

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA

RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DU GENIE DES PROCEDES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme Master en Génie chimique

Spécialité : Génie des procédés

Option : Génie chimique

Thème

**Prédiction de la formation des paraffines avec la
détermination des conditions réelles de leur déposition.**

Réalisée par :

M^{elle} BELKHIRI Manel

M^{elle} MESSAD Aicha

Promotrice :

M^{me} ASSELAH Amel- MCA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Amel', with a stylized flourish extending from the end.

Promotion: 2019/2020

Remerciements :

Nous tenons tout d'abord à remercier le Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En seconde lieu, nous tenons à exprimer nos profonds et sincères remerciements à notre promotrice Mme ASSELAH, Maitre de Conférences A à la Faculté de Technologie de l'Université de Boumerdès pour l'aide précieuse qu'elle nous a apporté. Son œil critique nous a été indispensable pour structurer notre travail ainsi que la qualité de notre rapport.

Nous exprimons nos remerciements aux membres du jury d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer notre travail.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Mr GRAZZA pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apporté malgré ses occupations.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à nos enseignants et chef de département du département Génie des procédés.

Sans oublier de remercier également tout le personnel du laboratoire Traitement de Corrosion Mr BELLOULA, Mme KHOULED, Mme BAGHDOUCHE et la Direction Engineering et Production de Haoud Berkaoui.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis de la FT qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.

BELKHIRI MANEL, MESSAD AICHA.



Dédicace

A chaque début, il y a une fin, et ce qui est beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte de l'objectif.

*Je dédie ce modeste travail de fin d'études à :
Mes chers parents , ma raison d'être , ma raison de vivre, pour l'amour qui m'ont toujours donné, leurs encouragements et toute l'aide qu'ils m'ont apporté durant mes études, en témoignage de mon profond amour et respect pour leurs grands sacrifices.*

*Mon cher frère Abdelmounaim.
Mes chères Sœurs Hanane et Sanaà que dieu la guérisse.
Mon neveu Wassim et ma nièce Dania.*

*Ma chère Binôme Manel.
Tous mes amis en particuliers :
Mustapha, Fouad, Yasmine B, Amina, Bouchra , Yasmine A , Rihab, Ahlem, Kahina, Chahinez, Hayet, Feriel , Rebiha , Lilia.*

*Mes grands-parents, Mes Oncles, Mes tantes.
Mes chers cousins et chères cousines.*

Sans oublier Monsieur et Madame Benamara qui m'ont apporté de l'aide pendant les stages, Tonton Aziz et Tata Nabila , Tata Safia.

Aicha



Dédicace

C'est à toi que je veux offrir premières dédicaces, mon chère défunt Père, je te dédie ce modeste travail, paix à ton âme.

A la seule femme de ma vie qui a énormément souffert pour faire de moi ce que je suis, aucun mot ne peut décrire la gratitude envers elle ma très chère Mère.

A ma deuxième maman ma très chère tante Nacira, mon cher Oncle Mohamed ainsi que sa femme Lynda et leur fils Anes.

*A mes chers frères Lamine et Cherif.
A mes chères Sœurs Warda et Maya et son mari Sofiane.*

A mes neveux Badro, Anis et Wassim, mes nièces Yasmine et Maysa.

A ma chère binôme Aicha.

A mes proches Mohamed, Yousra , Selma , Dounia , Najwa ,Lilia, Samar, Chahrazed, Chahinez, Billal..

Mes remerciements vont enfin à toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Manel

Sommaire:

Introduction générale.....	2
----------------------------	---

Chapitre I : Pétrole et Paraffines.

I.1	Origine et formation du pétrole :.....	4
I.2	Composition du pétrole brut :	4
I.2.1	Hydrocarbures paraffiniques «alcanes »:	5
I.2.2	Hydrocarbures naphténiques «cyclanes» :	5
I.2.3	Hydrocarbures aromatiques :	6
I.2.4	Hydrocarbures insaturés (oléfines) :	6
I.2.5	Composés soufrés :	7
I.2.6	Composés azotés :	7
I.2.7	Composés oxygénés :	8
I.2.8	Substances résineuses et asphaltiques :	8
I.2.9	Substances minérales :	8
I.3	Propriétés physico-chimiques du pétrole brut :	8
I.3.1	La densité :	8
I.3.2	La viscosité :	9
I.3.3	Facteur de caractérisation K_{uop} :	9
I.3.4	Point de trouble :	9
I.3.5	Point d'écoulement :	9
I.3.6	Point d'éclair :	9
I.3.7	Tension de vapeur reid (TVR) :	10
I.3.8	Les sédiments de base et l'eau(Basic sédiment and water BSW) :	10
I.4	Classification du pétrole brut :	11
I.4.1	Selon leur teneur en classes d'hydrocarbures :	11
I.4.2	Selon leur provenance :	11
I.4.3	Selon leur gravite API :	11
I.5	Définition de la paraffine :	11

I.6	Propriétés des paraffines :.....	12
I.6.1	Propriétés physiques:	12
I.6.2	Propriétés chimiques:.....	12
I.7	Aspect physique de la paraffine :.....	13
I.8	Structure des paraffines :	14
I.8.1	Paraffines normales (n-alcanes) :.....	14
I.8.2	Les iso-paraffines (ramifiées) :.....	14
I.8.3	Les cyclo-paraffines :.....	15

Chapitre II:Dépôts des paraffines et methodes préventives et curatives contre ce dépôt

II.1	Définition de l'endommagement :.....	17
II.2	Localisation de l'endommagement :	17
II.2.1	Au fond du puits :.....	17
II.2.2	A la paroi du puits :.....	17
II.2.3	Aux abords du puits :.....	17
II.2.4	Accumulations de particules :.....	18
II.3	Les différentes causes de l'endommagement :	18
II.3.1	Durant la phase de forage :.....	18
II.3.1.1	Broyage de la roche réservoir :.....	18
II.3.1.2	Invasion par la boue :.....	19
II.3.1.3	Cimentation du casing :.....	19
II.3.1.4	Neutralisation du puits :.....	19
II.3.1.5	Gonflement des argiles :	19
II.3.2	Endommagement dû aux opérations sur puits :.....	19
II.3.2.1	Colmatage des perforations :.....	19
II.3.2.2	Changement de mouillabilité :	19
II.3.2.3	Formation d'une émulsion :	20

II.3.3	Endommagement dû à la stimulation :	20
II.3.3.1	Acidification :	20
II.3.3.2	Fracturation :	20
II.3.4	Endommagement dû à l'exploitation :	20
II.4	Différents types de dépôts dans les puits de production :	21
II.4.1	Dépôts de sels :	21
II.4.2	Dépôts de sulfates :	21
II.4.3	Dépôts d'asphaltènes :	22
II.5	Dépôts de paraffine :	23
II.5.1	Conditions de dépôt de paraffine :	24
II.5.2	Nature du dépôt :	24
II.5.2.1	Les dépôts par sédimentation :	24
II.5.2.2	Les dépôts sur paroi froide :	24
II.5.3	Mécanisme de cristallisation des paraffines :	25
II.5.3.1	La nucléation :	25
II.5.3.2	La croissance :	25
II.5.3.3	L'agglomération :	26
II.5.4	Les mécanismes mis en jeu dans la formation du dépôt :	26
II.5.4.1	La dispersion par cisaillement :	26
II.5.4.2	La diffusion moléculaire :	26
II.5.5	Les facteurs influençant la déposition des paraffines :	27
II.5.5.1	La composition du brut :	27
II.5.5.2	Les paramètres thermodynamiques :	28
II.5.6	Les méthodes préventives et curatives contre ce dépôt :	28
II.5.6.1	Elimination des dépôts :	29
II.5.6.1.1	Elimination mécanique :	29
II.5.6.1.2	Elimination par chauffage:	29

II.5.6.1.3	Elimination par micro-organismes :	30
II.5.6.1.4	Elimination par les additifs chimiques:	30
II.5.6.2	Réduction de la déposition organique:	32
II.5.6.2.1	Utilisation des radiateurs :	32
II.5.6.2.2	Utilisation des tubes et des revêtements en plastiques :	32
II.5.6.2.3	Utilisation des produits chimiques:	32

Chapitre III: Méthodes de caractérisation des paraffines.

III.1	Paramètres de caractérisation des paraffines :	34
III.1.1	Température d'apparition de la paraffine (WAT) :	34
III.1.2	Température de dissolution de la paraffine :	34
III.1.3	Température du point d'écoulement :	34
III.2	Méthodes de caractérisation des paraffines :	34
III.2.1	Chromatographie en phase gazeuse :	34
III.2.2	Cristallisation des paraffines par la méthode de Cold Finger :	37
III.2.3	Température de cristallisation (WAT) par le Wax Loop :	38
III.2.4	La teneur en paraffine par la méthode normée UOP 46-64 :	41

Chapire IV: Synthèse des travaux antérieurs et méthodologie.

V.1	Synthèse des travaux antérieurs :	43
VII.1.1	Étude de cas : pipeline de champ ABC[42].	43
VII.2	Méthodologie de la partie pratique :	47
VII.2.1	Cas du puits NHN1:	47
VII.2.2	Cas du puits NHN3 :	47
VII.2.3	Cas du puits EAAN1:	48
VII.2.4	Cas du puits EAAN2 :	49
VII.2.5	Cas du puits BKP2 :	49
	Conclusion générale.....	51
	Références.....	53

Liste de Figures:

Figure 1: Origine et Formation du pétrole.	4
Figure 2: Bombe pour la mesure de la tension de vapeur.....	10
Figure 3: Appareil de mesure de la BSW.	10
Figure 4:Les cristaux de paraffine (image tirée de l'article Mauricio et al.2003 [14]).....	14
Figure 5: Représentation schématique de l'envahissement d'un réservoir par le fluide de forage.	18
Figure 6: Dépôt de Chlorure de Sodium.	21
Figure 7: Dépôts de sulfates.....	22
Figure 8: Dépôts d'asphaltènes.....	22
Figure 9:Dépôts de paraffine dans les tubings de production du pétrole.	23
Figure 10: Déposition des paraffines dans les conduites.....	25
Figure 11: Différentes structures de paraffines.	26
Figure 12:Le processus de raclage[33].	29
Figure 13:Traitement des cristaux de paraffine par un dispersant de paraffine.	31
Figure 14:Chromatographe en phase gazeuse (CPG).....	35
Figure 15:Schéma de l'appareil Cold Finger.	37
Figure 16:L'appareil du Cold Finger.....	38
Figure 17:L'appareil de Wax Loop.	39
Figure 18:Courbes représentants la détermination de Wax AppearanceTemperature (WAT) pour l'huile du puits 1.....	40
Figure 19:Courbes représentants la détermination de Wax AppearanceTemperature (WAT) pour l'huile du puits 2.....	40
Figure 20:Courbe de précipitation de la cire.....	44
Figure 21:Ligne d'expédition de brut.....	44
Figure 22:Épaisseur de dépôt de cire pendant 1 jour.	45
Figure 23:Épaisseur de dépôt de cire pendant 7 jours.	45
Figure 24:Épaisseur de dépôt de cire pendant 20 jours.	46
Figure 25:Épaisseur de dépôt de cire pendant 30 jours(cycle de raclage).....	46

Liste des Tableaux:

Tableau 1:La composition élémentaire des pétroles bruts se situe dans les limites suivantes : .5	
Tableau 2:Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers.7	
Tableau 3:Structure de composés soufrés.7	
Tableau 4:Structure de composés azotés.7	
Tableau 5: Structure de composés oxygénés.8	
Tableau 6:Composition massique des huiles algériennes.36	
Tableau 7:Teneur en paraffines cristallisables dans les bruts1 et 2 par la méthode de Cold Finger.38	
Tableau 8:Teneur en paraffine cristallisable dans les huiles 1 et 2 par la méthode UOP.41	
Tableau 9:Les propriétés physiques du brut et les dimensions des pipes.43	
Tableau 10:Analyses basiques de NHN1.47	
Tableau 11:Analyses basiques de NHN3.48	
Tableau 12:Analyses basiques de EAAN1.48	
Tableau 13: Analyses basiques de EAAN2.49	
Tableau 14:Analyses basiques de BKP2.49	

Abréviations:

API : American Petroleum Institute.

ASTM : American Society for Testing and Materials.

CPG: Chromatographie en phase gazeuse.

BTX : Benzène , Toluène, Xylène.

BSW: Basic sediment and Water.

WAT:Wax Appearance Temperature.

UICPA: l'Union Internationale de la chimie pure et appliquée.

WL :Wax Loop.

TVR : Tension de Vapeur Reide.

UOP :Universal Oil Products.

HBK : Haoud Berkaoui.

Symboles :

D^{15} :Densité à 15°C.

C :Celsius.

Sp.Gr :Specific Gravity.

°F: Degré de Fahrenheit.

K_{uop} :Facteur de caractérisation de Waston

PONA : Paraffine , Oleifine, Naphtène,Aromatique.

°R : degré de Rankine.

Abstract:

Oil pipeline wax deposition is one of the major problems facing in the crude oil transportation flow line from the offshore to onshore through pipe. The wax deposition occurs because of the crude oil fluids temperature is decrease during the transportation process and cause solidification of wax components. Wax deposition in oil and gas production is one of the major flow assurance challenges the industry faces today. Wax deposition is mostly a temperature driven process which means that subsea pipelines are especially vulnerable. Wax precipitates from oil when it is cooled and the wax may deposit on pipeline walls. Wall deposits can lead to severe problems and need to be removed in an efficient way. It is difficult to perform accurate deposition measurements on real pipelines.

Résumé:

Le dépôt de cire dans les oléoducs est l'un des principaux problèmes qui se posent dans la canalisation de transport de pétrole brut de l'offshore à l'on shore à travers un tube. Le dépôt de cire se produit en raison de la diminution de la température des fluides du pétrole brut pendant le processus de transport et provoque la solidification des composants de cire. Le dépôt de cire dans la production de pétrole et de gaz est l'un des principaux défis auxquels l'industrie est confrontée aujourd'hui. Le dépôt de cire est principalement un processus guidé par la température, ce qui signifie que les pipelines sous-marins sont particulièrement vulnérables. La cire se précipite du pétrole lorsqu'elle est refroidie et peut se déposer sur les parois du pipeline. Les dépôts de paroi peuvent entraîner de graves problèmes et doivent être enlevés de manière efficace. Il est difficile d'effectuer des mesures précises des dépôts sur des pipelines réels.

