REDUCTION DES MANQUES A PRODUIRE (MAPs) GENERES PAR LES OPERATIONS WIRELINE SUR LES PUITS PARAFFINIQUES DE PNGF NORD & SUD (YANGA, SENDJI & TCHENDO)

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU

MASTER D'INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT

OPTION : GENIE ENERGETIQUE & PROCEDES INDUSTRIELS

Présenté et soutenu publiquement le, 29/10/2014 Par :

Lumien Vodelon NGOUEDI

Travaux dirigés par :

Christian TATY COSTODES

Chef de service Traitement et Laboratoire à TOTAL E & P Congo

Fabrice OUEDRAOGO

Ingénieur-Total Burkina

Odilon D. Amour CHANGOTADE

Chimiste Fondation - 2iE

Jury d'évaluation du stage :

- Président : **Yohan RICHARDSON**
- Membres et correcteurs : **Wilfried MOUSSAVOU**
  Odilon D. Amour CHANGOTADE
  Fabrice OUEDRAOGO

Promotion [2013-2014]

Résumé

Le travail présenté dans ce document, consiste à optimiser les manques à produire (MAPs) d'une société pétrolière sur ses puits de pétrole déclarés paraffiniques à quoi s'ajoute les problèmes d'émulsion qui altèrent non seulement sur la quantité d'huile (pétrole brut) extraite mais aussi la qualité d'huile anhydre attendu et satisfaisant aux normes internationales du marché de pétrole brut avant d'être acheminé à la raffinerie où il sera traité afin de répondre aux besoins énergétique du monde.

Cette étude a été initié pour faire face à un réel besoin de la filiale Total E & P Congo afin de résoudre le double problème (paraffine et émulsion) que présente ses puits de pétrole déclarés paraffiniques sur Pointe Noire Grand Fond (PNGF) Nord & Sud notamment sur ses champs de Yanga, Sendji & Tchendo tout en optimisant sur les opérations wireline réalisées sur ces puits mais aussi de proposer une démarche ou méthode pour mieux quantifier les manques à produire (MAPs) globaux d'un puits de pétrole paraffinique.

Mots clés *: Réduction MAPs, Opérations Wireline, Puits paraffiniques, Traitements, Dépôt de paraffine, Emulsion.*

ABSTRACT

The work presented in this paper is to optimize production loss (MAPs) of an oil company on its oil wells reported paraffin to which is added the emulsion problems that affect not only the amount of oil (crude oil) extracted but also the quality of waiting and meeting the market of crude oil international standards before being sent to the refinery where it is treated to meet the energy needs of the world anhydrous oil.

This study was initiated to address a real need for the subsidiary Total E & P Congo to address the twin problems (paraffin emulsion) that presents its paraffinic oil wells reported on Pointe Noire Grand Fond (PNGF) North & South including its fields Yanga Sendji & Tchendo while optimizing the wireline operations performed on these wells but also to suggest an approach or method to better quantify production loss (MAPs) Overall a well paraffinic oil.

Keywords: Réduction MAPs, Opérations Wireline, Paraffinic Wells, *treatments*, *Paraffin deposit*, *Emulsion*,

Remerciements et Dédicace

Il m'est agréable de remercier Monsieur ***Christian TATY COSTODES*** *(Chef de service Traitement et Laboratoire à TOTAL E & P Congo) Mon Tuteur en entreprise ainsi que Messieurs* ***Odilon D. Amour CHANGOTADE*** *(Chimiste-Fondation 2iE) et* ***Fabrice OUEDRAOGO*** *(Ingénieur-Total Burkina) mes maîtres de stage* ***2IE – TOTAL BUKINA*** *qui ont participé au rayonnement de ce travail malgré leurs multiples occupations ;*

Monsieur ***Benjamin MAKAYA*** *(Chef de département Production à TOTAL E & P Congo) de m'avoir reçu dans son département ;*

Je remercie également Messieurs ***Marcel NATOUBA*** *(chef de section Traitement à TOTAL E & P Congo) pour ses multiples conseils et* ***Maurille TCHITEMBO*** *(chef de section Laboratoire à Total E & P Congo) pour le temps disposé avec son équipe dans l'analyse de mes échantillons lors des tests de terrain ;*

J'exprime aussi toute ma gratitude à l'ensemble du personnel du département de la production (DPROD) de TOTAL E & P Congo et à tous le personnel de 2IE pour leur franche collaboration et l'accueil qu'ils m'ont offert.

Je n'aurais pas connu les plaisirs douloureux de cette longue rédaction si ***Mon Dieu, Mon Feu Papa (Jean Pierre NGOUEDI), Ma Maman (Veuve NGOUEDI née Cécile LENGA MOUANDA), Mes Frères et Sœurs sans oublier Ma Côte*** *m'ont tous apportés un soutien d'une manière ou d'une autre. Ces mots leur sont dédiés.*

Table des matières

RESUME ..... **I**

ABSTRACT ..... **I**

REMERCIEMENTS ET DEDICACE ..... **II**

TABLE DES MATIERES ..... **III**

LISTE DES TABLEAUX ..... **V**

LISTE DES FIGURES ..... **V**

LISTE DES ACRONYMES ..... **VII**

I INTRODUCTION 1
I.1 Contexte et justification de l'étude *1*
I.2 Objectif de l'étude *2*
II CADRE DE L'ETUDE 4
II.1 La filiale Total E & P Congo *4*
II.2 Entité d'accueil *4*
III GENERALITES 6
III.1 Notions de base sur la paraffine et les bruts paraffiniques *6*
III.2 Formation des dépôts de paraffines *8*
III.2.1 Brut paraffinique et ces caractéristiques 8
III.2.2 Aspect physique de la paraffine 8
III.2.3 Origine et conséquence des dépôts de paraffine dans le Brut 9
III.2.4 Traitements préventifs du brut paraffinique 10
III.2.4.1 Voies chimiques de traitement du brut paraffinique 10
III.2.4.2 Voies thermiques 12
III.2.5 Traitement curatif de paraffine dans le brut 13
III.2.5.1 Voies mécaniques 13
III.3 Présentation des Puits de pétrole *14*
III.3.1 Fonctionnement d'un puits injecteur 14
III.3.2 Fonctionnement d'un Puits producteur 15
III.4 Les émulsions *15*
III.4.1 Inconvénient des émulsions 16
III.4.2 Traitement des émulsions 16
III.4.3 Les avantages du traitement des émulsions dans le brut 17
III.5 Les manques à produire (MAPs) des puits de pétrole paraffiniques *17*
III.5.1 Les manques à produire (MAPs) statiques 17
III.5.2 Les manques à produire (MAPs) dynamiques 18
IV MATERIEL ET METHODE 19
IV.1 Matériel *19*
IV.1.1 Fluides de traitement des émulsions et des paraffines 19
IV.1.1.1 Propriétés Physico-chimiques 21
IV.1.1.2 Écotoxicité 21
IV.2 Equipements utilisés *24*
IV.2.1 Equipements de terrain 24
IV.3 Méthodologie mise en œuvre *24*
IV.3.1 Méthodologie sur la quantification des manques à produire 24
IV.3.2 Méthodologie pour les tests de produits chimiques multifonctions 25
IV.3.3 Méthodologie de l'étude technico-commerciale 26
V RESULTATS ET DISCUSSION 27
V.1 Quantification des manques à produire (MAPs) *27*

V.2 Résultats sur la quantification des manques à produire (MAPs) *27*
V.2.1 Manques à produire (MAPs) statique 27
V.2.2 Manques à produire (MAPs) dynamique 29
V.3 Tests des produits chimiques multifonction *34*
V.3.1 Tests avec MX1-3242, CH2636 & BEO20 sur YAM450 34
V.3.2 Tests avec MX1-3242, CH2636 & BEO20 sur YAM461 37
V.3.3 Comparatif des essais sur YAM450 41
V.3.4 Comparatif des essais sur YAM461 42
V.3.5 L'évaluation technique pour le choix du meilleur produit 43
V.3.6 L'évaluation commerciale pour le choix final 46
VI CONCLUSION ET PERSPECTIVES 51
VII BIBLIOGRAPHIE 53
WEBOGRAPHIE 54
ANNEXES I

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1:EXEMPLES DE TEMPERATURE DE CRISTALLISATION COMMENÇANTE DE QUELQUES BRUTS PARAFFINIQUES TIRES DE LA LITTERATURE 7
TABLEAU 2: LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX DES COMPOSANTS DU MULTICHEM MX1-3242 SUR LE MILIEU AQUATIQUE 21
TABLEAU 3: LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX DES COMPOSANTS DU CHIMEC CH2636 SUR LE MILIEU AQUATIQUE 22
TABLEAU 4: CONCENTRATION MASSIQUE DES FLUIDE DE TRAITEMENT DANS 1L DE LA PRODUCTION JOURNALIERE DU BRUT 23
TABLEAU 5:PUITS PARAFFINIQUES SUR PNGF NORD & SUD 27
TABLEAU 6: PUITS CRITIQUES SUR SENDJI 32
TABLEAU 7: PUITS CRITIQUES SUR YANG 32
TABLEAU 8: PUITS CRITIQUES SUR TCHENDO 33
TABLEAU 9: ESSAI DU MULTICHEM MX1-3242 SUR YAM450 34
TABLEAU 10: ESSAI DU CHIMEC CH2636 SUR YAM450 35
TABLEAU 11: ESSAI DE L'ANTICOR BE020 SUR YAM450 36
TABLEAU 12: ESSAI DU MULTICHEM MX1-3242 SUR YAM461 37
TABLEAU 13: ESSAI DU CHIMEC CH2636 SUR YAM461 38
TABLEAU 14: ESSAI DU BE020 SUR YAM461 39
TABLEAU 15: RESULTATS TECHNIQUES SUR YAM450 44
TABLEAU 16: RESULTATS TECHNIQUES SUR YAM461 45
TABLEAU 17: COUT DES PRODUITS CHIMIQUES MULTIFONCTIONS DANS LA PRODUCTION DU BARIL D'HUILE ANHYDRE AVEC MX1-3242, CH2636, BEO20 & CH6738 SUR YAM450 47
TABLEAU 18: COUT DES PRODUITS CHIMIQUES MULTIFONCTIONS DANS LA PRODUCTION DU BARIL D'HUILE ANHYDRE AVEC MX1-3242, CH2636, BEO20 & CH6738 SUR YAM461 48
TABLEAU 19: GAIN ANNUEL DE LA PRODUCTION CUMULEE SUR YAM450 & YAM461 PAR RAPPORT AU NOMBRE DE JOURS GAGNES SUR LA FREQUENCE WIRELINE 49

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1A : DEPOT DE PARAFFINE DANS LES TUBINGS DE PRODUCTION DE PETROLE 2
FIGURE 1B:PUITS DE PETROLE MONTRANT LA LIGNE D'INJECTION (INJECTION WELL) DE FLUIDE ET LA LIGNE DE PRODUCTION (PRODUCTION WELL) 2
FIGURE 2: VUE D'OPERATION WIRELINE SUR PUITS DE PETROLE 3
FIGURE 3: SITUATION GEOGRAPHIQUE DES PUITS DE PETROLE DE TEPC ET PRESENTATION DES SITES D'EXPERIMENTATION 5
FIGURE 4: SCHEMA SIMPLIFIE DE L'EXPLOITATION ET LE TRANSPORT D'UN PETROLE BRUT 7
FIGURE 5: CRISTAUX DE PARAFFINES. IMAGE TIREE DE L'ARTICLE MAURCIO ET AL.2003 8
FIGURE 6: EXTRACTION DU DEPOT DE LA PARAFFINE FORME (8) 10
FIGURE 7: TRAITEMENT DES CRISTAUX DE PARAFFINE PAR UN DISPERSANT DE PARAFFINE 11
FIGURE 8: TRAITEMENT THERMIQUE PAR PIPE IN PIPE (PIP) 12
FIGURE 11: PUITS GAZ LIFTE 14
FIGURE 9: PUITS INJECTEUR D'EAU 14
FIGURE 10: PUITS D'INJECTION 14
FIGURE 12: L'ECOULEMENT DU FLUIDE D'UN RESERVOIR 15
FIGURE 13: EMULSION INTER-FACIALE 16
FIGURE 14: EMULSIONS DANS UN PUITS DE PETROLE 17
FIGURE 15: LIGNE D'INJECTION DES FLUIDES DE TRAITEMENT PLUS VANNE DKO 20
FIGURE 16: PUITS DE PETROLE MONTRANT LA LIGNE D'INJECTION (INJECTION WELL) DE FLUIDE ET LA LIGNE DE PRODUCTION (PRODUCTION WELL) 20
FIGURE 17: MANQUES A PRODUIRE STATIQUES DE YANGA 28
FIGURE 18: MANQUES A PRODUIRE STATIQUES DE SENDJI 28

FIGURE 19: MANQUES A PRODUIRE STATIQUES DE TCHENDO 29
FIGURE 20:COMPORTEMENT THEORIQUE D'UN PUITS DE PETROLE PARAFFINIQUE 30
FIGURE 21: COMPORTEMENT REEL D'UN PUITS DE PETROLE PARAFFINIQUE 31
FIGURE 22:COMPARAISON DES MAPS STATIQUES ET DYNAMIQUES SUR LES ANNEES 2012 ET 2013 34
FIGURE 23: COMPARAISON DES TESTS DE TOUS LES PRODUITS SUR YAM450 41
FIGURE 24: COMPARAISON DES TESTS DE TOUS LES PRODUITS SUR YAM461 42

LISTE DES ACRONYMES

STL : Service Traitement et Laboratoire

E & P : Exploration et Production

PCM : Produit chimique multifonction

DFC : Division forage complétion

WL : Wireline

PNGF : Pointe Noire Grand Fond

TEPC : TOTAL E & P Congo

MAPs : Manques A Produire

AO : Appel d'Offre

Fréq : Fréquence

Prod : Production

BSW : teneur en eau

Er : Emulsion résiduelle

QHH : Débit d'Huile Hydraté

QHA : Débit d'Huile Anhydre

T_{cc} : Température de cristallisation commençante

(bbl/J): Baril par Jour

(Bbl/an): Baril par an

UNITES: Mètre cube (m^3), Baril (bbl), Dollar American [USD = $], Litre (l), Degré Celsius (°C), Degré Kelvin (K)

I ***INTRODUCTION***

I.1 Contexte et justification de l'étude

Les installations de production d'hydrocarbures sous-marine, souvent à plus de 1500 mètres de profondeur, présentent de grands défis technologiques pour les compagnies pétrolières.

La production d'hydrocarbures liquides s'accompagne souvent de la formation de dépôts organiques parmi lesquels la paraffine qui constitue un véritable problème contre lequel les compagnies pétrolière luttent depuis plusieurs décennies.

Ces dépôts organiques de paraffine (voir Figure 1A) le long des parois des conduites (tubings & pipelines) se font par un mécanisme lent et continu qui entraine une réduction de la section des conduites ainsi que des pertes de charges conduisant à la diminution du débit de l'écoulement donc des manques à produire (MAPs) pour les compagnies pétrolières.

Près de 30%[1] des champs de la compagnie d'exploration et de production de pétrole Total, ont un caractère paraffinique marqué (1). Sur les champs de pétrole de Total au Congo (PNGF Nord & Sud), il existe des puits nécessitant à la fois un traitement de paraffine et un traitement des émulsions. La difficulté c'est que sur ces puits il n'y a qu'une seule ligne d'injection (voir les Figures 1B & 15) de fluides de traitement. Ce qui fait que les puits sur lesquels un traitement anti-paraffine est réalisé, il y a parfois un problème des émulsions (voir Figure 14) qui altère non seulement la qualité mais joue sur la quantité d'huile (pétrole brut) extraite de son réservoir. De même, ceux sur lesquels le traitement des émulsions est réalisé, il y a aussi un problème de dépôt de paraffine qui réduit le diamètre ou la section du tubing. Conséquences, plusieurs opérations de déparaffinage (wireline[2]) sont exécutées pour déparaffiner les tubings. Compte tenu du coût élevé des opérations wireline et des manques à produire induits, Total E & P Congo (TEPC) par l'entremise de son service Traitement & Laboratoire a organisé un test de sélection pour trouver un produit chimique multifonction (anti-paraffine et Désémulsionnant) qui traitera ce double problème (dépôt de paraffine et les émulsions) suite à un appel d'offre. Sur la longue liste de produits chimiques proposée par les différents fournisseurs, seulement trois produits **(BEO20, MX1-3242 et CH2636)** ont été retenus après le test en laboratoire (bottle test) réalisé

[1] *Magazine des Techniques de l'Exploration & Production N°35 – Avril 2009 – Page n°70 (document interne)*

[2] *Opération Wireline : Opération de nettoyage des conduites (Tubings, Pipelines…) ou encore travail par câble*

par un représentant des services centraux de Total à la demande de la filiale TEPC selon des critères de performances bien définis (« bottle test » et Cold finger) (2). Par la suite, ces trois produits seront testés sur les champs de pétrole (Field test) pour le choix final d'un seul produit. Le meilleur produit devra avoir les fonctions anti-paraffine et désémulsionnant, tout en optimisant les interventions wireline ce qui aura pour conséquence la réduction des manques à produire (MAPs) sur la production globale.

En 2012, les tests des produits chimiques multifonctions sur les champs pétroliers de TEPC ont débuté mais seulement le produit **BEO20** fut testé par C. BIMPALOU (un collaborateur de TEPC). Pour la continuité de ces tests de terrain, la présente étude que nous avons eu le privilège de mener à travers notre stage a été proposée dans le but d'achever les tests pour les deux autres produits restants.

