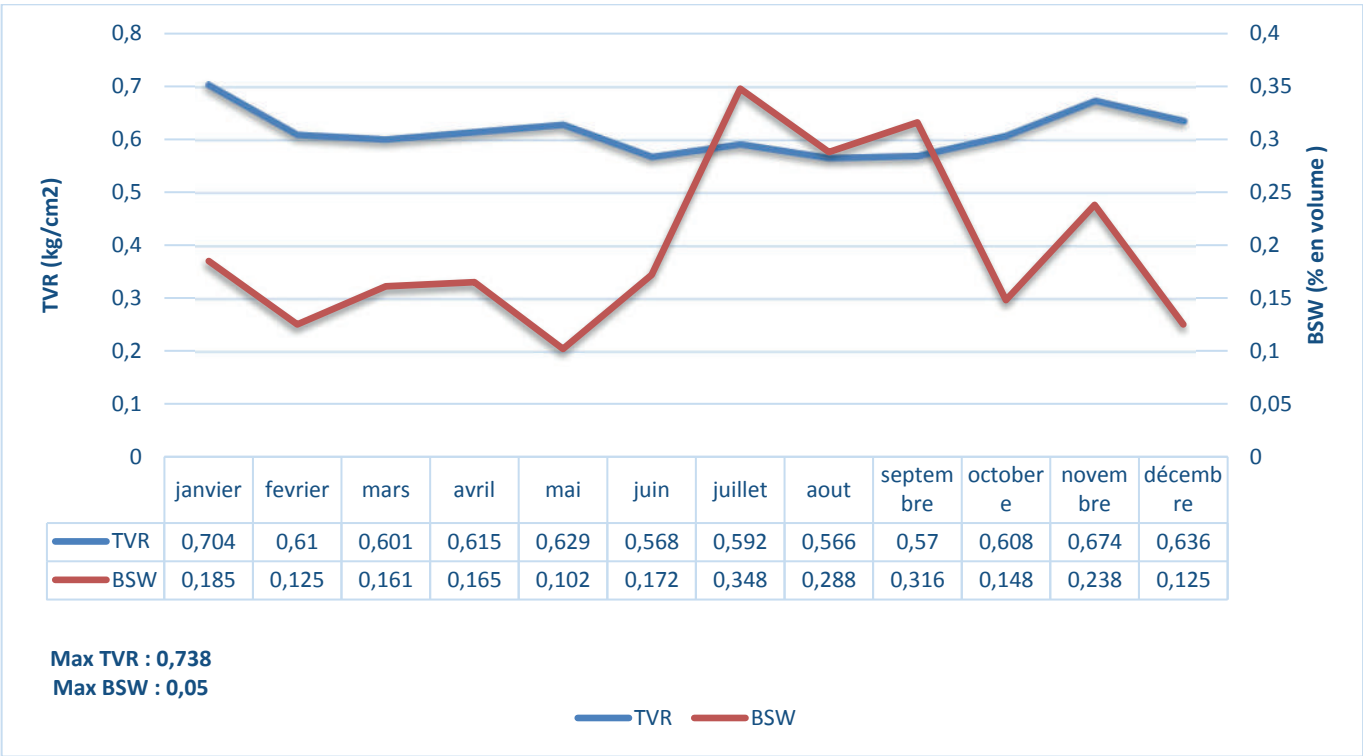


Figure IV.47: Variation de BSW et TVR 20'' NORD 2022

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUE

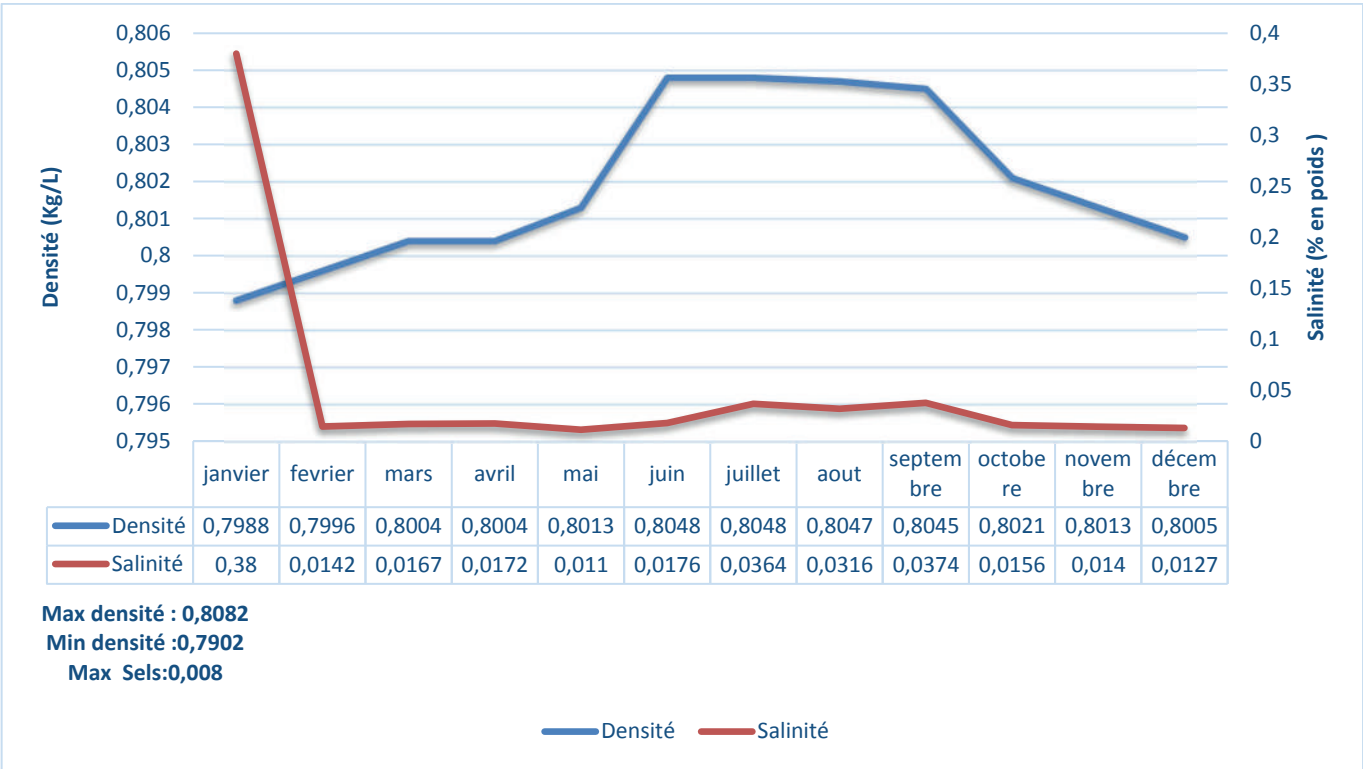


Figure IV.48: Variation de pourcentage de Sels et Densité 20'' NORD 2022

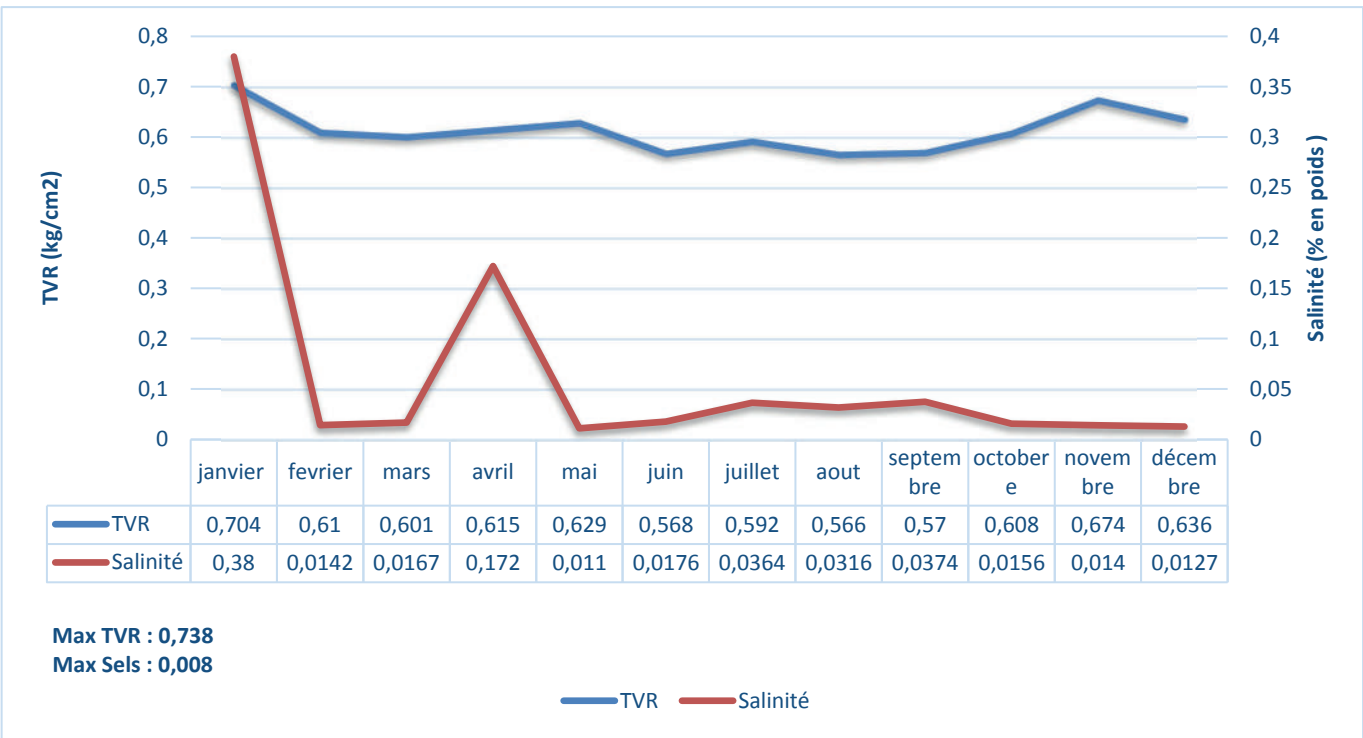


Figure IV.49: Variation de pourcentage de Sels et TVR 20'' NORD 2022

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

Au cours des mois de janvier et février, une diminution de la proportion d'eau et de sels a entraîné une baisse de la pression critique, mais on remarque une augmentation de la température et de la densité. Cela signifie changer les proportions des composants de la solution.

Au cours des mois de février et mars, une augmentation de la proportion d'eau et de sels a entraîné une augmentation de la densité,

diminution de la pression critique a entraîné de baisse de la température. Cela signifie que les proportions d'ingrédients légers diminuent.