التلخيص

يعد ترسب الشمع في خطوط أنابيب النفط إحدى المشكلات الرئيسية التي تواجه خط تدفق نقل النفط الخام من البحر إلى البر عبر الأنابيب. يحدث ترسب الشمع بسبب انخفاض درجة حرارة سوائل الزيت الخام أثناء عملية النقل وتسبب تصلب مكونات الشمع. يعد ترسب الشمع في إنتاج النفط والغاز أحد التحديات الرئيسية لضمان التدفق التي تواجه الصناعة اليوم. يعتبر ترسيب الشمع في الغالب عملية مدفوعة بالحرارة مما يعني أن خطوط الأنابيب تحت سطح البحر معرضة للخطر بشكل خاص. يترسب الشمع من الزيت عند تبريده وقد يترسب الشمع على جدران خطوط الأنابيب. يمكن أن تؤدي الرواسب الجدارية إلى مشاكل خطيرة وتحتاج إلى إزالتها بطريقة فعالة. من الصعب إجراء قياسات دقيقة للترسيب على خطوط الأنابيب الحقيقية.

A red arrow pointing to the right, with a gradient from a darker red on the left to a lighter red on the right. The text is centered within the arrow.

Introduction générale

Le pétrole brut a une importance primordiale dans le monde entier puisqu'il constitue avec le gaz naturel, la principale source d'énergie. Il fournit 60 % des besoins énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques dont la variété ne cesse d'augmenter (les fibres synthétiques, les matières plastiques, les solvants et détergents).

Le pétrole brut est un mélange complexe et contient un des principaux composants : saturés, aromatiques, asphaltènes et résines.

Dans l'industrie pétrolière, les paraffines sont considérées comme problème dans l'exploitation lorsqu'elles se précipitent dans les équipements de production. Le dépôt des paraffines peut se former dans toute la chaîne de production, réservoir, abords des puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut. Le dépôt des paraffines cause la diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que des problèmes d'émulsion. Ce phénomène affecte fortement les opérations de production et génère une augmentation importante des coûts due à la prévention et l'élimination des dépôts. Cependant, bien que la déposition des paraffines soit un problème mondial, les principales causes n'ont pas été totalement comprises jusqu'à présent.

Parmi les différents facteurs qui influent sur la stabilité dans des huiles brutes, la composition joue un rôle principal.

La recherche d'une solution liée à la présence des paraffines dans les bruts, demande une meilleure connaissance de leurs structures, une étude du comportement des paraffines et une bonne compréhension du processus de déposition pour l'établissement des programmes de production et le développement des inhibiteurs et des dispersants pour éviter et/ou réduire au minimum les pertes de production provoquées par ces dépôts de paraffine.

L'objectif principal de ce travail est de prédire la formation des paraffines et de déterminer les conditions réelles de leur déposition. Cependant vu la situation actuelle (COVID 19), la partie pratique n'a pas pu être réalisée malgré notre déplacement au lieu de stage (le Sud).

Ce travail en plus de l'introduction et la conclusion, est constitué de quatre chapitres.

Chapitre I : Pétrole et paraffines.

Chapitre II : Dépôt de paraffines et méthodes préventives et curatives contre ce dépôt.

Chapitre III : Méthodes de caractérisation des paraffines.

Chapitre IV : Synthèse des travaux antérieurs et méthodologie.

A red arrow-shaped graphic pointing to the left, containing the chapter title.

Chapitre I :
Pétrole et Paraffines

I.1 Origine et formation du pétrole :

Le pétrole (Petra-oléum) ou huile de pierre, est un mélange complexe d'hydrocarbures liquides et/ou gazeux ; il renferme aussi une petite quantité de composés organiques oxygénés, azotés, soufrés...etc. Il est associé dans le gisement à de l'eau salée.

Le pétrole se trouve emprisonné dans une roche perméable dite roche éponge ou roche mère ou aussi parfois roche réservoir.

Il y a des centaines de millions d'années, le dépôt des restes végétaux et animaux terrestres et marins mélangés avec les sels, les boues, les micro- organismes et les sédiments sableux rocheux et argileux formaient un mélange hétérogène dit (Kérogène).

Sous l'action de la pression, de la température et/ou des bactéries et des micro-organismes, le kérogène s'est décomposé et a mis en évidence l'initiation de milliers de réactions qui ont conduit à la formation du pétrole[1].

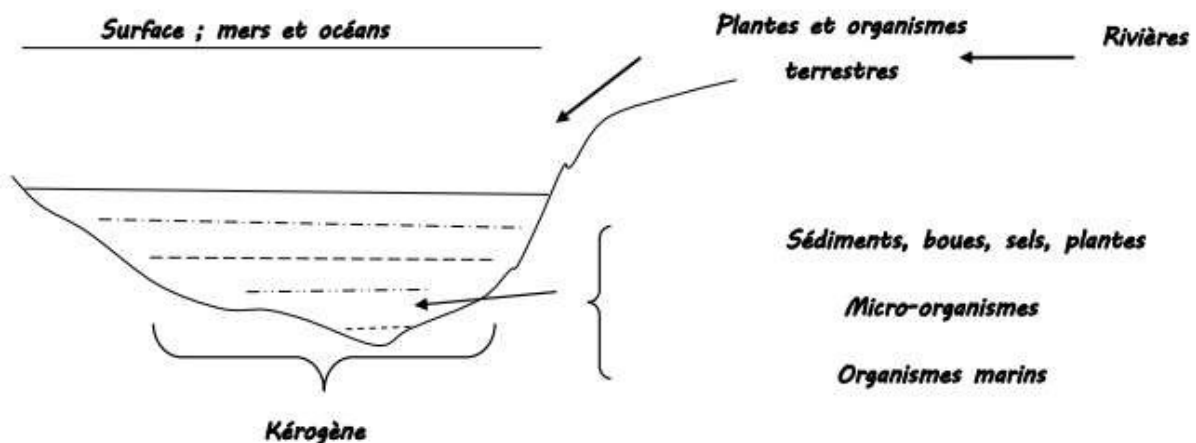


Figure 1: Origine et Formation du pétrole.

I.2 Composition du pétrole brut :

Puisque le pétrole est une matière organique, il est composé essentiellement d'un pourcentage dominant en carbone et en hydrogène, n'empêche que certains éléments métalliques ou non métalliques existent en pourcentage minoritaire tels que : l'azote, l'oxygène, le soufre, le chlore, le calcium, le sodium, le potassium, le silicium, le phosphore, le nickel, le fer...etc[2].

Tableau 1: La composition élémentaire des pétroles bruts se situe dans les limites suivantes :

Les éléments présents dans le pétrole brut	% Poids (en masse)
Le carbone	84 à 87%
L'hydrogène	11 à 14%
Le soufre	0 à 5%
L'azote	0 à 1%
L'oxygène	0 à 1%

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux trois groupements principaux suivants :

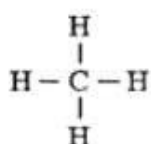
- Les alcanes (paraffines) ou hydrocarbures saturés.
- Les naphtènes et les hydrocarbures aromatiques.
- Les hydrocarbures insaturés (oléfines).

I.2.1 Hydrocarbures paraffiniques «alcanes» :

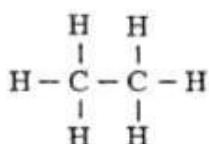
Ces hydrocarbures sont saturés, ayant la formule générale « $C_n H_{2n+2}$ », la teneur de ces hydrocarbures dans le pétrole brut est variable, si cette teneur supérieure ou égale à 50% , on dit que le pétrole est paraffinique[3].

On distingue :

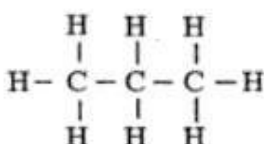
- Les paraffines gazeuses.
- Les paraffines liquides.
- Les paraffines solides.



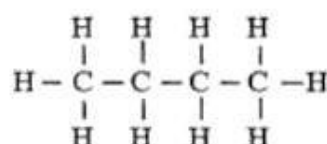
Méthane



Ethane



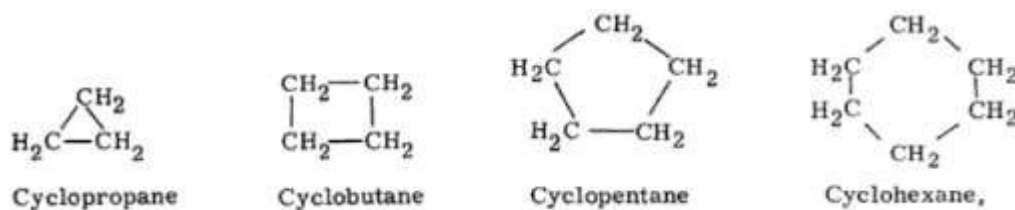
Propane



Butane

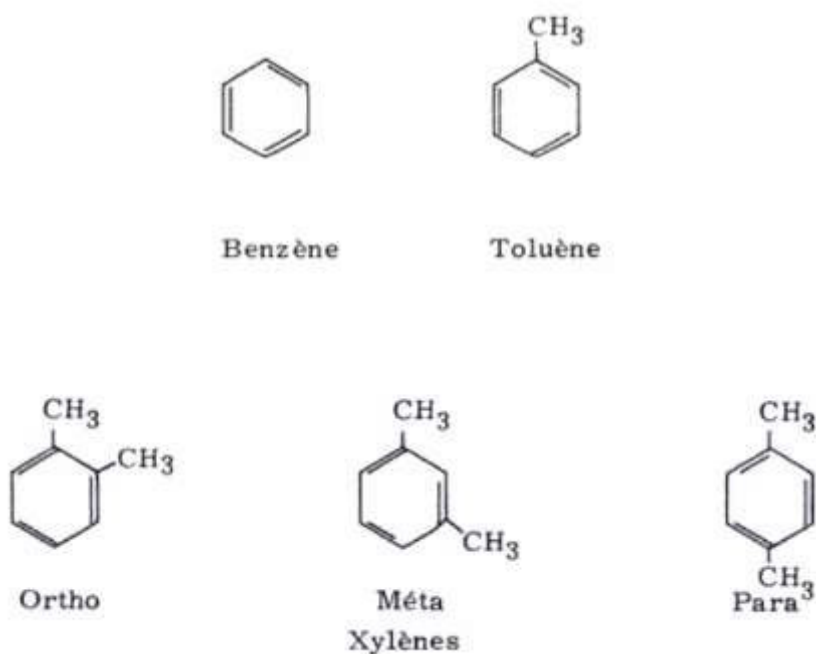
I.2.2 Hydrocarbures naphténiques «cyclanes» :

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés ayant la formule générale « $C_n H_{2n}$ », ces hydrocarbures sont présents dans le pétrole brut sous forme de dérivés du cyclohexane et cyclopentane, ils sont divisés en naphténiques monocycliques, bicycliques, polycycliques, si la teneur est environ 50% dans le pétrole , on dit qu'il est naphténique [3].



I.2.3 Hydrocarbures aromatiques :

Ce sont des hydrocarbures cycliques, non saturés de formule générale « $\text{C}_n \text{H}_{2n-6}$ », ces hydrocarbures sont présents dans le pétrole sous forme de (benzène, toluène, xylène) et leurs dérivés. Si la teneur de ces hydrocarbures est d'environ 35% dans le pétrole, on dit qu'il est aromatique[3].



I.2.4 Hydrocarbures insaturés (oléfines) :

Le pétrole ne contient pratiquement pas d'hydrocarbures insaturés ; ils sont surtout produits par le traitement des produits pétroliers dans les procédés thermiques et thermo catalytiques[3].

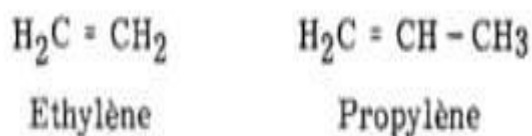
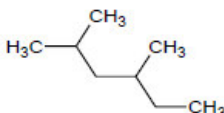
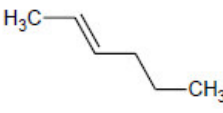
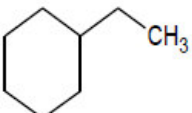
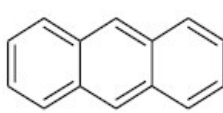


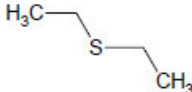
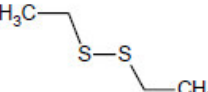
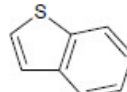
Tableau 2: Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers.

familles	Iso-paraffines	Oléfines	Naphtènes	Aromatiques
formules	C_nH_{2n+2}	C_nH_{2n}	C_nH_{2n}	C_nH_{2n-8k}
Exemples				

I.2.5 Composés soufrés :

Les composés soufrés sont présents dans le pétrole brut sous forme de composés organiques soufrés. La présence de ces composés est nuisible à cause de leurs caractères corrosifs. Ils sont généralement classés en deux groupes : les composés acides et les composés non acides [4].

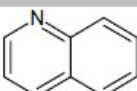
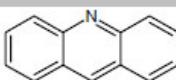
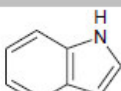
Tableau 3: Structure de composés soufrés.

Familles	Mercaptans	Sulfures	Disulfures	Benzothiophènes
Exemples				

I.2.6 Composés azotés :

Ce sont des composés hétérocycliques contenant l'élément d'azote, leur teneur dans le pétrole est d'environ 2.5% [3].

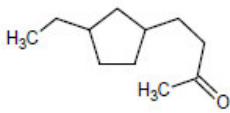
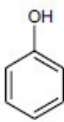
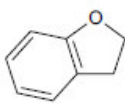
Tableau 4: Structure de composés azotés.

Familles	Dérivés basiques			Dérivés neutres	
	Pyridine	Quinoléine	Acridine	Pyrrole	Indole
Exemples					

I.2.7 Composés oxygénés :

Ces composés sont présents dans le pétrole sous forme de phénol et d'acides naphthéniques de formule R-COOH. Leur teneur dans le pétrole est faible (0.5%) [3].

Tableau 5: Structure de composés oxygénés.