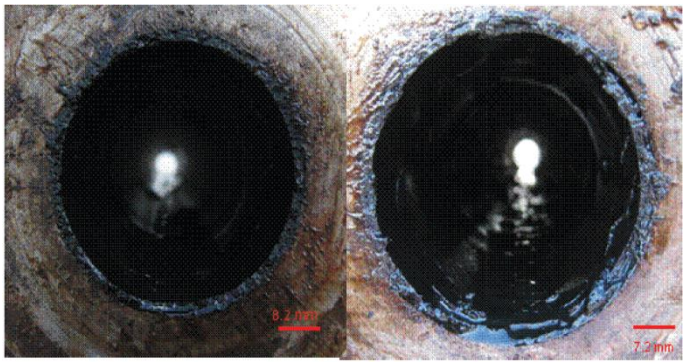
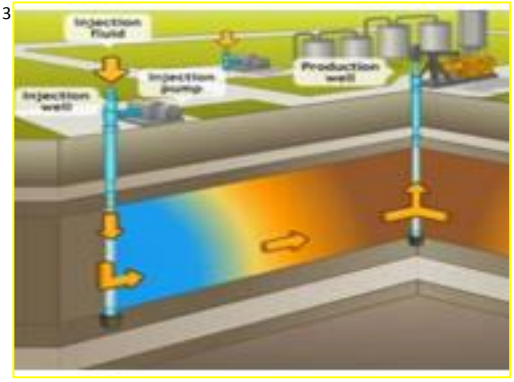


Figure 1A:dépôts de paraffine dans les tubings de production du pétrole



[3]

Figure 1B:Puits de pétrole montrant la ligne d'injection (injection well) de fluide et la ligne de production

I.2 Objectif de l'étude

Total E&P Congo dans le but de terminer les tests de terrain pour les deux produits chimiques multifonction restant, a initiée la présente étude qui regorge en son sein deux objectifs globaux à satisfaire. Il s'agira donc de :

- Optimiser la fréquence de déparaffinage ou intervention wireline avec l'utilisation de ces produits chimiques multifonction ;
- Mieux quantifier les manques à produire (MAPs) liés aux dépôts de paraffine pour mieux les optimiser.

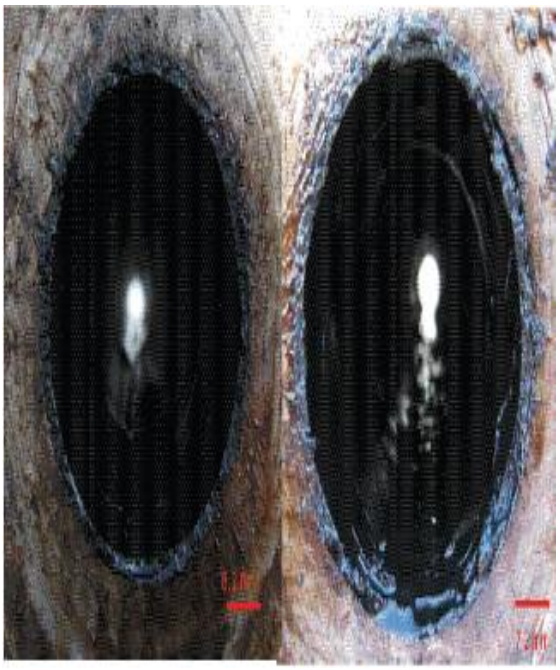
[3] *Figure 1A : Image tirée de la Thèse de Amine BENALIAL page n°56, à gauche le dépôt de paraffine au bout de 72 heures à une température de 275 K = 1,85 °C, à droite le dépôt de paraffine au bout de 72 heures à une température de 283 K = 9,85°C*

De façon plus spécifique, il s'agira de :

- ❑ pour la réduction de la fréquence de déparaffinage, il est question de :
  - o Continuer les tests sur le terrain pour les deux autres produits chimiques (MX1-3242 & CH2636) restants afin de réduire les opérations wireline;
  - o Traiter les résultats obtenus pour les trois produits testés en vue de proposer le meilleur produit
  - o Faire une étude technico-commerciale pour voir quel seras le produit chimique multifonction (PCM) le moins coûteux dans la production du baril de pétrole anhydre.

Figure 2: vue d'opération wireline sur puits de pétrole

- ❑ Pour ce qui concerne la quantification des manques à produire, il s'agira de :



- o Collecter et traiter des données existantes sur les manques à produire (MAPs) liés aux opérations wireline de 2012 – 2013.
- o Quantifier les manques à produire (MAPs) liés à l'accumulation successive de dépôts de paraffine sur les parois froides des tubings des puits concernés ;
- o Proposer une méthode de quantification des manques à produire (MAPs) sur les puits de pétrole paraffiniques

II *CADRE DE L'ETUDE*

II.1 La filiale Total E & P Congo

Premier opérateur économique du Congo, elle est une société anonyme qui a lancé ses activités avec un capital social de 17.200.000 USD ($). Elle compte en 2013 un effectif total de 1571 collaborateurs nationaux, expatriés et contractés confondus.

La filiale Total E & P Congo opère dans le secteur de l'exploration et de la production du pétrole et du gaz. Créée en 1969 sous l'identité d'ELF-Congo, qui en 2000 devient Total Fina E & P Congo puis en 2003, prend l'identité de Total E & P Congo (voir sa structure hiérarchique en annexes 6).

La filiale TEPC compte actuellement quatre sites pétroliers en mer - Offshore (PNGF NORD, PNGF SUD, NKOSSA, MOHO BILONDO) et un site sur terre-Onshore (Terminal de DJENO) (voir figure 3)

Un autre site Offshore dénommé « MOHO-NORD » sera fonctionnel à l'horizon 2015.

II.2 Entité d'accueil

Pour nos travaux nous sommes restés au service Traitement & Laboratoire (STL) qui est dans le département Production (DPROD) rattaché à la Division Exploitation qui relève de la Direction des opérations.

Ce Service, qui est dirigé par Monsieur **Christian TATY COSTODES**, est divisé en deux sections :

- Section Traitement

  Elle s'occupe du traitement chimique des hydrocarbures en résolvant un grand nombre de problèmes (corrosion, dépôt, problème d'écoulement …).

  Elle assure également le traitement mécanique dans le nettoyage des pipes et tubings ainsi que l'acheminement des produits chimiques sur site.
- Section Laboratoire

  Elle réalise des analyses sur le brut, sur les eaux de production, sur les dépôts et sur le Gaz

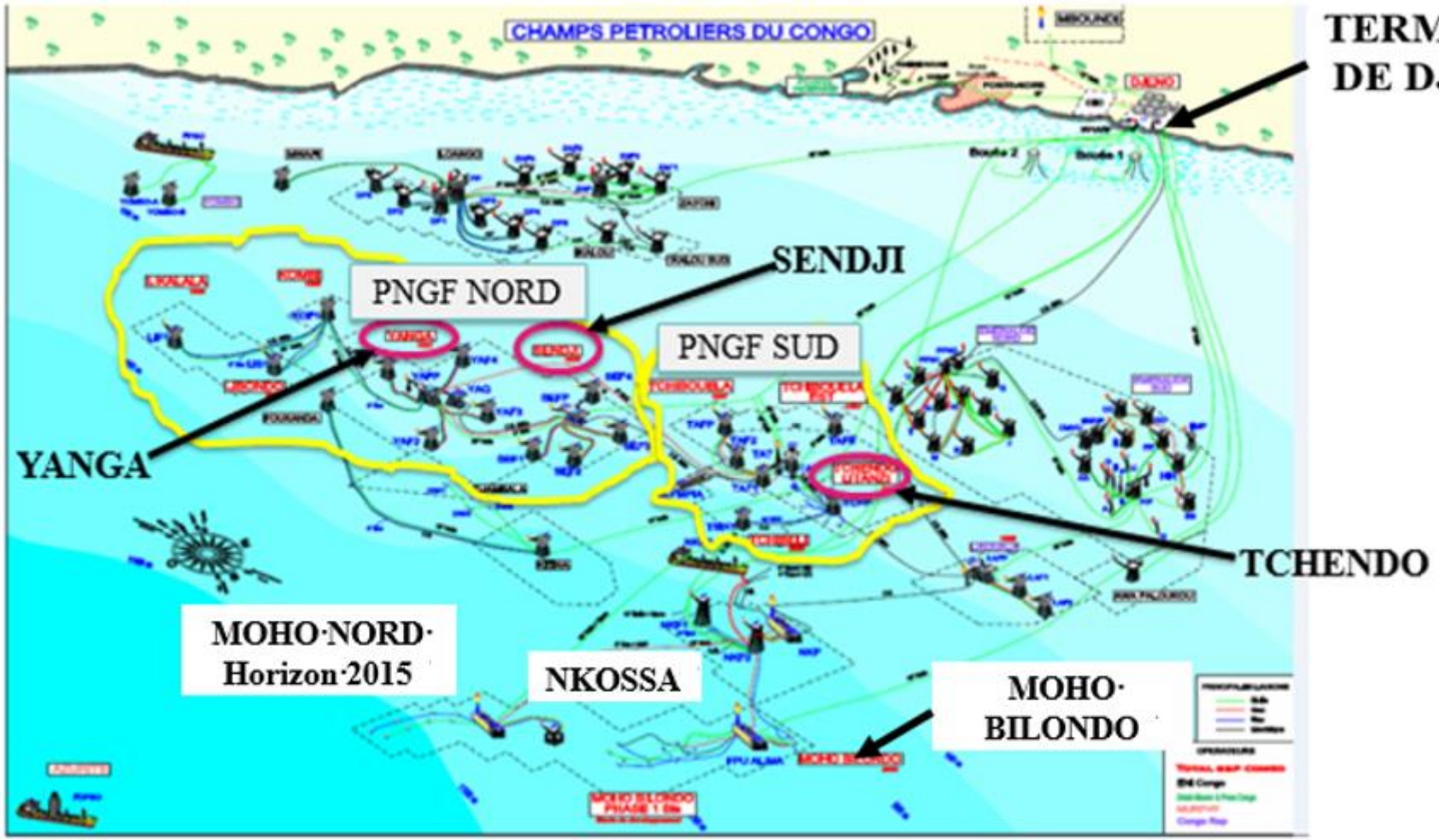


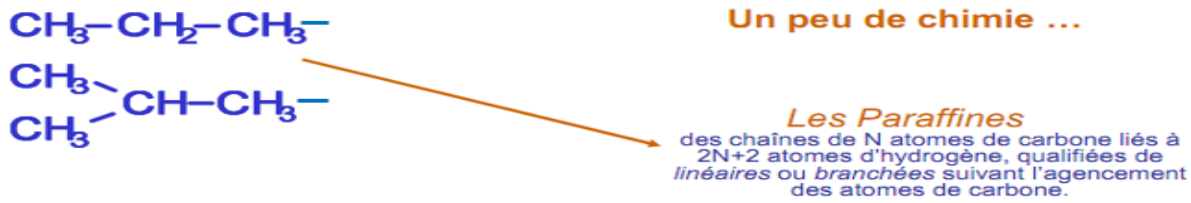
Figure 3: Situation géographique des puits de pétrole de TEPC et présentation des sites d'expérimentation

III*GENERALITES*

III.1 Notions de base sur la paraffine et les bruts paraffiniques

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures (paraffines) ; il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés.

Les bruts paraffiniques c'est-à-dire pétrole brut contenant les paraffines, environ 20% [4] de la production mondiale, sont des huiles (pétrole brut) légères ou moyennes qui contiennent des n-paraffines c'est-à-dire des alcanes à chaînes linéaires, des iso-paraffine c'est-à-dire alcanes avec des ramifications et des cyclo-paraffines c'est-à-dire les alcanes cycliques (3) tous de formule brut « C_n-H_{2n+2} ».



Prise individuellement, les n-paraffines sont, dans des conditions ambiantes, à l'état gazeux, quand la chaîne d'atomes de carbone contient 4 atomes au plus (C_1 à C_4); elles sont à l'état liquide de C_5 à C_{16} et à l'état solide au-delà (C_{16} et plus). Ce dernier point est important car, même si la présence des autres hydrocarbures et d'impuretés retarde leurs solidifications, les n-paraffines sont les principales responsables des problèmes de la tenue au froid dans les conduites. C'est au cours du transport de ces bruts paraffiniques dans les tubings lors de son extraction du gisement mais aussi par pipeline lors de son acheminement vers son stockage que des problèmes peuvent apparaître. Ces problèmes concernent l'apparition de dépôts de paraffine lors de l'écoulement lorsque la température de l'environnement où le brut est transporté est inférieure à la température de cristallisation commençante (T_{cc}). Ces dépôts engendrent l'obstruction partielle (voir Figure 1A) ou complète des conduites, induisant ainsi un ralentissement voire même un arrêt de la production donc les manques à produire (MAPs) pour les sociétés pétrolières.

La température de cristallisation commençante T_{CC} (WAT = Wax Appearance Temperature) appelée aussi point de trouble, est la température à laquelle les premiers cristaux de paraffines

[4] *Tirer de la Thèse d'Amine BENALIAL page 9 à 10*

apparaissent sous certaines conditions thermodynamique du milieu. Pour se fixer les idées sur la T_{cc}, les ordres de grandeurs de cette température sont présentés dans le tableau 1 pour différents pétroles bruts.

Tableau 1:Exemples de température de cristallisation commençante de quelques bruts paraffiniques tirés de la littérature

Nom du Brut	Localisation	T_{cc} (°C)	Référence
Bonga	Offshore Nigeria (1000m)	46	Schoppa et al.2007
Coulomb	Offshore du Golf de Mexique (2286m)	34-36	Manfield et al.2007
Cliff Head	Offshore de Perth en Australie	55	Daniel et al.2008
CaNguVang	Offshore du Vietnam	52-66	Grove et al.2008
Wasatch	Onshore Altamont (E.U)	72	Matlach et al.1983
Daqing	Chine	43	Ding et al. 2006
Gannet	Offshore du Mer du nord (UK)	35,5	Craddock et al. ,2007

[5]

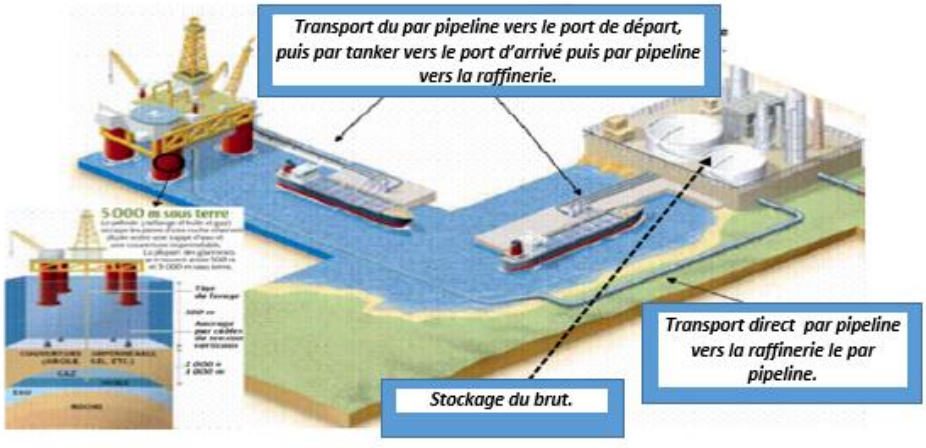


Figure 4: Schéma simplifié de l'exploitation et le transport d'un pétrole brut

[5] *Figure 4 et Tableau 1 : Image et tableau tirée de la Thèse de M. Amine BENALIAL page 10 & 13.*

III.2 Formation des dépôts de paraffines

III.2.1 Brut paraffinique et ces caractéristiques

Le brut paraffinique, c'est le pétrole brut contenant des paraffines. Ce sont ces paraffines qui particulièrement nous intéressent puisque, sous certaines conditions thermodynamiques, elles vont perdre leur solubilité au sein du brut ce qui a pour conséquence un changement de leur état physique au sein d'huile (brut) c'est-à-dire passe de l'état liquide à l'état solide. Les problèmes de production crée par les bruts paraffiniques sont la création d'un dépôt de paraffine à la paroi des conduites ce qui entraine le changement de comportement du brut en écoulement ou bien encore la prise en gel lors de la phase d'arrêt. Mais dans cette étude nous tiendrons compte que du problème de dépôt de paraffine à la paroi interne du tubing.

III.2.2 Aspect physique de la paraffine

La solubilité des paraffines (alcanes) dans le pétrole brut décroît sensiblement avec la température. La température de cristallisation commençante (T_{cc}) ou point de trouble qui est la température à laquelle les premiers cristaux de paraffines apparaissent.

La détermination de la T_{cc} dépendent étroitement de la vitesse de refroidissement où la cinétique à laquelle se dépose les cristaux de paraffine. Les valeurs de T_{cc} d'après Won, 1986 décroissent avec la vitesse de refroidissement. Lorsque le brut contenant des paraffines lourdes est refroidi très lentement et sous certaines conditions, les cristaux formés ressemblent à des aiguilles orthorhombiques ou à des plaques. En réalité les paraffines formées sont un mélange de cristaux hexagonaux et orthorhombiques (voir Figure 5) d'après Maurcio et al.2003

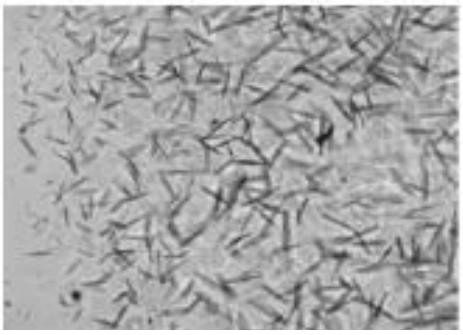


Figure 5: Cristaux de paraffines. Image tirée de l'article Maurcio et al.2003

III.2.3 Origine et conséquence des dépôts de paraffine dans le Brut

La diffusion moléculaire est le principal mécanisme moteur de la cinétique ou vitesse de dépôt de paraffine sur les parois froides des conduites. L'existence d'un gradient de concentration de la paraffine dissoute dans le brut engendre automatiquement la diffusion moléculaire. En effet, le brut transporté dans les conduites est refroidi par l'environnement extérieur, il apparaît donc un gradient de température dans le brut. Dans tous les endroits du brut où la température est inférieure à la température de cristallisation commençante (T_{cc}), les paraffines de poids moléculaire les plus élevées se déposent. Il y a donc localement une phase solide en équilibre avec le brut. Nous avons vu dans le paragraphe ci-dessus que la solubilité des paraffines est une fonction décroissante de la température. Ainsi, l'apparition d'un gradient de température dans le fluide engendre un gradient de concentration de paraffines dissoutes. L'huile (le brut) près de la paroi est plus froide que celle dans le cœur du fluide. C'est donc en proche paroi qu'il y a un déficit d'alcanes dissous. Pour le combler, le système (huile + paraffines dissoutes) s'équilibre en faisant migrer des paraffines à l'état liquide du cœur du brut vers la paroi où elles se déposent à leur tour. La vitesse de dépôt de paraffine sur paroi froide des conduites est traduite par l'équation de la diffusion moléculaire:

$$V_d = \frac{\lambda}{\mu} * \frac{dF_c}{dT} * \frac{dT}{dy} \quad [6] \quad (4)$$

V_d = *Cinétique de dépôt* ; λ = *Coefficient de diffusion* ; μ = *Viscosité du brut* ; F_c = *Fraction cristallisée* ; $\frac{dT}{dy}$ = *Gradient de température* ; T = *Température*

Et ces dépôts ont pour inconvénients

- La réduction de la section des conduites voire même obstruction partielle ou encore totale (voir Figure 8) si aucune mesure préventive n'est prise tôt ;
- L'Augmentation de pertes de charge dans le tubing ;

[6] *Source, FLOW ASSURANCE GUIDE Flow Management (document interne)*

- La génération des MAPs dynamique et statique liés respectivement à l'accumulation successive de la paraffine (voir Figure 1A) sans arrêt du puits et au déparaffinage du puits (opération Wireline) avec arrêt de la production (voir Figure 2).