Au cours des mois de mars et avril, une augmentation de la proportion d'eau et de sels et diminution de la pression critique

,Cela signifie que les proportions d'ingrédients légers diminuent, Résultant en stabilisation de la température et de la densité.

Au cours des mois de avril et mai, Malgré la diminution du pourcentage d'eau et de sels, la pression critique augmente en raison du pourcentage élevé de composés légers. Ce qui a conduit à une augmentation de la densité, et malgré tout ce changement, la température reste constante.

Au cours des mois de mai et juin, Malgré la augmentation du pourcentage d'eau et de sels et de la température, la pression critique, la densité reste constant.

Au cours des mois de juin et juillet, malgré la diminution du rapport entre l'eau et les sels, pression critique et température augmente, mais la densité reste constant

Au cours des mois de juillet et aout, une diminution de la prportion d'eau et de sels a entraîné une baisse de la pression critique et de la température, mais la densité reste constant.

Au cours des mois de aout et septembre, une augmentation de la prportion d'eau et de sels a entraîné une augmentation de la température, mais la densité et pression critique reste constant.

Au cours des mois de mai et septembre, tous ces résultats expliquent un changement significatif dans la proportion des composants de la solution.

Au cours des mois de septembre et octobre , une diminution de la proportion d'eau et de sels a entraîné une diminution de la température et de la pression critique .

Une augmentation de la température a entraîné une augmentation de la densité.

Au cours des mois de octobre et novembre , malgré cela ,une diminution de la proportion de sels et de la température et de la densité ,en dépit de l'augmentation de la proportion d'eau et la pression critique reste constante .

Au cours des mois de novembre et décembre , une diminution de proportion d'eau et de sels et de la pression critique a entraîné une baisse de la densité .

IV.3. Interprétation du résultat des différentes propriétés physiques en fonction d'autres propriétés :

Il est important de noter que ces observations indiquent des variations complexes des propriétés physico-chimiques de la solution au fil des mois. Les changements dans le pourcentage d'eau, de sels, de température, de densité et de pression critique ne suivent pas toujours une relation directe et peuvent être influencés par plusieurs facteurs interdépendants.

Il serait utile d'analyser ces données plus en détail et de prendre en compte d'autres paramètres pour mieux comprendre les relations entre les différentes propriétés de la solution et les composants présents.

Nous avons remarqué que le pourcentage de sels augmente chaque année, comme un exemple clair du mois d'avril.

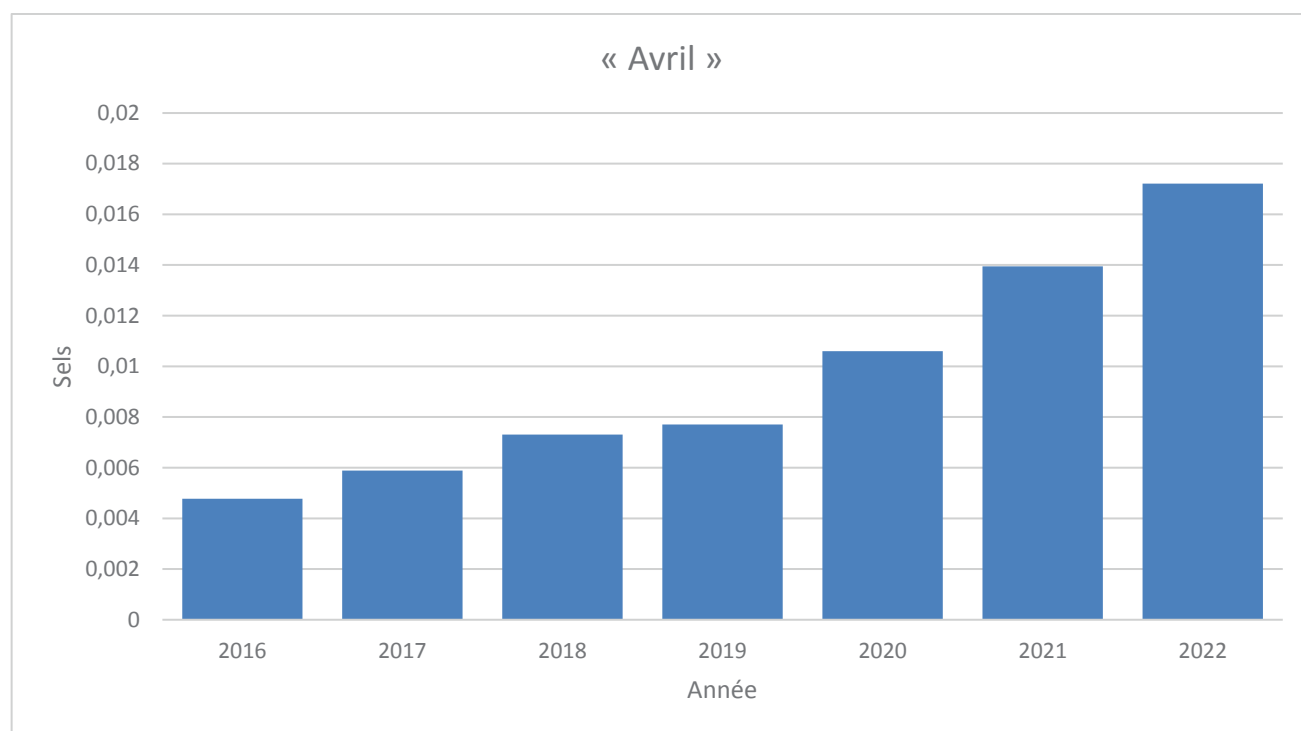


Figure IV.50: Evolution du salinité 20'' NORD pour le mois Avril ces dernières années

Et en été, nous remarquons l'augmentation de pourcentage de sels, mais elle n'est pas aussi élevée qu'en hiver, mais l'année dernière (2022), nous avons remarqué une augmentation notable par rapport aux années précédentes

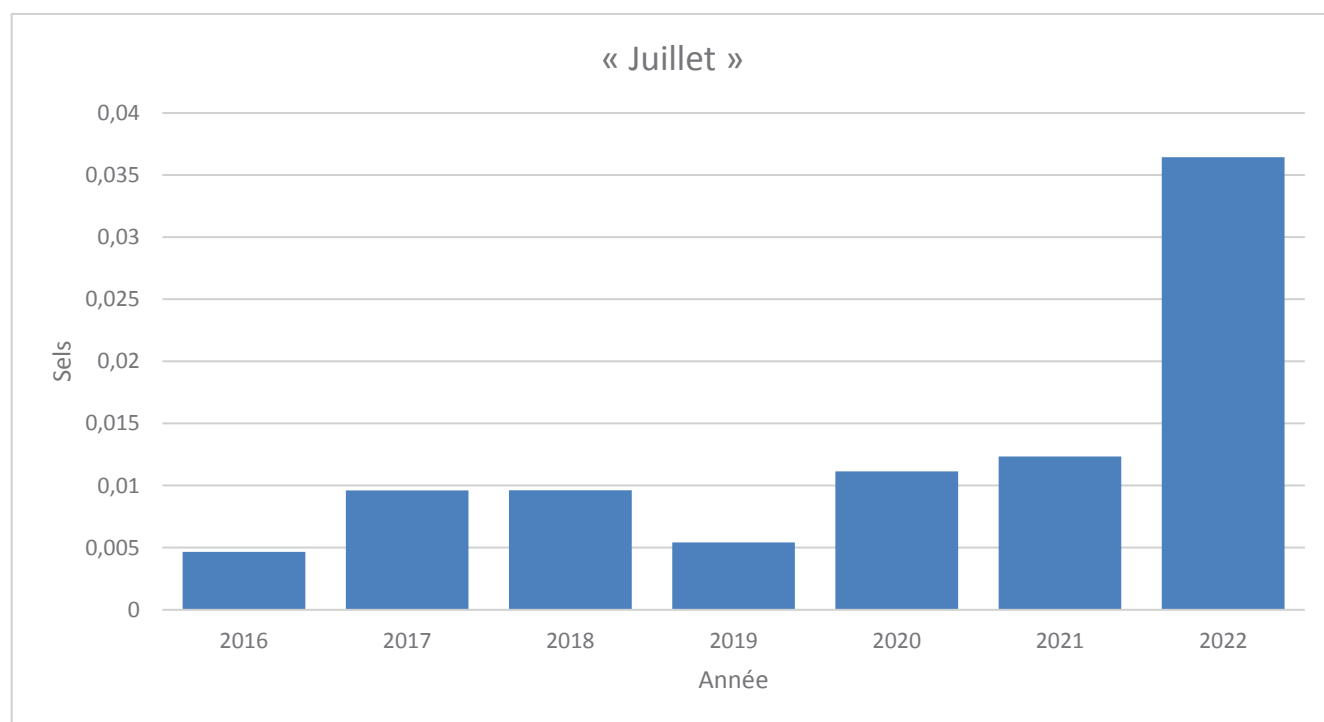


Figure IV.51: Evaluation du salinité 20'' NORD pour le mois juillet ces dernières années