Familles	Acide naphthénique	Phénol	Furane	Benzofurane
Exemples				

I.2.8 Substances résineuses et asphaltiques :

Ces substances sont présentées dans le pétrole sous forme d'un mélange très complexe de composés hétérocycliques à noyau contenant le soufre, l'azote, l'oxygène et les métaux, leur teneur varie entre 10 et 20% [3].

I.2.9 Substances minérales :

Le pétrole brut contient de l'eau dont la combinaison donne une émulsion qui peut être stable, il contient aussi des sels et des impuretés[3].

I.3 Propriétés physico-chimiques du pétrole brut :

I.3.1 La densité :

C'est le rapport de la masse volumique du pétrole sur la masse volumique de l'eau distillée mesurées à des températures données[2].

$$D_4^{15} = \frac{\rho(\text{brut à } 15^\circ\text{C})}{\rho(\text{eau à } 04^\circ\text{C})} \quad (1)$$

La densité est définie comme la masse par unité de volume d'un fluide. La densité du pétrole brut et des hydrocarbures liquides est généralement indiquée en termes de gravité spécifique (SG) ou de densité relative ou specific gravity Sp.gr.60/60 °F[5].

Les américains utilisent également pour mesurer la densité, le degré A.P.I défini par l'Americain Petroleum Institute comme une fonction hyperbolique de la gravité spécifique

$$\text{A. P. I} = \frac{141.5}{\text{Sp.gr.}_{60}^{60}} - 131.5 \quad (2)$$

Plus le degré A.P.I est grand, plus le produit est léger, on classe d'ailleurs les pétroles bruts selon leur densité [5].

I.3.2 La viscosité :

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, résistance due au frottement des molécules qui glissent les unes contre les autres [5].

I.3.3 Facteur de caractérisation K_{uop} :

Il permet la classification des bruts selon le critère PONA.

$$K_{u.o.p} = \frac{\sqrt[3]{T^{\circ}(R)}}{Sp.Gr(60^{\circ}F/60^{\circ}F)} \quad (3)$$

$T^{\circ}(R)$ est la température d'ébullition du brut en degré Rankine.

Le facteur K_{uop} donne des informations sur la composition du brut. Si :

- $K_{uop} = 13$, le pétrole contient des hydrocarbures paraffiniques normaux et iso.
- $K_{uop} = 12$, le pétrole contient des hydrocarbures mixtes ou le cycle et la chaîne sont équivalents.
- $K_{uop} = 11$, le pétrole contient des hydrocarbures naphéniques purs ou aromatiques peu substitués.
- $K_{uop} = 10$, le pétrole contient des hydrocarbures aromatiques purs [2].

I.3.4 Point de trouble :

Les particules solides d'une coupe apparaissent une fois que le point trouble est atteint. Ce dernier nous renseigne sur le seuil de la température dont les cristaux qui se matérialisent ont besoin pour s'accumuler et former un bouchon au niveau des pores du filtre à carburant et causé par la suite l'arrêt du moteur [6].

I.3.5 Point d'écoulement :

Le point d'écoulement est la température à laquelle le produit devient fluide après solidification prolongée [5].

I.3.6 Point d'éclair :

C'est la température à laquelle les vapeurs du produit pétrolier forment avec l'air sur la surface du liquide un mélange qui s'enflamme en présence d'une flamme pour une courte durée puis s'éteint sans que le liquide ne s'enflamme [2].

I.3.7 Tension de vapeur reid (TVR) :

C'est la pression exercée par les vapeurs émises par un produit pétrolier dans un appareil approprié dans les conditions normalisés. Elle nous indique la teneur en produit très léger qui conditionne la sécurité au cours du transport et les pertes dues au stockage [5].



Figure 2: Bombe pour la mesure de la tension de vapeur.

I.3.8 Les sédiments de base et l'eau (Basic sédiment and water BSW) :

C'est la détermination de la teneur en eau ainsi que la teneur en résidu (sédiments, dépôt organique) dans le pétrole brut .Cette analyse nous renseigne initialement sur la qualité de brut[7].



Figure 3: Appareil de mesure de la BSW.

I.4 Classification du pétrole brut :

On distingue les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre, selon leur provenance, selon la gravité API et leur teneur en différentes classes d'hydrocarbures[8].

I.4.1 Selon leur teneur en classes d'hydrocarbures :

Le pétrole est classifié suivant ses composants majoritaires, on distingue 3 catégories de bruts :

- Les bruts à prédominance paraffiniques ;
- Les bruts à prédominance naphténiques ;
- Les bruts à prédominance aromatiques[8] ;

I.4.2 Selon leur provenance :

On distingue les provenances tel que : le Golf Persique, la Mer du Nord, Venezuela et le Nigeria . Les bruts les plus connus sont l'Arabica Light (brut de référence du Moyen Orient), le Brent (brut de référence Européen) et le West Texas Intermediate (WTI) (brut de référence Américain) [8].

I.4.3 Selon leur gravité API :

L'échelle API rend compte de la densité et donc de la longueur des chaînes carbonées des composés. Plus les chaînes sont longues, plus le pétrole est lourd.

- Le pétrole est léger (light) si le degré API est supérieur à 31.1 ;
- Le pétrole est moyen (médium) s'il est compris entre 22.3 et 31.1 ;
- Le pétrole est lourd (heavy) s'il est compris entre 10 et 22.3 ;
- Le pétrole est extra lourd (extra heavy) s'il est inférieur à 10[8].

I.5 Définition de la paraffine :

Les paraffines sont des composés organiques saturés à chaîne droite ou ramifiés dont la formule générale est $C_n H_{2n+2}$ [9], constitués uniquement des liaisons C-C et C-H. Ce sont des composés très stables chimiquement insolubles dans l'eau et solubles dans les hydrocarbures légers[10].

Dans des conditions ambiantes, les paraffines peuvent être en phase gazeuse, liquide ou solide.

Les paraffines contenant :

- moins de quatre atomes de carbone (C_1 - C_4) sont à l'état gazeux.
- ceux entre (C_5 - C_{16}) sont à l'état liquide ;
- tandis que les séries de paraffines (C_{16} - C_{70+}) sont à l'état solide.

la plus grande partie de la paraffine présente dans le pétrole brut pour les atomes de carbone se situant entre (C_{18} et C_{65}) [11].

I.6 Propriétés des paraffines :

I.6.1 Propriétés physiques:

Les constantes physiques des paraffines (point d'ébullition, point d'écoulement, viscosité, densité,...), évoluent régulièrement avec leur poids.

Une iso-paraffines présente un point de fusion moins élevé que la n-paraffine ayant le même nombre de carbones et aussi pour les autres caractéristiques en exception de la densité qui reste peu influencée par les ramifications.

- Leur point d'ébullition augmente avec l'augmentation de la chaîne moléculaire dû à l'accroissement des interactions intermoléculaires entre les molécules de paraffines (force de van der Waal) et la ramification diminue l'amplitude de ces forces.
- Les points de fusion des paraffines ramifiés peuvent être plus ou moins que leurs homologues non ramifiés, en fonction de leur stabilité pour former le réseau cristallin.
- Le point d'écoulement est inversement proportionnel à la masse moléculaire.
- La masse volumique est proportionnelle avec la masse moléculaire mais reste toujours inférieurs à $1,0 \text{ g / cm}^3$.
- La viscosité augmente avec l'augmentation de la masse moléculaire [12].

I.6.2 Propriétés chimiques:

- La solubilité des paraffines diminue avec la diminution de la température et l'augmentation de la masse moléculaire.
- Les paraffines sont solubles dans le disulfure de carbone et les solvants aromatiques.
- Les composants légers du brut contribuent efficacement à la solubilité des paraffines, leurs pertes est un facteur de précipitation.

Les paraffines sont des hydrocarbures inertes, elles présentent alors une faible réactivité et sont résistantes aux attaques des acides et des bases.

I.7 Aspect physique de la paraffine :

La paraffine reste soluble dans le brut sous certaines conditions d'équilibre. Dès que cet équilibre est perturbé par le changement de certains paramètres tels que la température et la pression, les cristaux de paraffines peuvent apparaître. La solubilité des alcanes décroît sensiblement avec la température.

Il existe deux températures caractéristiques du brut paraffinique :

- La température de cristallisation commençante appelée aussi point de trouble TCC (WAT, Wax Appearance Temperature) est la température à laquelle les premiers cristaux de paraffines apparaissent.
- La température de gel, point d'écoulement est la limite pour laquelle le brut passe de l'état fluide à un état gel solide sous certaines conditions.

Les valeurs de ces températures sont relativement compliquées à déterminer expérimentalement. En effet leurs déterminations dépendent étroitement de la procédure utilisée.

Pour se fixer les idées, ces températures peuvent être de l'ordre de quelques dizaines de degrés Celsius. Les constatations expérimentales montrent que le taux de refroidissement joue beaucoup sur ces valeurs. D'après Won [13]. Elles 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. L'interconnexion entre molécules pour ce type de cristaux est plutôt bonne.

Cependant la présence d'impuretés dans le brut et son refroidissement rapide ont pour conséquence une mauvaise cristallisation des paraffines. Ainsi, selon Mauricio et al. [14], en réalité les paraffines sont formées de mélange de cristaux hexagonaux et orthorhombiques (Figure 8). Dans ce cas, le degré d'interconnexion du réseau 3D formé par ces cristaux est réduit [15].

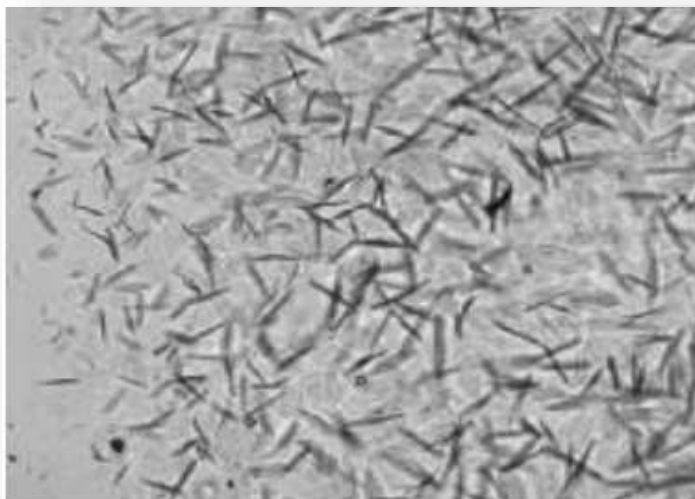


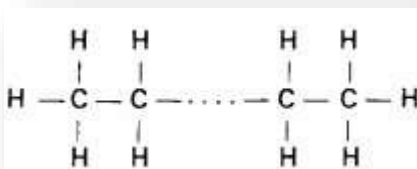
Figure 4: Les cristaux de paraffine (image tirée de l'article Mauricio et al.2003 [14]).

I.8 Structure des paraffines :

Il ya plusieurs types et différentes structures, on cite les paraffines normales, les iso-paraffines et les cyclo-paraffines[5] .

I.8.1 Paraffines normales (n-alcanes) :

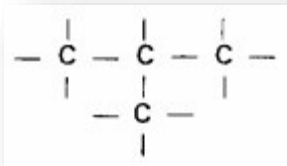
Ce sont des paraffines linéaires regroupent des molécules à chaîne droite (n-paraffines), leur formule développée est[5] :



L'union internationale de la chimie pure et appliquée (IUPAC) nomme ces composés en ajoutant la terminaison en ane[5].

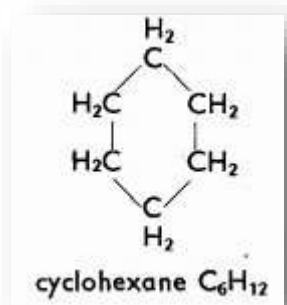
I.8.2 Les iso-paraffines (ramifiées) :

Ce sont des isomères des hydrocarbures paraffiniques normaux. C'est-à-dire qu'à même nombre d'atomes de carbone, ils ont le même poids moléculaire. On les différencie en utilisant le préfixe Iso...ane .Par exemple la formule développée de l'isobutane iC_4H_{10} est [5]:



I.8.3 Les cyclo-paraffines :

Ce sont des isomères des hydrocarbures oléfiniques, leur appellation est celle des paraffiniques précédé du préfixe...cyclo. Nous donnons comme exemple la formule développée de cyclohexane[5] :



Chapitre II :

*Dépôt des paraffines et
méthodes préventives et
curatives contre ce dépôt*

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

Donc L'endommagement de la formation est un problème indésirable, peut se produire pendant les diverses phases de l'exploitation des hydrocarbures. L'évaluation et prémédication de celui-ci contribuent à l'exploitation efficace du réservoir [16].

II.1 Définition de l'endommagement :

Un endommagement indique la détérioration des qualités pétro-physiques par des dépôts minérales ou organiques pouvant altérer la liaison couche-trou ainsi que l'obturation des perforations[17].

II.2 Localisation de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (Fig.5) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

II.2.1 Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (Sels, paraffines, asphaltènes...).

II.2.2 A la paroi du puits :

Cake externe (zone 1) : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

II.2.3 Aux abords du puits :

Le cake interne (zone 2) : Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

La zone envahie (zone 3) : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer : changement de mouillabilité ; formation d'émulsions ; gonflement et /ou délitage des argiles ; précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas

d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place[18].

II.2.4 Accumulations de particules :

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production peuvent être la cause de colmatage du réservoir[18].

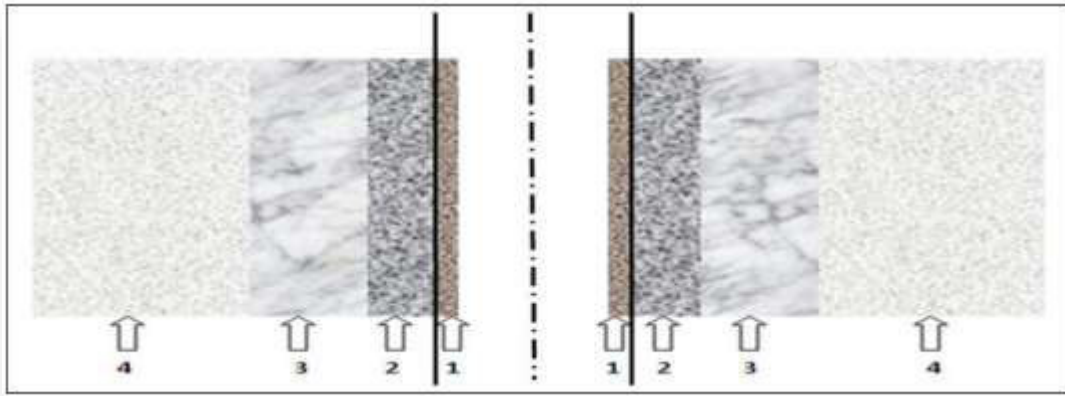


Figure 5: Représentation schématique de l'envahissement d'un réservoir par le fluide de forage.

