

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**Difallah Sofiane, Ouerd Benslama Ilyes**

-THÈME-

---

### **Etude et traitement des dépôts d'asphaltènes dans le puits HTF23 au niveau de champ HMD**

---

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : DJEBBAS Faycal	MCA	Univ.Ouargla.
Rapporteur : BOUFADES Djamila	MAA	Univ.Ouargla.
ADJOU Zakaria	Doctorant	Univ.Ouargla.
Examineurs : ALI ZERROUKI Ahmed	MCA	Univ.Ouargla.



# Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.*

*Ainsi nos parents qui nous aident.*



*Nous remercions notre professeur consultant Me .Boufades Djamilâ*

*Et notre co-encadreur M.Adjou Zakaria pour ses orientations .*

*Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements à nos enseignants de l'université de Ouargla.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous*

*Feront, l'honneur de juger notre travail.*



## Résumé

La déposition d'asphaltenes génère une forte augmentation des coûts dans l'industrie pétrolière, Ce phénomène affecte la production et le raffinage à différents stades.

Pour cette raison, l'élimination d'asphaltenes est un objectif majeur pour les sociétés pétrolières

Ce travail a été réalisé sur la zone asphalténique du champ de Hassi Messaoud, une zone qui a connu beaucoup de problèmes causés par la formation des asphaltènes.

L'objectif de ce travail est d'éliminer les dépôts d'asphaltènes avec le solvant reformat et d'étudier l'efficacité de ce dernier en utilisant logiciel PiPesim pour la stimulation du puits HTF23 en se basant sur les données expérimentales : pression, température.

**Mots clés:** asphaltènes, dépôts, logiciel PIPESIM, Stimulation.

## ملخص

يعتبر ترسب الأسفلتين مشكلة معروفة تولد زيادة حادة في التكاليف في تكرير النفط، هذه الظاهرة تؤثر بشكل خطير على الإنتاج لهذا السبب يعتبر إزالة الأسفلت هدفا رئيسيا لشركات البترول.

تم تنفيذ هذا العمل في المنطقة الاسفلتية بحاسي مسعود وهي منطقة شهدت العديد من مشاكل.

الهدف من هذا العمل هو القضاء على رواسب الأسفلتين مع المذيب المعاد تشكيله ودراسة كفاءة الأخير باستخدام برنامج

لتحفيز بئر بناءً على البيانات التجريبية الضغط و درجة الحرارة

الكلمات المفتاحية: الأسفلت ، الرواسب ، برمجات ، التحفيز .

## Abstract

The deposition of asphaltenes generates a sharp increase in costs in the oil industry.

This phenomenon affects the production and refining at different stages.

For this reason, the elimination of asphaltenes is a major objective for the oil companies

This work has been carried out on the asphalt zone of the field of Hassi Messaoud.

The objective of this work is to eliminate the deposits of asphaltenes with the reformat solvent and to study the effectiveness of the latter using software PiPesim for the stimulation of the HTF23 well based on experimental data: pressure, temperature.

**Keywords:** asphaltenes, deposits, PIPESIM software, Stimulation.

# Sommaire

<b>RESUME</b> .....	I
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	II
<b>LISTE DES FIGURE</b> .....	III
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	IV
<b>LISTE DES ABREVIATIONS</b> .....	V
<b>LISTE DES ABREVIATIONS</b> .....	VI

## **CHAPITRE I: Les différents endommagements dans le champ pétrolier**

I.1-Signification et définition l'endommagement .....	01
I.2-L'origine de l'endommagement de la formation .....	01
I.3-Localisation de l'endommagement .....	04
I.4-Présentation du mécanisme d'endommagement .....	05
I.5-Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits .....	08
I.6-Effet de l'endommagement sur la productivité .....	09

## **CHAPITRE II: Généralité sur les asphaltènes**

II.1- Définition, Composition et Structure des Asphaltènes .....	11
II.2- II.2. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes .....	15
II.3- 3. Les Paramètre Thermodynamiques et la Composition de l'huile.....	15
II.4- Problèmes des Asphaltènes .....	18
II.5- Enveloppe de Précipitation des Asphaltènes.....	20
II.6- Traitement des Problèmes de déposition des Asphaltènes.....	21
II.7. Etat de l'art de traitement d'asphaltènes.....	25

## **CHAPITRE III: Présentation du champ Hassi Messouad**

III.1-INTRODUCTION.....	28
III.2-Présentation du champ de Hassi Messaoud .....	28
III.3-Situation de champ de Hassi Messaoud .....	28
III.4-Zonation du champ Hassi-Messaoud .....	32

## **CHAPITRE IV : Etude de cas puit HTF23**

IV.1- Introduction .....	33
IV.2- Données de base .....	34
IV.3- Problème du Puit .....	35
III.4- Echantillonnage .....	35
III.5-Étude de cas puit HTF 23 .....	36
III.6-Simulation par le logiciel PIPESIM .....	38
III.7-Objectif du traitement .....	42
III.8-traitement recommandé .....	42
III.9-Discussions des résultats .....	43
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>44</b>
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b> .....	<b>45</b>
<b>ANNEXE</b> .....	<b>47</b>

## Introduction générale

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés organiques (paraffine, asphaltènes, résines, cires).