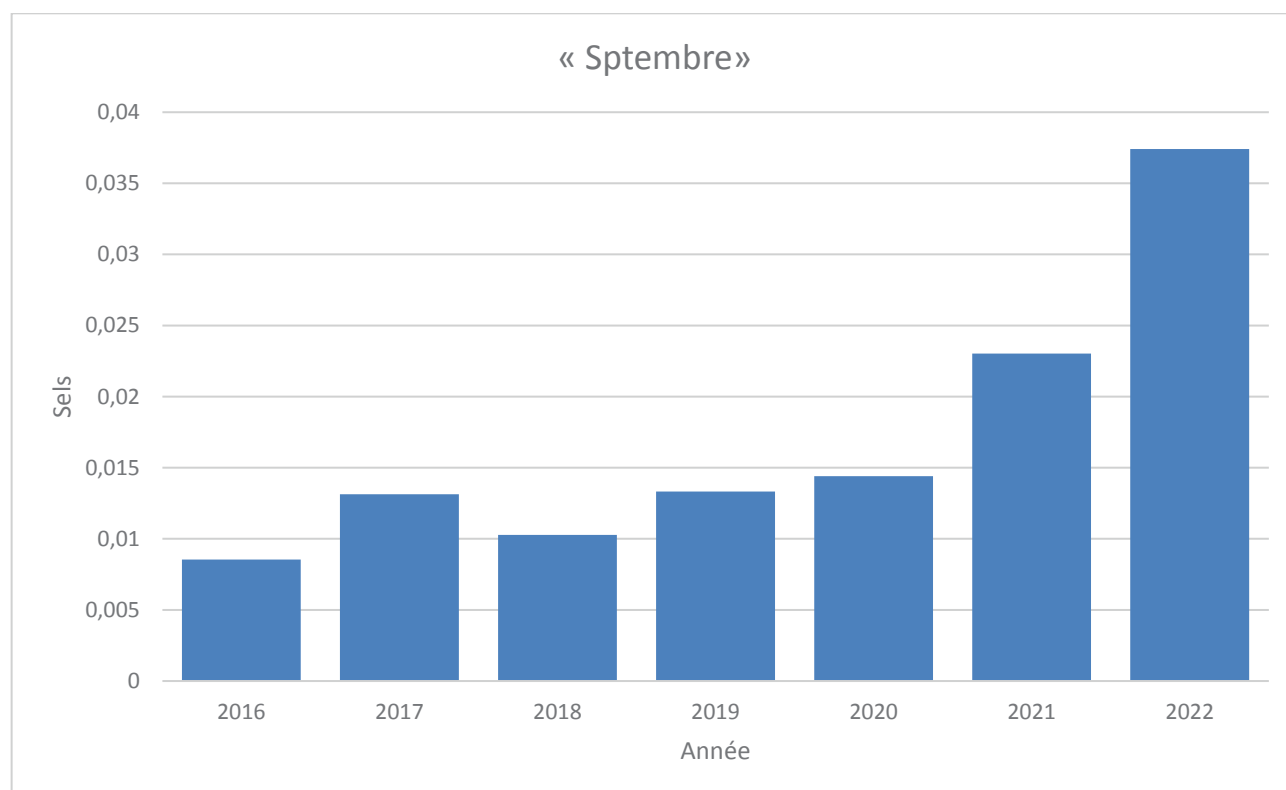


Figure IV.52: Evalution du salinité 20'' NORD pour le mois Septembre ces dernières années

Chapitre IV : *ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES*

L'année (2018), on remarque que la densité augmente significativement de janvier à août, bien que le pourcentage de sels n'augmente pas comme le reste des mois.

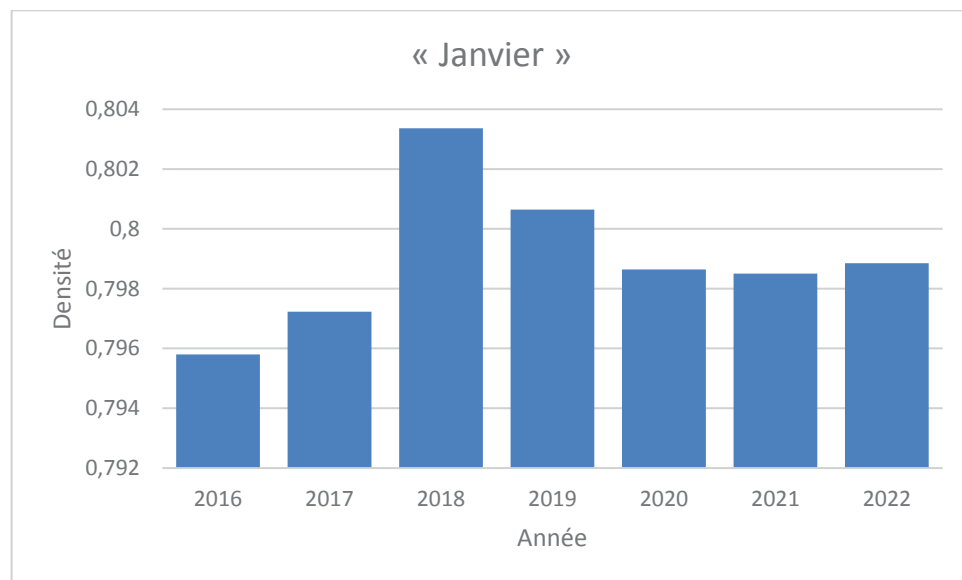


Figure IV.53: Evaluation du densité 20'' NORD pour le mois Janvier ces dernières années

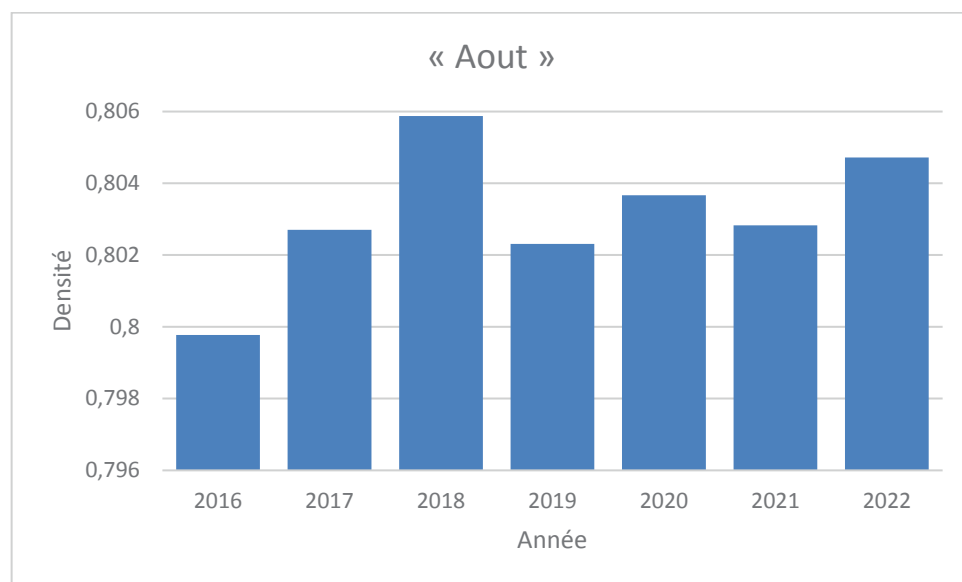


Figure IV. 54: Evaluation du densité 20'' NORD pour le mois Aout ces dernières années

Chapitre IV : ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

Au cours du mois de décembre, nous remarquons une augmentation de la densité, mais les deux premières années (2016) (2017) sont presque constantes, et les quatre années suivantes (2018) (2019) (2020) (2021) sont presque à la même valeur, et la dernière année (2022) a pris la grande valeur.

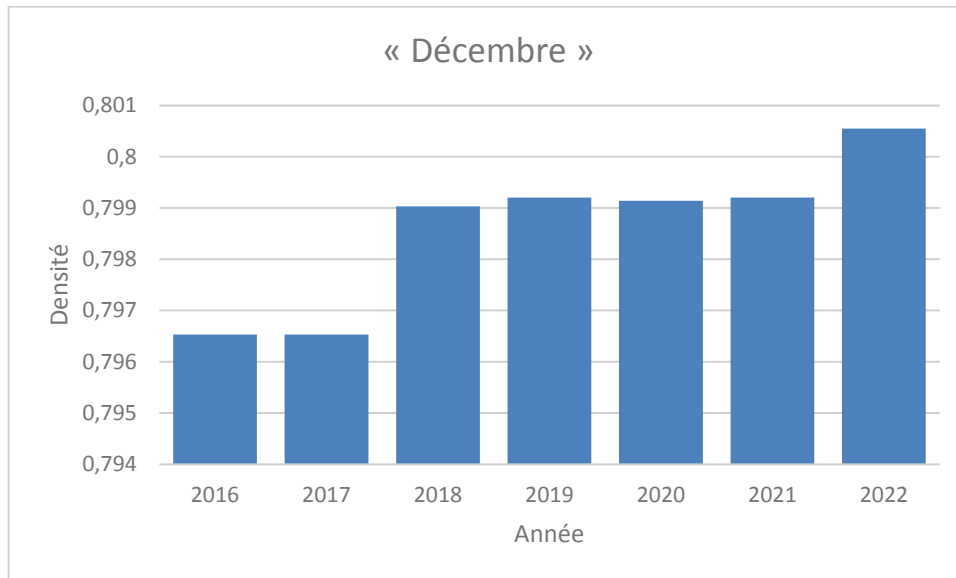


Figure IV. 55 : Evaluation du densité 20'' NORD pour le mois Décembre ces dernières années

Au cours des mois de janvier et février, on remarque que la pression critique est plus élevée que le reste des mois, mais elle n'a pas dépassé la valeur limite.

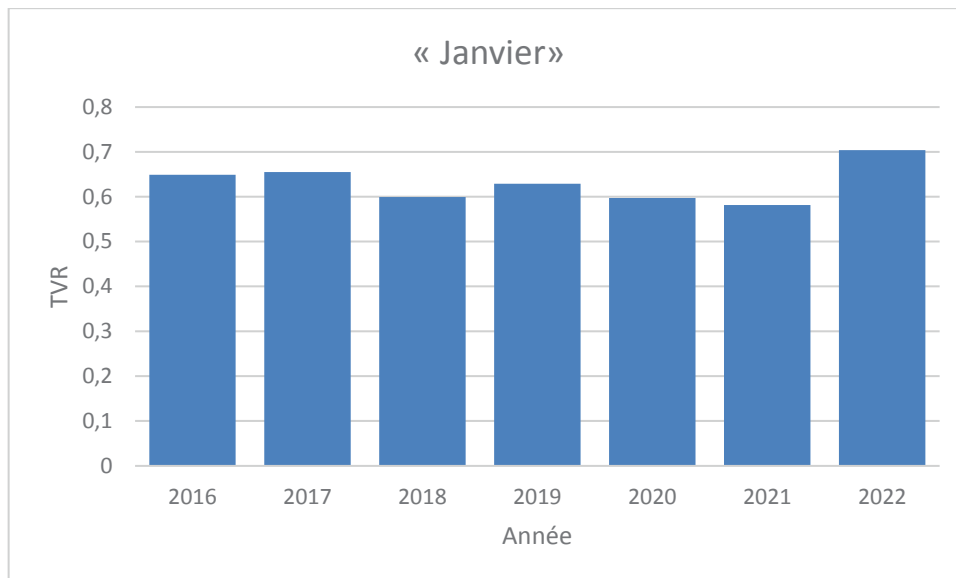


Figure IV. 56 : Evaluation du TVR 20'' NORD pour le mois Janvier ces dernières années

Chapitre IV : *ETUDE RÉALISTE DE VARIATION DES PROPRIÉTÉS PHYSIQUES*

La proportion d'eau en suspension augmente lorsque le rapport de l'année (2018) à l'année (2022) est supérieur au rapport limite.

En juillet de l'année (2021), le ratio atteint 59%.