- **Zone 1 :** cake « externe » tapissant les parois du puits.
- **Zone 2 :** cake « interne » : solides ayant pénétrés dans le milieu poreux.
- **Zone 3 :** zone envahie par le filtrat.
- **Zone 4 :** zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

II.3 Les différentes causes de l'endommagement :

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vital pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum.

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations d'intervention (Work-Over, Snubbing...) et les opérations de forage[17].

II.3.1 Durant la phase de forage :

II.3.1.1 Broyage de la roche réservoir :

Cette action peut bloquer certains réservoirs en effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet à ces dernières de boucher les pores. Ce phénomène touche principalement les roches carbonatées ou tendres.

II.3.1.2 Invasion par la boue :

L'endommagement par la boue de forage peut être causé par :

- Un effet physique : les particules solides de la boue ont entraîné par le filtrat vont causer l'obturation des pores et une réduction de la perméabilité.
- Un effet chimique : qui se traduit par des émulsions de fortes viscosités entre les fluides de forage et ceux du gisement ce qui cause une baisse notable de productivité.

II.3.1.3 Cimentation du casing :

Le filtrat aqueux du laitier du ciment peut provoquer des endommagements similaires à ceux des fluides de forage.

II.3.1.4 Neutralisation du puits :

Un squeeze directe sans trop de précautions sur l'injectivité et l'utilisation d'un fluide inadéquat dont la capacité de colmatage peut endommager la couche et provoquer une baisse de production.

II.3.1.5 Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité et peut causer des coincements des outils d'intervention ou de forage,...,etc[17].

II.3.2 Endommagement dû aux opérations sur puits :

En générale, Pour des normes de sécurité la plupart des opérations d'interventions sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère[17].

II.3.2.1 Colmatage des perforations :

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

II.3.2.2 Changement de mouillabilité :

La mouillabilité est l'aptitude de la roche à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau. Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

II.3.2.3 Formation d'une émulsion :

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir.
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser[17].

II.3.3 Endommagement dû à la stimulation :

II.3.3.1 Acidification :

L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage, soit en détruisant les agents générant le colmatage), mais aussi peut générer des nombreux problèmes tels que :

- Une attaque du ciment intergranulaire libérant des particules fines ou des grains de sable.
- Des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.

II.3.3.2 Fracturation :

Le risque majeur est dans le développement vertical de la fracture qui est capable de mettre le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (fluide indésirable), à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone indésirable[17].

II.3.4 Endommagement dû à l'exploitation :

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement choisie ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement. Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficiles à enlever par le procédé d'acidification ou frac acide ou autre[17].

II.4 Différents types de dépôts dans les puits de production :

Dans le domaine pétrolier, on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever parmi lesquels nous citerons :

II.4.1 Dépôts de sels :

Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ce genre de précipitation cause un endommagement et un bouchage des perforations même tubing de production.

Les dépôts de sel peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique, mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO_4 (sulfate de baryum) [19].



Figure 6: Dépôt de Chlorure de Sodium.

II.4.2 Dépôts de sulfates :

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement, ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injections soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintenir de pression et de l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation[20].



Figure 7: Dépôts de sulfates.

II.4.3 Dépôts d'asphaltènes :

La formation de dépôts asphalténiques constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. Ces dépôts causent le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante[21].



Figure 8: Dépôts d'asphaltènes.

II.5 Dépôts de paraffine :

Le dépôt de paraffine est l'un des principaux problèmes de maintien du débit dans l'industrie pétrolière à travers le monde, y compris les champs pétroliers off shore et on shore.

Le dépôt de paraffine précipite et se dépose sur la paroi froide du pipeline lorsque la température de la paroi interne diminue en dessous de la WAT et se produit lorsque les composants de paraffine se trouvent dans le pétrole brut.(alcane avec un nombre de carbone supérieur à 20) [22].

La formation de paraffine dans le tuyau pendant la production de fluide à partir du fond du puits vers la surface peut restreindre l'écoulement du pétrole brut, créer des anomalies de pression et provoquer un blocage artificiel, conduisant à la réduction ou même à l'arrêt de la formation [23].

Le dépôt de paraffine entraîne également des dommages à la formation près du puits de forage, une réduction de la perméabilité, des changements dans la composition du fluide du réservoir et la rhéologie du fluide dus à la séparation de phase sous forme de précipités solides de cire paraffinique[24].

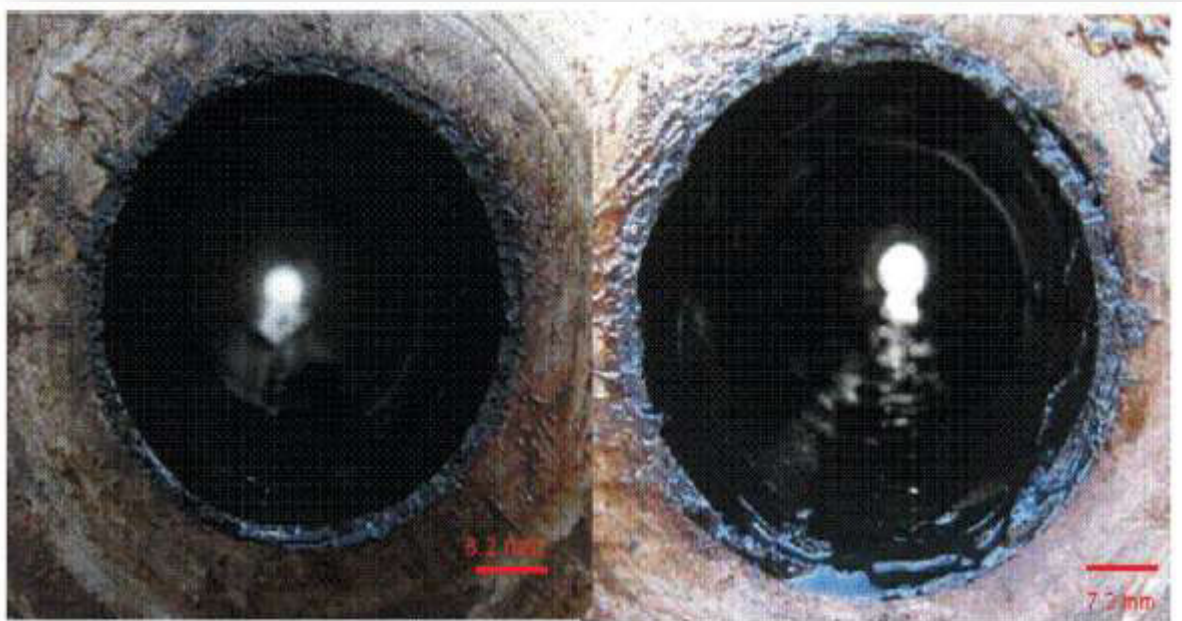


Figure 9:Dépôts de paraffine dans les tubings de production du pétrole.

II.5.1 Conditions de dépôt de paraffine :

Pour que le dépôt se produise dans les pipelines, les conditions suivantes doivent être remplies :

- La température de la paroi du pipeline doit être inférieure à la température d'apparition de cire (WAT) du fluide.
- Le gradient de température radial négatif doit être présent dans le flux. C'est-à-dire que la température de la paroi doit être à la ligne centrale.
- Le frottement des parois doit être suffisamment grand pour que les cristaux de paraffine puissent coller au mur[25].

II.5.2 Nature du dépôt :

Les dépôts de paraffines constituent un mélange d'hydrocarbures à différentes structures, linéaires, ramifiées et cycliques, dont les longueurs de chaînes hydrocarbonées sont comprises entre 10 et 40 atomes de carbone ou plus.

Généralement, les paraffines ne sont pas présentes seules dans le pétrole brut, elles sont mélangées avec d'autres constituants tels que les résines, les asphaltènes, l'argile et l'eau[10].

On distingue deux types de dépôts paraffiniques :

II.5.2.1 Les dépôts par sédimentation :

Ils se produisent lorsque la température du brut atteint la température de cristallisation commençante. Les cristaux, souvent agglomérés avec des gouttelettes d'eau ou des particules solides présentes dans le brut, sédimentent dans les capacités (tubes, pipes, puits) [26].

II.5.2.2 Les dépôts sur paroi froide :

Pour qu'il y ait dépôt sur paroi froide, il suffit que la température de la paroi soit inférieure à la température de cristallisation commençante, la température du brut lui-même pouvant être largement supérieure[26].



Figure 10: Déposition des paraffines dans les conduites.

La déposition des paraffines s'effectue par des mécanismes qui transportent les cristaux dissous et les déposent d'une manière latérale, et cela apparaît à des températures basses[10].

II.5.3 Mécanisme de cristallisation des paraffines :

Lorsque la température du brut est inférieur à un point critique et /ou les hydrocarbures de bas poids moléculaires se vaporisent, les paraffines dissoutes commencent à former des cristaux insolubles.

Le procédé de déposition se fait en trois étapes distinctes : la nucléation, la croissance, et l'agglomération.

II.5.3.1 La nucléation :

La nucléation ou germination est le phénomène à partir duquel il y aura l'apparition des premiers germes cristallins des paraffines, de tailles critiques qui sont stables dans le fluide hydrocarboné.

II.5.3.2 La croissance :

La croissance des cristaux de paraffines se produit sur des sites où l'énergie superficielle de cohésion entre le cristal et la paraffine est grande. Elle peut se produire sur les faces latérales.

II.5.3.3 L'agglomération :

Lors de refroidissement du produit à une température inférieure à sa température de cristallisation, la taille des cristaux grandissent et s'agglomèrent en formant un dépôt.

Le dépôt de cire sur le système de production nécessite généralement un agent de nucléation, tel que des asphaltènes et des composés inorganiques[27].

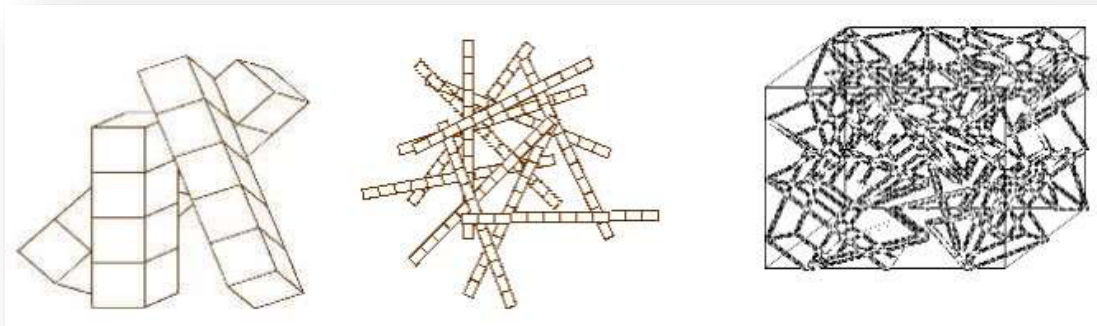


Figure 11: Différentes structures de paraffines.

II.5.4 Les mécanismes mis en jeu dans la formation du dépôt :

Les mécanismes prédominants qui ont été proposés pour décrire le dépôt de paraffine sont :

II.5.4.1 La dispersion par cisaillement :

La dispersion par cisaillement est la relation entre le taux de dépôt et le taux de cisaillement. Le cisaillement des molécules de cire se produit en raison de la traînée hydrodynamique du fluide en circulation qui dépend du débit et de la viscosité du fluide.

Une viscosité plus élevée et de faibles débits entraînent des taux de dépôt de cire élevés, mais Tiwary et Mehrotra [28] ont rapporté que dans des conditions d'écoulements très turbulents, les taux de dépôt de cire diminuent avec un débit accru car la cire est cisailée mécaniquement des dépôts sur la paroi du tuyau.

Le taux de cisaillement augmente avec une augmentation de l'épaisseur du dépôt due à une diminution de la zone d'écoulement et à une augmentation de la vitesse d'écoulement qui se traduit par une diminution du taux de dépôt de cire [29].

II.5.4.2 La diffusion moléculaire :

La diffusion moléculaire est le processus par lequel le gradient de température radial dans la ligne provoque un gradient de concentration des composants de paraffine dissous dans la phase liquide. Ce gradient de concentration provoque la diffusion de paraffine vers la paroi du

tuyau, où elle est supposée se déposer.

Les méthodes de transport largement reconnues contribuant à l'épaisseur de la cire sur la paroi du tuyau sont la diffusion moléculaire de la cire dissoute, le transport des particules de la cire précipitée et l'écorchage de la cire déposée précédemment [29].

II.5.5 Les facteurs influençant la déposition des paraffines :

La déposition des paraffines est un processus commandé thermiquement, tel que le refroidissement durant la production qui cause la précipitation et la déposition. Le problème de la cire paraffinique résulte des :

- **Causes naturelles :**

Pertes de température, les grands volumes de production même si la teneur en paraffines est faible, dilatation des gaz, faible température de surface..., etc.

- **Pertes du solvant :**

Diminution au-dessus du point de bulle, séparation de gaz.

- **Opérations de maintenance des puits :**

Chute de température, injection de l'eau, équipements de refroidissements ..., etc.

La déposition des paraffines est conditionnée par plusieurs facteurs classés en deux catégories :

- La composition du brut,
- Les paramètres thermodynamiques.

II.5.5.1 La composition du brut :

- ✓ **La teneur en paraffines :**

La connaissance de la teneur en paraffines seule n'est pas indicatrice de l'ampleur que peut prendre le problème. Il faut connaître aussi le point du trouble pour pouvoir estimer la grandeur des problèmes potentiels ; plus il est élevé, la déposition se fait tôt [30].

- ✓ **La teneur en légers :**

La présence des légers dans le brut contribue considérablement à améliorer la solubilité des cires, c'est pour cette raison, il est important de déterminer leur teneurs, et comment ils influent sur la précipitation [30].

- ✓ **La teneur en asphaltènes :**

La présence des asphaltènes permet le maintien en suspension des particules et empêche le grossissement des cristaux [30].