Dans l'industrie pétrolière, les asphaltènes sont considérés comme problème d'exploitation lorsqu'ils précipitent dans les équipements de production. Les dépôts des asphaltènes peuvent se former dans toute la chaîne de production ; réservoir, abords du puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut ; séparateurs, échangeurs de chaleur, bacs de stockage et lignes d'expédition. Les dépôts d'asphaltènes causent la diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que des problèmes d'émulsion. Ces problèmes de dépôts, sont non seulement produits pendant l'exploitation d'huile lourde avec un taux élevé en asphaltènes, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme dans le cas du champ de Hassi Messaoud (0.08 à 0.2 %), particulièrement dans la zone 1(1A,1B,1C) situé dans la partie occidentale du champ[8].

L'objectif principal de ce travail est d'analyser la formation des dépôts d'asphaltènes et identifier les paramètres qui favorisent l'agrégation de ces derniers. Cette étude a été conduite afin de traiter les asphaltènes, Nous nous intéressons également à traiter ces derniers par le reformat pour étudier leur efficacité.

Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, la première partie est consacrée à une étude bibliographique :

- Dans le premier chapitre nous représentons les différents types d'endommagements et les méthodes de traitement de leur déposition.
- Le deuxième chapitre contient des généralités sur les asphaltènes, définition, composition et structure des asphaltènes, ainsi les conditions de floculation et de déposition et une synthèse bibliographique sur quelques travaux réalisés.

La deuxième partie concerne la partie pratique :

- Le premier chapitre se rapporte à la présentation géographique de Hassi Messaoud.
- Le deuxième chapitre se focalise sur une étude de cas sur le puit HF23.

# LISTE DES FIGURES

<b>Figure I.1</b> -Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud .....	02
<b>Figure I.2</b> -Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T .....	03
<b>Figure I.3</b> -Les zones du champ de Hassi Messaoud .....	04
<b>Figure II.1</b> -Schéma d'un dépôt d'asphaltène .....	06
<b>Figure II.2</b> -Composition des asphaltènes .....	07
<b>Figure II.4</b> -Exemple de molécule d'asphaltènes .....	08
<b>Figure II.5</b> -Modèle modifié de Yen .....	09
<b>Figure II.6</b> -déposition d'asphaltènes dans la matrice de la roche .....	10
<b>Figure II.7</b> - Dépôt d'Asphaltènes dans le réseau de collecte et dans les Tubings .....	11
<b>Figure II.9</b> -Diagramme de phase avec zone de précipitation des asphaltènes.....	12
<b>Figure III.1</b> -Localisation des endommagements .....	23
<b>Figure III.2</b> -profil des pressions dans la formation .....	24
<b>Figure III.3</b> -colmatage aux abords du puits .....	25
<b>Figure III.4</b> -l'effet de skin.....	26
<b>Figure III.5</b> -L'effet de l'endommagement sur la productivité des puits.....	27
<b>Figure IV.1</b> -Les zones asphalténiques dans le champ de Hassi Messaoud.....	33
<b>Figure IV.2</b> -Emplacement du puits HTF23.....	34
<b>Figure IV.3</b> -Evolution de la pression avant le traitement.....	35
<b>Figure IV.4</b> -Analyse Nodale HTF23 avant traitement.....	39
<b>Figure IV.5</b> -Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T en utilisant le modèle Multi flash™ avant traitement .....	40
<b>Figure IV.6</b> -Analyse Nodale HTF23 après traitement .....	41
<b>Figure IV.7</b> -Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T .....	43

## **LISTE TABLEAUX**

<b>Tableau.1-</b> Résultats des Tests de Jaugeage .....	36
<b>Tableau.2-</b> Résultats de test DST .....	37
<b>Tableau.3</b> - Résultats des Tests de Build up .....	37
<b>Tableau.4-</b> Analyses SARA de puit .....	38
<b>Tableau.5-</b> Point de fonctionnement du puit.....	39
<b>Tableau.6-</b> Point de fonctionnement puit .....	41
<b>Tableau.7-</b> Paramètres de production avant et après traitement .....	42



# Liste ABREVIATIONS

**ADE** Enveloppe de dépôt d'asphaltène

**API** American Petroleum Institute

**Asp** Asphaltène

**BETX** Benzène, éthyle benzène, toluène, xylène

**BHP** Bottom hole pressure

**CCE** Concentrique

**CRD** Centre de Recherche et de développement

**HMD** Hassi Messaoud

**IPR** Inflow performance relationship

**SARA** Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène

# NOMENCLATURE

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>	<b>Unités</b>
<b>E</b>	Écart	%
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio	Vol/vol
<b>IP</b>	Index de productivité	$\text{m}^3 \text{h}^{-1} \text{bar}^{-1}$
<b>P</b>	pression	$\text{Kg}/\text{cm}^2$
<b>Pb</b>	Pression de bulle	$\text{Kg}/\text{cm}^2$
<b>Pf</b>	Pression de fond	$\text{Kg}/\text{cm}^2$
<b>Pp</b>	Pression de réservoir	$\text{Kg}/\text{cm}^2$
<b>Pr</b>	Pression de tête	$\text{Kg}/\text{cm}^2$
<b>Pt</b>	Pression de pipe	$\text{Kg}/\text{cm}^2$
<b>T</b>	Température	°C
<b>Qh</b>	Débit d'huile	$\text{m}^3/\text{h}$
<b>Rs</b>	GOR de dissolution	Vol/vol
<b>V</b>	Volume	$\text{Cm}^3$

## **I.1-INTRODUCTION :**

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc.....). [1]

## **I.2-Présentation du champ de Hassi Messaoud :**

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A. (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie).
- Au sud la SN.REPAL. (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie).