Figure 6: Extraction du dépôt de la paraffine formé (8)

En fin de pallier à ce problème des dépôts de paraffine dans les conduites, plusieurs traitements : Préventifs et curatifs sont disponibles sur le marché.

III.2.4 Traitements préventifs du brut paraffinique

Ces traitements consistent d'empêcher les cristaux de paraffine de vite se déposer sur les parois froides des conduites de transport du brut paraffinique en les dispersant dans l'huile.

Quand le risque de paraffine est connu dans un puits, on peut prévenir ou limiter les dépôts sur paroi froide soit par voies chimiques, soit par voies thermiques.

III.2.4.1 Voies chimiques de traitement du brut paraffinique

Elles ne sont jamais totalement efficaces. En conséquence, Elles sont utilisées le plus souvent pour assister les voies mécaniques de traitements, dans la mesure où elles permettent de limiter la fréquence d'intervention Wireline.

Pour que le traitement par voie chimique soit efficace, il faut injecter le fluide de traitement à une forte concentration (70 – 150) ppm[7]. Un ordre de grandeur de leur coût est de 3 à 5 €[8] par Kg de produit chimique.Une pré-sélection au laboratoire est possible par des tests. Une validation par un essai sur site est toujours nécessaire.

On notera qu'une combinaison « chimique/mécanique » est quelquefois nécessaire pour limiter les risques de blocage au cours de la production.

Quand la température du brut diminue, les paraffines cristallisent graduellement en particules sous forme d'aiguilles ou de petites plaques (voir Figure 5)

[7] *La concentration* (70 – 150) ppm *est tirée du Magazine des Techniques de l'Exploration & Production N°35 – Avril 2009 – Page n°72 (document interne)*

[8] *Référence : Magazine des Techniques de l'Exploration & Production N°35 – Avril 2009 – Page n°72*

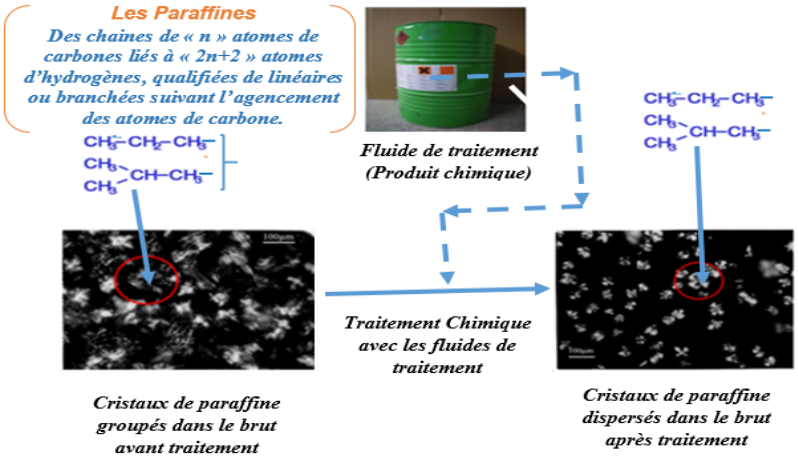
Lors de la cristallisation des différentes paraffines, un réseau à trois dimensions se forme dans le brut, entraînant une forte augmentation de la viscosité pouvant éventuellement rendre l'écoulement impossible. Plusieurs gammes des produits chimiques sur le marché peuvent résoudre ce problème des paraffines qui cristallisent dans l'huile (pétrole brut).C'est le cas :

- ❑ Des abaisseurs de point d'écoulement:

Des polymères ou des agents tensio-actifs spécifiques peuvent interférer sur la formation de ces réseaux en limitant la croissance des cristaux paraffiniques et en produisant des cristaux plus petits. La transformation de ces cristaux réduit la croissance et la cohérence du réseau cristallin dans le brut, permettant ainsi un abaissement de son point d'écoulement.

- ❑ Des dispersants des cristaux de paraffine

Les dispersants des cristaux de paraffine sont des produits chimiques réputés par le pouvoir de leurs agents tensio-actifs ioniques qui dispersent les cristaux de paraffine dans l'huile (pétrole brut). Ces produits commercialisés et étudiés en laboratoire ainsi que les applications sur sites ont démontré leurs efficacités à réduire de manière significative les phénomènes de dépôt des paraffines (5) en les dispersant dans le brut (voir Figure 7)



[9]

Figure 7: Traitement des cristaux de paraffine par un dispersant de paraffine

[9] ***La figure 7 montre qu'avant traitement par le produit chimique, les cristaux de paraffine sont suffisamment groupés mais après traitement par le produit chimique (dispersant de paraffine) les cristaux de paraffine deviennent disperser ou éparpiller***.

III.2.4.2 Voies thermiques

On dispose suivant les cas, de différentes techniques dont le réchauffage des tubings par induction (test grandeur nature sur Coucal), l'isolation des annulaires par le vide, gasoil, gasoil gélifié, d'aérogel… (Ex: Avocette), l'isolation ou l'ensouillage des lignes sous-marines, (Ex: Lille-Frigg, Girassol, Moho,...), "pipe in pipe" (PiP) isolé ou réchauffé (Tchibeli sur Pointe Noire Grand Fond Sud), flexible chauffant, etc.

Le réchauffage de tubings ou pipes partiellement ou totalement colmatés est très difficile et peu économique. En effet, il est d'une part souvent difficile d'amener les calories à l'endroit voulu: l'utilisation de coiled tubing est pratiquement toujours nécessaire. D'autre part, la température à atteindre est toujours très élevée, la fonte ou la dissolution d'un dépôt sur paroi se produisant en général autour de 70°C[10].

(6)

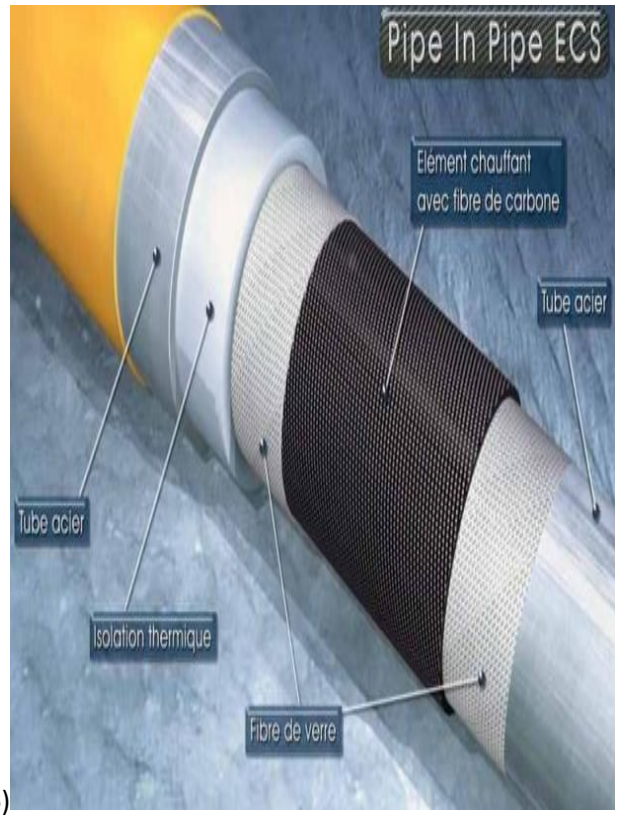


Figure 8: traitement thermique par Pipe in Pipe (PiP)

[10] *Reference Magazine des Techniques de l'Exploration & Production N°35 – Avril 2009 – Page n°73(document interne)*

III.2.5 Traitement curatif de paraffine dans le brut

Dans les conduites, les paraffines qui se déposent sont toujours mélangées aux sédiments et à l'eau. Le nettoyage de ces conduites est donc exclusivement "mécanique" avec des moyens humains et donc des coûts importants. Pour ce qui concerne nos travaux, nous nous limiteront seulement au traitement des dépôts sur paroi froide dans les tubings.

III.2.5.1 Voies mécaniques

Ce sont, et de loin, les moyens les plus utilisés. Le passage de racleurs dans les pipes ou le nettoyage des tubings par wireline connaît cependant quelques limitations :

- Il est très dangereux de racler une ligne après une longue période sans nettoyage. La grande majorité des bouchages des conduites (tubings, pipelines…) répertoriés par les opérateurs se sont produit dans ces conditions,
- Le raclage périodique est souvent incompatible avec les objectifs d'opération à distance avec visite espacée des installations,
- Les opérations de wireline sont difficiles voire impossibles sur les exploitations par grands fonds,
- Le raclage des lignes reliées à des puits sous-marins nécessite leur doublement,
- L'utilisation de TLF (Through Line Flow) pour nettoyer les lignes et les tubings de puits sous-marins impose l'installation de complétions très coûteuses.

En conséquence, bien que toujours d'actualité et toujours intéressants en terme de coût, les moyens mécaniques ont été, et seront sans doute de plus en plus, complétés par d'autres techniques.

[11]

[11] ***Le "risque paraffines" doit être évalué rapidement dans les projets de production pétrolière car il induit des contraintes de procédé et d'opération importantes qui conduisent à des manques à produire (MAPs). La recherche reste active dans ce domaine, pour affiner en particulier les modèles de dépôt dont nous disposons à mesure que des défis nouveaux se posent : longs exports sous-marins polyphasé, condensats paraffiniques, etc.***

III.3 Présentation des Puits de pétrole

Selon les champs et au niveau de la chaine de production, il existe deux types de puits :

- Les puits producteur d'où le pétrole brut est extrait naturellement ;
- Les puits injecteur sont des puits dans lesquels sont injectés des fluides pour améliorer la production.

III.3.1 Fonctionnement d'un puits injecteur

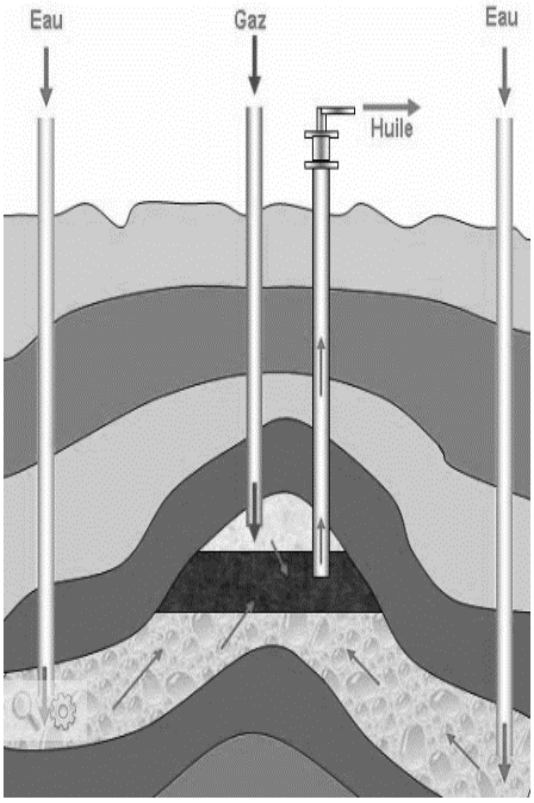


Figure 11: Puits d'injection

Un puits injecteur est un puits dans lequel on injecte des fluides au lieu d'en produire. L'objectif qui est d'injecter des fluides, est normalement le maintien de la pression sur le réservoir et/ou son balayage (7).

Deux types d'injection sont communs:

Gaz et eau.

Il est possible d'utiliser du gaz qui provient de la séparation.

L'injection de gaz se fait généralement dans la section supérieure du réservoir.

L'injection d'eau se fait généralement dans la partie inférieure du réservoir[12].

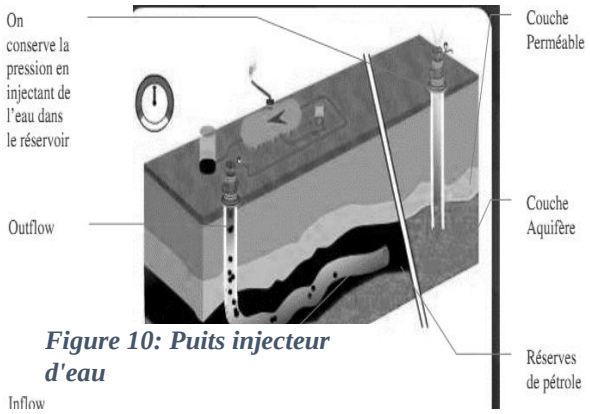


Figure 10: Puits injecteur d'eau

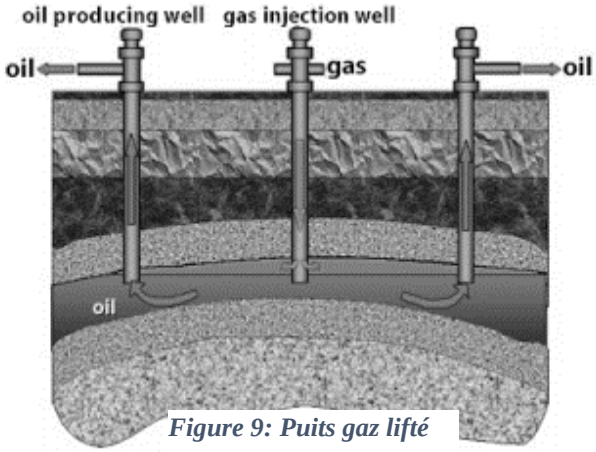


Figure 9: Puits gaz lifté

[12] *Exploration & Production Équipements*
Le Puits (document interne)

III.3.2 Fonctionnement d'un Puits producteur

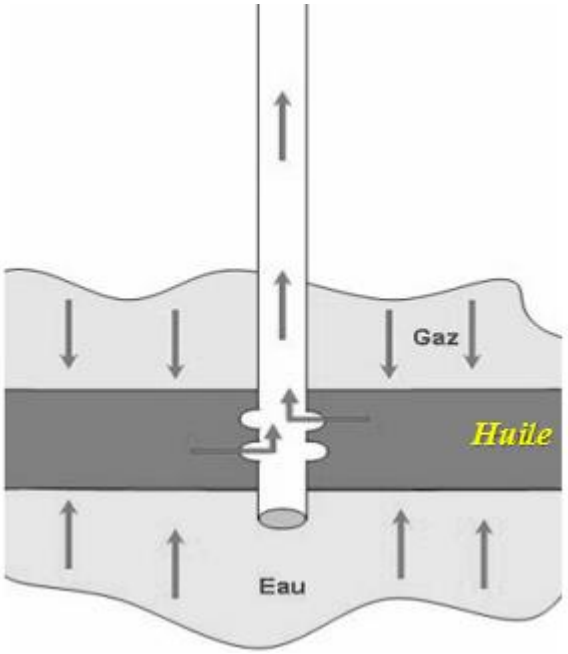


Figure 12: L'écoulement du fluide d'un réservoir

Un gisement est un volume de roche, dont les pores contiennent des fluides. Généralement, dans un gisement à huile, celle-ci se trouve entre une couche d'eau et une couche de gaz. La pression de l'eau et du gaz pousse l'huile dans le puits. Quand un trou de forage est complété, une zone avec une pression basse est créée, et le puits peut produire.

Pour un gisement à gaz, le principe est le même sauf que l'on ne rencontre principalement que 2 phases (gaz et eau)[13].

III.4 Les émulsions

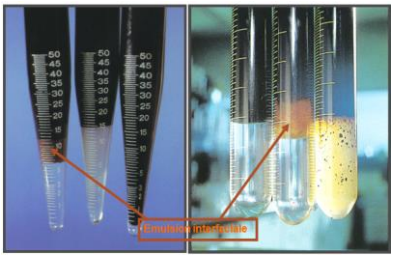
Une émulsion est un mélange intime de deux substances liquides. Ce sont toujours deux liquides qui en situation normale sont non miscibles (qui normalement ne se mélangent pas), comme l'eau et l'huile, mais qui vont par des opérations spécifiques (agitation, mélange, ajout de quelques principes actifs) réussir à avoir un aspect macroscopiquement homogène, mais microscopiquement hétérogène. L'une des substances sera donc dispersée dans la seconde substance sous forme de petites gouttelettes. Le mélange reste stable grâce à un troisième ingrédient appelé émulsifiant (cinétique quasi nul, vitesse d'évolution du mélange)

L'émulsion peut être de deux formes :

- Huile dans l'eau (hydrolipidique) où des gouttelettes huile sont éparpillées dans une phase d'eau,
- Eau dans l'huile où des gouttelettes d'eau sont éparpillées dans une phase huileuse.

[13] *Exploration & Production*
Équipements
Le Puits

Dans le cas de l'émulsion eau dans huile, on distingue deux types d'émulsion :



- ❑ Emulsion primaire : C'est l'émulsion avant traitement par les produits chimiques
- Emulsion résiduelle : C'est celle qui reste après traitement par les produits chimiques.

Figure 13: Emulsion inter-faciale

III.4.1 Inconvénient des émulsions

Influençant non seulement sur la quantité mais altère également sur la qualité du brut anhydre, les émulsions ont pour inconvénient :

- ❑ L'augmentation des pertes de charge dans les tubings,
- ❑ L'augmentation de la teneur d'eau dans l'huile en sortie des unités de séparation (rejets sales).

III.4.2 Traitement des émulsions

Le pétrole est généralement produit sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile. Les produits pétroliers soumis à une agitation en présence d'eau (agitation naturelle des vagues, passages au travers de la pompe d'un récupérateur...) forment lorsqu'ils sont chargés en composés polaires des émulsions inverses par incorporation de gouttelettes d'eau dans la phase huile: ces émulsions, qui peuvent contenir jusqu'à 80 %[14] d'eau, se présentent sous l'aspect d'une masse collante, visqueuse, de couleur marron plus ou moins foncé, d'où son surnom de mousse au chocolat.

Dans la formation, le brut se trouve en contact avec de l'eau. Au cours de l'extraction, le cisaillement exercé sur le mélange lors du passage dans les interstices de la roche, les pompes, les tubings et les buses des têtes de puits, conduit à la formation d'émulsions plus ou moins stables. Ce processus peut être accéléré ou aggravé par la présence de certains composants tensioactifs[15] dans l'émulsion d'hydrocarbures et d'eau, par exemple:

- ❑ Acides naphténiques,
- ❑ Dérivés aminés,
- ❑ Dérivés soufrés,

[14] ***http://www.cedre.fr/fr/lutte/prod/desemulsifiant.php***
[15] ***http://www.anticor-chimie.com/Demulsificationf.html***

- Composés organométalliques.