II.5.5.2 Les paramètres thermodynamiques :

Les paramètres thermodynamiques comportent la vitesse d'écoulement, la différence de température et de débit de refroidissement, la pression et les propriétés de surface :

✓ La vitesse d'écoulement :

La déposition des paraffines est relativement liée à la vitesse et le régime d'écoulement. Dans un système d'écoulement laminaire, la déposition augmente avec l'augmentation de la vitesse, ceci peut expliquer la disponibilité d'un grand nombre de particules, et dans un régime turbulent, la vitesse d'écoulement augmente et la quantité de cire déposée est inversement proportionnelle, ceci est dû à la présence des forces de dispersion des particules. La vitesse d'écoulement minimale proposée pour éviter la déposition est d'environ 0.1707m/s [30].

✓ La différence de température et de débit de refroidissement :

En plus de la température de refroidissement, la différence de température entre la surface et l'huile est un autre facteur de déposition de la paraffine. Ce dernier augmente lors du refroidissement [31].

✓ La pression :

L'action de la pression est indirecte, sa diminution permet la séparation des fractions légères, ce qui favorise la précipitation et la déposition des paraffines [30].

✓ Les propriétés de surface :

La déposition des paraffines est en fonction de l'état de surface ; puisque les cristaux s'adhèrent à la surface de la conduite [31].

II.5.6 Les méthodes préventives et curatives contre ce dépôt :

La paraffine peut se déposer sur les surfaces du système de production et de formation. Le dépôt de paraffine peut être évité ou éliminé par un certain nombre de méthodes différentes : préventives (chauffage, préchauffage et isolation), ou curatives de manière mécanique (grattage), ou encore de manière chimique (dispersants, solvants, détergents).

Ces opérations d'inhibition de la déposition des paraffines sont réalisés pour :

- L'élimination des dépôts déjà formés.
- La prévention ou la réduction de la déposition.

II.5.6.1 Elimination des dépôts :

II.5.6.1.1 Elimination mécanique :

L'enlèvement mécanique de la cire paraffinique est une ancienne méthode que compte l'industrie. Cette méthode permet l'utilisation directe de racleurs à l'intérieur du tuyau. Par contre les grattoirs sont utilisés pour gratter la paroi du tube (Tuyau) et enlever la cire même si le puits fonctionne.

Ces deux techniques présentent des inconvénients de bouclage à l'intérieur au puits lors du raclage même si elles sont économiques par rapport aux autres méthodes [32].

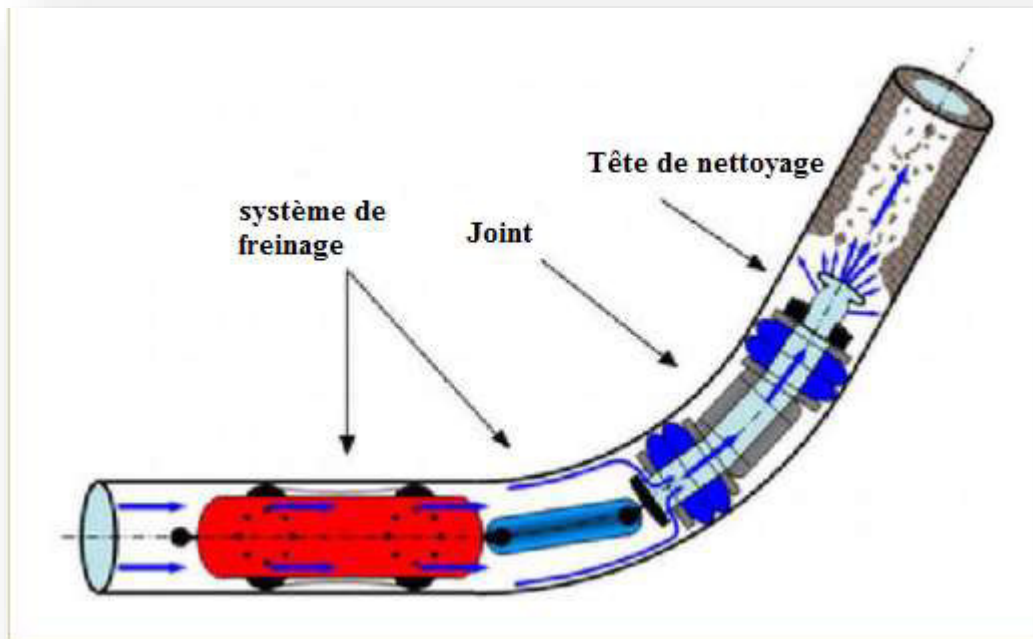


Figure 12: Le processus de raclage[33].

II.5.6.1.2 Elimination par chauffage:

C'est une méthode préventive courante pour éliminer les dépôts organiques, consistant à utiliser de l'huile chaude ou du gaz chaud, ou bien de la vapeur d'eau.

✓ L'injection de l'huile chaude ou de gaz chaud :

Dans ce genre d'injection, le pétrole doit être chauffé à 100°C et pompé dans l'espace annulaire et la chaleur transmise par le tubing fait dissoudre ces dépôts, mais une réalisation incorrecte de cette technique peut causer l'obturation des perforations [12].

Pour une meilleure utilisation du chauffage par l'huile, la procédure suivante doit être suivie:

- Utilisation de la meilleure huile disponible dans les réservoirs qui contiennent une quantité minimale de dépôt.
- Prise de l'huile de la surface du réservoir.
- Ajout à l'huile des solvants ou des dispersants de paraffines.

L'élimination par chauffage n'est pas limitée à l'utilisation de l'huile, on utilise aussi de l'eau chaude et une solution chaude de chlorure de potassium (KCl) qui est meilleure car elle provoque moins d'obstructions. La vapeur est aussi utilisée pour faire dissoudre les dépôts.

✓ **L'injection de la vapeur:**

Cette méthode suit le même principe que la précédente et pourrait être utilisée au fond du tubing car la paraffine fondue serait congelée avant d'être produite avec l'huile de la formation.

Toute application du chauffage pour éliminer les dépôts doit être exécutée avant l'accumulation de grands dépôts. Si la cire présente en grande quantité, le raclage mécanique s'impose avant le chauffage [12].

II.5.6.1.3 Elimination par micro-organismes :

Des tests de gisements récents ont indiqués que les micro-organismes marins vivants, sélectionnés et adaptés pour décomposer les paraffines peuvent éliminer ou diminuer la gravité de problème de déposition de paraffines [12]. Ces micro-organismes sont non toxiques, non cancérogènes, non pathogènes, non combustibles et sans danger pour l'environnement. L'intervalle de métabolisme optimal observé est entre 32.22°C et 65.56°C. Ils peuvent survivre à des concentrations de chlorure inférieure à 180000 ppm, à un pH supérieur à 5 et une teneur en H₂S inférieure à 1000 ppm[12].

II.5.6.1.4 Elimination par les additifs chimiques:

Pour disperser des dépôts de paraffines ou pour retarder leur formation, l'ajout des additifs chimiques est important, ce contrôle chimique est basé sur l'utilisation de plusieurs produits :

✓ **Elimination par solvant :**

Les solvants peuvent être utilisés pour traiter les dépôts dans les chaînes de production et peuvent également être appliqués pour réparer les dommages à la formation. Bien que les hydrocarbures chlorés soient d'excellents solvants pour les paraffines, ils ne sont généralement pas utilisés en raison des difficultés de sécurité et de traitement qu'ils créent dans le fluide produit.

Des fluides hydrocarbonés constitués principalement d'alcanes normaux tels que le condensat et le diesel peuvent être utilisés, à condition que les gisements aient une faible teneur en asphaltènes. Les solvants aromatiques tels que le toluène et le xylène sont de bons solvants pour les paraffines et les asphaltènes. Les solvants sont principalement utilisés dans les traitements par lots importants [34].

✓ **Elimination par dispersants:**

Le dispersant est un tensioactif qui aide à disperser les cristaux de paraffine dans l'huile ou l'eau produite et permet de empêcher le dépôt. Il a également un effet positif sur la viscosité et la résistance du gel. En outre, les dispersants peuvent aider à briser la paraffine déposée en particules suffisamment petites pour être transportées dans le flux d'huile.

L'utilisation des dispersants est indispensable pour éviter le dépôt de paraffine. Ces dispersants doivent être utilisés dans un climat froid à basse température à cause de leur point d'écoulement très bas. On peut utiliser ces produits chimiques dans la production des solutions aqueuses et hydrocarbonées de bonne qualité et peu coûteuses [34].

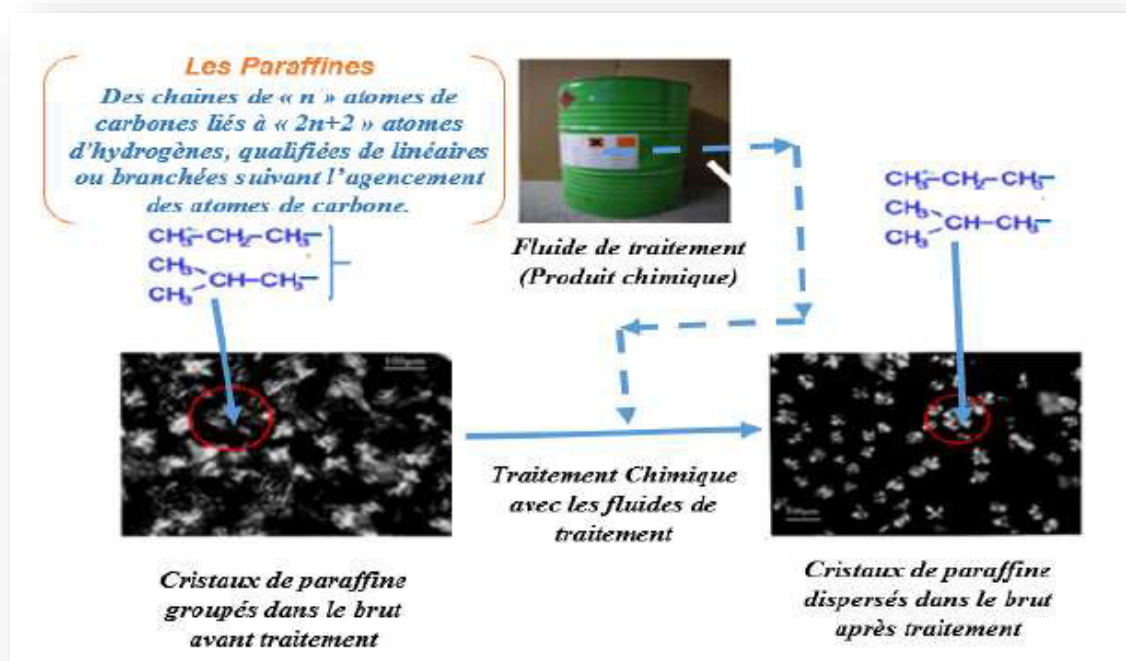


Figure 13: Traitement des cristaux de paraffines par un dispersant de paraffines.

II.5.6.2 Réduction de la déposition organique:

Les analyses de la caractérisation d'un dépôt organique donné doivent être considérées comme base de sélection du système le plus économique de réduction de déposition [12] .

II.5.6.2.1 Utilisation des radiateurs :

Les radiateurs électriques peuvent être utilisés pour l'augmentation de la température du brut quand il pénètre le tubing. La température de l'huile devrait être toujours supérieure à son point de trouble. Cette technique est limitée par l'économie, les coûts de maintenance du système de chauffage et la disponibilité du courant électrique. De plus, l'huile chauffée à des températures très élevées peut subir un craquage[12].

II.5.6.2.2 Utilisation des tubes et des revêtements en plastiques :

Les conduites en plastiques sont utilisées pour réduire le taux de déposition de la paraffine et empêcher la corrosion. Ainsi, la déposition de la paraffine sur la surface en plastique sera beaucoup plus lente que sur l'acier ; mais une fois que la conduite en plastique se recouvre d'une couche de paraffine, il faut nettoyer afin d'empêcher l'accumulation des dépôts [35].

II.5.6.2.3 Utilisation des produits chimiques:

✓ Les modificateurs de cristaux :

Les modificateurs de cristaux de paraffine agissent au niveau moléculaire pour réduire la tendance des molécules de paraffine à se mettre en réseau et à former des structures en treillis dans l'huile. Les modificateurs de cristaux de paraffine sont utilisés pour :

- Empêcher le dépôt de paraffine.
- Réduire la viscosité de l'huile et réduire la résistance du gel de paraffine, ne sont efficaces que lorsqu'ils sont utilisés d'une manière continue.

Comme ils fonctionnent au niveau moléculaire, ils sont efficaces à des concentrations de parties par million, par opposition à l'huile chaude ou aux solvants, qui doivent être appliqués en grands volumes. Les modificateurs de cristaux de cire ont un poids moléculaire élevé et, par conséquent, ils ont des points d'écoulement élevés, de sorte que leur utilisation peut être limitée dans les climats froids[27].

✓ Utilisation des surfactants comme inhibiteurs :

Les surfactants sont une classe de produits chimiques qui sont le plus souvent utilisés pour nettoyer les récipients, les réservoirs, les tuyaux, les machines ou tout endroit où la cire paraffinique peut se déposer. Les tensioactifs ou dispersants peuvent également être utilisés en combinaison avec des traitements à l'huile chaude et à l'eau[36].

Chapitre III :

*Méthodes de
caractérisation des
paraffines*

III.1 Paramètres de caractérisation des paraffines :

Il existe quelques mesures de base qui caractérisent la tendance d'un fluide à précipiter la paraffine, à savoir : la température d'apparition de la paraffine, la température de dissolution de la paraffine et la température du point d'écoulement.

III.1.1 Température d'apparition de la paraffine (WAT) :

C'est la température à laquelle les premiers cristaux de paraffine commencent à se former dans le pétrole brut dans un processus de refroidissement[37]. La température d'apparition de la paraffine est l'un des principaux paramètres à prendre en considération lors de l'évaluation des mesures de protection contre la formation de dépôts de paraffines dans les puits de pétrole[38].

III.1.2 Température de dissolution de la paraffine :

La température de dissolution de la paraffine est définie comme la température à laquelle tout précipité a été dissout lors du chauffage de l'huile[39].