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales. [1]

## **I.3-Situation de champ de Hassi Messaoud :**

### **I.3.1-Situation géographique:**

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>. Sa localisation : [1]

- En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :
  - 790.000 à 840.000 EST
  - 110.000 à 150.000 Nord
- En coordonnées géographique :
  - Au nord par latitude 32 15°
  - Au Sud par latitude 31 30°
  - A l'ouest par la longitude 5 40°
  - A l'Est par la longitude 6 35°



**Figure I.1:** Situation géographique du champ Hassi Messaoud [2]

### I.3.2-Situation géologique:

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeifère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étend sur 53x44km de superficie.

#### Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au sud-est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

#### A plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.



**I.3.3-Structure du champ:**

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. [2]

Les accidents affectant le réservoir sont les deux types :

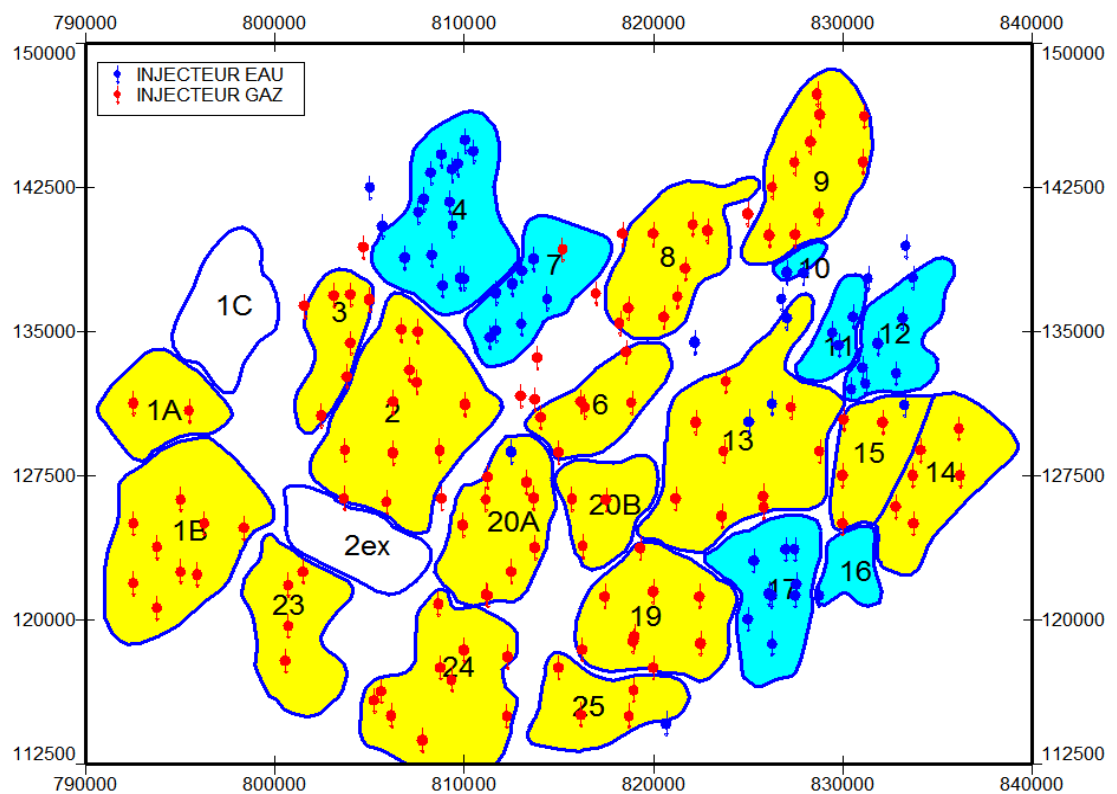
- Les failles de direction subméridienne et ainsi que d'autres failles qui sont Perpendiculaire de direction Nord-Ouest / sud-est, ce qui fait ressortir le caractère Tectonique.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées.

Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène : sur une verticale et sur un plan.
- Discontinu : par l'écoulement des fluides.
- Anisotrope : par la présence de silt. [2]

### I.4-Zonation du champ Hassi-Messaoud.

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue pression de gisement. [02]



**Figure I.3:** Les zones du champ de Hassi Messaoud [02]

## **II.1-Définition, composition et structure des asphaltènes :**

### **II.1.1-Définition :**

Les asphaltènes sont des molécules de poids moléculaire le plus élevé et les plus polaires présentes dans le brut. Un brut lourd est caractérisé par une forte teneur en asphaltènes. Ils sont définis par leur solubilité : insolubles dans les solvants aliphatiques et solubles dans le xylène ou le toluène. Les asphaltènes sont définis comme étant la fraction insoluble dans les alcanes légers comme le n-pentane (norme ASTDM 893-69) et le n-heptane (NF AFNOR T60-115). Ils ont un caractère amphiphile, c'est-à-dire qu'ils s'absorbent de manière importante aux interfaces eau-huile et eau-air. Ils représentent la fraction la moins valorisée du pétrole et sont considérés comme la cause de divers problèmes parmi lesquels leur capacité à flocculer et former des dépôts (obstruant les tuyauteries de production et de transport) et stabiliser les émulsions eau dans huile [3].