L'utilisation des désémulsionnants c'est-à-dire les produits chimiques liquides pour briser les émulsions pâteuses d'eau dans le pétrole que l'on récupère sur le littoral ou en mer profonde permet de remédier au problème des émulsions dans les bruts.

III.4.3 Les avantages du traitement des émulsions dans le brut

L'exploitant est amené à séparer l'eau mélangée au brut de la production pour un certain nombre de raisons :

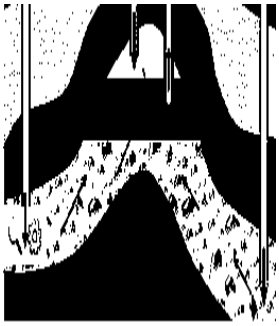


Figure 14: Emulsions dans un puits de pétrole

- L'obtention d'un brut conforme à l'exigence des raffineurs ;
- L'amélioration du rendement de ses installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les tubes par la réduction de la viscosité (écoulement diphasique) et en diminuant les volumes à transporter ;

La réduction des risques de corrosion et les coûts de transport en séparant rapidement la phase eau qui peut être facilement éliminée. [16]

III.5 Les manques à produire (MAPs) des puits de pétrole paraffiniques

Les puits de pétrole déclarés paraffiniques en offshore ou en Onshore, génèrent pour les sociétés pétrolières des grosses pertes appelées manques à produire (MAPs). Ces manques à produire sont de deux types.

III.5.1 Les manques à produire (MAPs) statiques

Les manques à produire statiques sont des pertes de production (quantifiées en baril) que les sociétés pétrolières subissent quand les travaux de maintenance (Wireline ou autres) s'effectuent sur les puits en arrêt de production.

Dans le cas de la filiale Total E & P Congo, sur Pointe Noire Grand Fond (PNGF) Nord & Sud notamment sur les Champs de YANGA, SENDJI & TCHENDO(voir Figure 3) où sont localisés les puits paraffiniques qui nécessitent plusieurs opérations wireline (voir figure 2),

[16] *(http://www.anticor-chimie.com/Demulsificationf.html)*

c'est seulement ces manques à produire (MAPs) statiques qui sont quantifiés comme des manques à produire.

III.5.2 Les manques à produire (MAPs) dynamiques

Les manques à produire (MAPs) dynamiques sont des pertes de production que les sociétés pétrolières subissent quand le potentiel du puits ou la productivité diminue peu à peu après les opérations wireline sur le puits en production. Ceci est lié à un ou plusieurs problèmes précis que connaît le puits de pétrole. Malheureusement ces MAPs dynamiques sont mal ou non quantifiées et sont plus importants que les MAPs statiques car ils s'étalent sur plusieurs jours de production des puits.

Pour mieux les quantifier, nous avons proposé une formule mathématique qui est présentée dans la partie « Résultats et discutions » de notre document (voir Figure 21). Cette approche pourra aider les sociétés pétrolières à mieux apprécier leurs manques à produire en vue de les optimiser.

[17]

[17] ***Les conséquences liées aux fréquences d'opérations wireline sont couteuses aux sociétés pétrolières ayant besoin de leurs services. Non pas seulement que les sociétés pétrolières vont débourser des sous dû aux services rendu, mais aussi les pertes de production liées à ces opérations.***
Wireline en elle-même n'est pas une mauvaise opération mais optimisé sur les fréquences de ses opérations, fera gagner des sous aux sociétés pétrolières (voir Tableau 16), mais tout puits de pétrole déclaré paraffinique ne peut s'en passer de cette opération que ce soit en offshore ou à Onshore.

IV *MATERIEL ET METHODE*

IV.1 Matériel

IV.1.1 Fluides de traitement des émulsions et des paraffines

Les fluides de traitement du brut utilisés sur le terrain pour nos travaux sont des produits chimiques multifonctions (désémulsifiant & Anti-paraffine). Ils se présentent sous forme de liquide prêt à l'emploi conditionnés dans des cuves à injection sur site.

Concernant les tests de terrain sur les champs pétroliers de Total E&P Congo, il a été retenu trois produits chimiques multifonctions (PCM) à savoir :

- Le BEO20 (Anticor) ;
- Le CH263 (Chimec) ;
- Le MX1-3242. (Multichem).

Nous avons pu tester que deux produits chimiques multifonction **(CH2636, MX1-3242)** sur le champ d'expérimentation de Yanga (voir figure 3) dont les résultats seront comparés à ceux du test du produit chimique multifonction **BEO20** réalisé par notre prédécesseur **C.BIMPALOU** en 2012.

Les puits de Pointe Noire Grand Fond de la filiale TEPC sur ces champs de Yanga, Sendji & Tchendo présentent deux gros problèmes (émulsion et dépôt de paraffine) qui influent sur leur production donc nécessitent d'être traités également un problème de complétion c'est-à-dire n'ont qu'une seule ligne d'injection des fluides de traitement et ne pouvons véhiculer à la fois qu'un seul fluide de traitement (Figure 16).

Répondant à une double fonctionnalité (désémulsionnant et anti–paraffine), les produits chimiques multifonctions apporteront une solution à ce gros problème du fait qu'ils casseront les émulsions provoquées par le processus d'extraction et de production de pétrole brut. Il en résulte un pétrole brut sensiblement anhydre obtenu à un coût minimal pour l'opérateur. Les opérateurs obtiennent une séparation pétrole-eau d'une rapidité exceptionnelle grâce à la fonction désémulsifiant du produit chimique multifonction (PCM) mais aussi, ils vont disperser des cristaux de paraffine dans le brut lorsque la température des parois du tubing devient inferieur à la température de cristallisation commençante (T_{cc}) grâce à la fonction dispersant de paraffine du produit chimique multifonction (PCM)

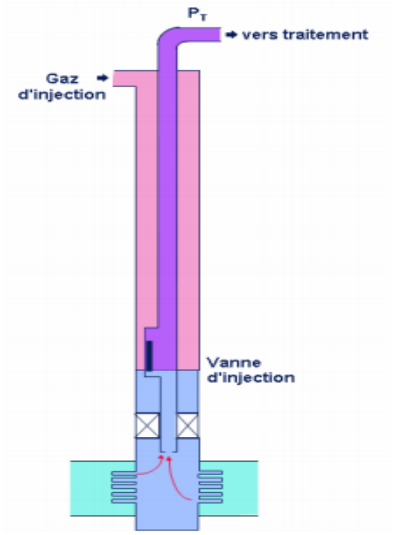


Figure 15: Ligne d'injection des fluides de traitement plus vanne

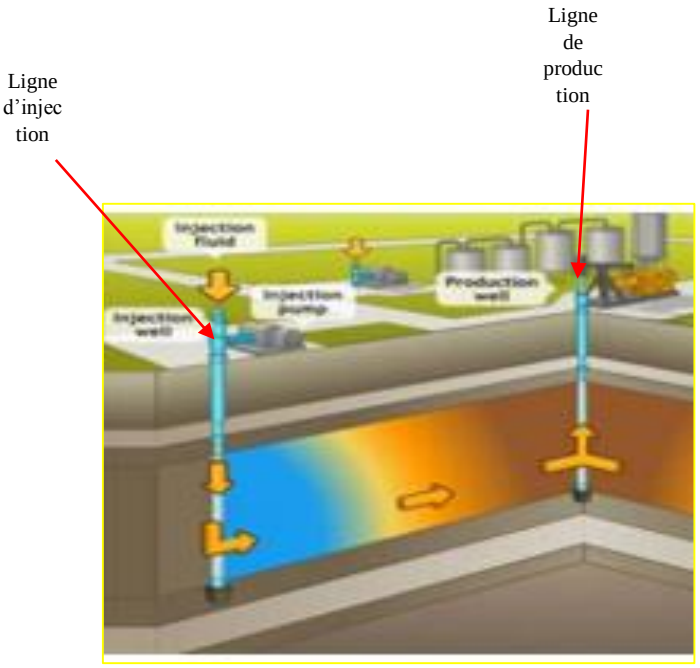


Figure 16: Puits de pétrole montrant la ligne d'injection (injection well) de fluide et la ligne de production (Production well)

NB : ***Outre les fluides de traitement retenus, nous présenterons aussi les résultats, du Chimec CH6738 dans le volet résultats / discussion. Le CH6738 est le produit actuel pour le traitement des puits concernés de TEPC.***

Les informations sur les propriétés physico-chimiques et toxicologiques du Chimec CH2636 & du Multichem MX1-3242 (Voir annexes 1 & 3).

IV.1.1.1 Propriétés Physico-chimiques

Toutes les propriétés physico-chimiques des Fluides de traitement (CH2636 & MX1-3242) sont présentées en annexes 8

IV.1.1.2 Écotoxicité

Les produits chimiques utilisés sont tous toxiques pour les organismes aquatiques et peuvent provoquer des effets nuisibles sur l'environnement à long terme.

Tableau 2: Les effets éco-toxicologiques des composants du Multichem MX1-3242 sur le milieu aquatique

Intitulé chimique	Toxique pour les algues	Toxique pour les poissons	Toxicité aux microorganismes	Toxique pour la daphnie et autres invertébrées aquatiques
Solvant naphta aromatique lourd (pétrole)	**EC50 = 2.5 mg/L 72 h**	**LC50 = 1740 mg/L Lepomis Macrochirus 96 h LC50 = 19 mg/L Pimephales promelas 96 h LC50 = 2.34 mg/l Oncorhynchus mykiss 96 h**		**EC50 = 0.95 mg/L 48 h**
Solvant naphta aromatique léger (pétrole)		**LC50= 9.22 mg/L Oncorhynchus mykiss 96 h**		**EC50 = 6.14 mg/L 48 h**
naphtaline	**EC50 = 0.4 mg/L 96 h**	**LC50= 1.60 mg/L Oncorhynchus mykiss 96 h LC50= 1.99 mg/L Pimephales promelas 96 h LC50= 6.08 mg/L Pimephales promelas 96 h LC50= 6.14 mg/L**	**EC50 = 0.93 mg/L 30 min EC50 > 20 mg/L 18 h**	**EC50 = 2.16 mg/L 48 h**

Intitulé chimique	Toxique pour les algues	Toxique pour les poissons	Toxicité aux microorganismes	Toxique pour la daphnie et autres invertébrées aquatiques
		Pimephales promelas 96 h		

Tableau 3: Les effets éco-toxicologiques des composants du Chimec CH2636 sur le milieu aquatique

Aucune information n'est disponible sur les effets éco-toxicologiques des composants du Chimec CH2636 du point de vue concentration efficace et concentration létale.

- **La composition chimique du Chimec CH2636 est la suivante:**
  - **Naphtalène (concentration < 5 %) ;**
  - **solvant aromatique à haut point d`ébullition (concentration comprise entre 50 - 60 %).**

Du point de vue environnemental ces fluides de traitement ne poseront pas trop des problèmes au milieu aquatique si toutes les mesures sécuritaires sont prises lors de la production du brut. De plus ces fluides de traitement ont plus d'affinité pour le brut que l'eau ce qui évite leur déversement en milieu aquatique. Les résidus éventuels de ces fluides de traitement qui se retrouveraient en émulsion dans l'eau sont traités avant d'être rejeté dans le milieu aquatique (Océan).

Cependant, en cas de rejets accidentels de ces fluides de traitement(le MX1-3242, CH2636, BEO20 et CH6738 dans notre cas) dans le milieu aquatique, des risques écologiques peuvent survenir à court et à long terme sur l'écosystème aquatique des sites d'expérimentations. Par exemple, pour le MX1-3242 les risques écologiques sont évalués suivant les composants (molécules organiques) constitutifs du fluide (voir Tableau 2) et les doses de traitement du brut lors de sa production sont présentées dans le tableau 4. Ces doses sont susceptibles en cas d'accident (lors de la production et du transport du brut) de détruire les algues, les zooplanctons, les poissions et autres espèces aquatiques. D'où la nécessité de prendre toutes les mesures environnementales pour la préservation du milieu aquatique.

Tableau 4: Concentration massique des fluide de traitement dans 1l de la production journalière du brut

Produit ou fluide de traitement	*Taux injecté (ml/j)*	*Densité minimale du produit (lb/gal)*	*Densité maximale du produit (lb/gal)*	*Densité minimale du produit (g/ml)*	*Densité maximale du produit (g/ml)*	*production journalière (l)*	*masse minimale du produit dans le Taux injecté (mg)*	*masse maximale du produit dans le Taux injecté (mg)*	*Concentration massique maximale du produit dans le brut (mg/l)*	*Concentration massique minimal du produit dans le brut (mg/l)*
MultichemMX 1-3242	**20 000**	**7,92**	**8,13**	**0,9499**	**0,9749**	**44 997**	**$18\ 998*10^3$**	**$19\ 498*10^3$**	**422**	**433**
Chimec CH2636	**20 000**	**7,68**	**8,01**	**0,92**	**0,96**	**44 997**	**$18\ 400*10^3$**	**$19\ 200*10^3$**	**409**	**427**

Livre par gallon (U.S.) : $1lb = 0{,}1198264 mg/l$

lb/gal = livre par gallon.

Livre par gallon (Impériale) : $1lb = 0{,}09977637 g/ml$

Dans le tableau 4 les calculs ont été faits avec le livre gallon (U.S.).

IV.2 Equipements utilisés

IV.2.1 Equipements de terrain

Afin de mieux mener nos travaux nous sommes munis des équipements ci-après pour les travaux de terrain (les essais des produits chimiques multifonction) :

- Les équipements de protection individuelle (EPI) servant de protection :
  - Les lunettes de sécurités ;
  - Les paires de gants ;
  - Les chaussures de sécurités ;
  - La combinaison ;
  - Le masque à gaz ;
  - Le détecteur de l'H_2S (gaz très toxique) ;
  - Bouchons d'oreilles pour se protéger du broui des gros moteurs ;
  - Casque de sécurité pour se protéger la tête ;
  - Gilet de sauvetage pour se déplacer d'un site à un autre en offshore
- Cuve de dépotage dans lesquels sont dépotés les fluides de traitement pour être conserver tout au long de son injection pour traiter le ou les puits concernés.
- Les pompes d'injection des fluides de traitement muni de débitmètres (voir annexes 3) pour contrôler les taux des PCM injectés dans le puits ;
- Le chronomètre pour contrôler la vitesse de décantation du brut avec l'eau.

IV.3 Méthodologie mise en œuvre

IV.3.1 Méthodologie sur la quantification des manques à produire

Pour mieux évaluer les manques à produire (MAPs) causés par les opérations wireline à la filiale TEPC sur Pointe Noire Grand Fond (PNGF) Nord & Sud (voir Figure3), nous avons organisé des rencontres avec les services et département ci-après :

- Le Service Bilan matière (SBM) pour avoir des informations sur la production et les MAPs en liaison avec les opérations wireline de tous les puits de PNGF Nord & Sud ;
- Le Département Forage et complétion (DFC) pour avoir des informations sur le planning d'intervention wireline, les rapports d'intervention wireline et l'historique par installation et par puits de PNGF Nord & Sud (Yanga, Sendji & Tchendo).

A l'issu de ces rencontres nous avons réalisé :

- Une collecte de données en liaison avec les opérations wireline qui sont à l'origine des manques à produire (MAPs) à la filiale TEPC ;
- L'exploitation et le traitement des données sur les MAPs, qui ont abouti à des approches de solutions pour mieux les optimiser. La méthodologie adoptée va permettre d'apprécier l'importance des MAPs et de juger l'opportunité de les optimiser.

IV.3.2 Méthodologie pour les tests de produits chimiques multifonctions

Le tout commence à la dalle de transfert ou Aire de transvasement des produits chimiques de la Base Industrielle (BI) de TEPC (voir annexes 3), où avant toute opération il faut lire la fiche de sécurité des produits (voir annexes 3) pour le cas des produits MX1-3242 & CH2636 qu'on a utilisé pour nos tests de terrain. Faire un permis de travail puis porter ces équipements de protection Individuelle (voir annexes 3) pour manipuler les produits chimiques vue qu'ils sont aussi dangereux (voir annexes 4). Les produits chimiques sont acheminés sur sites d'expérimentation (offshore ou Onshore) via le service logistique. Une fois les produit sont sur site ils sont dépotés dans les cuves où ils seront conservés pendant le traitement, avant tout ici nous réalisons les vitesses de décantation avec le contrôleur injection puits (CIP) pour voir après combien de temps le pétrole et l'eau se séparent t'ils. Par la suite définir ou vérifier le taux d'injection du produit. Les tests des produits chimiques multifonction sur les champs pétroliers concernés (voir Figure 3), ont été menés avec l'appui technique du Service de traitement dirigeant les travaux qui nous ont permis de collecter les informations nécessaires sur la quantité du brut (débit) pompés. Parallèlement, des prélèvements en tête de puits du brut sont effectués chaque deux jour après le début des injections de produits et les échantillons collectés sont envoyés à la section laboratoire pour des analyses approfondies. Par la suite, les résultats d'analyse après interprétations nous sont transmis suite à une validation du Chef de service Traitement & Laboratoire afin d'apprécier l'efficacité du produit sur la qualité du brut traité. La méthodologie adoptée pour ces tests vise à :

- Collecter les données liées à la production par la mesure du :
  - Débit d'huile hydratée (QHH) ;
  - Débit d'huile anhydre (QHA).

Les paramètres QHH et QHA ont été choisis pour contrôler la quantité d'huile pompée par puits pendant le test pour les quantités d'huile hydratée et anhydre.

- Apprécier la qualité du brut traité par la mesure de :
  - la teneur en eau (BSW) ;

- L'émulsion résiduelle (Er).

Les paramètres Er et BSW ont été choisis pour contrôler la qualité d'huile pompée par puits pendant le test pour les quantités d'huile hydratée et anhydre.

- Connaitre les sévérités rencontrées lors des opérations wireline.

Les sévérités des puits pour voir l'efficacité des fluides de traitement des puits en termes de paraffine.

IV.3.3 Méthodologie de l'étude technico-commerciale

Pour réaliser une bonne étude technico-commerciale, plusieurs paramètres doivent être pris en comptes. Ceux-ci varient d'une entreprise à une autre. Mais compte tenu des critères de confidentialité sur certaines informations dans la filiale TEPC, nous nous sommes basés sur les données techniques et commerciales mises à notre disposition.