III.1.3 Température du point d'écoulement :

La température du point d'écoulement est la température la plus basse à laquelle l'huile est mobile. Celle-ci est généralement identifiée comme la température de gélification de l'huile stock-tank. Le test du point d'écoulement ASTM D5985 similaire au test du point de trouble ASTM D5985 consiste à placer un échantillon du fluide dans un bocal et à le refroidir dans un bain à température contrôlée. A chaque pas de température de 3°C, l'échantillon est testé en basculant le pot pour déterminer si l'huile est toujours mobile[39].

III.2 Méthodes de caractérisation des paraffines :

III.2.1 Chromatographie en phase gazeuse :

C'est une méthode séparative qui permet l'identification, elle sépare les constituants d'un mélange en phase gazeuse, les molécules à séparer sont volatilisées et mélangées à un gaz. Ce gaz dit «gaz vecteur» constitue la «phase mobile», il véhicule les analytes à l'intérieur d'une colonne analytique dont la paroi interne est recouverte d'un film chimique (ou «phase stationnaire»). Les molécules sont séparées dans le temps car elles migrent dans la colonne avec des vitesses différentes. Le temps de parcours de chaque analyte est fonction de sa volatilité et des interactions qui s'exercent entre la molécule et le film chimique. Les analytes sont détectés à leur sortie de la colonne. Chaque molécule est caractérisée par un temps de rétention qui correspond au temps écoulé entre l'injection de l'analyte et l'instant de son arrivée au détecteur. En terme de volatilité, le principe de la séparation est simple : un composé migre d'autant plus vite dans la colonne que son point d'ébullition est faible[40].



Figure 14:Chromatographie en phase gazeuse (CPG).

Nous donnons comme exemple la distribution des composés dans les huiles sélectionnées qui ont été déterminées par des analyses de chromatographie en phase gazeuse. Les résultats sont consignés dans le tableau suivant :

Tableau 6: Composition massique des huiles algériennes.

Nombre de carbone	% Massique brut 1	% Massique brut 2
n C ₅	0.5	1.416
C ₆ group	12.775	3.521
C ₈ group	10.841	6.629
C ₁₀ group	8.143	5.389
C ₁₁ group	6.612	4.613
C ₁₂ group	5.421	4.304
C ₁₄ group	4.171	3.786
C ₁₅ group	3.199	4.15
C ₁₇ group	2.677	3.187
C ₁₈ group	2.347	3.087
C ₁₉ group	1.648	2.329
C ₂₀ group	1.631	2.617
C ₂₂ group	1.324	2.232
C ₂₃ group	1.066	1.906
C ₂₄ group	0.954	1.996
C ₂₇ group	0.366	1.634
C ₂₉ group	0.094	1.526
C ₃₀ group	0.069	1.275
C ₃₃ group	0.103	0.893
C ₃₄ group	0.054	0.61

En l'absence d'une composition détaillée par une distillation, la fraction lourde d'une huile peut être représentée par des hydrocarbures dont le nombre de carbone est supérieure à 6. D'une manière générale, une huile contient une diversité de paraffines : n-paraffines et iso paraffines.

Le taux de fractions cristallisables, en adéquation avec l'analyse chromatographie devrait suivre l'ordre suivant : huile 1 > huile 2.

En d'autres termes, l'huile 1 est composée essentiellement de n-paraffines dont la totalité s'est déposée, le pourcentage en iso-paraffines et autres fractions reste faible[41].

III.2.2 Cristallisation des paraffines par la méthode de Cold Finger :

La méthode de Cold Finger (doigt froid) a été conçue pour répondre à certaines questions au sujet des conditions de température et la forme de dépôts. Elle consiste à mesurer la quantité de dépôt de paraffine susceptible de se former dans une pipe ou lors du stockage de pétrole dans des conditions thermiques déterminées et des conditions réelles, et ainsi à évaluer l'efficacité des produits inhibiteurs de dépôt[41].

Le test consiste à peser le dépôt formé sur les parois d'une sonde métallique plongée dans une huile brute additivée ou non additivée. Cette dernière est agitée par un agitateur magnétique. La température de l'huile est généralement prise comme étant la température en tête de puits (température $T_1=30^\circ\text{C}$). A l'intérieur de la sonde circule un fluide dont la température $T_2=-5^\circ\text{C}$ est régulée, et correspond aux conditions climatiques externes qui influent sur le pipe ou les bacs de stockages. [41].

Le schéma ci-dessous explique le principe de fonctionnement :

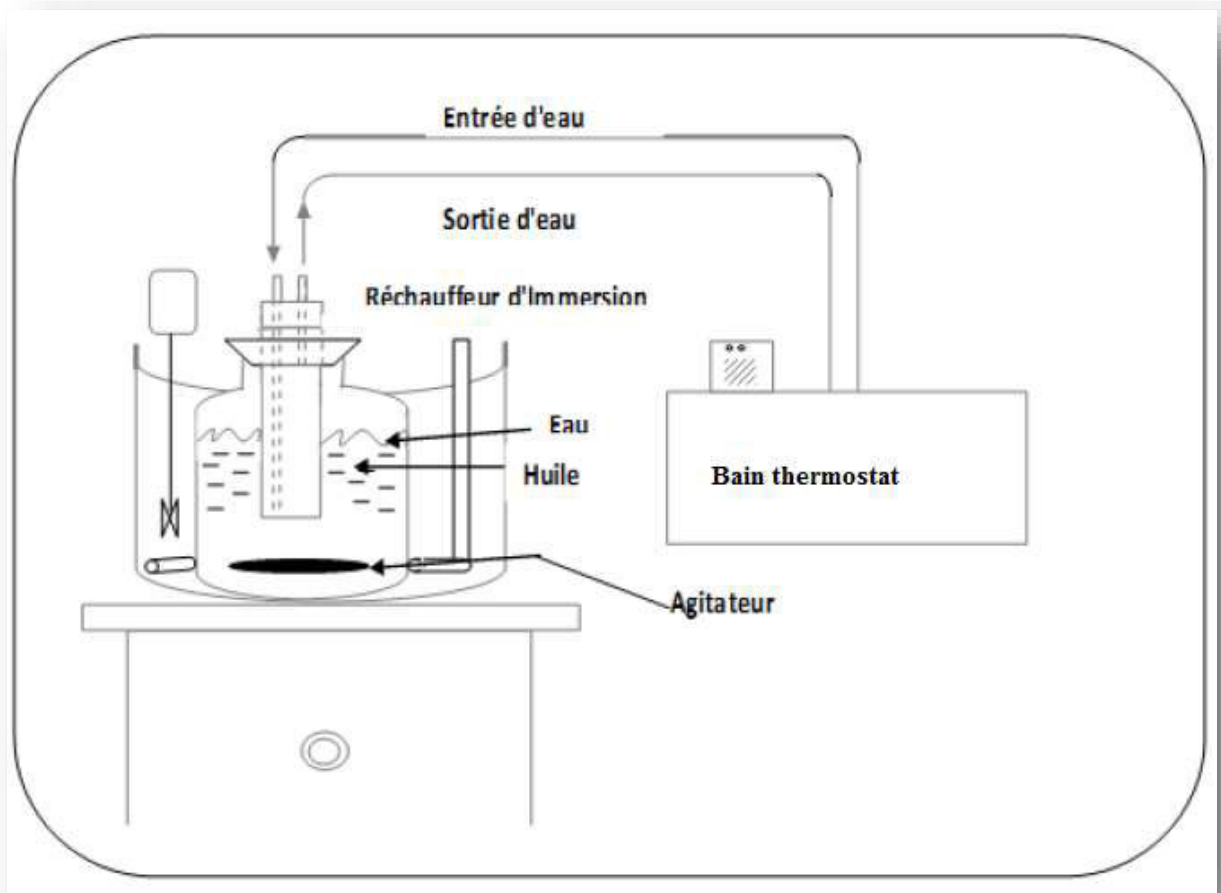


Figure 15:Schéma de l'appareil Cold Finger.



Figure 16: L'appareil du Cold Finger.

Nous donnons exemple, deux bruts dont la température est de 35°C et la température du milieu qui est de 0°C. L'analyse a duré 3h 20min, les doigts froids sont tirés et pesés.

Comme il a été mentionné précédemment cette analyse permet d'obtenir la teneur en paraffines cristallisables par diffusion moléculaire sous l'effet du gradient thermique, Le Tableau 7 résume les valeurs obtenues.

Tableau 7: Teneur en paraffines cristallisables dans les bruts 1 et 2 par la méthode de Cold Finger.

Echantillons	Teneur en paraffine		
	Masse de brut en (g)	Masse de la paraffine(g)	Teneur en paraffine (%)
Brut 1	57.968	0.61	1.05
Brut 2	61.66	1.27	2.05

D'après les résultats obtenus, il a été observé que la fraction cristallisable en paraffines est assez importante pour déclencher une déposition, ce qui impose des mesures à prendre au niveau de ces puits en terme de traitement.

III.2.3 Température de cristallisation (WAT) par le Wax Loop :

Le Wax Loop (WL) est développée pour évaluer les différentes conditions d'accumulation du dépôt de paraffines. C'est une simulation en dynamique du comportement d'un pétrole brut chaud circulant à travers un pipeline froid. Un gradient thermique est nécessaire pour former un dépôt. Dès que la température de l'échantillon atteint le WAT, la paraffine commence à se cristalliser, ce qui est confirmé par l'augmentation de la pression

différentielle. La Figure N° 17 représente l'appareil de Wax Loop[41].



Figure 17:L'appareil de Wax Loop.

Nous donnons exemple de deux bruts dont la température de cristallisation commençante (WAT) est déterminée par le Wax Loop .

Lorsque le pétrole brut se refroidit au-dessous d'une certaine température caractéristique, appelée la température de cristallisation commençante (WAT, Wax Appearance Temperature) ou le point de trouble, les paraffines commencent à se précipiter hors de la solution et peuvent se déposer sur la paroi de la conduite et entraînent par la suite une augmentation de la rugosité de la surface et la diminution du diamètre de la conduite. Les courbes représentant la détermination de Wax Appearance Temperature (WAT) pour l'huile du puits 1 et du puits 2 sont données dans les Figures N° 18 et N° 19.

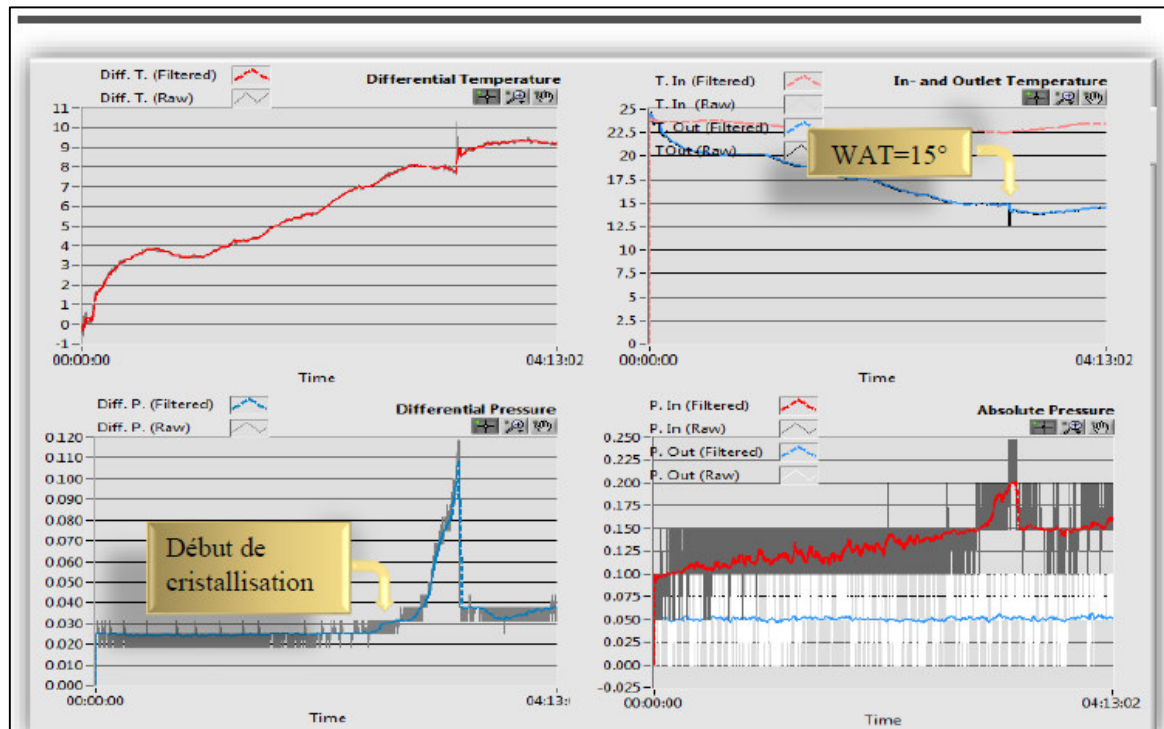


Figure 18: Courbes représentant la détermination de Wax Appearance Temperature (WAT) pour l'huile du puits 1.