**Figure II.1 :** Schéma d'un dépôt d'asphaltène [3].

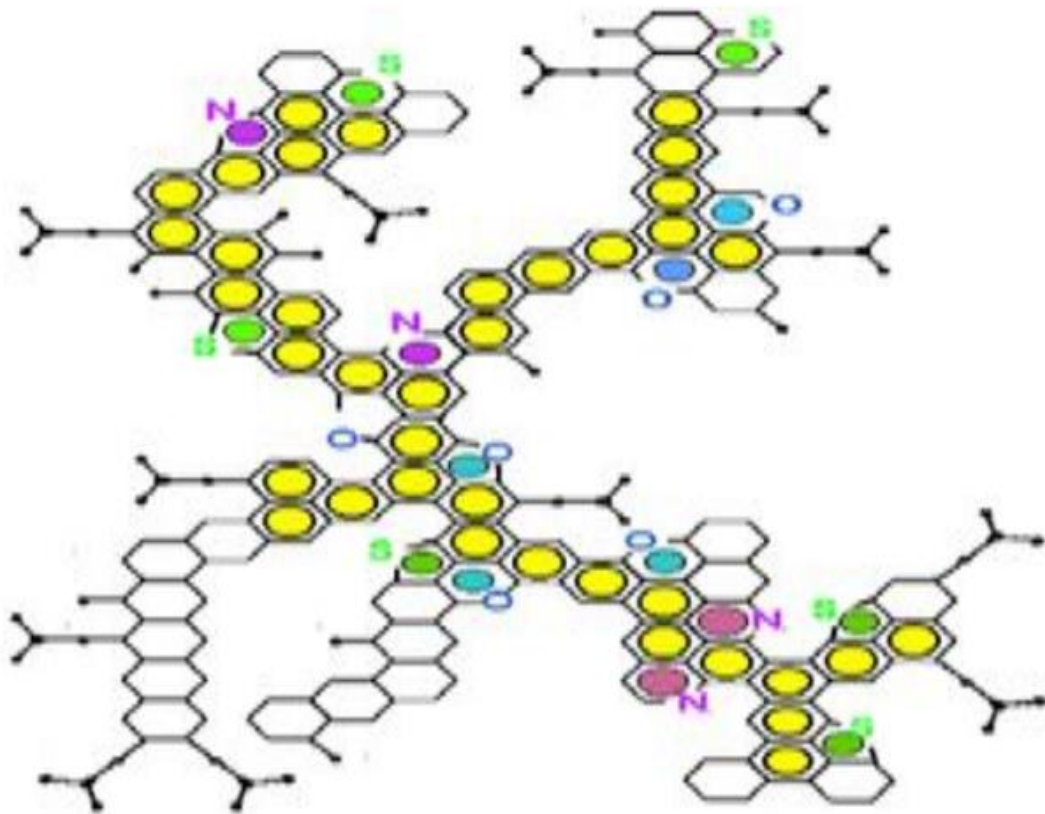
### **II.1.2 Composition des asphaltènes :**

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de Carbone (C) et d'Hydrogène (H). D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le Soufre (S), Azote (N), et l'Oxygène (O) avec des quantités significatives, tandis que les métaux, comme, le Nickel (Ni) et le Vanadium (V) sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables [3].



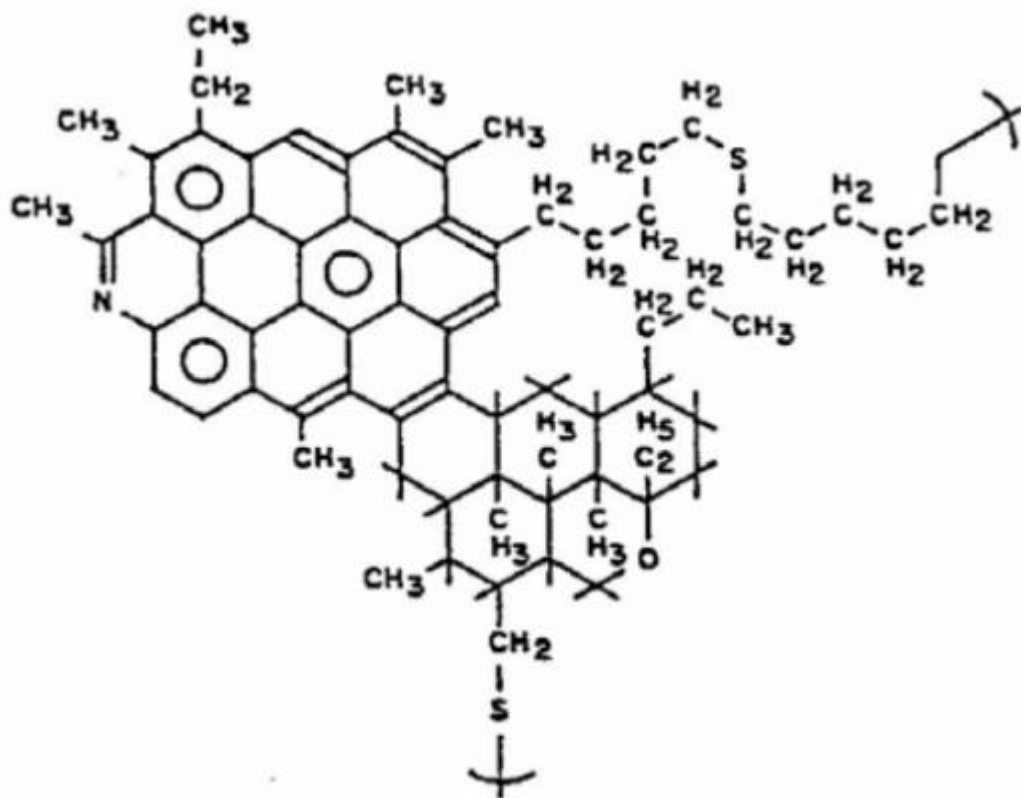
**Composition élémentaire des asphaltènes :**