La méthodologie qui a été adoptée pour l'analyse technico-commerciale, est basée essentiellement sur les informations (technique & commerciale) mises à notre disposition compte tenu des résultats attendus de nous sur ce volet. Elle s'est faite suivant la démarche ci-après:

- Faire une analyse des produits chimiques multifonctions (PCM) en terme :
  - Technique pour voir comment agira PCM sur les paramètres techniques de suivis des tests à réaliser ;
  - Commercial pour voir quel est le produit qui aurait coûteux moins cher pour produire un baril d'huile c'est-à-dire une estimation au mieux des coûts d'achats de ces PCM dans la production du baril de brut anhydre.
- Faire une comparaison des avantages concurrentiels
  - Voir en terme technique et commercial mais aussi de gain que procureront ces PCM à la filiale sur le nombre des jours gagnés sur la fréquence d'intervention wireline entre deux opérations.
- Faire une analyse des résultats :
  - En termes de profitabilité et de satisfaction-client ou acheteur (TEPC)
  - Apporter des conseils et aide au choix d'une solution technico-commerciale adaptée aux attentes du client ou acheteur (TEPC) pour les objectifs fixés.

V ***RESULTATS ET DISCUSSION***

Compte tenu de certaines contraintes rencontrées sur le terrain, seulement les résultats de Yanga notamment sur les puits YAM450 & YAM461 seront présentés pour ce qui concerne les tests sur le terrain des produits chimiques multifonction et l'étude technico-commerciale. Par contre, pour les résultats obtenus sur la quantification des manques à produire, tous les trois champs (Yanga, Sendji & Tchendo) sont pris en compte.

V.1 Quantification des manques à produire (MAPs)

V.2 Résultats sur la quantification des manques à produire (MAPs)

V.2.1 Manques à produire (MAPs) statique

Les manques à produire statique, ce sont des pertes en production quantifiées que les sociétés pétrolières subissent quand les travaux de maintenance où autres s'effectuent sur puits tout en arrêtant la production du puits.

Pour réaliser cette évaluation, nous avons remonté de deux ans (**2012 - 2013**) les données de la filiale Total E&P Congo liées à cet effet ; qui après exploitation et traitement nous avons le Tableau 5.

Tableau 5:Puits paraffiniques sur PNGF Nord & Sud

CHAMPS CONCERNES	PUITS PARAFFINIQUE PAR CHAMP
YANGA	5
SENDJI	18
TCHENDO	11
CUMUL	34

La connaissance ou encore la maîtrise des puits paraffiniques de PNGF Nord & Sud (Yanga, Sendji & Tchendo) de la filiale TEPC, constitue pour cette étude un acquis à toutes démarches d'évaluation des manques à produire statique liés aux interventions wireline sur ces puits.
Afin de mieux évaluer les MAPs statique générés par ces puits entre 2012 et 2013 nous avons pris en compte :

- Potentiel de production des puits des champs concernés ;
- Nombres d'interventions WL par puits.

Nous aboutissons:

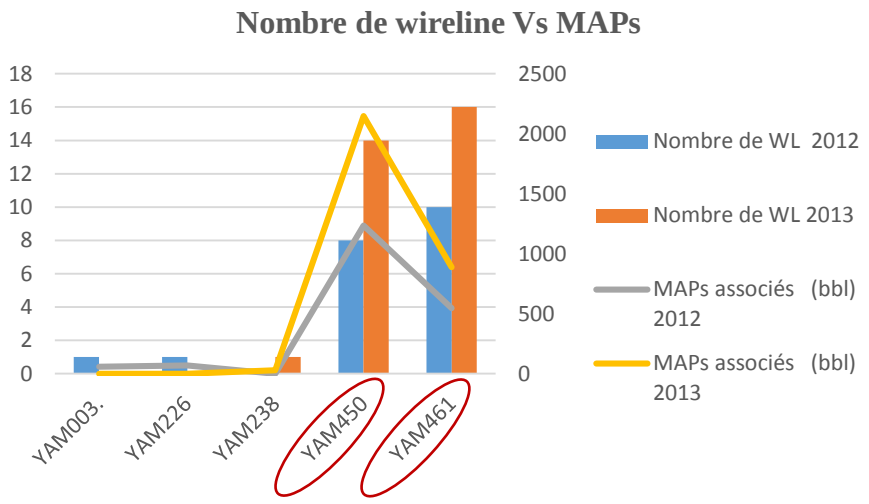


Figure 17: Manques à produire statiques de Yanga

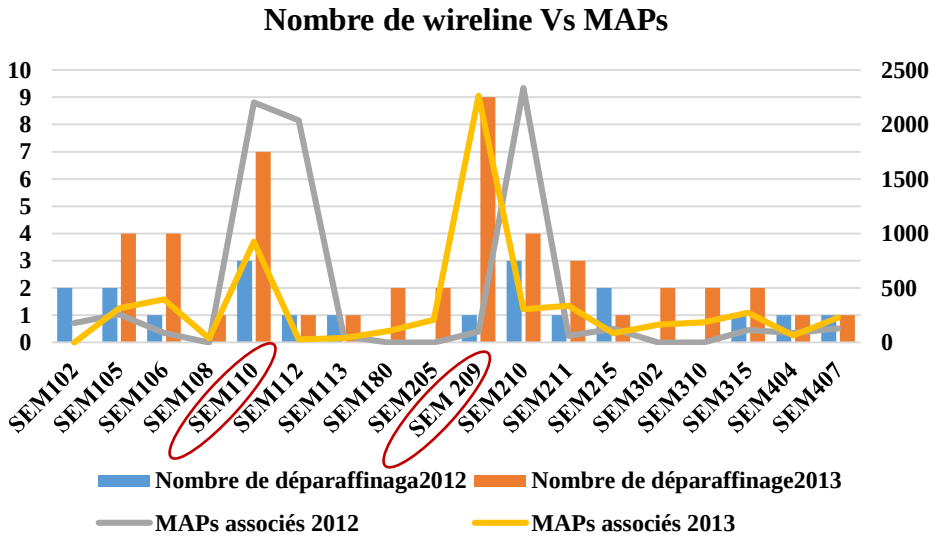


Figure 18: Manques à produire statiques de Sendji

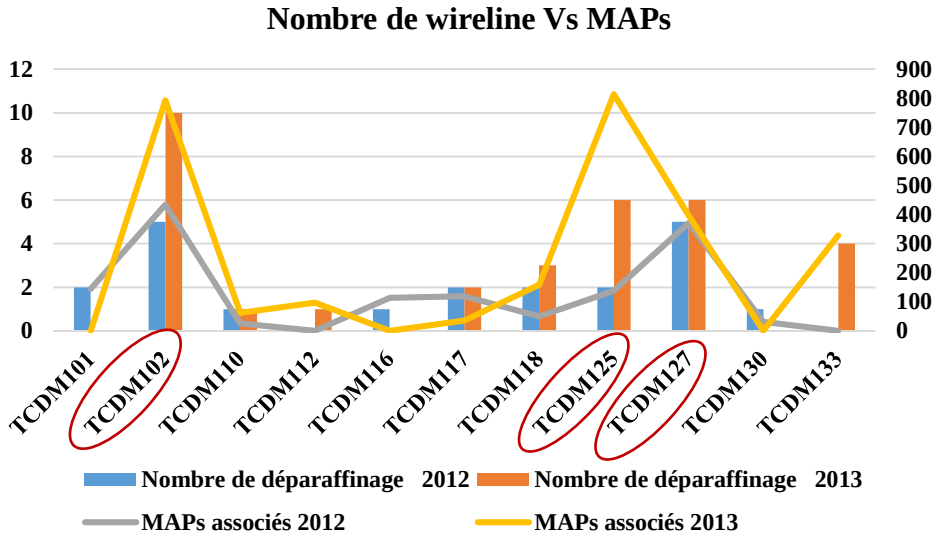


Figure 19: Manques à produire statiques de Tchendo

Tous les puits encerclés en rouge sont les puits critiques en termes de quantité importante des manques à produire (MAPs) générés et la fréquence d'intervention wireline supérieure ou égale à 5 ($\geq 5/an$) par année. Ces MAPs qualifiés de statiques sont les conséquences du nombre d'intervention Wireline sur les puits.

V.2.2 Manques à produire (MAPs) dynamique

Les cristaux de paraffine se déposant de manière progressive à l'intérieur des tubings, vont induire non seulement la réduction du diamètre intérieur mais aussi entrainer des pertes de charges qui induiront à coup sûr une diminution progressive du débit du brut jusqu'au moment où on arrête la production pour les opérations wireline.

Pour apprécier ce phénomène dynamique et lent qui se passe dans les tubings et qui est aussi à l'origine des manques à produire à cause de la diminution du débit du brut ; nous avons adopté un modèle théorique du comportement des puits paraffiniques (voir Figure 20) à travers la mise en place d'une formule mathématique (formule 2) qui va permettre d'approcher les quantités des manques à produire induites par ledit phénomène. Ce sont des MAPs dynamiques.

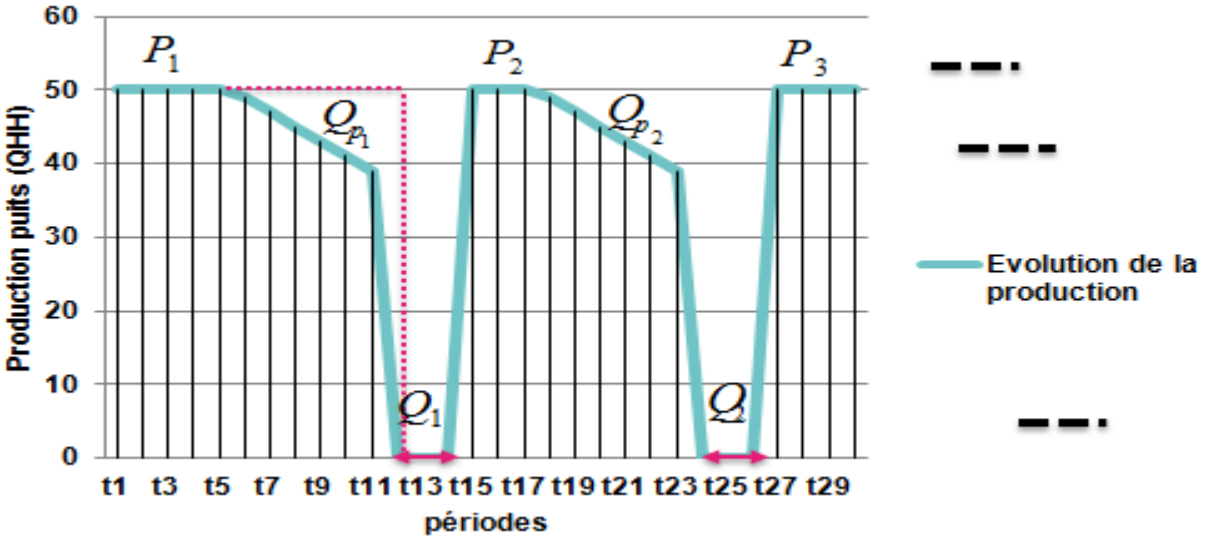


Figure 20:Comportement théorique d'un puits de pétrole paraffinique

$$Q_{MAPs.total} = \sum_{i=1}^{n} Q_{p_i} + \sum_{i=1}^{n} Q_i \quad [18] \qquad (2)$$

MAPs liés à l'accumulation successive de la paraffine sans arrêt du puits : MAPs Dynamique

MAPs liés au déparaffinage (WL) c.-à-d. avec arrêt du puits : MAPs statique

Avec :

$$\sum_{i=1}^{n} Q_{p_i} = Q_{p_1} + Q_{p_2} + Q_{p_3} + \ldots$$

Et :

$$Q_{p_1} = \sum_{j}^{m} \left(P_1 - K_{p_{1/j}} \right)$$

j = ***Période où le dépôt de la paraffine ce fait ;***

P_1 = ***Potentiel du puits ou production estimée (puits propre) ;***

m = ***Période où la production est arrêtée pour faire le déparaffinage du puits ;***

$K_{p_{1/j}}$ = ***Production à une période j suivant la déposition de la paraffine.***

[18] *Auteur*

Ce modèle théorique appliqué aux champs pétroliers étudiés, nous a permis de quantifier les manques à produire dynamique surtout pour les puits critiques précédemment identifiés (voir les Tableaux 6; 7 & 8 ainsi que la Figure 22). Pour mieux apprécier l'évolution de ces manques à produire dynamiques afin de valider notre modèle théorique, nous avons effectué une simulation sur le puits critique YAM461 qui est présentée dans la figure 21.

Exemple pratique **: Cas de YAM461**

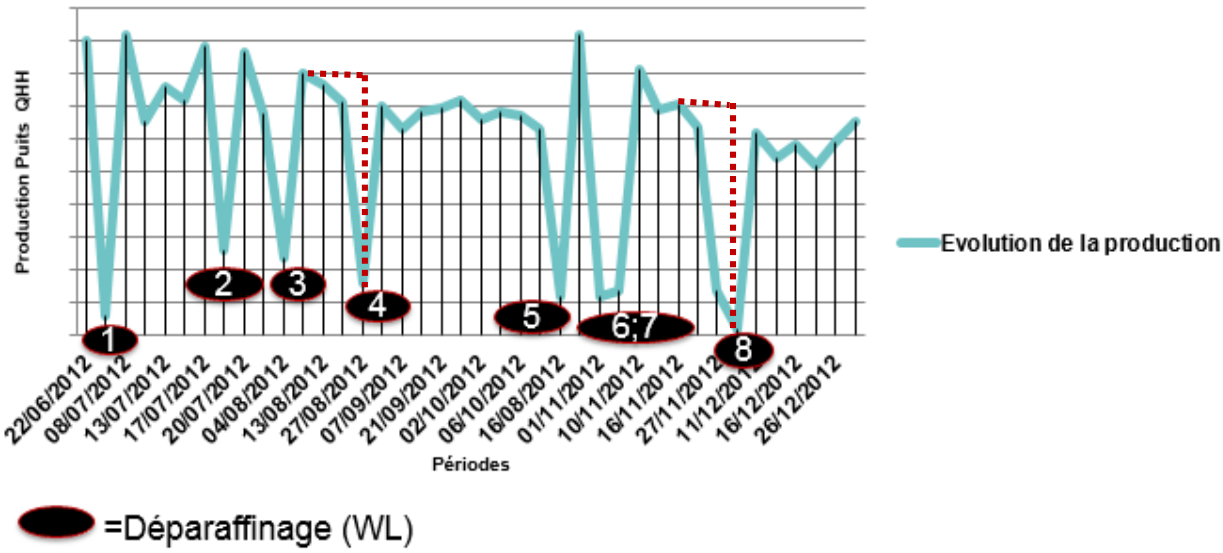


Figure 21: Comportement réel d'un puits de pétrole paraffinique

La Figure 21 permet aussi de montrer comment se comporte un puits paraffinique en temps réel contrairement aux idées reçus qu'après chaque opération wireline le potentiel du puits revenait à l'initial. De plus, dans la réalité on peut ne pas revenir au potentiel initial du puits qui dépend beaucoup de la qualité du nettoyage réalisé par les agents de wireline et du solvant utilisé lors du nettoyage du tubing voire même des émulsions qui se forme lors de l'extraction du brut de son réservoir.

D'après notre formule mathématique (voir formule 2), les manques à produire totaux seraient la somme des manques à produire statiques et dynamiques.

Tableau 6: Puits critiques sur SENDJI

	Périodicité Moyenne de déparaffinage (jours)		Nombre de déparaffinage réalisé/an		Durée de déparaffinage (heures/an)		MAPs Statique (bbl/an)		MAPs Dynamique (bbl/an)		Production (bbl/an)		Production journalière moyenne (bbl/jour)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
SEM110	41	48	3	7	26	59	2343	924	4507	6044	115 843	92 750	317	254
SEM209	Pas d'opération WL	40	1	9	05	166	100	2204	553	3940	103 679	80 283	283	220
Cumul							2443	3128	5060	9984	219 522	173 033		

Tableau 7: puits critiques sur YANG

	Périodicité Moyenne de déparaffinage (jours)		Nombre de déparaffinage réalisé/an		Durée de déparaffinage (heures/an)		MAPs Statique (bbl/an)		MAPs Dynamique (bbl/an)		Production (bbl/an)		Production journalière moyenne (bbl/jour)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
YAM450	26	26	8	14	46	160	1234	2146	6837	6659	102 925	88 545	281	243
YAM461	20	22	10	16	71	106	547	888	3090	6718	65 459	56 476	179	155
Cumul							1781	3034	9927	13 377	168 384	145 021		

Tableau 8: Puits critiques sur TCHENDO

	Périodicité Moyenne de déparaffinage (jours)		Nombre de déparaffinage réalisé/an		Durée de déparaffinage (heures/an)		MAPs Statique (bbl/an)		MAPs Dynamique (bbl/an)		Production (bbl/an)		Production journalière moyenne (bbl/jour)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
TCDM 102	34	36	5	10	98	118	434	798	4 088	16297	49 850	39 906	136	109
TCDM 125	40	60	2	6	11	70	138	1246	987	1285	88 456	73 153	219	200
TCDM 127	38	58	5	6	39	53	371	488	899	1110	74 036	61 304	202	168
cumul							943	2532	5 974	18 692	212 342	174 363		

On remarque que les MAPs dynamiques sont largement supérieur aux MAPs statiques (Voir Figure 22), ce qui nous amène à dire que TEPC sous-estimait ces manques à produire. Tout ceci vient confirmer l'ampleur de ces manques à produire qu'il faudra corriger absolument pour l'amélioration du rendement de la production.