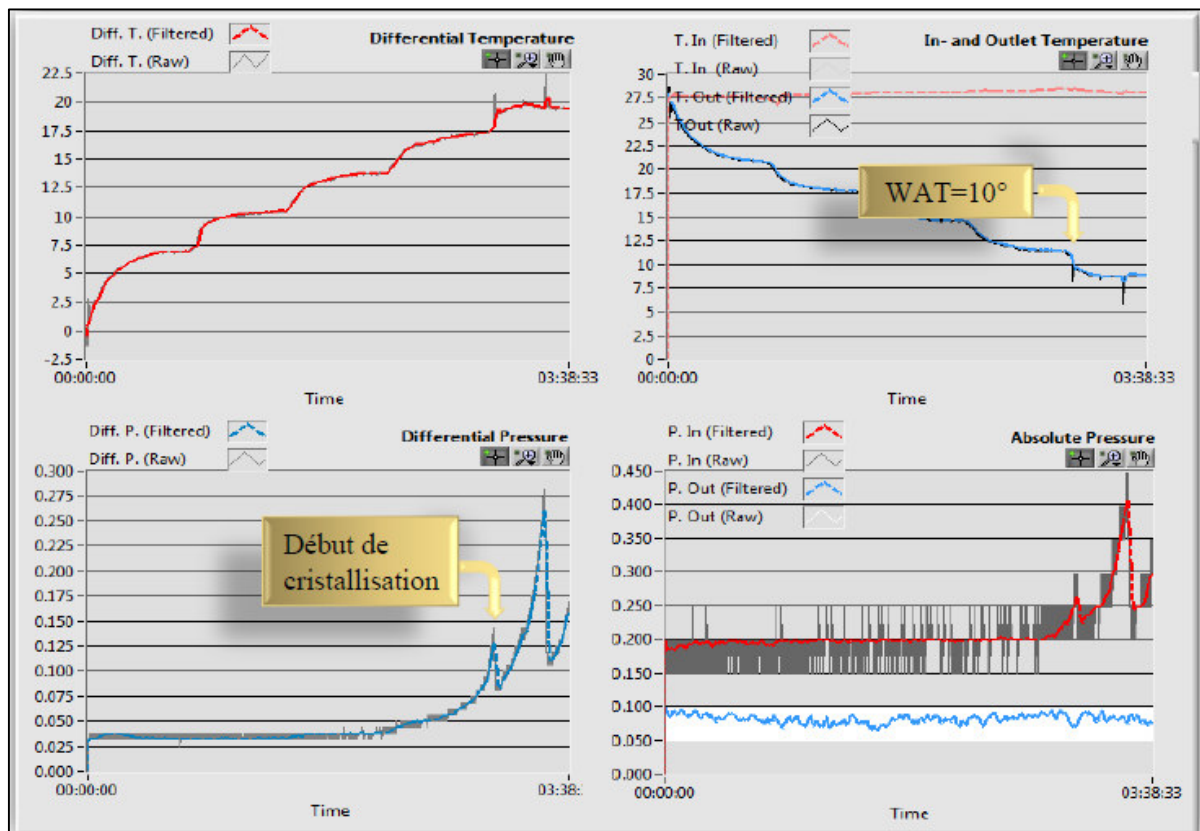


Figure 19: Courbes représentant la détermination de Wax Appearance Temperature (WAT) pour l'huile du puits 2.

Les Figures (18 et 19) montrent que la pression différentielle augmente au niveau de la boucle (en bleu) ce qui confirme la formation des cristaux de paraffines due au changement de la température du milieu. Avec l'augmentation de la pression, la température à laquelle les cristaux de paraffines commencent de se former correspond à la Wax Appearance Temperature (WAT). Pour l'huile du puits 1 la température d'apparition des cristaux de paraffines est de 15°C et pour l'huile 2 elle est de 10°C[41].

III.2.4 La teneur en paraffine par la méthode normée UOP 46-64 :

Les techniques de précipitation des paraffines sont nombreuses et sont toutes basées sur le processus de cristallisation des paraffines à basse température. Les agents de précipitation peuvent être : l'acétone, l'éthanol, le méthyl-éthyl-cétone, l'acide acétique, l'acide sulfurique...etc.

Parmi ces techniques, la méthode de précipitation des paraffines par acétone connue sous le nom de "norme UOP 46-64" est la plus utilisée et consiste à précipiter les paraffines totales [41].

Nous donnons comme exemple deux échantillons de brut dont la teneur en paraffines est déterminée par la méthode normée UOP 46-64.

Cette méthode est basée sur une dissolution de l'échantillon contenant les paraffines dans l'éther de pétrole et une extraction en utilisant l'acétone. La récupération des paraffines se fait par une filtration sous vide sur un filtre spécifique. Les résultats des analyses sont présentés dans Le Tableau 8 :

Tableau 8: Teneur en paraffine cristallisable dans les huiles 1 et 2 par la méthode UOP.

Pourcentage massique(%) Echantillons	Masse (Filtre) en g	Masse (filtre+cristaux) en (g)	Masse des cristaux en (g)	Pourcentage massique (%)
Brut 1	0.109	0.110	10^{-3}	0.5
Brut 2	0.109	0.116	$7 \cdot 10^{-3}$	3.5

Les résultats obtenus montrent qu'il y a une différence de la teneur en paraffine, ceci indique que le deuxième échantillon est plus lourd que le premier. Cette différence résulte de la nature géologique des deux puits[41].

Chapitre IV :

*Synthèse des travaux
antérieurs et
méthodologie*

La présence de paraffines dans le pétrole brut peut conduire à un immense problème de dépôts sur les parois de pipes (les puits, conduites), de ce fait on observe l'augmentation de pression de pompage provoquée par la rugosité des parois du pipe. Dans cette partie nous passons en revue les travaux de Parameshwar. S, Joshi.R , Babu.M [42] qui portent sur l'analyse et l'observation de l'évolution de la production en fonction du temps.

V.1 Synthèse des travaux antérieurs :

VII.1.1 Étude de cas : pipeline de champ ABC[42].

La production actuelle du champ ABC est de 500 m³/J. Au GGS 1, tout le brut ABC est chauffé à 60 ° C en hiver et 50 ° C en été et pompé dans la ligne de distribution de brut ABC GGS 1 vers GGS 2 (Figure 21). En raison de la nature visqueuse du brut ABC, une chute de pression élevée est observée pendant les hivers dans le GGS 1-GGS 2..

Actuellement, le pompage de pétrole brut à un débit de 13 m³/ h se fait à partir de l'ABC GGS 1 est pompé après l'avoir chauffé à une température de 60 ° C afin d'éviter la congélation dans la ligne.

Le pipeline de 8× 25 km est enterré à une profondeur de 1,2 m et d'un diamètre interne de 8 avec un isolant polyuréthane de 2,5 mm d'épaisseur. Également du pétrole brut de 34 ° C API et densité de 0,8527 g/cm³. Les propriétés physiques du brut et les dimensions des conduites sont données dans le Tableau 9. Ces travaux ont permis d'analyser la pression et la température. MATLAB est le logiciel utilisé pour modéliser le dépôt de cire dans les pipelines sur une période de temps[42].

Tableau 9: Les propriétés physiques du brut et les dimensions des pipes.

Diamètre interne (m)	0.205
Diamètre externe (m)	0212
Température à l'entrée (°C)	60(hiver) 55(Eté)
Température ambiante (°C)	21(Hiver) 35 (Eté)
Densité (kg/m³)	852.7
Gravité API (°C)	34
WAT et point d'écoulement (°C)	43/33
Teneur en paraffine (%)	12
Gravité spécifique	0.8527
Teneur en eau (%v/v)	10

Les résultats obtenus sont comme suit :

Pour le premier jour, la cire totale déposée est de 0,52 cm vers l'extrémité du pipeline. WAT est expérimenté sur une longueur de 1 à 2 km sur une longueur totale de 25 km de pipeline.

Pour la première semaine (7 jours), la cire totale déposée est de 3,62 cm vers la fin du pipeline. Également au bout de 20 jours, le pipeline est complètement bouché car l'épaisseur maximale de la cire est de 10,5 cm.

Pour un cycle de raclage particulier (30 jours), la quantité totale de cire déposée est de 15,52 cm. Ce chiffre indique qu'en raison du dépôt de cire, le pipeline est complètement bouché pendant la saison hivernale avant même 1 cycle de raclage (28-35 jours).

Le raclage ne sera donc pas assez efficace pour éliminer les cires pendant la saison hivernale. Des traitements chimiques ou supplémentaires doivent être envisagés [42].

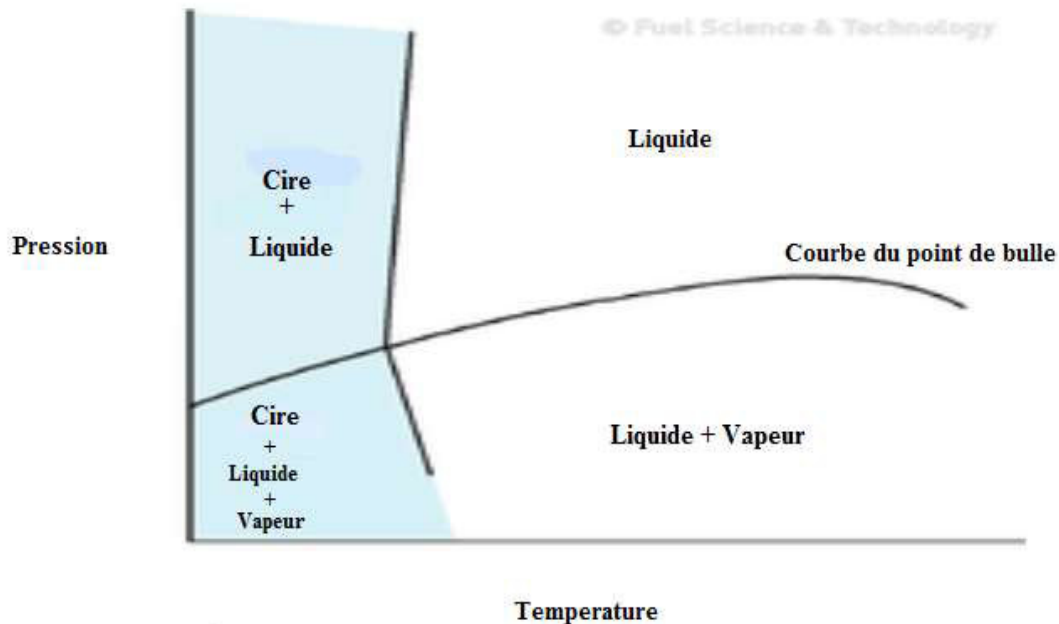


Figure 20: Courbe de précipitation de la cire.

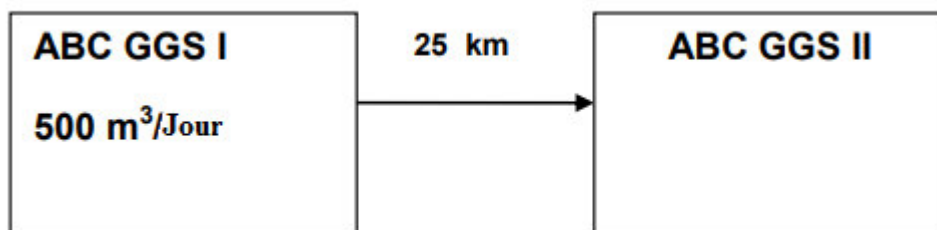


Figure 21: Ligne d'expédition de brut.

Les résultats obtenus ont permis aux auteurs de tracer les graphiques suivants :

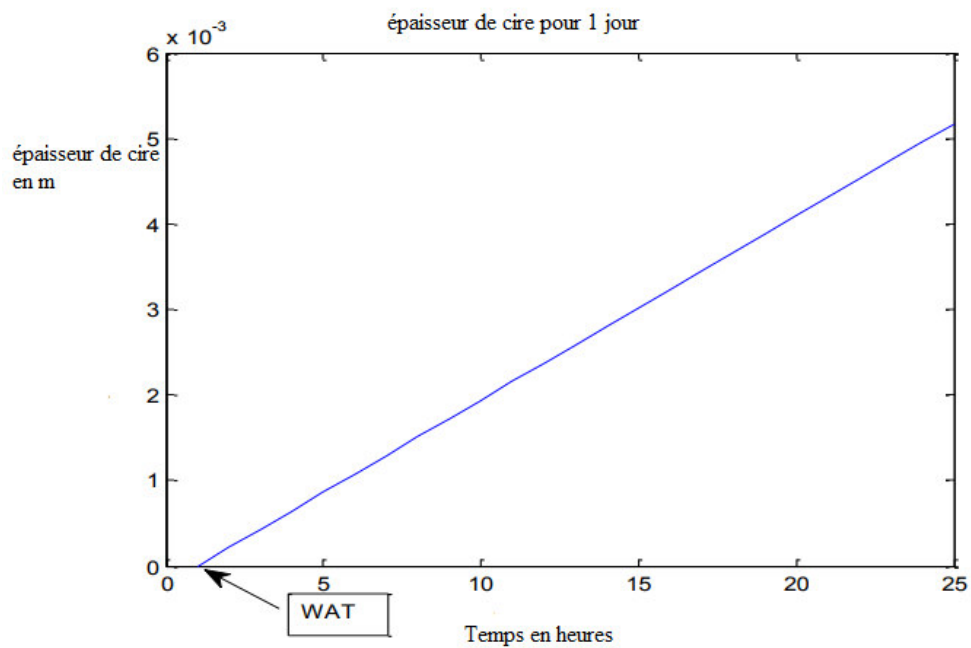


Figure 22:Épaisseur de dépôt de cire pendant 1 jour.

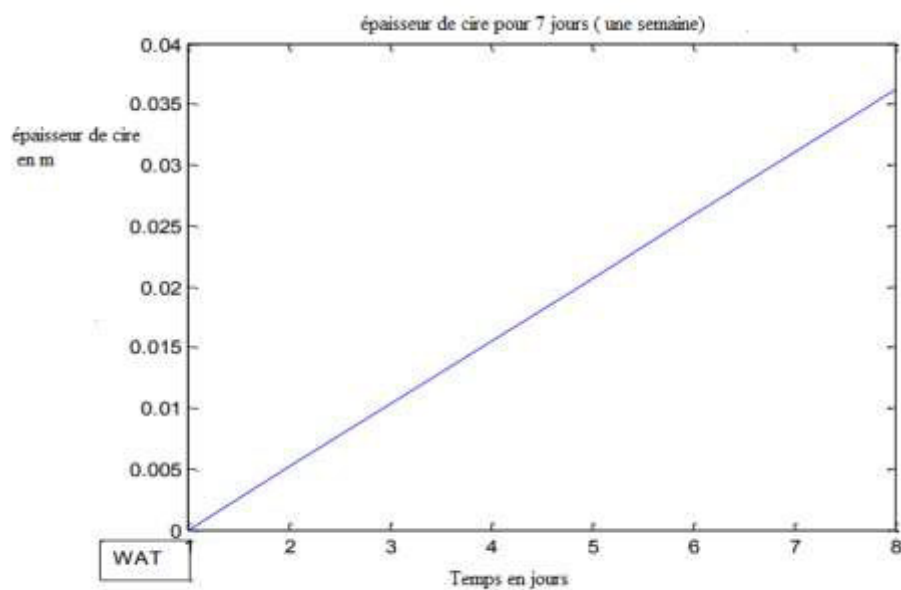


Figure 23:Épaisseur de dépôt de cire pendant 7 jours.