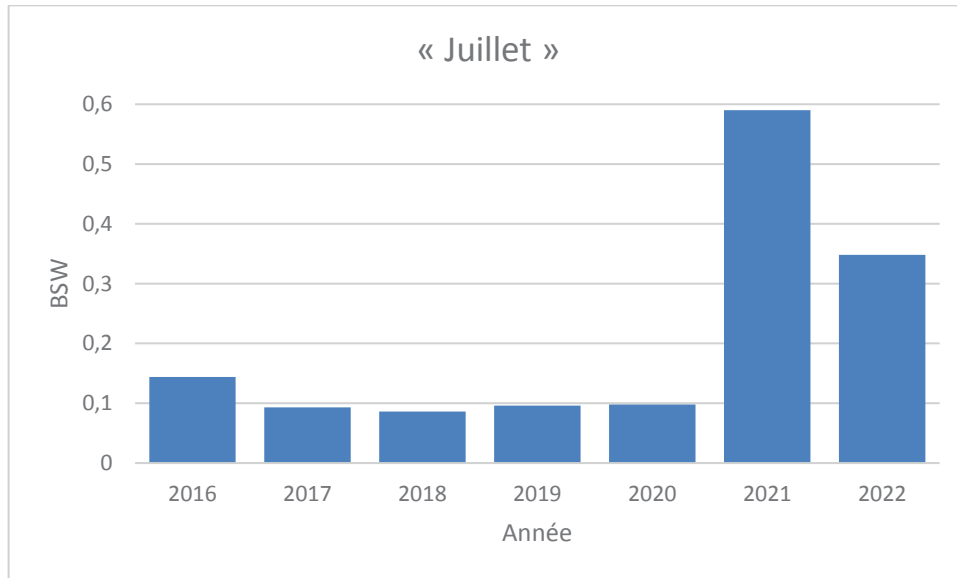


Figure IV. 57 : Evaluation du TVR 20'' NORD pour le mois Juillet ces dernières années

IV.4. Résultats et discussion :

La densité augmente, mais elle n'a pas dépassé la valeur limite, ce qui signifie que le pétrole brut de CINA se classe parmi les pétroles légers.

La teneur d'eau et de sels est en constante augmentation ,mais il est très peu soufre.

La dégradation de la qualité de la solution se poursuit chaque année.

Conclusion générale et Perspectives:

La présence d'eau après traitement UTBS constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à le transport , raffinage de pétrole brut ,en particulier l'endommagement des réservoirs.

L'objectif de cette étude, est de suivre l'évolution de la TVR et densité avec la température et l'eau selon les Sept dernières Années.

Le produit qui provenait du NORD (HMD) était considéré comme liquide chaud ,Cela signifie qu'il y a un pourcentage d'eau donc il est instable .

A partir les valeur de BSW l'autoémulsification de l'eau dans le produit du NORD (HMD) a augmenté notamment ces Sept dernières années, Parfois la moitié ou plus de la moitié du volume atteint l'eau .

On remarque que la densité et la TVR se dégrade que le pourcentage d'eau et de sels augmente.

A travers les valeurs du teneur en sel (dosage des chlorures), on constate qu'il n'a pas dépassé les valeurs convenues dans les conditions de vente commercial.

l'autoémulsification de l'eau dans le produit du NORD (HMD) a augmenté ces Sept dernières années, et son origine physico-chimique sont lorsqu'on mettait en contact du pétrole brut avec de l'eau, il se formait alors des micro-gouttes d'eau dans l'huile , le phénomène d'émulsification spontanée observé lors du contact de pétrole brut avec de l'eau de faible salinité est un mécanisme doublement osmotique, régit par la double pénétration d'eau et des espèces osmogènes .

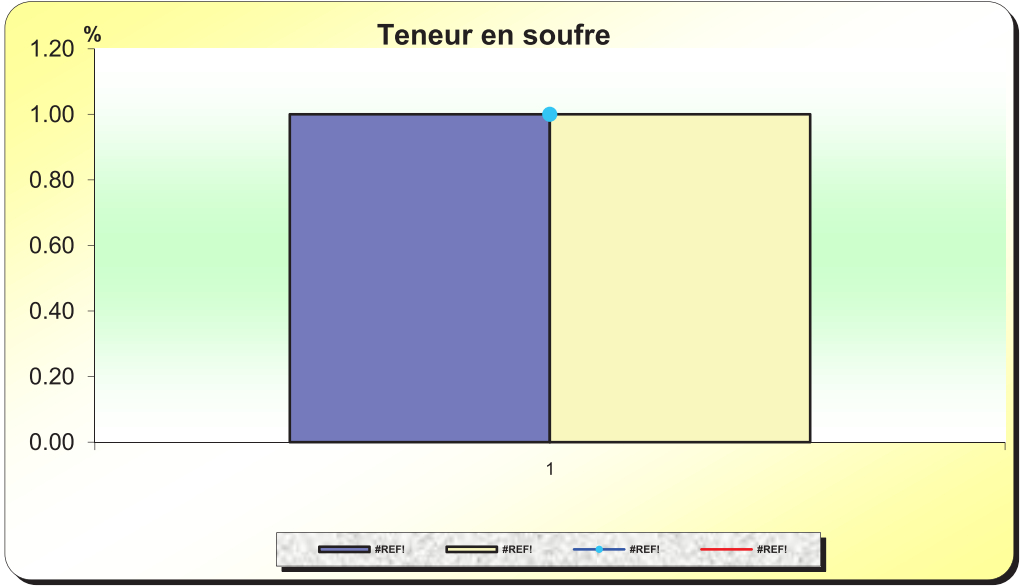
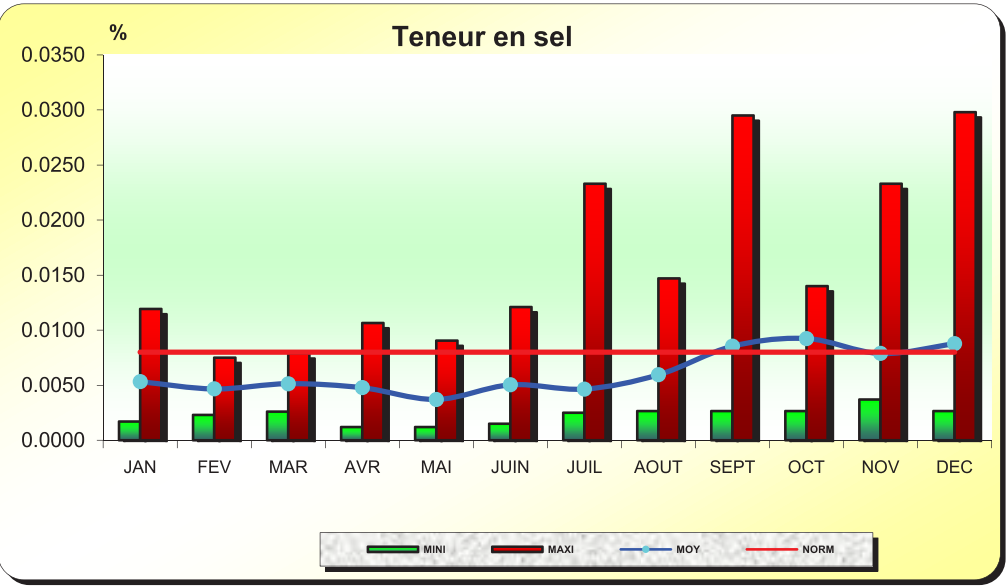
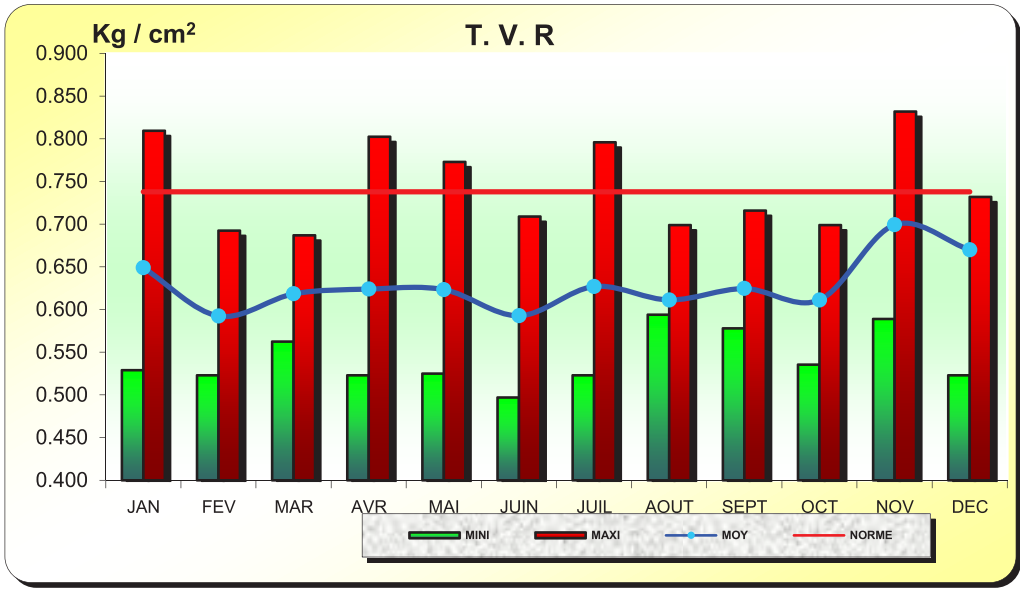
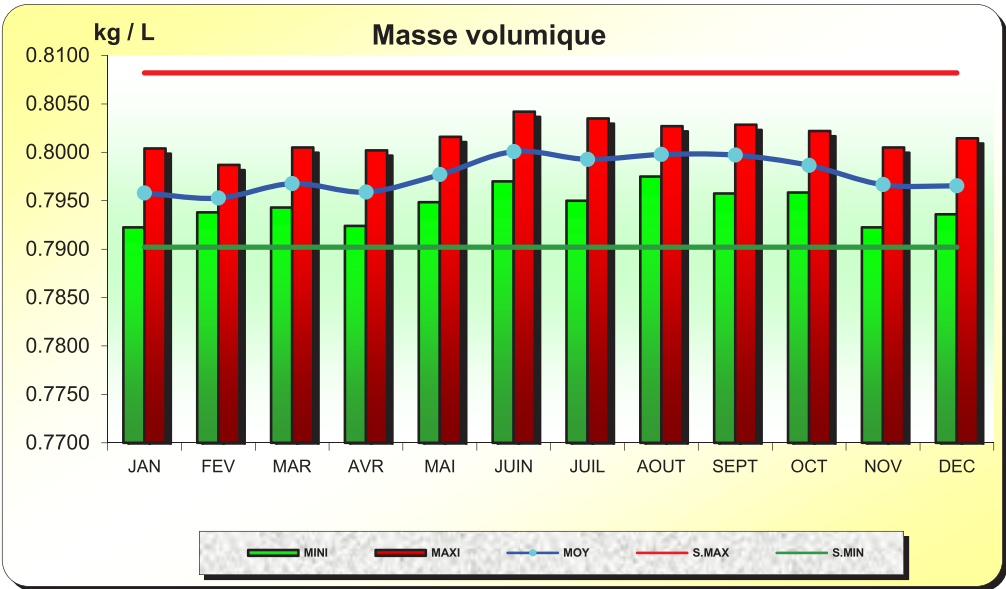
Tous ces résultats confirment que les champs pétroliers de Hassi Messaoud sont en début de disparition.