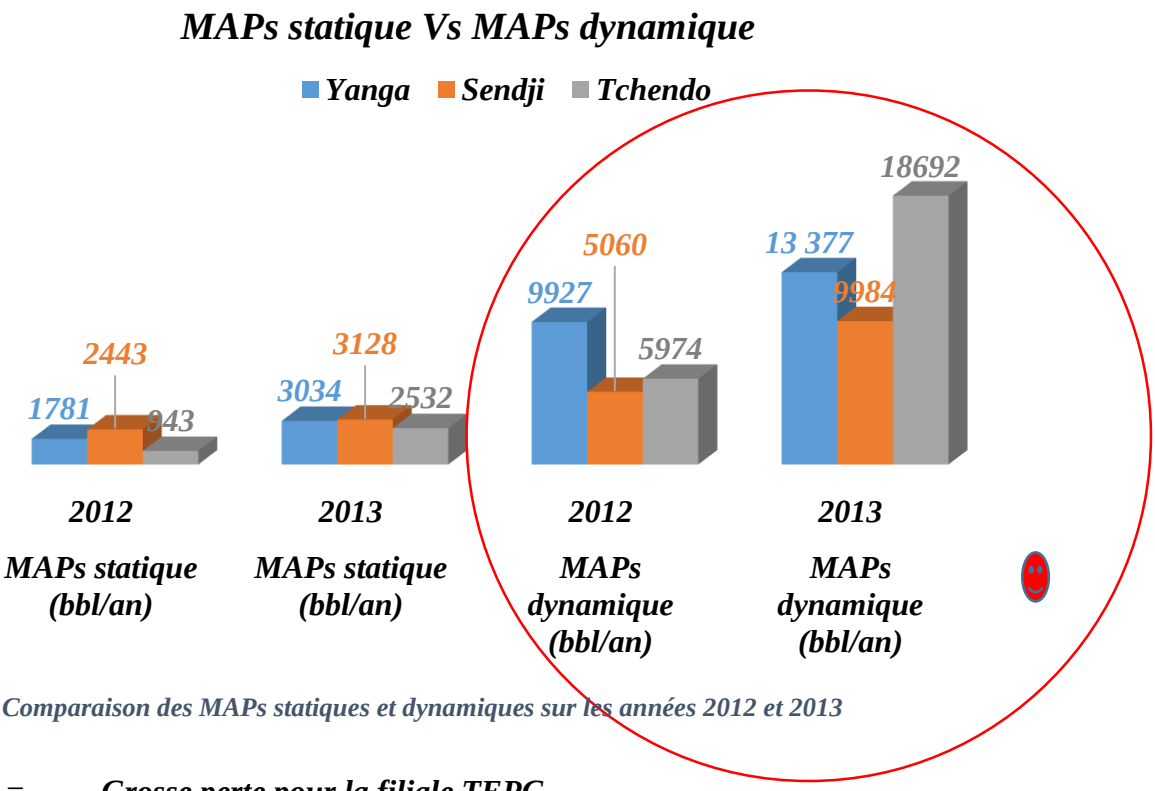


Figure 22:Comparaison des MAPs statiques et dynamiques sur les années 2012 et 2013

= ***Grosse perte pour la filiale TEPC***

V.3 Tests des produits chimiques multifonction

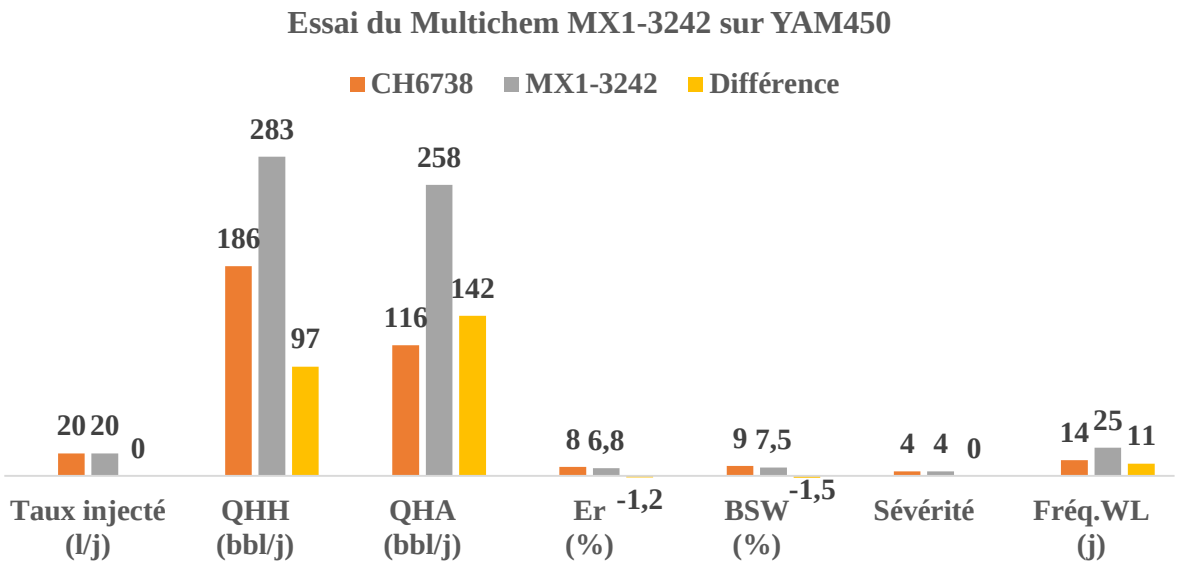
Pour apprécier l'efficacité des trois produits chimiques retenus surtout en termes de diminution de la fréquence des opérations wireline, nous nous réfèrerons au produit chimique utilisé **(Chimec CH6738)** sur les champs pétroliers avant nos essais

V.3.1 Tests avec MX1-3242, CH2636 & BEO20 sur YAM450

Les résultats obtenus pour les tests des trois produits chimiques sur le champ YAM450 sont présenté dans les tableaux et Figures ci-dessous.

Tableau 9: Essai du Multichem MX1-3242 sur YAM450

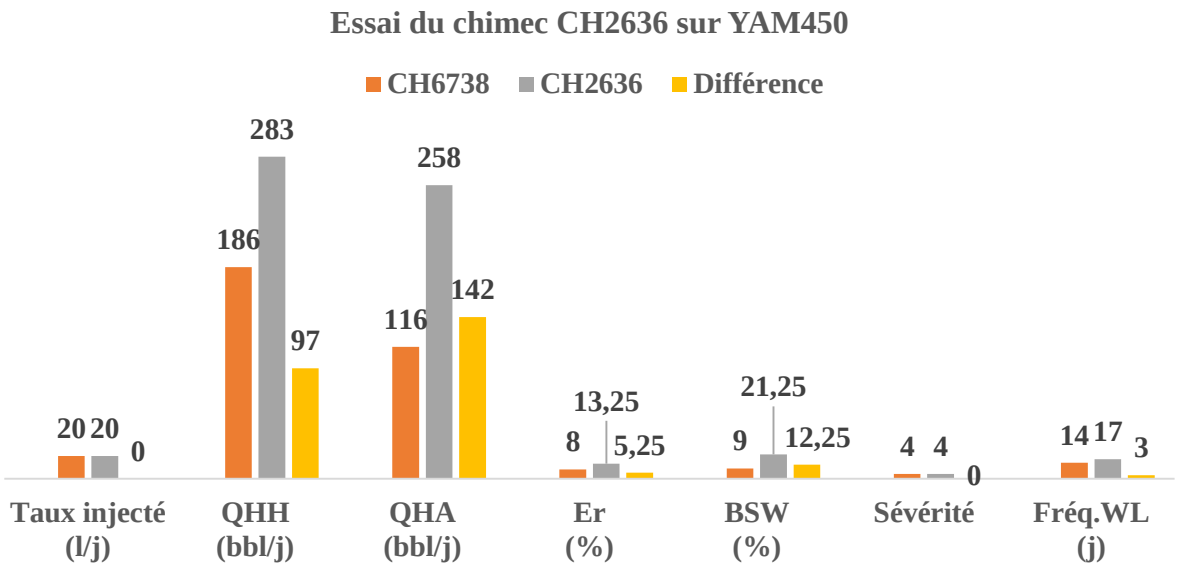
Produits	Taux injecté (l/j)	QHH (bbl/J)	QHA (bbl/J)	Er (%)	BSW (%)	Sévérité	Fréq.WL (j)
CH6738	**20**	**186**	**116**	**8**	**9**	**4**	**14**
MX1-3242	**20**	**283**	**258**	**6,8**	**7,5**	**4**	**25**
Différence	**0**	**97**	**142**	**-1,2**	**-1,5**	**0**	**11**



On voit que le traitement du puits YAM450 avec **MX1-3242** à un taux d'injection de 20l/jour, affiche de légères réductions d'émulsion résiduelle (Er) et de teneur en eau (BSW) respectivement de **1,2** et **1,5%**. Les débits d'huile hydratée (QHH) et anhydre (QHA) présentent des gains respectivement de **97bbl/j** et **142bbl/j** ce qui montre une amélioration de la productivité de ce puits. Concernant la paraffine, la sévérité du puits est restée à la catégorie **4** avec un gain de onze (**11**) jours sur la fréquence de déparaffinage du puits (intervention Wireline).

Tableau 10: Essai du Chimec CH2636 sur YAM450

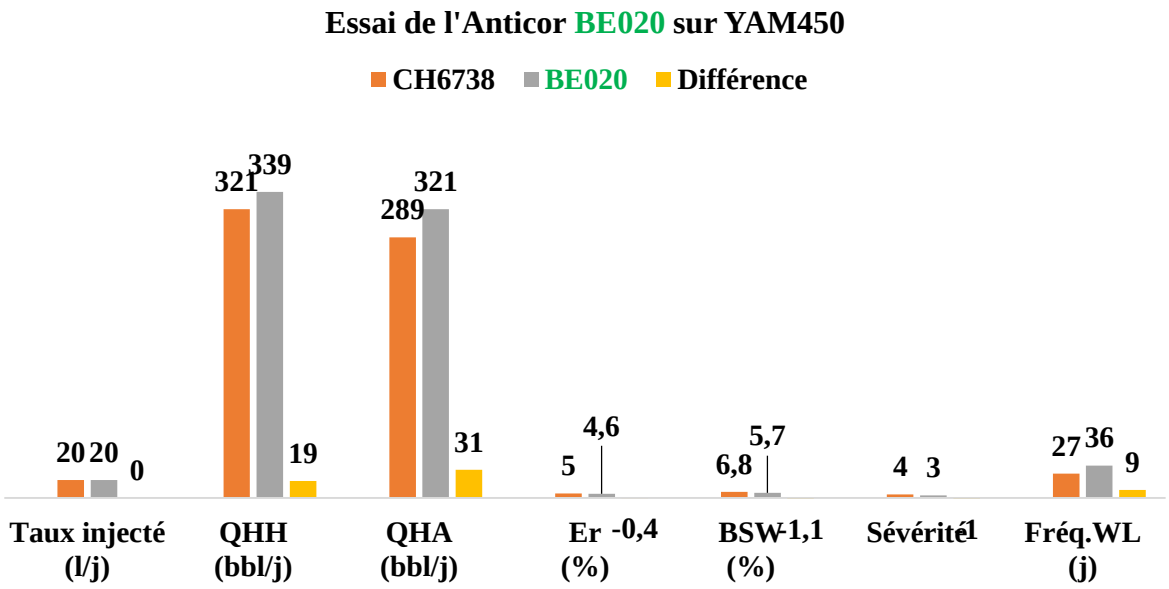
Produits	Taux injecté (l/j)	QHH (bbl/J)	QHA (bbl/J)	Er (%)	BSW (%)	Sévérité	Fréq.WL (j)
CH6738	**20**	**186**	**116**	**8**	**9**	**4**	**14**
CH2636	**20**	**283**	**258**	**13,25**	**21,25**	**4**	**17**
Différence	**0**	**97**	**142**	**5,25**	**12,25**	**0**	**3**



On remarque que, le traitement du puits YAM450 avec **CH2636** à un taux d'injection de 20l/jour, entraine une augmentation d'émulsion résiduelle (Er) et de la teneur en eau (BSW) respectivement de **5,25%** et **12,25%.** On observera dans ce puits des pertes de production mais pour corriger cela, il faudra augmenter le taux d'injection de **CH2636** afin de casser ces émulsions (**ceci aura un coût sur la production du baril d'huile brut**). Les débits d'huile anhydre (QHA) et d'huile hydratée (QHH) respectivement **258bbl** et **283bbl**, présentent respectivement des gains de **142bbl** et **97bbl** sur la production. La sévérité du puits est restée à la catégorie 4 et la fréquence de déparaffinage est passée de 14 à 17 jours donc un gain de 3 jours sur la fréquence de déparaffinage.

Tableau 11: Essai de l'Anticor BE020 sur YAM450

Puits	Taux injecté (l/j)	QHH (bbl/J)	QHA (bbl/J)	Er (%)	BSW (%)	Sévérité	Fréq.WL (j)
CH6738	**20**	**321**	**289**	**5**	**6,8**	**4**	**27**
BE020	**20**	**339**	**321**	**4,6**	**5,7**	**3**	**36**
Différence	**0**	**19**	**31**	**-0,4**	**-1,1**	**-1**	**9**



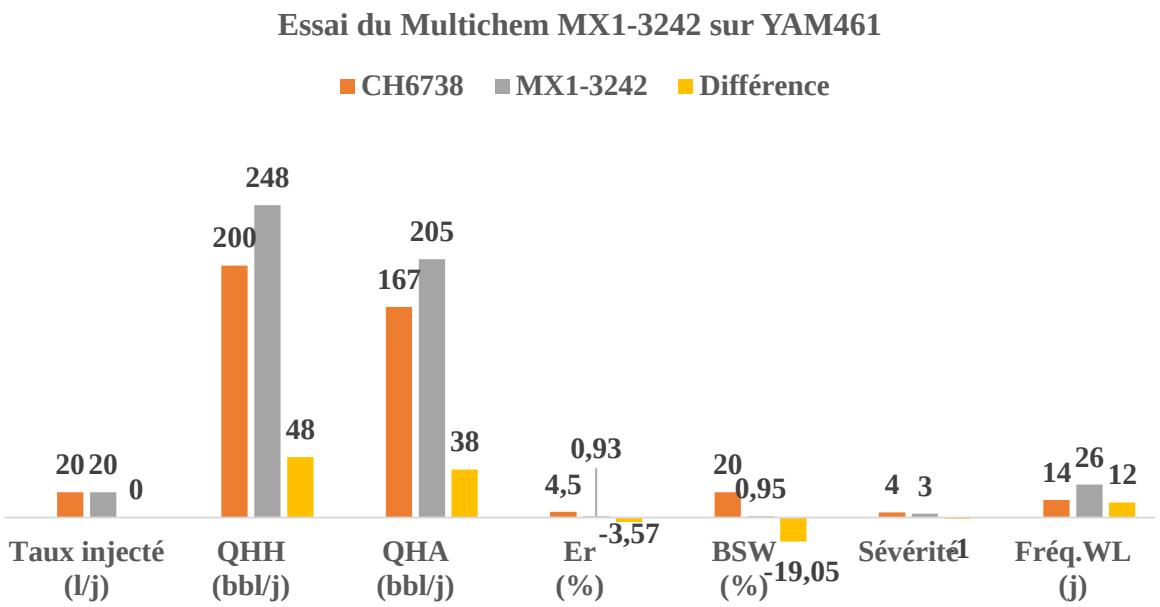
On observe avec le traitement du puits YAM450 au **BE020** à un taux d'injection de 20l/jour, de légères réductions de l'émulsion résiduelle (Er) et de la teneur en eau (BSW) qui sont respectivement de **0,4** et de **1,1%** donc nécessitant ainsi une légère augmentation de taux d'injection pour continuer à casser les émulsions ; alors que les débits d'huile hydraté (QHH) et anhydre (QHA) présentent des gains respectivement **19bbl/j** et **31bbl/j** donc une amélioration de la productivité de ce puits. La sévérité du puits est passée de **4** à **3** donc la catégorie **3** avec un gain de neuf (**09**) jours sur la fréquence de déparaffinage du puits (intervention Wireline).

V.3.2 Tests avec MX1-3242, CH2636 & BEO20 sur YAM461

Les résultats obtenus pour les tests des trois produits chimiques sur le champ YAM461 sont présentés dans les tableaux et Figures ci-dessous.

Tableau 12: Essai du Multichem MX1-3242 sur YAM461

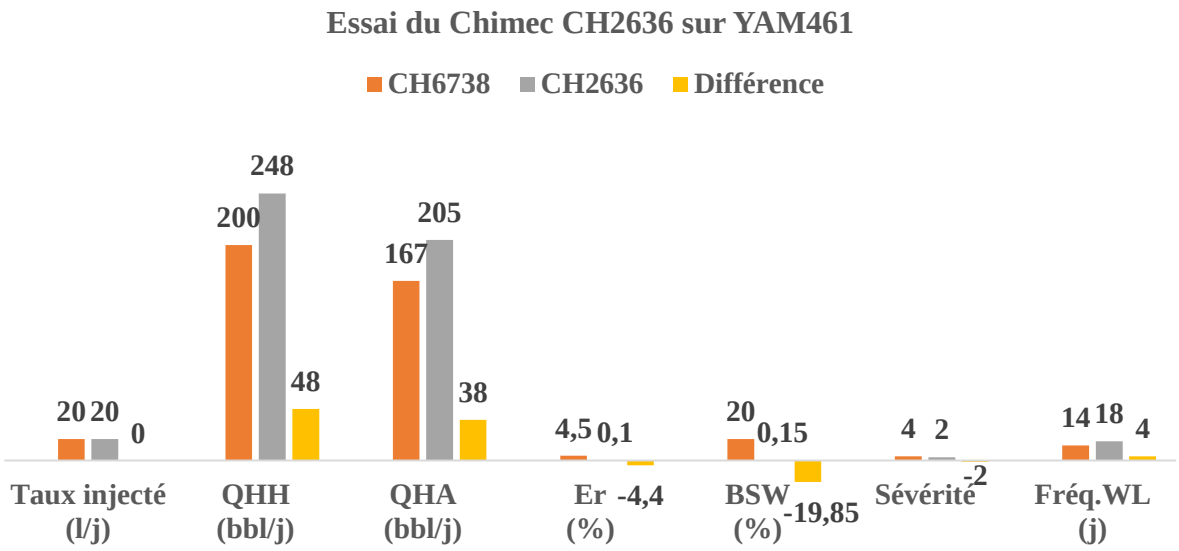
Produits	Taux injecté (l/j)	QHH (bbl/J)	QHA (bbl/J)	Er (%)	BSW (%)	Sévérité	Fréq.WL (j)
CH6738	**20**	**200**	**167**	**4,5**	**20**	**4**	**14**
MX1-3242	**20**	**248**	**205**	**0,93**	**0,95**	**3**	**26**
Différence	**0**	**48**	**38**	**-3,57**	**-19,05**	**-1**	**12**



Les résultats du Tableau 12 montrent que le puits YAM461 traité avec **MX1-3242**, injecté à un débit de 20l/j, a enregistré des réductions importantes d'émulsion résiduelle (Er) et de la teneur en eau (BSW) qui sont respectivement de **3,57 et 19,05%.** Les débits d'huile hydratée (QHH) et anhydre (QHA) présentent des gains respectifs de **48 bbl**/j et **38bbl/j** donc une amélioration de la productivité de ce puits. La sévérité du puits est passée de **4 à 3** ce qui entraine un gain de douze (**12**) jours sur la fréquence de déparaffinage du puits.