Compositions élémentaires	Teneurs (%)
C	83.82
H	7.4
N	0.44
O	7.85
S	0.49
H/C	1.05

**FigureII.2 :** Schéma d'une composition d'asphaltènes [4].

### II.1.3) Structure moléculaire :

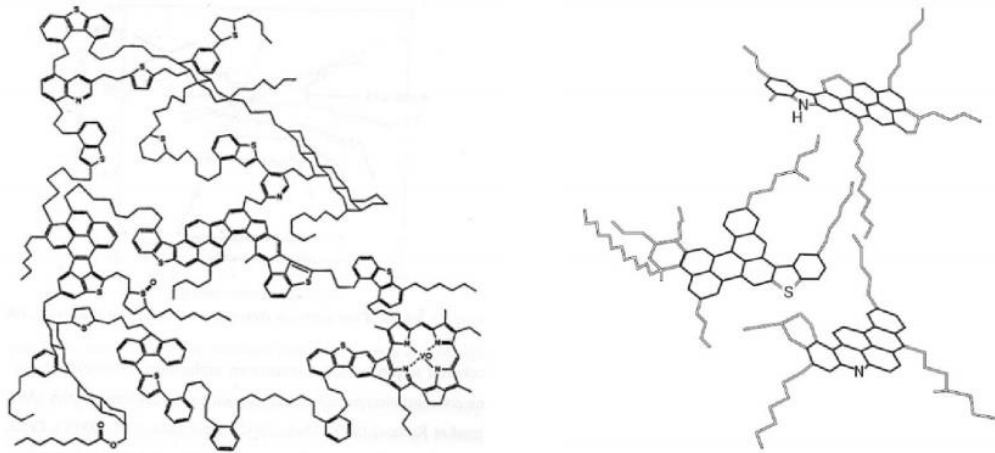
Les valeurs des masses moléculaires que l'on rencontre dans la littérature sont très variables, allant de 500 à 1000 g/mol, selon la technique de mesure et l'origine du brut. Cette variabilité importante dépend de l'origine de l'huile lourde, de l'état d'association dans lequel ils se trouvent. [4].



**Figure II.3 :** Exemple de molécule d'asphaltènes [4].

Yen et al ont suggéré une structure constituée de disques composés de cycles aromatiques poly condensés, formant un système aromatique compact avec des chaînes alkyles branchées en périphérie.

D'autres auteurs font l'hypothèse d'une structure ouverte où quelques groupes aromatiques sont reliés par des chaînes aliphatiques qui confèrent à la molécule une certaine mobilité, le terme de "archipel" est souvent utilisé pour décrire cette structure.



**Figure (4) :** Schéma de structure ouverte de molécule d'asphaltènes [4].

La diversité des structures envisagées dans la littérature nous montre qu'il est impossible d'envisager une seule formule chimique pour les asphaltènes présents dans le brut. De plus leur forte polydispersité dans un même brut rend difficile la généralisation d'une formule d'asphaltènes associée à un brut. Les principaux paramètres qui influent sur l'état d'association des asphaltènes sont la température, la pression, la concentration et l'aromaticité du solvant. Sur la base d'études précédentes [55, 61, 62], un nouveau modèle d'association des asphaltènes, appelé "modèle de Yen modifié", a été développé par Mullins [63] et décrit la structure dominante des molécules d'asphaltènes sous la forme de nano agrégats et de clusters. Les différentes méthodes d'analyses [56, 64-66] indiquent que la taille des molécules d'asphaltènes est de l'ordre de 1,5 nm. [4].



**Figure II.5 :** Modèle modifié de Yen [4].

## **II.2. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes:**

Le mécanisme de floculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer :

- ✚ L'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression).
- ✚ La composition d'huile ;
- ✚ La vitesse de filtration de l'huile dans la matrice ;
- ✚ Les injections de CO<sub>2</sub> et d'eau ;
- ✚ Les venues d'eaux et l'acidification matricielle.
- ✚ Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile [5].

## **II.3. Les Paramètre Thermodynamiques et la Composition de l'huile:**

Pendant la récupération primaire de l'huile, la pression, la température, et la composition sont les trois facteurs principaux qui affectent sur la précipitation des asphaltènes dans le réservoir ou les installations de production. Ces facteurs sont discutés ci-dessous ;

### ➤ **3.1) La Pression :**

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans des réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole. Thawer et al (1990) ont étudié les effets de la pression sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile et ont constatés que l'asphaltènes a commencé à se précipiter quand la pression a diminué en dessous d'une pression supérieure au point de bulle de l'huile brute. Que la pression a diminué, de plus en plus précipité l'asphaltènes et la quantité de précipité d'asphaltènes

atteint le maximum au point de bulle. Au-dessous du point de bulle de l'huile, une certaine réduction de précipitation des asphaltènes a été observée. [6].

Les effets de pression sur la précipitation des asphaltènes ont été expliqués qualitativement par les changements de la puissance des solvants dispersants avec la pression. Une augmentation de pression affecte la densité du liquide à condition qu'il n'ait aucun changement de la composition de l'huile. Ainsi, à température constante et à composition constante en huile, une augmentation de pression améliore la solubilité des asphaltènes.