Références Bibliographiques

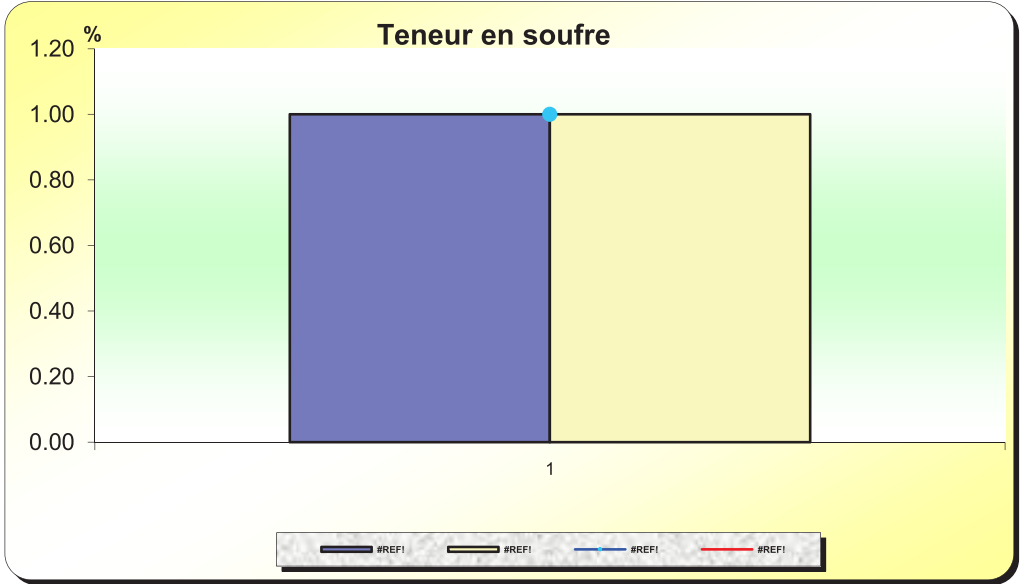
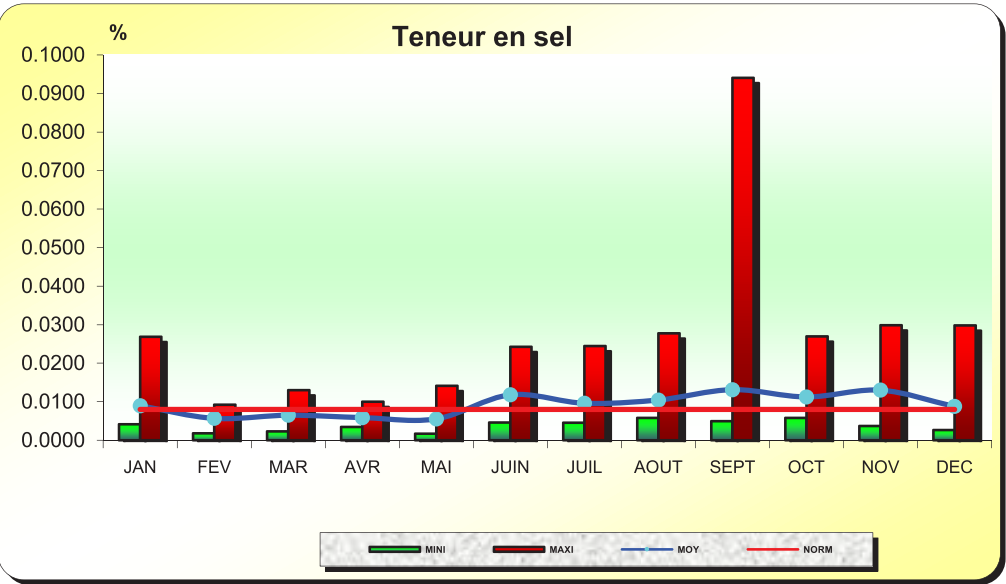
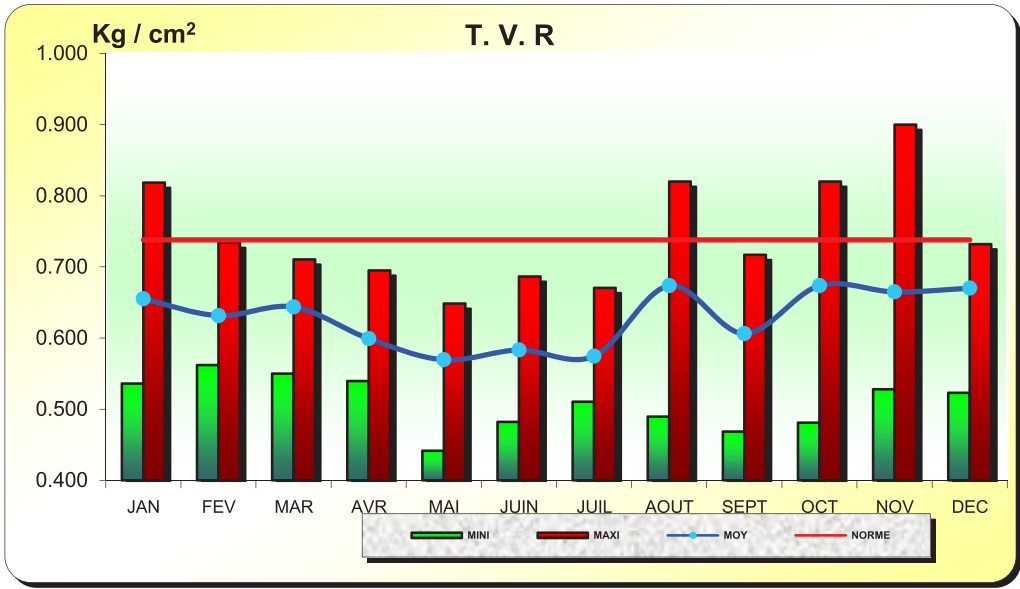
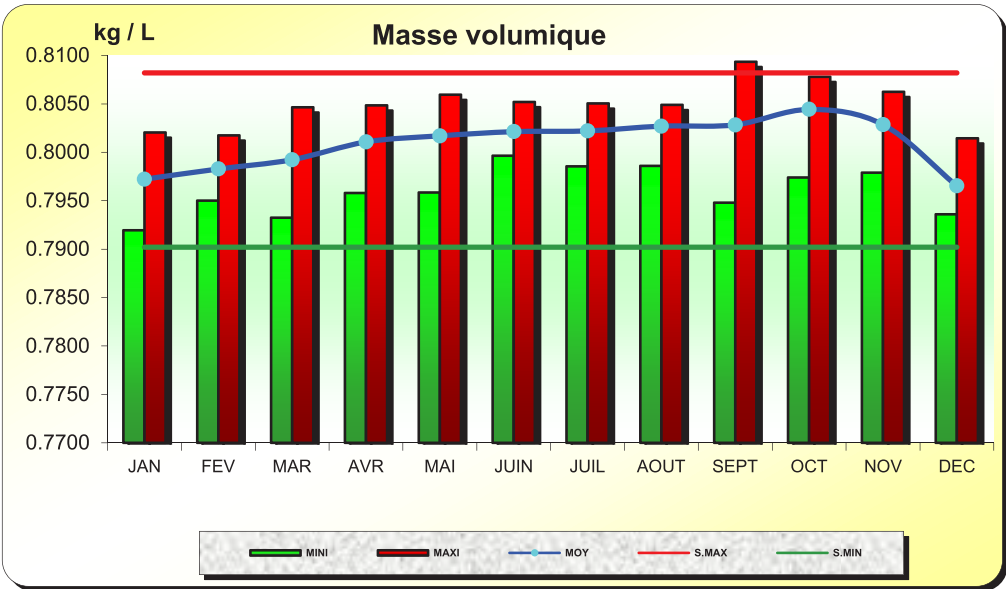
- [1] J. P.WAUQUIER "Pétrole brut .produits pétroliers .schémas de fabrication"
EditionTechnip1994.
- [2] K.WUITHIER " Raffinage pétrochimie et génie chimique» Edition Technip 1971.
- [3] S.E.CHITOUR "Corrélation sur le pétrole brut et les fraction pétrolières (tome2).
- [4] C.BELGHIT thèse de doctorat « Nouvelles correlations pour la determination des
propriétés physique et thermodynamiques des hydrocarbures et des fractions
pétrolières» Université de Guelma(2019).
- [5] V.PROSKOURIAKOV et A.DRABKINE" La chimie du pétrole et du gaz"Edition MIR MOSCOU
1981.
- [6] M.BOUQFIANE thèse de Magister « Recherche de la performance de quelques souches
bactériennes dans la réhabilitation de deux types de sols pollués par les hydrocarbures»
Université de ouargla(2015).
- [7] M.NIEDER et J.SHAPIRO "Physiological function of pseudomonas ,pseudomonas
oleovorans,alkane hydroxylase :Monoterminal oxidation of and fatty acids " Journal of
Bacteriology
- [8] ANTOINE et M.Ch "Nouvelle Relation entre les Tensions et les Température "C.r.held
Seance.Acad.Sci Paris 1888.
- [9] V.KIREEV "Cours de chimie physique"Editions MIR MOSCOU1968
- [10] L.Yaub.carl "Thermophysical properties of chemicals and
Hydrocarbons"NORWICH.NY:ANDREW 2008.
- [11] Gruggenhein et E.AO" The princopale of corresponding states "The principale of
corresponding states "The journal of chemical physics 13,No 7 (1945)253-261.
- [12] IUPAC "The international Union of pur and Applied Chemistry"IUPAC Periodic.Table of the
Elements2013.
- [13] E.ATALIT "Density measurement"Bentley.AUSTRALIA:CRC LLC 1999.