Tableau 13: Essai du Chimec CH2636 sur YAM461

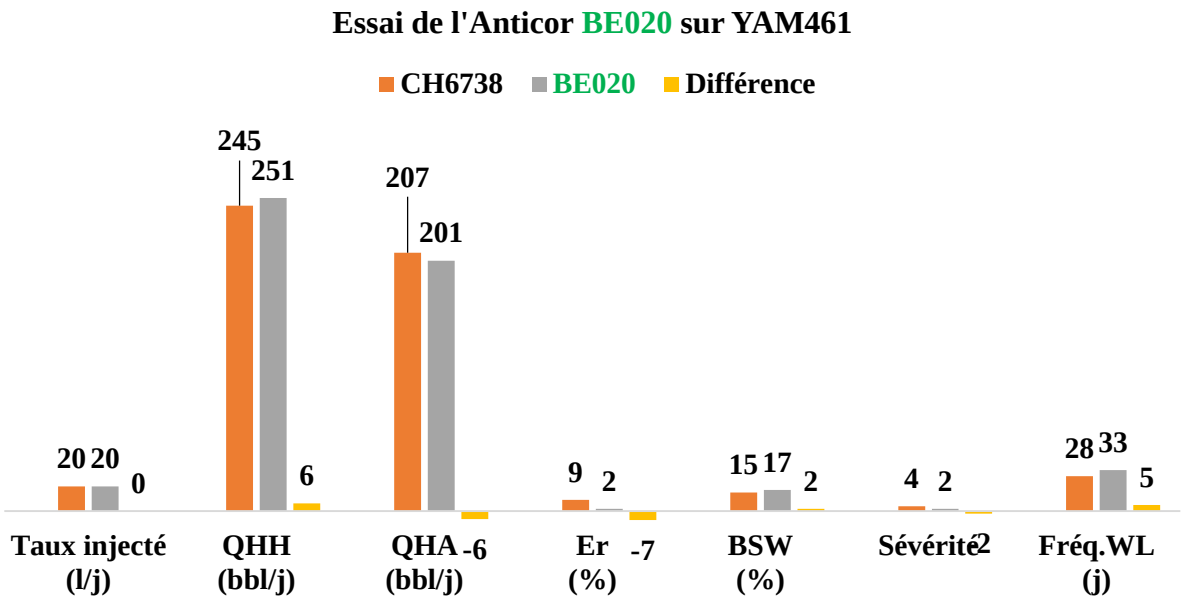
Produits	Taux injecté (l/j)	QHH (bbl/J)	QHA (bbl/J)	Er (%)	BSW (%)	Sévérité	Fréq.WL (j)
CH6738	**20**	**200**	**167**	**4,5**	**9**	**4**	**14**
CH2636	**20**	**248**	**205**	**0,1**	**0,15**	**2**	**18**
Différence	**0**	**48**	**38**	**-4.4**	**-19.85**	**-2**	**4**



Les résultats du Tableau 13 montrent que le puits YAM461 traité avec le CH2636 à 20l/j, a connu une bonne réduction et une amélioration de son émulsion résiduelle ainsi que de sa teneur en eau qui sont respectivement de 4,4% et 19,85%. Les débits d'huile anhydre (QHA) et d'huile hydratée (QHH) sont respectivement 205 bbl/j et 248 bbl/j avec des gains respectifs de 38bbl/j et 48bbl/j sur la production. La sévérité du puits est passée de la catégorie 4 à la catégorie 2 ce qui fait que la fréquence de déparaffinage est passée de 14 jours à 18 jours soit un gain de 4 jours sur la fréquence.

Tableau 14: Essai du BE020 sur YAM461

Produits	Taux injecté (l/j)	QHH (bbl/J)	QHA (bbl/J)	Er (%)	BSW (%)	Sévérité	Fréq.WL (j)
CH6738	**20**	**245**	**207**	**9**	**15**	**4**	**28**
BE020	**20**	**251**	**201**	**2**	**17**	**2**	**33**
Différence	**0**	**6**	**-6**	**-7**	**2**	**-2**	**5**



Les résultats du Tableau 14 montrent que le puits YAM461 traité avec le **BE020** à 20l/j, connait une réduction conséquente de l'émulsion résiduelle (Er) de 9 à 2% et une légère augmentation de teneur en eau (BSW) qui passe de 15 à 17% d'où une nécessité d'augmenter le taux d'injection pour mieux casser l'émulsion. Le débit d'huile hydraté (QHH) présente un gain de 6bbl/j et un manque à produire (MAPs) en huile anhydre (QHA) de 6 bbl/j qui peut être expliqué du fait qu'on a 17% de BSW. Concernant la paraffine, la sévérité du puits est passée de 4 à 2 donc la catégorie 2 avec un gain de cinq (05) jours sur la fréquence de déparaffinage du puits.

V.3.3 Comparatif des essais sur YAM450

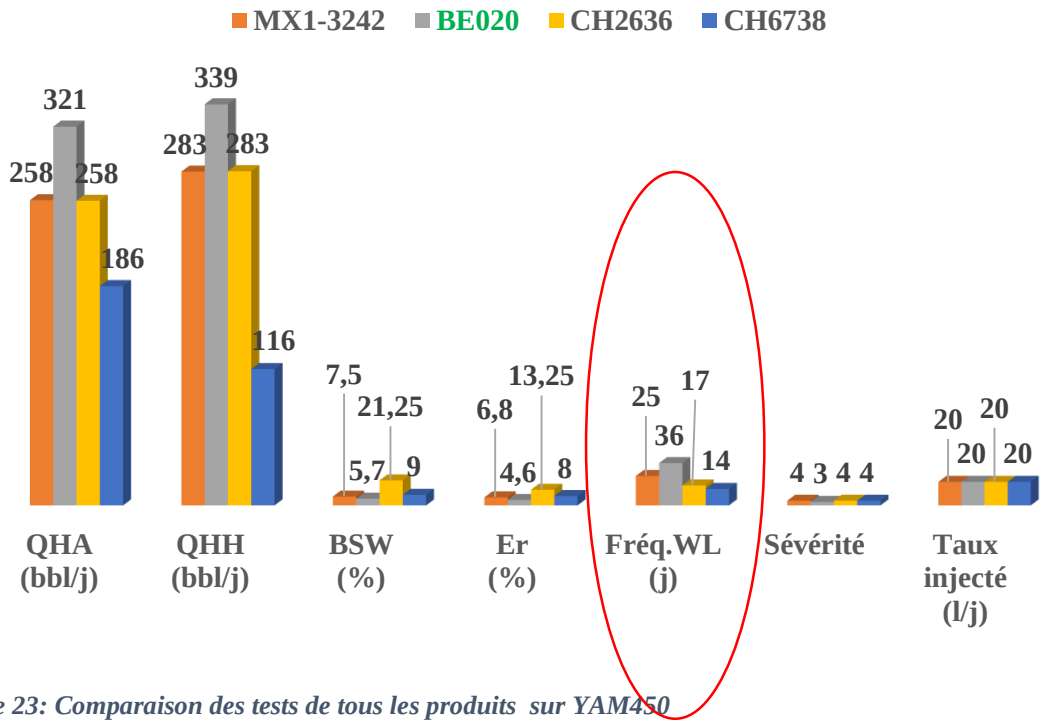


Figure 23: Comparaison des tests de tous les produits sur YAM450

Le comparatif des essais montre que le puits **YAM450** traité tour à tour avec les produits **CH6738, MX1-3242, BEO20 & CH2636**, a connu une bonne productivité en huile hydratée et anhydre respectivement de **339 et 321bbl/j** avec le **BEO20**. Une production moyenne avec les produits **MX1-3242 & CH2636** qui ont donné des QHA et QHH respectivement de **258 et 283bbl/j**. Une faible production avec le produit **CH6738** qui donne un QHH égale à 116 et un QHA égale à **186bbl/j.** Le puits a connu une teneur en eau qui est de **5,7%** pour le **BEO20**, **7,5%** pour le **MX1-3242, 9%** pour le **CH6738** et **21,25%** pour le **CH2636.** De plus, on a noté des émulsions résiduelles de **4,6%, 6,8%, 8% et 13,25%** respectivement pour le **BEO20, le MX1-3242, CH6738 et CH2636**. Ces taux (teneur en eau et émulsions résiduelles) étant élevés, il va falloir augmenter le taux d'injection de ces produits dans le but de diminuer considérablement la teneur en eau qui influencera à coup sûr les émulsions résiduelles dans le brut. Ceci aura une conséquence directe sur le prix au litre des produits chimiques utilisés

L'utilisation de ces produits, malgré la non amélioration de la qualité du brut (en terme de teneur en eau et en émulsions résiduelles) a qu'en même permis la diminution de la fréquence des opérations wireline qui sont passées de 14 jours pour le produit actuellement utilisé (**CH6738**).à **17 jours** pour **le CH2636** , **25jours** pour le **MX1-3242** et **36 jours** pour **le BEO20.**

V.3.4 Comparatif des essais sur YAM461

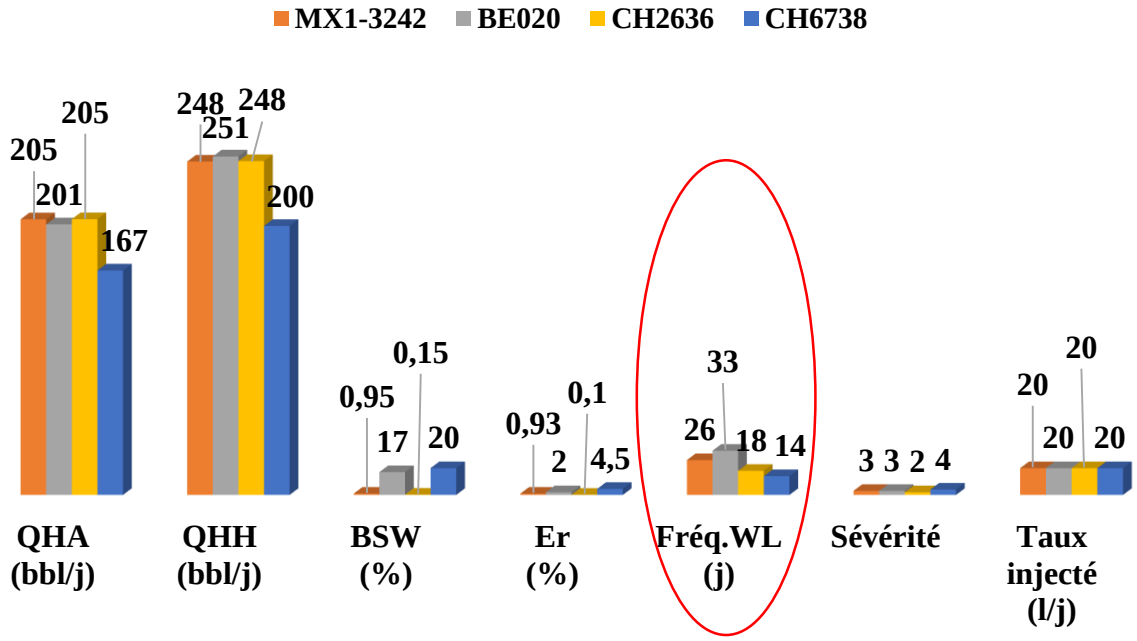


Figure 24: Comparaison des tests de tous les produits sur YAM461

Le comparatif des essais montre que le puits **YAM461** traité tour à tour avec les produits **CH6738, MX1-3242, BEO20 & CH2636**, a connu une productivité élevée en huile hydratée (**251bbl/j)** et une légère baisse en huile anhydre **(201bbl/j)** avec le **BEO20.** Ceci peut être expliqué par sa teneur en eau (BSW) qui est égale à **17%** mais ce point de vue reste discutable du fait que son émulsion résiduelle est faible **(2%)** alors que ces deux paramètres vont de paire. Une production moyenne avec les produits **MX1-3242 & CH2636**, qui ont donné des débits QHA et QHH respectivement de **205 et 248bbl/j**. avec des émulsions **respectives de 0,93 & 0,1%** et des teneurs en eau respectives de **0,95 & 0,15%)** On voit là que les deux produits précédents agissent très bien sur la qualité du brut en diminuant considérablement la teneur en eau et les émulsions résiduelles.

Par contre, on a une faible production avec le **CH6738** qui donne un QHH égale à **200 bbl/j** et un QHA **167bbl/j** et une teneur eau en élevée de **20%**. La remarque faite avec **BEO20** sur **YAM 450**, reste aussi valable pour le **CH6738** qui donne une émulsion résiduelle de **4,5%.**

En conséquence, les fréquences de déparaffinages ont été rallongées de **18 jours** avec le **CH2636**, **26 jours** avec le **MX1-3242** et **33 jours** avec **BEO20** comparativement au **CH6738** qui affichait **une** fréquence de déparaffinage de **14 jours**.

V.3.5 L'évaluation technique pour le choix du meilleur produit

Les paramètres techniques qui ont été pris en compte pour réaliser cette étude sont :

- Le débit anhydre d'huile (QHA) ;
- L'émulsion résiduelle (Er) ;
- Le taux d'injection ;
- La fréquence d'intervention wireline ;
- La sévérité

Le premier paramètre permet d'estimer la quantité de brut extrait, le second d'apprécier la qualité du brut pompé, le troisième l'efficacité du fluide de traitement et les deux derniers traduisent une conséquence directe des paramètres précédents.

Nous avons adopté une légende résumée ci-dessous qui consiste à attribuer des points en fonction du niveau d'atteinte des objectifs fixés (dans l'ordre décroissant : du plus grand au plus petit en terme d'efficacité) pour les quatre fluides de traitement (BEO20, CH2636, MX1-3242 et CH6738). Cette légende est valable pour les Tableaux 15 & 16

Légende	
Rang	Point
x	1
xx	2
xxx	3
xxxx	4

Tableau 15: Résultats techniques sur YAM450

	MX1-3242		BE020		CH2636		CH6738	
QHA	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxx	3	xxxx	4	xxx	3	xx	2
Er	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxx	3	xxxx	4	x	1	xx	2
Taux	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxxx	4	xxxx	4	xxxx	4	xxxx	4
Sévérité	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxx	3	xxxx	4	xxx	3	xxx	3
Périodicité Ou Fréq.WL	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxx	3	xxxx	4	xx	2	x	1
cumul des points		**16**		**20**		**13**		**12**

= Le produit chimique multifonction moins bon en termes de technicité.

= Le meilleur produit chimique multifonction en termes de technicité

Tableau 16: Résultats techniques sur YAM461

	MX1-3242		BE020		CH2636		CH6738	
QHA	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxxx	4	xxx	3	xxxx	4	xx	2
Er	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxxx	4	xx	2	xxx	3	x	1
Taux	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxxx	4	xxxx	4	xxxx	4	xxxx	4
Sévérité	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxxx	4	xxxx	4	xxxx	4	xxx	3
Périodicité Ou Fréq.WL	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point	Rang	Point
	xxx	3	xxxx	4	xx	2	x	1
cumul des points		**19**		**17**		**17**		**11**

= Le produit chimique multifonction moins bon en termes de technicité.

= Le meilleur produit chimique multifonction en termes de technicité.

Les Tableaux 15 & 16 donnent les résultats techniques des fluides de traitement. Suite au cumul de points l'Anticor BEO20 vient en tête devant les autres fluides de traitement sur le puits YAM 450. Par contre sur le puits YAM461, c'est plutôt le Multichem MX1-3242 qui vient en tête devant les autres fluides de traitement. Il faudra donc après faire une étude commerciale pour voir parmi les deux meilleurs produits ou les autres produits, celui qui permet de produire le baril de pétrole à un cout bas.

V.3.6 L'évaluation commerciale pour le choix final

Ce volet consiste à faire une étude commerciale afin de voir le fluide de traitement qui aura coûté moins cher pour produire un baril (bbl) c'est-à-dire **159litres** (l) de pétrole brut.

Pour cette raison, on prendra en compte pour cette évaluation:

- Le prix au litre du fluide de traitement ;
- La consommation journalière du fluide de traitement ;
- La production journalière du puits traitée avec le fluide.

Les Tableaux 17 et 18 donnent plus de détails sur les résultats obtenus à l'issu de cette évaluation.

Tableau 17: Coût des produits chimiques multifonctions dans la production du baril d'huile anhydre avec MX1-3242, CH2636, BEO20 & CH6738 sur YAM450

Multichem MX1-3242						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
4,716	20	7200	33955,2	258	92880	0,4

Anticor BEO20						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
5,327	20	7200	38354,4	321	115560	0,3

Chimec CH2636						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
4,454	20	7200	32068,8	258	92880	0,35

Chimec CH6738						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
2,928	20	7200	21081,6	116	41760	0,5

= Produit chimique multifonction le plus coûteux pour la production de 159 litres soit un baril d'huile (pétrole brut)

= Produit chimique multifonction le moins coûteux dans la production de 159 litres soit un baril d'huile (pétrole brut)

*NB: **1 bbl = 159 l; 1 m^3 = 6,286 bbl***

1 bbl = 107, 08 USD ($) "Juillet 2014"

L'année commerciale correspond à 360 jours.

Tableau 18: Coût des produits chimiques multifonctions dans la production du baril d'huile anhydre avec MX1-3242, CH2636, BEO20 & CH6738 sur YAM461

Multichem MX1-3242						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
4,716	20	7200	33955,2	205	73800	0,46

Anticor BEO20						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
5,327	20	7200	38354,4	201	72360	0,53

Chimec CH2636						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
4,454	20	7200	32068,8	205	73800	0,44

Chimec CH6738						
Prix au litre (USD)	Consommation (l/j)	Consommation (l/an)	Consommation (USD/an)	Production (bbl/j)	Production (bbl/an)	Coût de Production (USD/an)
2,928	20	7200	21081,6	167	60120	0,35

= Produit chimique multifonction le plus coûteux pour la production de 159 litres soit un baril d'huile (pétrole brut)

= Produit le moins coûteux dans la production de 159 litres soit un baril d'huile (pétrole brut)

Tableau 19: Gain annuel de la production cumulée sur YAM450 & YAM461 par rapport au nombre de jours gagnés sur la fréquence wireline

FLUIDES DE TRAITEMENT	PROFIT EN USD ($)
MX1-3242 / CH6738	7 942 338
BE020 / CH6738	12 060 313
CH2636 / CH6738	3 496 590

= Produit donnant le plus de profit à la filiale TEPC par rapport au nombre de jours gagnés sur la fréquence wireline

Les Tableaux 17 & 18 donnent les résultats des coûts de revient des fluides de traitement dans la production d'un baril de pétrole brut anhydre (sans eau). Sur YAM450, c'est le BEO20 qui donne un faible prix de revient alors que sur YAM461 c'est le CH6738 qui vient en tête. De plus BEO20 donne plus de gain annuel par rapport au nombre de jour gagné sur la fréquence Wireline (Tableau 19).