### ➤ II.3.2) La Température :

Lors de la récupération primaire du pétrole, la température du réservoir reste presque constante. Par conséquent, la température n'est pas aussi étudiée avec soin comme la pression. Seuls quelques chercheurs ont étudié l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes. . Speight déclare que la précipitation des asphaltènes augmente avec la température, alors que l'équipe d'Anderson ont apporté un effet inverse .En effet, lors de la précipitation à l'aide du propane, la quantité de précipité peut s'accroître au fur et à mesure que la température augmente. Cependant pour les composés précipitant n-alcanes avec un nombre d'atomes de carbones au-dessus de 5, la quantité d'asphaltènes précipités diminue avec l'augmentation de la température. Les fractions précipitées à des températures diverses peuvent être différentes en raison de la variation du paramètres de solubilité et du processus de diffusion des molécules du solvant précipitant avec la température. [6].

### ➤ II.3.3) La Composition :

Burke et al (1988) a également étudié l'effet du gaz dissous sur la solubilité des asphaltènes dans l'huile. Il a été constaté que l'augmentation de gaz dissous dans de l'huile a été associée à une plus faible solubilité des asphaltènes dans l'huile. Ce résultat est également supporté par le fait de la solubilité des asphaltènes augmente avec diminution de pression lorsque la pression est inférieure au point de bulle fait que le gaz dissous dans le pétrole brut est diminué. [6].

Généralement, les asphaltènes se composent de particules colloïdales dispersées dans le brut (dû à la peptisation par les résines adsorbées) et ont des propriétés liées aux suspensions colloïdales. Les hydrocarbures aromatiques et les résines sont facilement

absorbés par les asphaltènes. Après avoir absorbé les hydrocarbures aromatiques et les résines présentes dans le pétrole brut, les asphaltènes sont bien dispersés dans le pétrole brut. Les deux, résines et hydrocarbures aromatiques agissent comme agents peptisants pour les micelles d'asphaltènes, en inhibant la floculation entre les molécules. Ces résines s'attachent à des micelles d'asphaltènes avec leurs groupes polaires, et tirent leurs groupes aliphatiques vers l'extérieur pour former une couche de stabilisation stérique autour des asphaltènes en les maintenant en solution [6].

➤ **II.3.4) La Vitesse de Filtration de l'huile :**

Précipitation est possible avec l'application d'un champ électrique, les expériences de potentiel streaming (potentiel de flux) ont démontré que le mouvement du brut à travers le sable produit un potentiel. Ainsi, ce dernier, peut être responsable de la déposition des asphaltènes lors du mouvement du brut à travers la roche-réservoir.

➤ **II.3.5) Injection de CO<sub>2</sub> :**

Le CO<sub>2</sub> cause la déstabilisation de l'équilibre d'asphaltènes avec l'abaissement de pH et le changement de la composition d'huile. Il est également responsable de la formation des émulsions rigides en présence d'un brut asphalténique en raison d'une réduction de la solubilité d'asphaltènes due à la réduction de pH. La précipitation d'asphaltènes augmente lorsque la valeur de CO<sub>2</sub> disponible dans le pétrole brut augmente [6].

➤ **II.3.6) Gaz-lift :**

Le gaz lift c'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Ce gaz est généralement constitué d'alcane léger qui est capable de dépouiller la stabilisation des résines. Dans les puits équipés par Gaz-Lift, il peut avoir un risque accru de précipitation d'asphaltène. Le degré de risque dépend essentiellement du volume et la température du gaz injecté par rapport à la quantité et la température de l'huile [6].

➤ **II.3.7) Eau de formation :**

Le contact huile/eau pourrait devenir une source majeure d'émulsions et de films rigides qui diminuent la productivité du puits. La floculation des asphaltènes a été aussi observée parfois avec la percée d'eau. [6].

### **II.3.8) L'acidification matricielle :**

L'addition de HCL, pendant les opérations de stimulation des puits (acidification matricielle), entraîne aussi la formation d'amalgames des dépôts organiques solides (précipité asphalténique) et d'émulsions de films rigides appelés (Sludge) [6].

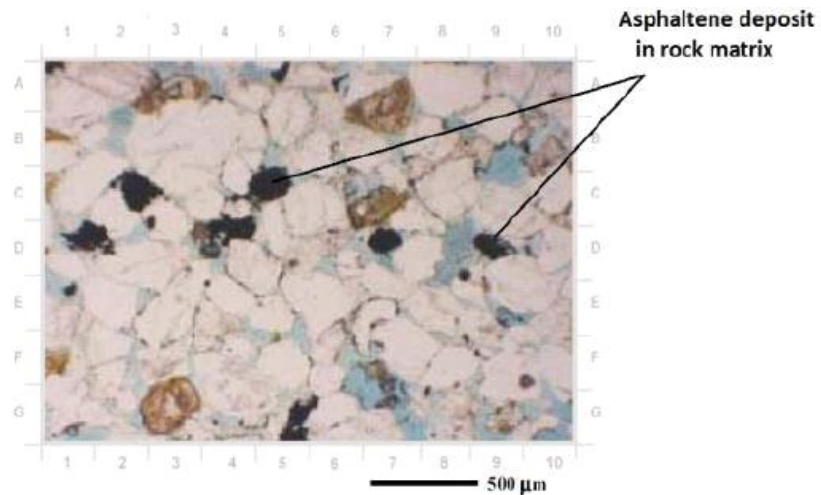
## **II.4. Les problèmes de dépôts d'asphaltènes :**

La formation de dépôt asphalténique 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.

### **II.4.1) en amont (Dans la roche réservoir, aux abords des puits) :**

L'endommagement par colmatage causé par les dépôts d'asphaltènes, aboutit à une réduction de la perméabilité de milieu poreux. Cette situation conduit à une baisse de productivité du gisement et, dans le cas le plus grave elle peut être la cause de fermeture de puits.