Références Bibliographiques

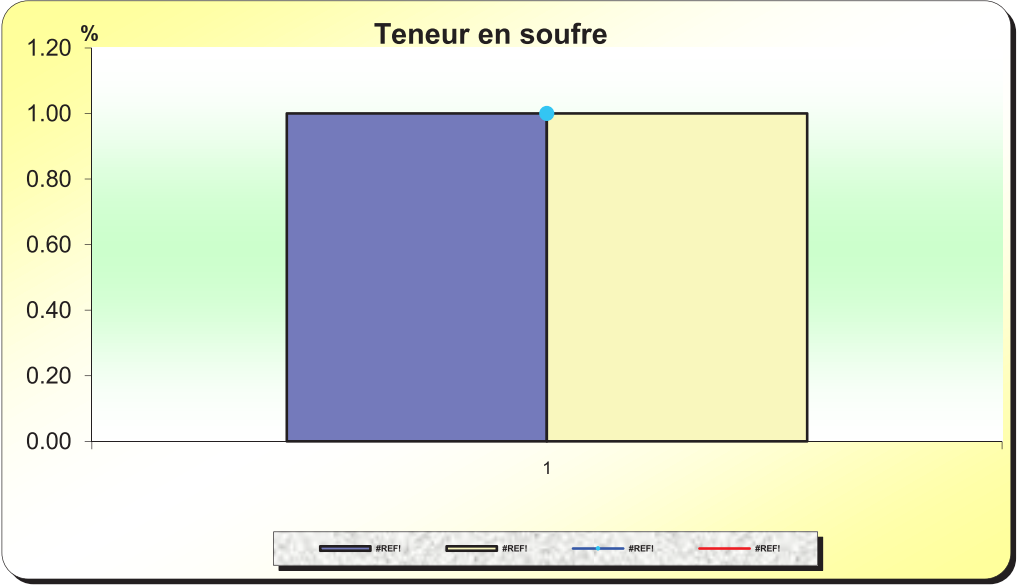
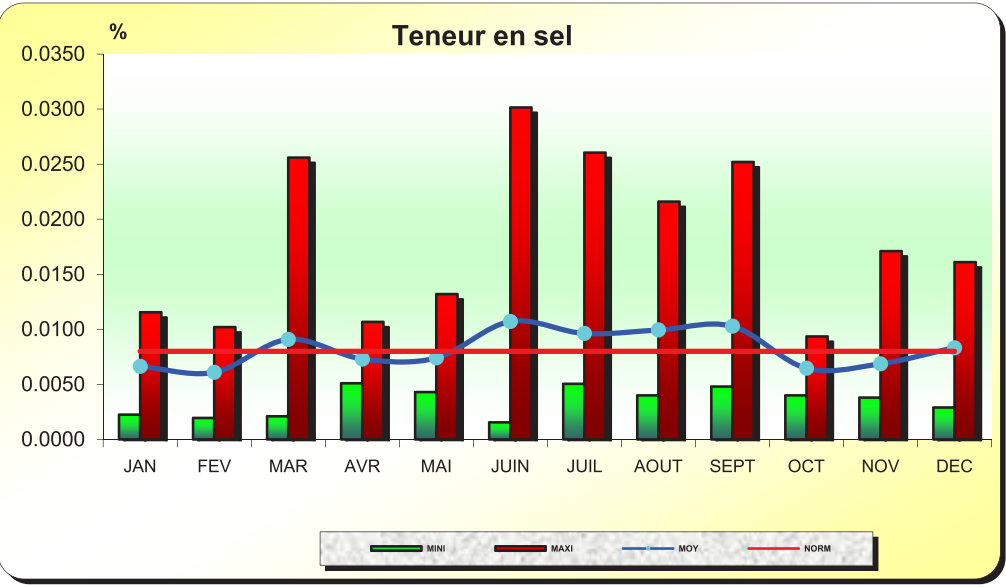
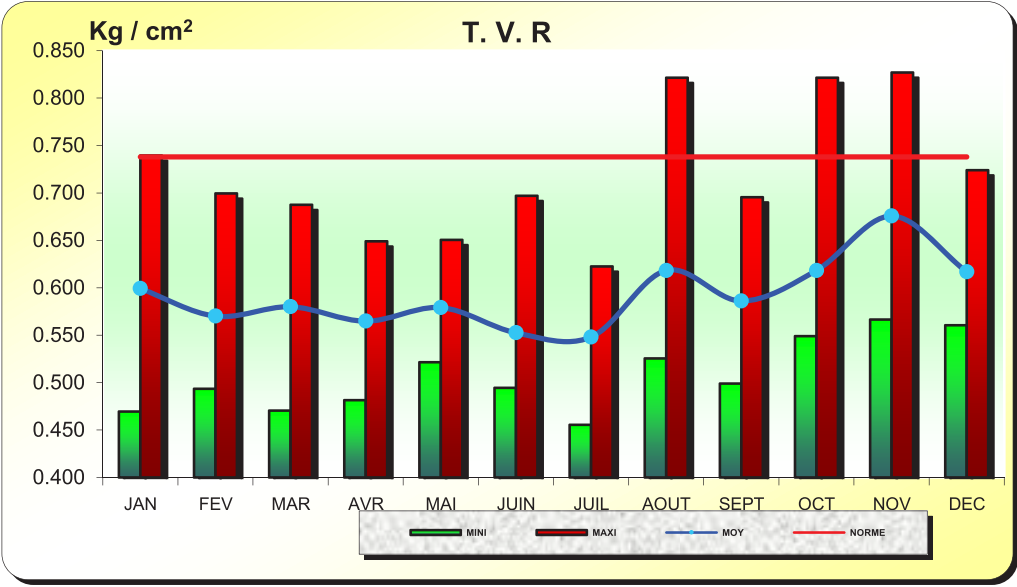
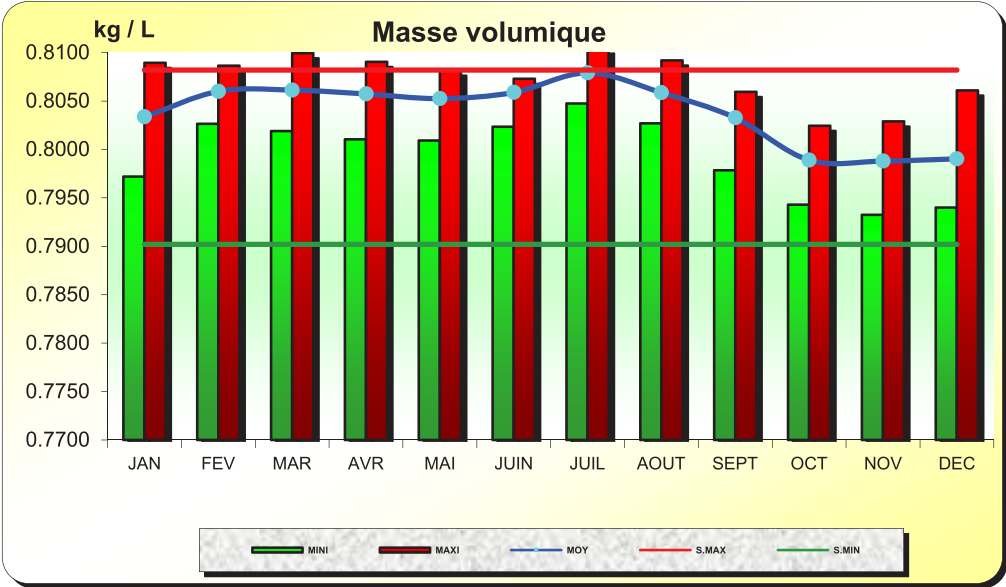
- [14] LEFEBVRE et GILLES "Chimie des hydrocarbures "Edition Technip1978.
- [15] KAY et W.B "Density of hydrocarbone gases and vapors at high Temperature and pressure"Ind.Eng.Chmical 28 No 9(1936):1014-1019.
- [16] A.FURTADO et E.BATISTA et I.SPOHN et E.FILIPE "Measurement of Density using oscillation-Type Density Meters calibration Tranceability and uncertainties "Proceedings of the 14éme congrès International de Métrologie 2009.
- [17] W.ALBERT et DREWS "Manual on hydrocarbone analysis"ASTM International 1989.
- [18] T.E et R.P.DANNER et DAUBERT "API Technical Data Book".petroleum Rrfining:American petroleum Institute (API):WASHINGTON,DC,1997.
- [19] ARNAUD.PAUL "Cours de chimie organique"(1966)
- [20] ASTM D1298.Drews,Albert W"ed.Manual on hydrocarbon analysis"ASTM International