Mais il serait judicieux d'attendre les tests de Sendji avant d'opérer le bon choix car nous ignorons encore quel serait le comportement de chaque fluide de traitement sur le champ de Sendji où les contraintes techniques jusqu'ici ne nous permettent pas de faire face aux tests.

VI *CONCLUSION ET PERSPECTIVES*

Cette étude nous a permis de voir sous un angle particulier les problèmes des dépôts de paraffine et des émulsions dans les puits de pétrole déclarés paraffiniques en grand fond lors de l'extraction du brut de ces puits.

Tout le travail développé dans l'approche de la quantification des manques à produire (MAPs) d'un puits de pétrole paraffinique nous a permis aujourd'hui d'avoir une idée de ce que la filiale Total E & P Congo (TEPC) perdait en plus des manques à produire statique dû aux opérations wireline sur ces puits paraffiniques de Pointe Noire Grand Fond (PNGF) Nord & Sud notamment sur quelques-uns de ses puits sur lesquels nous avons mené nos travaux.(YAM450, YAM461,SEM110,SEM209, TCDM102, TCDM125 et TCDM127) de 2012 à 2013 tout en mettant en place une formule permettant de faire cette approche de quantification des MAPs globaux d'un puits paraffinique (voir formule 2).

Tous les travaux des tests des produits chimiques multifonctions (PCM) sur Yanga notamment sur ses puits YAM450 & YAM461 nous ont permis de voir le produit chimique (PCM) qui permet d'optimiser la fréquence d'intervention wireline mais aussi le gain des jours sur la sur cette même avec tous les trois produits chimiques multifonctions devant le **CH6738**. De tous les PCM testés, l'Anticor **BEO20** viendrait en tête devant les autres PCM en termes de fréquence d'intervention wireline. Soit une moyenne de 35 jours qu'il nous soit 21 jours en termes de fréquence wireline devant le Chimec **CH6738** qui est le fluide traitant actuellement utilisé sur les puits.

La réalisation d'une étude technico-commerciale nous a permis de voir quel est le PCM qui coûte le moins cher dans la production du baril de pétrole mais aussi de voir en termes de gain sur les opérations wireline que nous avons converti en dollars américain (USD).

Sur le plan technique:

- L'Anticor BEO20 viendrait en tête devant les autres fluides de traitement sur YAM450 ;
- Le Multichem MX1-3242 viendrait en tête devant les autres fluides de traitement sur YAM461.

Mais en terme commercial :

- L'Anticor BEO20 viendrait en tête devant les autres fluides de traitement sur YAM450 ;
- Le Chimec CH2636 viendrait en tête devant les autres fluides de traitement sur YAM461. Et sur le gain que procurera le nombre de jour gagné sur les opérations wireline, le PCM l'Anticor BEO20 viendrait en tête devant les gains procurés par le nombre des jours gagné sur la fréquence wireline par rapport au Chimec **CH6738.**

A l'issue de cette étude, grâce à la mise en place de la formule permettant de faire une approche de la quantification des manques à produire (MAPs) globaux d'un puits paraffinique mais aussi l'optimisation de la fréquence de déparaffinage, nous dirons que dans le fond les objectifs qui nous ont été fixés sont atteints. Mais pour la crédibilité de cette étude et du fait que le produit chimique multifonction qui va être retenu traitera dorénavant tous les puits paraffiniques de la filiale TEPC, nous proposons en perspective afin d'affiner la sélection du produit chimique multifonction (PCM) :

- **La poursuite des essais pour tester les PCM sur le site de SENDJI ;**
- **La Sélection du meilleur PCM après tous les tests sur les différents champs ;**
- **La mise en application de la proposition de l'approche de quantification des MAPs (formule 2) ;**
- **Le Suivi régulier des puits paraffiniques de TEPC pour mieux limiter les dépôts de paraffine.**
- **L'utilisation des fluides de traitement suivant les règles de sécurité et environnement qui permettront d'éviter tout accident lors de la production et du transport du brut paraffinique vue la toxicité des produits chimiques utilisés. Ainsi, les organismes aquatiques seront préservés ce qui assurera la pérennité de la production du brut sur ces champs pétroliers PGNF Nord et Sud.**

VII ***Bibliographie***

1. **TOTAL.** *Magazine des Techniques de l'Exploration & Production N°35.* (Avril 2009). p. 196 "document interne" .

2. —. *Sélection Multifonctions CONGO.* (Avril 2013). p. 23 "document interne".

3. **BENALLAL, Amine.** *Hydrodynamique de l'accumulation des dépôts de paraffines dans les conduites pétrolières.* 2008. p. 195, Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'Ecole Nationale Superieur des Mines de Paris.

4. **TOTAL.** *FLOW ASSURANCE GUIDE Flow Management.* 2001. p. 128 "document interne".

5. **Anticore, Scomi.** *Traitement des dépôts organiques paraffines.* p. 1.

6. **TOTAL.** *OFFSHORE PROFOND UNE AVENTURE TECHNIQUE ET HUMAINE.* (Octobre 2012). p. 12.

7. —. *Exploration & Production EQUIPEMENT LE PUITS.* (25/05/2007). p. 111 "document interne".

8. **MILHET, Michel.** *MICROSCOPIE SOUS HAUTE PRESSION POUR LA MESURE DE TEMPERATURE DE FUSION FINISSANTE DE SYSTEMES PARAFFINIQUES.* (27 novembre 2006). p. 217, THÈSE pour obtenir le grade de DOCTEUR Spécialité : PHYSIQUE

WEBOGRAPHIE

1. *http://ogst.ifpnergiesnouvelles.fr/articles/ogst/abs/2002/02/guehenne*
2. *http://www.arehn.asso.fr/dossiers/petrole/petrole.html*
3. *http://www.anticor-chimie.com/paraf.html*
4. *http://www.anticor-chimie.com/Demulsificationf.html*
5. *http://www.cedre.fr/fr/lutte/prod/desemulsifiant.php*
6. *http://www.anticor-chimie.com/Demulsificationf.html*
7. *http://www.elsevier.com/locate/petro*

ANNEXES

ANNEXES 1 : FICHE DE SECURITE (FDS) DU CHIMEC CH2636 II
ANNEXES 2: FICHE DE SECURITE (FDS) DE MULTICHEM MX1-3242 III
ANNEXES 3: CONDITIONNEMENT DES PRODUITS CHIMIQUES A LA BASE INDUSTRIELLE DE TEPC AVANT D'ACHEMINER SUR SITE D'EXPERIMENTATION & LES POMPES D'INJECTION DES PCM IV
ANNEXES 4: RECONNAISSANCE IMAGEE DES EFFETS OU DE NATURE DES PRODUITS CHIMIQUES V
ANNEXES 5: ORGANIGRAMME DU DEPARTEMENT PRODUCTION (DPROD) VI
ANNEXES 6: STRUCTURE HIERARCHIQUE, POMPE D'INJECTION ET AUTRES SITES DE TOTAL E & P CONGO VII
ANNEXES 7: AUTRES SITES DE TOTAL E & P CONGO VIII
ANNEXES 8: PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES DES FLUIDES DE TRAITEMENT (CH2636 & MX -3242)..... IX

Annexes 1 : Fiche de sécurité (FDS) du Chimec CH2636

FICHE DE SECURITE

Nom Commercial **CHIMEC 2636**

Cette Fiche de Securitè est conforme aux Directives 67/548/CEE, 1999/45/CE, 1907/2006/CE (REACH), 1272/2008/CE (CLP) et aux amendements suivants.

1 Identification de la substance & de la société

Identification de la substance	:
Nom commercial	: Chimec 2636
Famille chimique	: mélange de dérivés polymériques en solvant aromatique à haut point d`ébullition.
Type de produit et usage	: Desémulsionnant et Dispersant de Paraffines
Identification de la société	:
Responsable de la mise sur le marché	: CHIMEC S.p.A.
Adresse et numéro de téléphone	: CHIMEC S.p.A. - Via Ardeatina Km 22,500 00040 S. Palomba - Pomezia (ROMA) Tel. +39.06.918251 - Fax +39.06.91825260 e-mail: infosds@chimec.it

2 Identification des dangers

.	:
- Symbole(s)	: Nocif:Xn
	: Dangereux pour l`environnement: N
- Phrase(s) R	: cancerogene suspecte - preuves insuffisantes; carc. cat.3.
	: R 40 :Effet cancerogene suspecte ? preuves insuffisantes
	: R 51/53: Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l`environnement aquatique.
	: R 65 : Nocif: peut provoquer une atteinte des poumons en cas d`ingestion.
	: R 66: L`exposition prolongée peut provoquer sécheresse de la peau ou gerçures
	: R 67: Les vapeurs peuvent provoquer somnolence et vertiges
Principaux dangers	: le produit est nocif par ingestion; le risque majeur est représenté par l`ingestion pouvant faire arriver quelques gouttes dans les poumons, avec induction de pneumonie chimique, oedème pulmonaire et hémorragies.
	: les produit est toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l`environnement aquatique.
.	:
- Symbole(s)	: Nocif:Xn
	: Dangereux pour l`environnement: N
- Contient	: naphtalène

CHIMEC S.p.A.
Via delle Ande 19
00144 Roma
Tel. +39.06.918251

Annexes 2: Fiche de sécurité (FDS) de Multichem MX1-3242

multi-chem®
A HALLIBURTON SERVICE

FICHES DE SÉCURITÉ

Nom du produit — MC MX 1-3242

Fiche technique de sécurité selon la Réglementation (CE) No. 1907/2006 (REACH)

Date d'émission 17-janv.-2013 **Date de révision** 17-janv.-2013 **Numéro de révision** 1

1. IDENTIFICATION DE LA SUBSTANCE / PRÉPARATION ET DE LA SOCIÉTÉ / ENGAGEMENT

Code du produit MC MX 1-3242
Nom du produit MC MX 1-3242

Substance ou de la preparation Préparation
Usage recommandé Désémulsifiant

Compagnie
Multi-Chem Group LLC®
2905 Southwest Blvd
San Angelo, TX 76904
Phone: 1 325 223 6200

Pour plus de renseignements, veuillez contacter:
Personne Spécialiste de Données de Produit
Adresse électronique MSDS_Request@multichem.com

Numéro de téléphone des Urgences 1 800 535 5053
+1 352 323 3500 (À l'extérieur des États-Unis)

2. IDENTIFICATION DES RISQUES

La préparation est classifiée dangereuse conformément à la directive 1999/45/CE.

Classification
Carc. Cat. 3;R40 - Xn;R65 - R66 - R67 - Xi;R41 - N;R51/53

Product Label Symbols
Xn - Nocif
Xi - Irritant
N-nocif pour l'environnement

Dangers les plus importants

Effet cancérigène suspecté - preuves insuffisantes. Risque de lésions oculaires graves. Nocif : peut provoquer une atteinte des poumons en cas d'ingestion. Une exposition répétée peut provoquer un dessèchement de la peau ou des gerçures. Les vapeurs peuvent entraîner des étourdissements et un endormissement.
Toxique pour les organismes aquatiques, peut provoquer des effets nuisibles sur l'environnement à long terme.

3. COMPOSITION/INFORMATIONS RELATIVES AUX INGRÉDIENTS

Intitulé chimique	CE No	No. d'enregistrement REACH	No de CAS	% [poids]	Classification

Page 1 / 8

Annexes 3: Conditionnement des produits chimiques à la base Industrielle de TEPC avant d'acheminer sur site d'expérimentation & les pompes d'injection des PCM

Dalle de transfert ou Aire de transvasement des produits chimiques Base Industrielle de TEPC

Pompes d'injection des produits chimiques munis des débitmètres

Annexes 4: Reconnaissance imagée des effets ou de nature des produits chimiques

LES PICTOGRAMMES

CORROSIF

TRES TOXIQUE

T+

COMBURANT

C

EXPLOSIF

DANGEREUX POUR L'ENVIRONNEMENT

TOXIQUE

T

FACILEMENT INFLAMMABLE

F

EXTREMEMENT INFLAMMABLE

F+

NOCIF

Xn

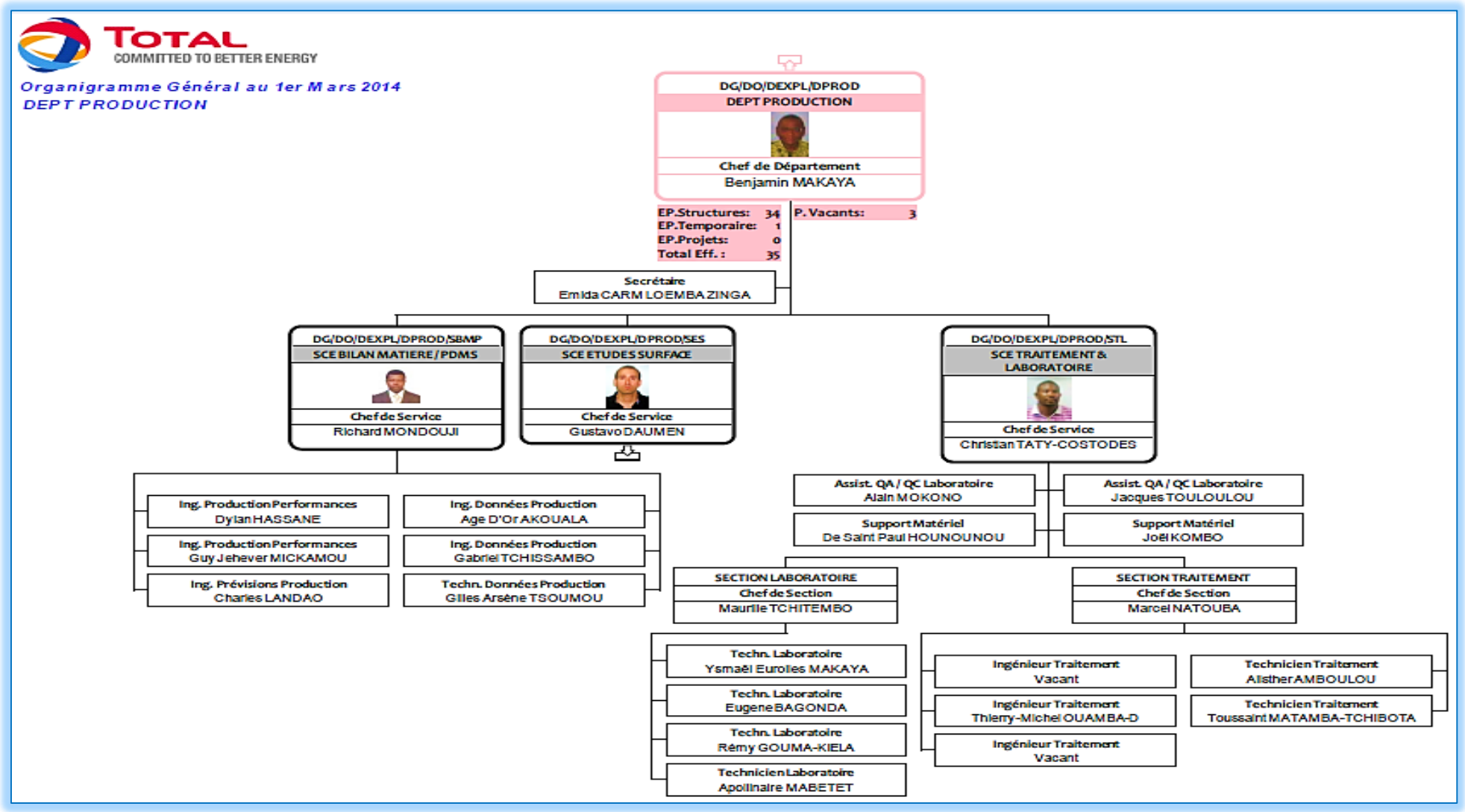
IRRITANT

Xi

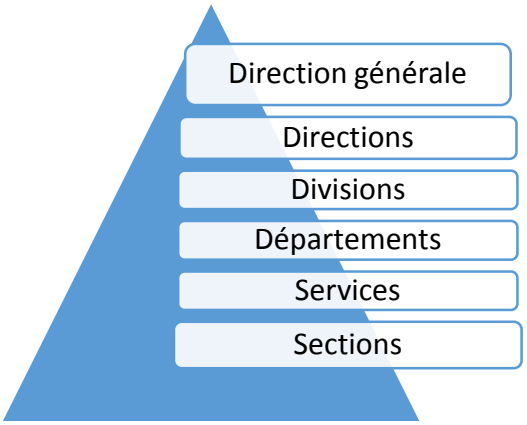
NOCIF - IRRITANT

GAZ NON INFLAMMABLE ET NON TOXIQUE

Annexes 5: Organigramme du département Production (DPROD)



Annexes 6: Structure hiérarchique, Pompe d'injection et autres sites de Total E & P Congo



Structure hiérarchique de Total E & P

4 Secteurs d'exploration Offshore

SUD (Tchendo, Tchibouela), NORD (Likalala, Libondo, Sendji, Yanga, Kombi), NKOSSA, MOHO BILONDO.

Sites Onshore

Siège social Poincaré
Av. Poincaré BP: 761
PNR

Base Industrielle (BI)

Terminal pétrolier de Djéno

Centre de formation du km4 Ouest

Annexes 8: Propriétés physico-chimiques des fluides de Traitement (CH2636 & MX -3242)

- Cas de Multichem MX1-3242

potentiel hydrogène (PH)	*Densité minimale (lb/gal)*	*Densité maximale (lb/gal)*	*Point d'éclair (°C)*	*Point d'éclair (°F)*	*Point d'écoulement (°C)*	*Point d'écoulement (°F)*	*Etat physique*	*Odeur*	*Couleur*
[4,84 5,84]	**7,92**	**8,13**	**65,9**	**150,6**	**-20.6**	**-5**	**liquide**	**légère**	**Clair à légèrement trouble**

- Cas de Chimec CH2636

potentiel hydrogène (PH)	*Densité minimale (lb/gal)*	*Densité maximale (lb/gal)*	*Point d'éclair (°C)*	*Point d'éclair (°F)*	*Point d'écoulement (°C)*	*Point d'écoulement (°F)*	*Etat physique*	*Odeur*	*Couleur*
n.d.	**7,68**	**8,01**	**> 61**	**>141,8**	**n.d.**	**n.d.**	**liquide**	**caractéristique**	**incolore à légèrement jaune.**