Les asphaltènes obstruent aussi l'écoulement provoquant des défis à l'écoulement des fluides : non seulement ils augmentent la viscosité et la densité des fluides, mais ils stabilisent également les émulsions huile-eau, des changements de mouillabilité aussi peuvent se produire lorsque quantités d'asphaltènes s'adsorbent sur les grains de formation [16].



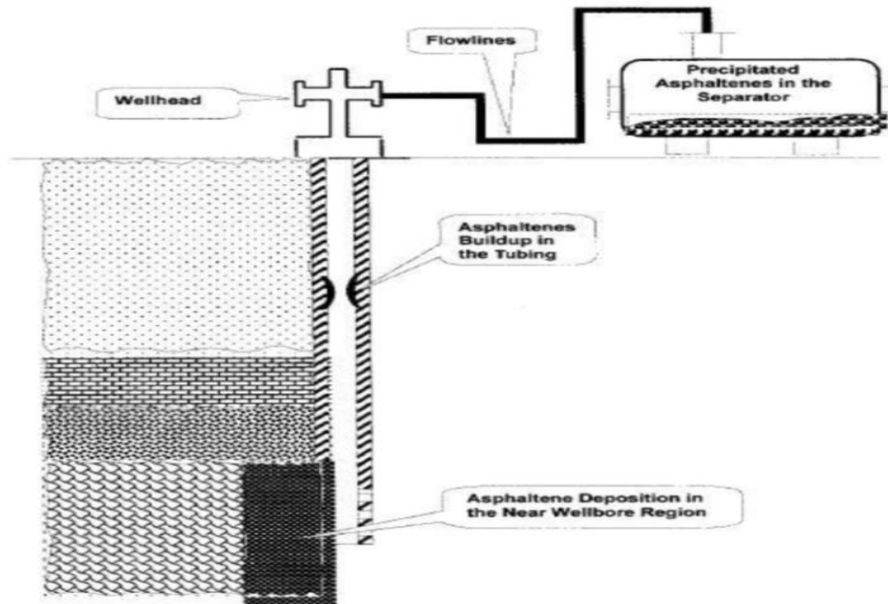
**Figure II.6** : déposition d'asphaltènes dans la matrice de la roche [7].

#### **II.4.2) Dans le tubing et les installations de surface :**

Le phénomène de dépôt peut également se produire sur les lignes de production. L'utilisation de toutes méthodes chimique (injection de solvants par exemple) ou mécanique (utilisant grattoirs) pour retirer ce type de dépôt sont coûteuses et nécessitent beaucoup de sécurité car tout accident peut entraîner une perte de ligne. [7].







**Figure II.7** : Dépôt d'Asphaltènes dans le réseau de collecte et dans les Tubings de Production [7].

### II.4.3) Enaval:

Les dépôts des asphaltènes peuvent également se produire dans les séparateurs au cours de la phase finale dépressurisation du pétrole, ces constituants peuvent entraîner aussi la désactivation des catalyseurs et la formation de déchets lors du traitement thermique et thermochimique des résidus lourds de pétrole [7].

## II.5. Enveloppe de Précipitation des Asphaltènes :

La zone de l'enveloppe de précipitation des asphaltènes (zone en rouge) délimite la zone de stabilité du brut vis-à-vis des Asphaltènes avec le changement de pression et de température. Pour des valeurs de pression et température de réservoir données, la déplétion primaire baisse la pression.

Lorsque la pression atteint la limite supérieure de l'enveloppe qui est appelée aussi seuil de floculation, les asphaltènes commencent à précipiter. Plus la pression diminue, plus la quantité de dépôt est importante jusqu'à la pression de saturation. Si la pression continue à baisser au-dessous du point de bulle, la libération de gaz se fera de plus en

plus et la quantité de dépôt est réduite. Lorsque la limite inférieure de l'enveloppe est atteinte, le dépôt d'asphaltène commence à disparaître [8].

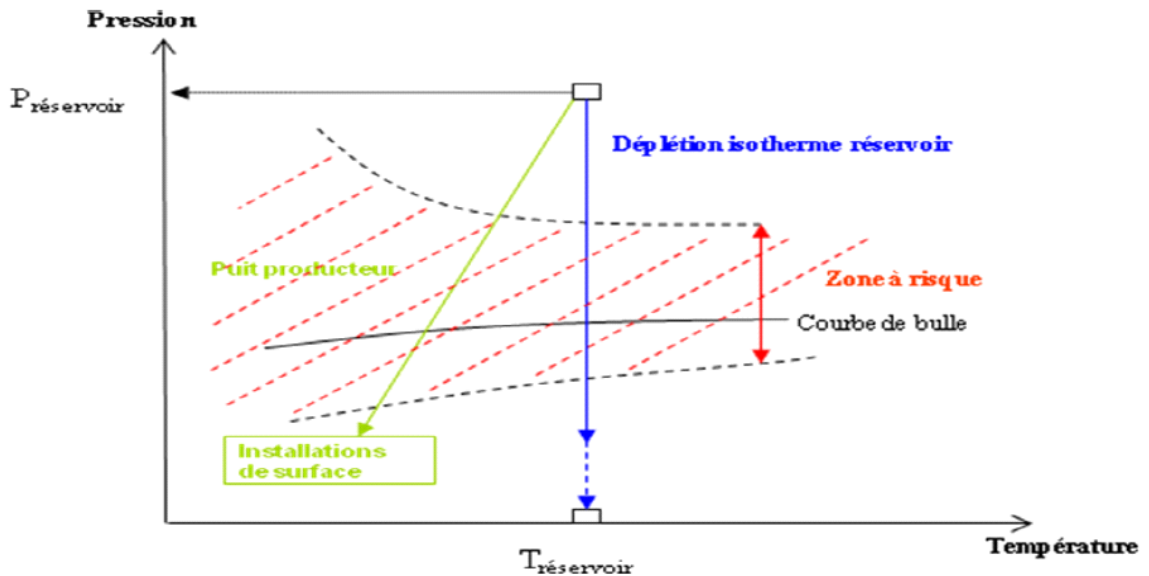


Figure II.8 : Diagramme de phase avec zone de précipitation des asphaltènes [8].