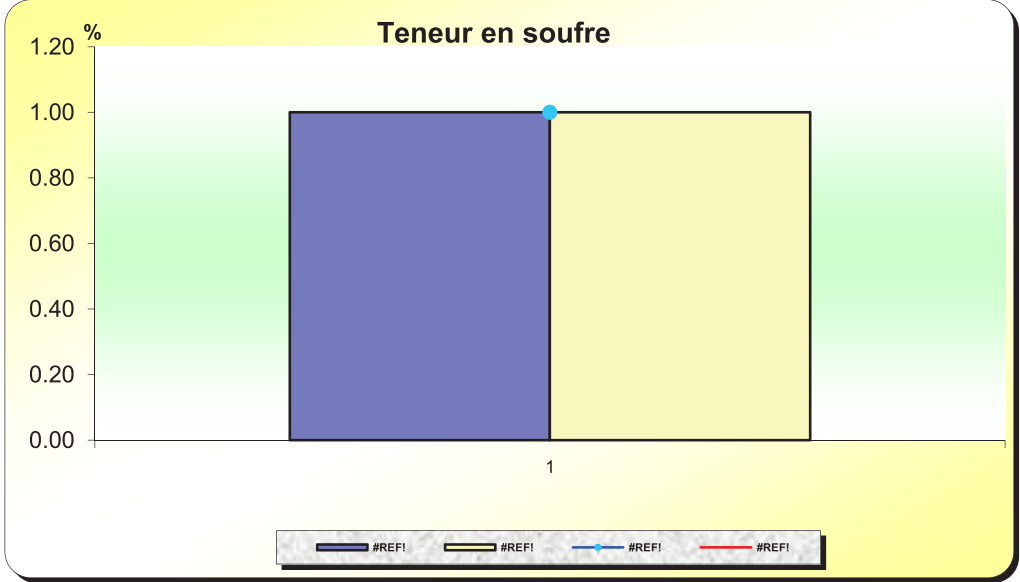
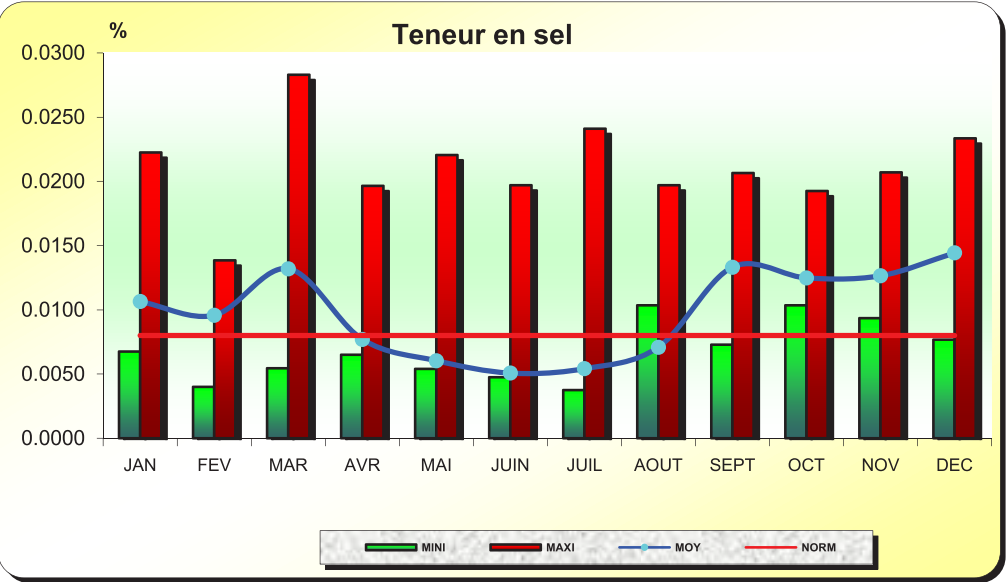
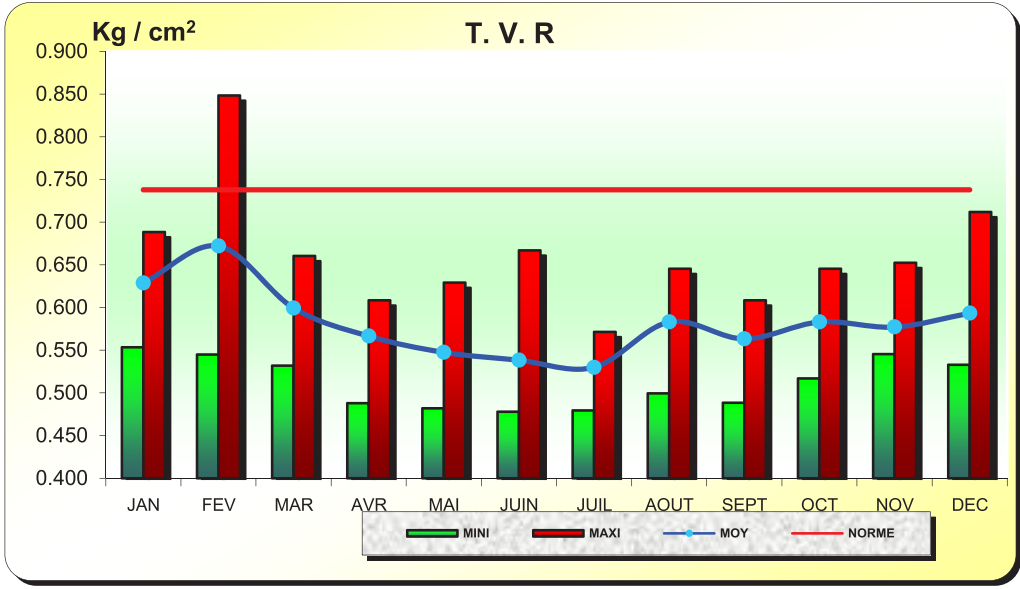
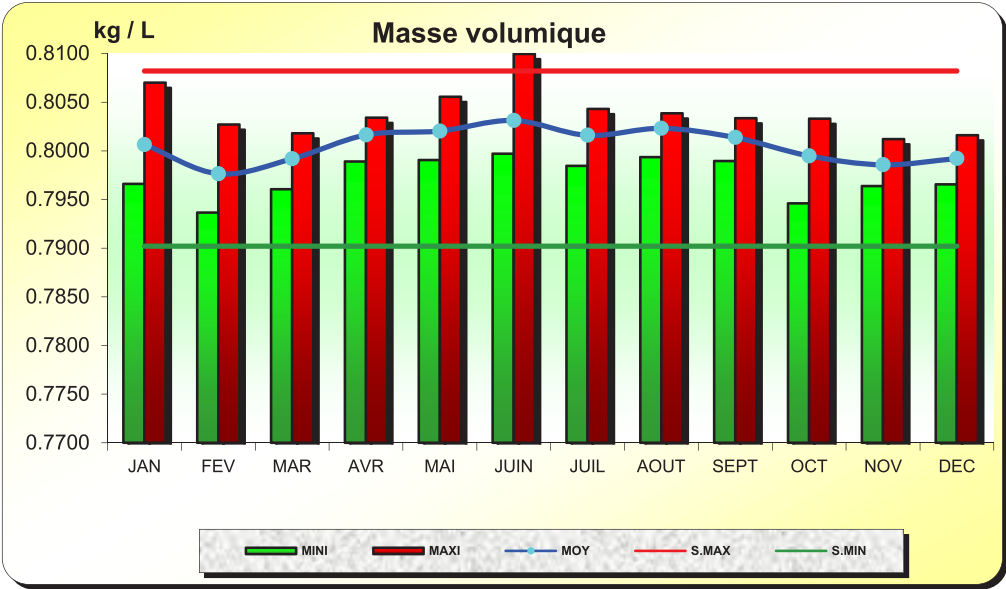
BILAN ANNUEL 2017/ QUALITE PETROLE BRUT / RECEPTION LIGNE 20"H.M.N

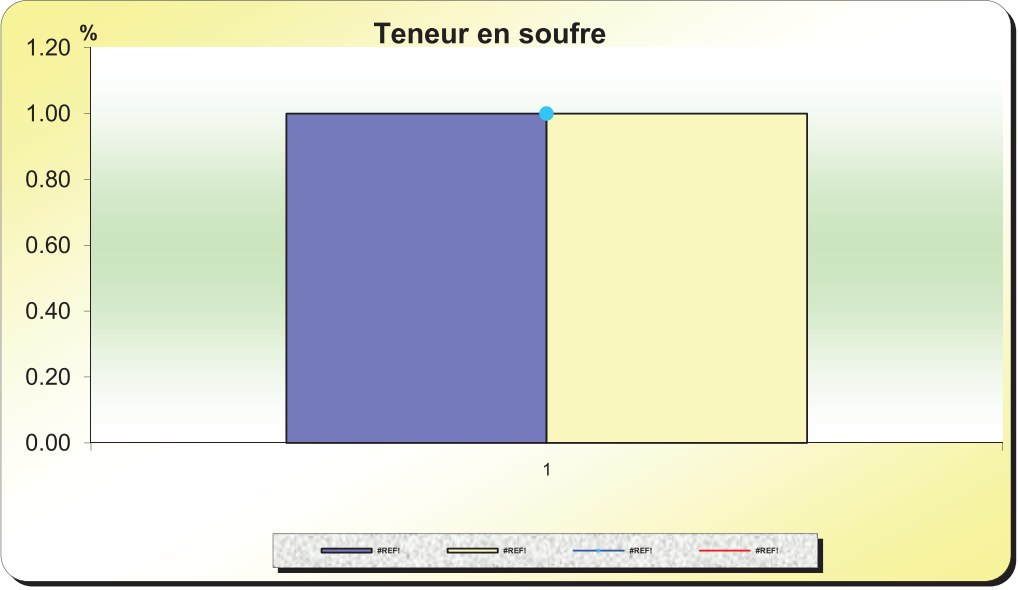
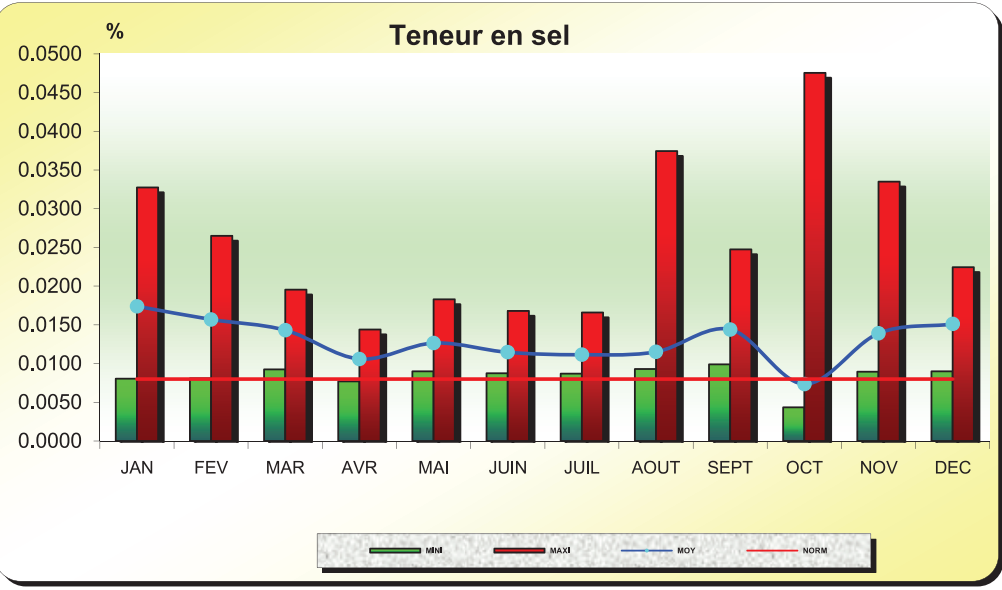
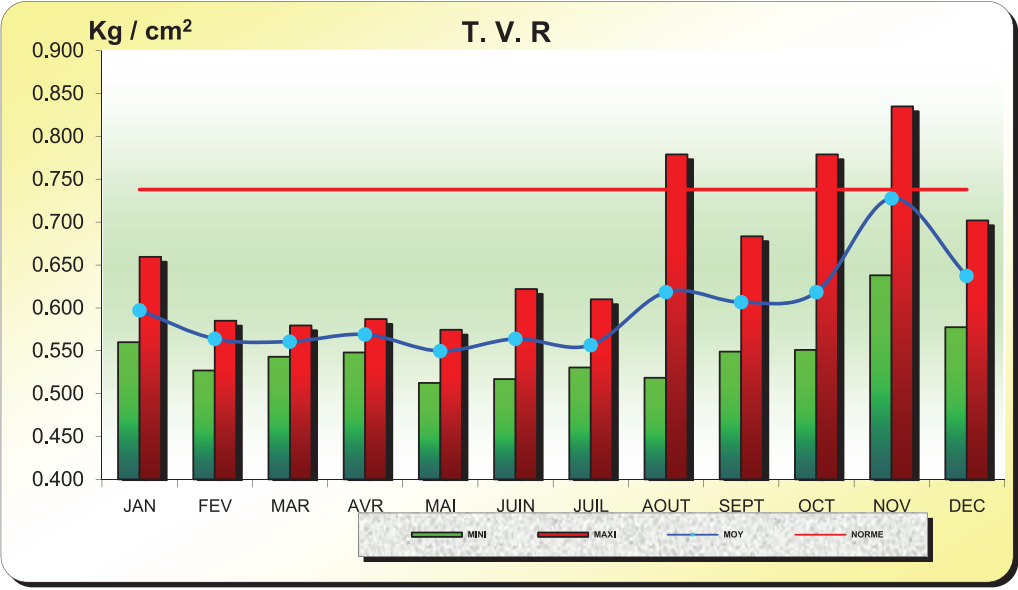
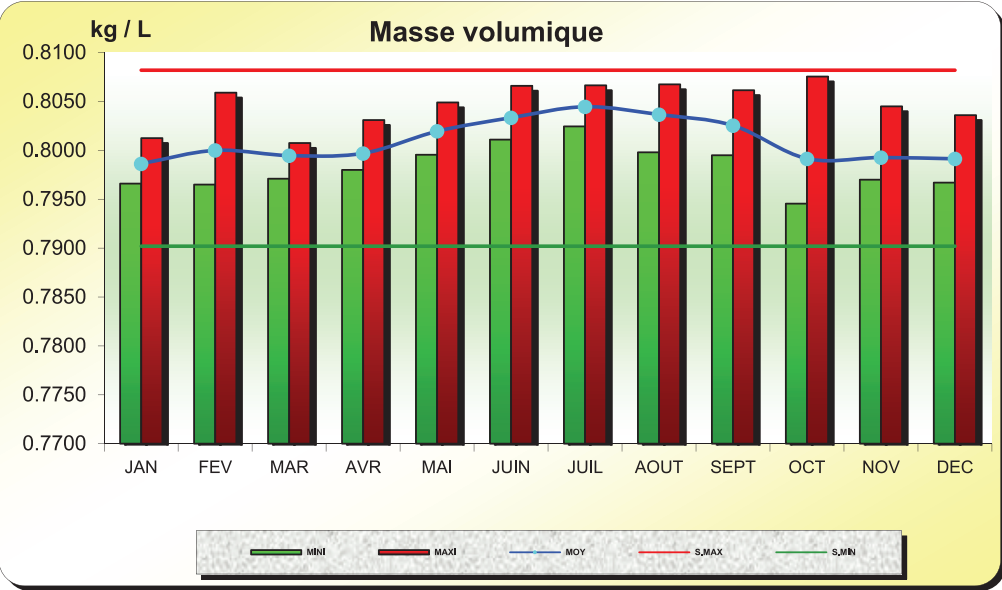