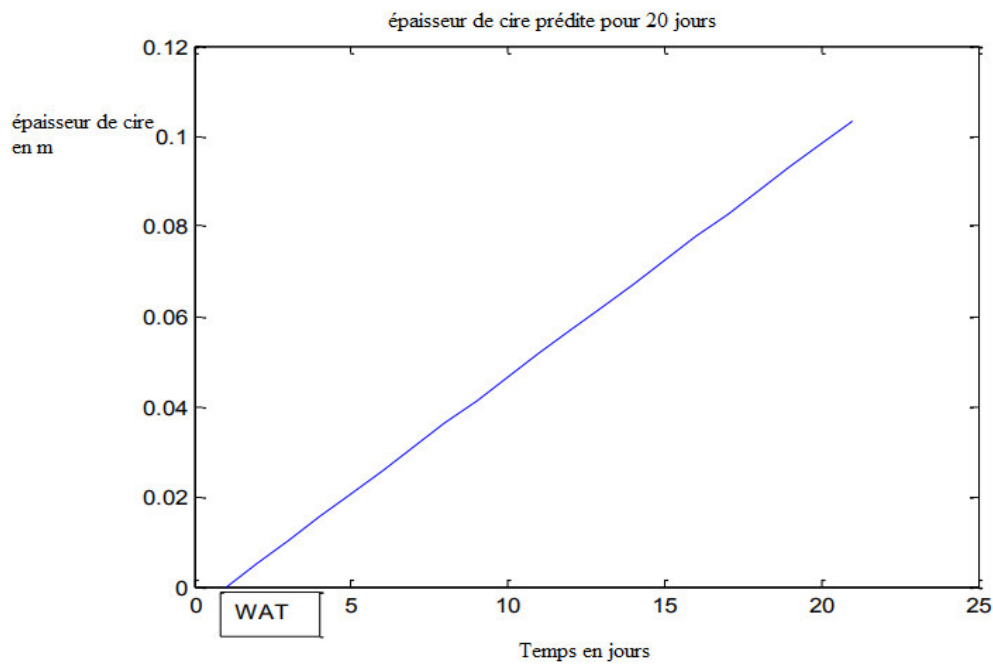


Figure 24: Epaisseur de dépôt de cire pendant 20 jours.

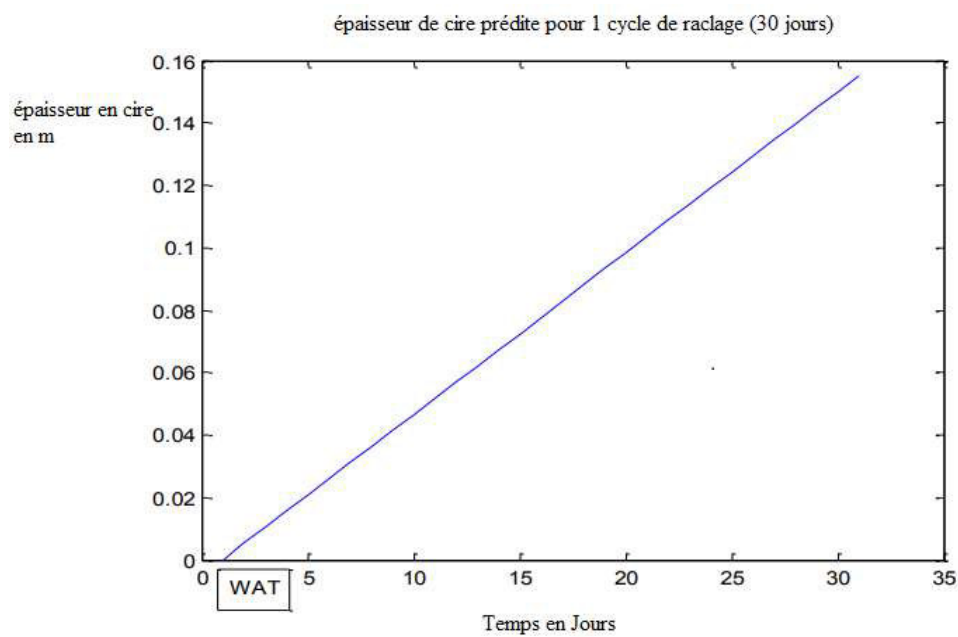


Figure 25: Epaisseur de dépôt de cire pendant 30 jours(cycle de raclage).

Cette étude a permis de conclure que le dépôt de cire est considéré comme l'un des problèmes les plus critiques provoquant des blocages, des pertes de production et même, dans certains cas extrêmes, un écoulement fluide dans le pipeline. Le pipeline ABC GGS 1- GGS 2 présente de graves problèmes de dépôt de cire, en particulier pendant les saisons d'hiver.

Étant donné que le colmatage du pipeline se produit en 20 jours en hiver, d'autres traitements sont nécessaires. Le remède de base est de fournir un traitement chimique dans le site du puits car il réduit l'effet des problèmes de cire dans le pipeline. La fréquence de raclage doit également être augmentée, en particulier pendant la saison hivernale.

VII.2 Méthodologie de la partie pratique :

Dans notre travail, cinq puits productifs sont choisis : NHN1, NHN3, EAAN1, EAAN2, BKP3 du pipeline de champ Haoud Berkaoui (HBK).

VII.2.1 Cas du puits NHN1:

- **Analyses basiques :** les analyses basiques comportent la BSW, la densité, la salinité, et la teneur en paraffines.

Tableau 10: Analyses basiques de NHN1.

BSW			Densité	Salinité	Teneur en paraffines %
EL%	EE %	Sédiments	0.805	35 mg	0.65
Traces	Traces	00			

- **Conditions thermodynamiques :**

Température : 19°C.

Pression : 21 bars

VII.2.2 Cas du puits NHN3 :

- **Analyses basiques :**

Tableau 11:Analyses basiques de NHN3.

BSW			Densité	Salinité	Teneur en paraffines %
EL%	EE%	Sédiments	0.765	58.2mg	0
Traces	0.2%	00			

➤ **Les conditions thermodynamiques :**

Température : 25°C.

Pression: 25 bars.

VII.2.3 Cas du puits EAAN1:

➤ **Analyses basiques :**

Tableau 12:Analyses basiques de EAAN1.

BSW			Densité	Salinité	Teneur en paraffines %
EL%	EE%	Sédiments	0.838	58.2mg	0.9%
Traces	0.3%	00			

➤ **Conditions thermodynamiques :**

Température : 18°C

Pression :15.2 bars

VII.2.4 Cas du puits EAAN2 :**➤ Analyses basiques :****Tableau 13:** Analyses basiques de EAAN2.

BSW			Densité	Salinité	Teneur en paraffines %
EL%	EE %	Sédiments	0.821	985mg	/
0.55%	12.45%	00			

➤ Conditions thermodynamiques :

Température :25°C

Pression :19 bars

VII.2.5 Cas du puits BKP2 :**➤ Analyses basiques :****Tableau 14:**Analyses basiques de BKP2.

BSW			Densité	Salinité	Teneur en paraffines %
EL%	EE%	Sédiments	0.820	456mg	0.05
Traces	0.1	Trace			

➤ Conditions thermodynamiques :

Température :26°C

Pression :32 bars.

Les puits NHN1 ; EAAN1 ,BKP2 se situent dans l'enveloppe de dépôt des paraffines donc l'endommagement réside dans le fond du puits ou l'accumulation des dépôts conduit à un colmatage ce qui réduit la productivité du puits.



Conclusion Générale

Le présent travail focalise sur l'analyse des dépôts organiques (paraffines) dans le pétrole brut au niveau des champs pétroliers de Ouargla (Haoud Berkaoui) .

Cette étude nous a permis d'une part d'enrichir nos connaissances et de les approfondir au sujet du brut, particulièrement le brut paraffinique, de connaître les méthodes d'analyse des bruts paraffiniques et de déterminer leur paramètres basiques.

Et d'autre part d'étudier l'efficacité du traitement utilisé par des produits chimiques (reformat) AP104 tout en les injectant au niveau des puits caractérisés par le problème de dépôts de paraffines.

Ces essais nous ont amené à conclure le problème critique et fréquent dans la région de Ouargla est provoqué par l'abaissement de la température ainsi que la pression qui cause une mauvaise conduite. Ces essais n'ont pas pu être complétés à cause de Covid 19, ces derniers peuvent être repris et approfondis dans les travaux futurs.



Références

- [1] Lefebvre, «Chimie des hydrocarbures», Paris, Institut Français du pétrole: Technip, 1978,277.
- [2] A. Asselah, «Cours de Raffinage et Pétrochimie», Université de Boumerdès (FT), 2019.
- [3] N. Belkhir et M. Torche , «Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut», 2006.
- [4] N. Bouksani et L. Haous, «Caractérisation des pétroles bruts algériens:contribution à la détermination de leur températures d'ébullition», 2017.
- [5] P. Wuithier , «Le pétrole: Raffinage et génie chimique (Tome I)», 2e éd., Paris: Technip, 1972, 938.
- [6] J.-P. Wauquaier,« Le raffinage du pétrole (Tome II)», Paris: Technip, 1998,655.
- [7] «Rapport de stage,» Ouargla, 2017.
- [8] P. Wuithier,« Le pétrole:Raffinage et génie chimique (Tome II)», 2e éd., Paris: Technip, 1972, 1710.
- [9] M. Freund, R. Csikos , S. Keszthelyi et G. Mozes, «Paraffin products properties, technologies, applications», Amsterdam: Elsevier, 1982,331.
- [10] Collectif, «Production et traitements des pétroles bruts salés», Paris: Technip, 1976,192.
- [11] I. Gjermundsen, «State of the art:Wax precipitation deposition and aging in flowing hydrocarbon systems», 2006.
- [12] O. A. Thomas et P. Alan,« Production operations:well completions,work over ,and stimulation», 3e éd., vol. 2, Tulsa: Oil & Gas Consultants international, 1989, p. 365.
- [13] K. Won, «Thermodynamics for solid Solution-liquid-vapor equilibrium,wax phase formation from heavy hydrocarbon mixture», n°30,265, 1986.
- [14] M. H. P. Mauricio, L. F. A. Azevedo, A. Texeira et S. Paciornik, «In-situ optical microscopy of wax crystallization,Acta Microscopica», n°12, 287-288, 2003.
- [15] A. Benallal, «Hydrodynamique de l'accumulation des dépôts de paraffines dans les conduites pétrolières», Paris, 2008.
- [16] F. Civan, «Reservoir formation damage,fundamentals,modeling,assessment and mitigation», 2000.

-
- [17] Entreprise Total, «Le process-introduction au gisement», 2007.
 - [18] K. Belkada, «Etude et évaluation de la fracturation hydraulique du puits RDC 9», 2018.
 - [19] B. Melouka et D. Kaddouri , «Contribution à l'étude de problème des dépôts d'asphaltènes:le cas du puits BKO3(Haoud Berkaoui)»,2014.
 - [20] A. Amara , Y. Ben abderrahmane et M. Ben cheikh, «Etude de précipitation et solubilisation des asphaltènes dans le champ HMD», 2016.
 - [21] A. Harrouche, I. Bakhouya et A. Abdallah, «Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone 1 de HMD», 2016.
 - [22] P. Singh, R. Venkatesan, H. Fogler et N. Nagarajan, «Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels», vol. 5, n°46,1059-1074, 2000.
 - [23] P. Bern, V. Withers et J. Cairns, «Wax deposition in crude oil pipelines», 21-24, 2013.
 - [24] T. Zhu, J. Walker et J. Liang, «Evaluation of wax deposition and Its Control during production of alaska north slope oils», Alaska, 2008.
 - [25] J. A. Svendsen, «Modélisation mathématique du dépôt de cire dans les réseaux d'oléoducs», vol. 8, n°39, 1377-1388, 1993.
 - [26] «Rapprt bibliographique sur les paraffines», 1996.
 - [27] J. Briant, «Sur quelques facteurs influençant la formation de certains dépôts»,1-15, 1963.
 - [28] R. Tiwary et Mehrotra, «Deposition from wax-solvent mixtures under turbulent flaco:Effets of shear rate and time on deposit properties», vol. 6, n° 23, 3184-3194, 2009.
 - [29] G. James, P. Speight et DSC, «wax deposition and fouling», 2015.
 - [30] The UIC, «Thermodynamics research laboratory,che & Bioe departments».
 - [31] M. E. Newberry et K. M. Barker , «Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition», Society of petroleum engineers, 1985, 53.
 - [32] Q. Huang, W. Wang, W. Li, Y. Ren et F. Zhu , «A pigging model for wax removal in pipes», vol. 4, n°32, 1-11, 2016.
-

- [33] K. Doble, «Wax deposition as a function of flow regimes, Trondheim, University of science and technology», 2018.
- [34] Y. Fan et F. Liave,« Elimination chimique des dommages de formation dus au dépôt de paraffine partie I -Solubilité et taux de dissolution», Lafayette, Formation damage control symposium, 1996.
- [35] N. Ghemati et K. Mahseur, «Contributions à l'étude des problèmes des dépôts des paraffines dans un brut algérien», 2019.
- [36] J. Becker, «Traitements à la paraffine des champs pétrolières :Huile chaude et eau chaude comparées aux modificateurs à cristaux», Dallas, Présenté à la conférence et exposition techniques annuelles SPE, 2000.
- [37] N. A. Dantas, E. Gomes, N. E. Barros et et al, «Détermination de la température d'apparition de la paraffine (WAT) dans les systèmes de paraffine/solvant par signal photélectrique et viscosmétrie», vol. 4, n°3, 149-157, 2009.
- [38] A. Strachkov et M. Rogachev, «wax precipitation in multicomponent hydrocarbon system», vol. 7, 543-553, 2017.
- [39] C. Lira-Galeana et A. Hammami , «Wax precipitation from petroleum fluids :A review in asphatenes and asphalts», vol. 2,557-608, 2000.
- [40] S. Bouchonnet,« La spectrométrie de masse en couplage avec la chromatographie en phase gazeuse», 2e éd., Paris: Tec & doc Lavoisier, 2009,195.
- [41] N. Guemiri et S. Chtini, «Etudes de dépositions des paraffines cristallisables dans les conditions réelles», 2018.
- [42] P. Sai, R. J. Ratnadip et M. Babu , «Prediction of wax deposition in pipelines using MATLAB simulator:case study of ABC field pipeline», vol. 3,98-107, 2015.