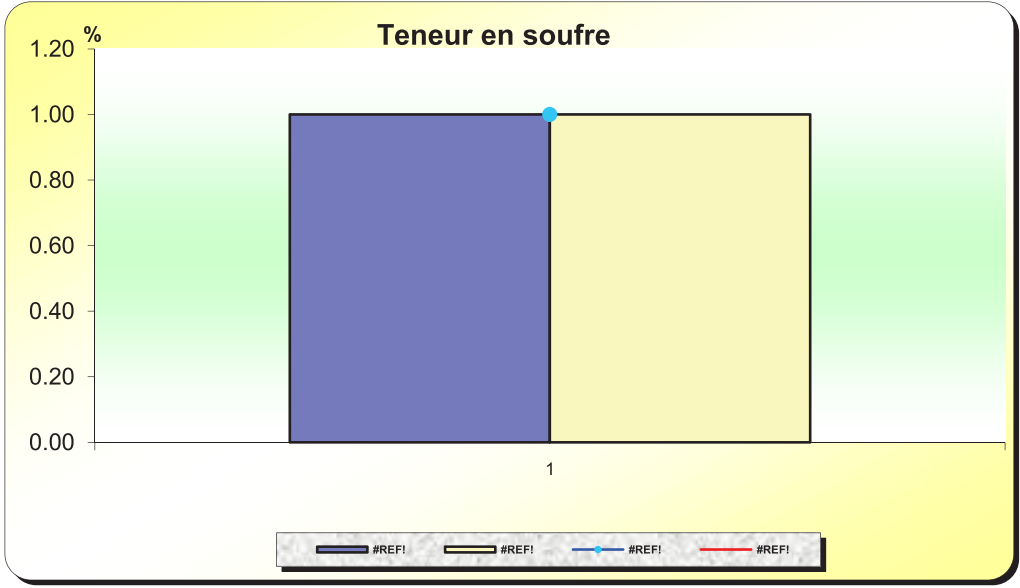
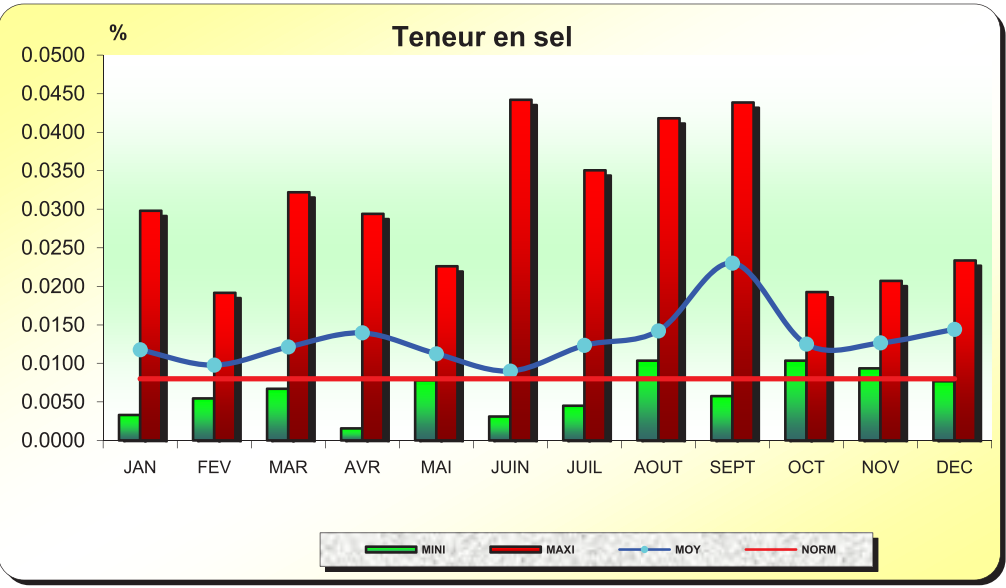
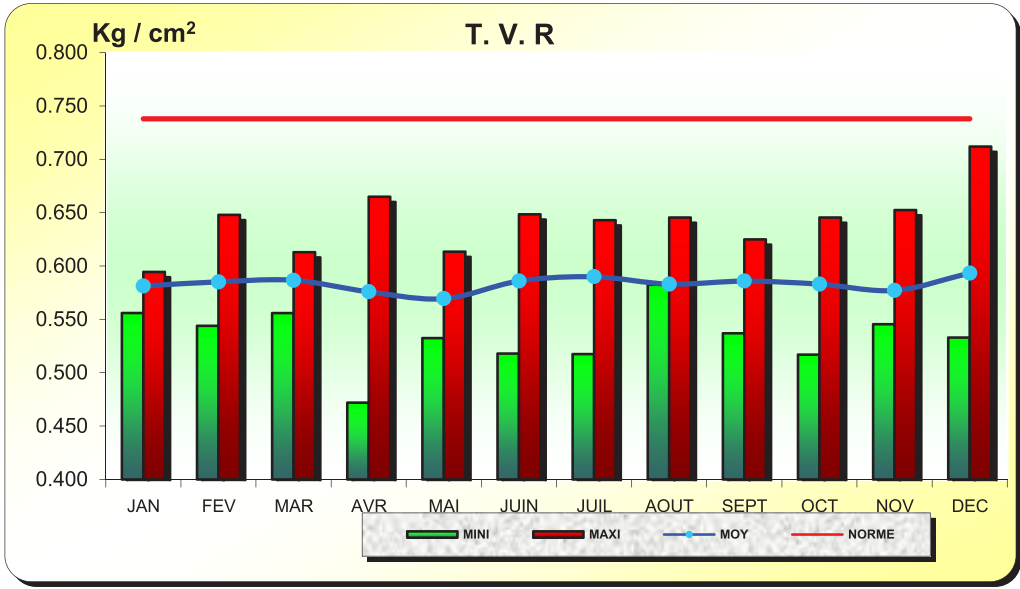
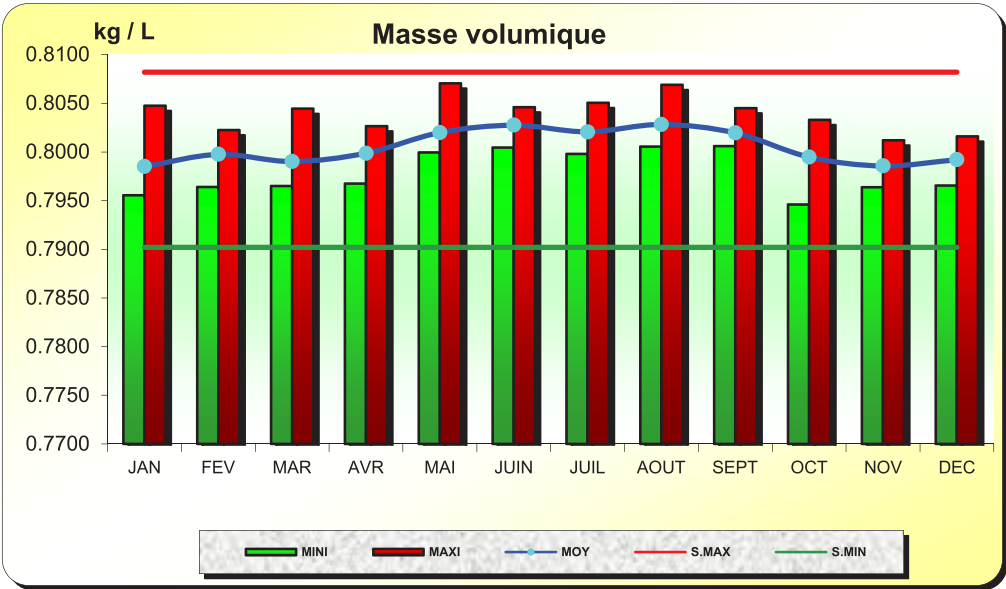
BILAN ANNUEL 2018/ QUALITE PETROLE BRUT / RECEPTION LIGNE 20"H.M.N



BILAN ANNUEL 2019/ QUALITE PETROLE BRUT / RECEPTION LIGNE 20" H.M.NORD







BILAN ANNUEL 2022/ QUALITE PETROLE BRUT / RECEPTION LIGNE 20" H.M.NORD