## II.6. Traitement des Problèmes de Déposition des Asphaltènes:

### 6.1) Au niveau du Réservoir :

Dans le cas où le problème d'asphaltène apparaît dans le réservoir, une augmentation de la pression du réservoir par injection d'eau ou de gaz est nécessaire pour élever la pression du gisement au-dessus de la pression de floculation, cela permet d'augmenter la pression de fond dynamique et la rendre supérieure à la pression du seuil de floculation, c'est-à-dire, éviter le bouchage des perforation par les dépôts et même d'augmenter le coefficient de récupération si par exemple la baisse de pression du réservoir est rapide. Notant que l'injection de gaz est un peu délicate à cause de l'effet du gaz sur la précipitation des Asphaltènes, les quantités de gaz doivent être bien contrôlées. [9].

### II.6.2) Au niveau des Perforations et des abords du Puits :

### 1) Ajustement des Paramètres de Production :

L'ajustement des conditions de production au niveau de la duse permet de modifier les conditions hydrodynamiques de l'écoulement et permet de changer la zone où le dépôt se forme. Cela permet d'éviter la formation des dépôts dans les perforations si la pression du gisement est importante [9].

### 2) Injection des Solvants pour Nettoyer les Perforations et la Zone

#### Endommagée :

Contrairement aux paraffines, les asphaltènes sont solubles dans les solvants aromatiques comme le benzène, toluène et le xylène même à basse température. Il existe une large gamme de produits commerciaux qui solubilisent les asphaltènes et qui sont largement utilisés pour le nettoyage des puits soit par pompage sous pression depuis la surface, soit par opération de squeeze ou en utilisant le coiled tubing. Actuellement le produit le plus utilisé est le reformat vu son faible coût et sa bonne solubilisation des dépôts d'asphaltènes [9].

### 3) Squeeze avec un inhibiteur de dépôt dans la formation :

Une nouvelle technique a été développée par la société Nalco Energy Services durant ces dernières années. Elle consiste à injecter l'inhibiteur de dépôts d'asphaltène dans l'huile pendant qu'il est dans la formation par une opération de squeeze. Avant que la floculation commence. Les tests sur puits déjà effectués montrent que le squeeze de l'inhibiteur seul dans la formation n'est qu'une solution de courte durée. Lorsque l'huile est produite, l'inhibiteur est entraîné par l'écoulement. [9].

✚ Parmi les excellents solvants : le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le toluène, le xylène et les solvants chlorés.

### 4) Disulfure de carbone:

Il est l'un des meilleurs solvants, mais leur utilisation est dangereuse. Il est toxique, explosif avec un point d'inflammabilité de  $-22^{\circ}\text{F}$  ( $-30^{\circ}\text{C}$ ) et de température d'auto-inflammation  $212^{\circ}\text{F}$  ( $100^{\circ}\text{C}$ ) [9].

**5) Solvants chlorés:**

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont considérés comme un danger pour la santé.

**6) Benzène:**

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et est un composé causant le cancer.

**7) Xylène et le toluène:**

Ils sont aussi des excellents solvants. Leur point de saturation est atteint rapidement, et ils ne peuvent se dissoudre plus.

**8) Reformat:**

C'est le solvant le plus utilisé et économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le il a approuvé son efficacité. Mais leur utilisation est très dangereux (point d'inflammabilité  $-5^{\circ}\text{C}$ ) Son utilisation est limitée aux périodes froides seulement. [9].

**6.3) Au niveau du tubing :****➤ Modification de la Complétion :**

Durant le déplacement de l'huile du réservoir vers la surface, le fluide passe toujours par l'intervalle de pression de floculation des asphaltènes. Si l'huile est instable (favorise la déposition des asphaltènes) et la quantité d'asphaltène dans le brut est importante, la déposition se produit dans le tubing. Elle peut se produire également dans les perforations et même dans le réservoir si la pression du seuil de floculation est atteinte dans ces deux zones (faible pression du réservoir), dans le cas où la déposition se produit dans le tubing, une modification de la complétion est envisagée pour réduire le taux de déposition. [9].

**➤ Méthode Mécanique :**

Les méthodes mécaniques pour le traitement des dépôts d'asphaltées peuvent être utilisées fréquemment et périodiquement pour gratter les parois des tubings, les lignes de collecte et les pipes. Les dépôts des asphaltènes peuvent être parfois très difficiles à enlever contrairement aux dépôts de paraffines [9].

Les opérations les plus utilisées sont :

✓ **Slickline Cutting :**

C'est une méthode mécanique très efficace pour enlever les dépôts colmatés sur les tubings à l'intérieur des puits lorsque l'accès est possible (c'est-à-dire absence de bouchons durs qui bloquent le passage), on utilise des outils spéciaux qu'on fait descendre à l'intérieur à l'aide d'un câble métallique rigide où l'outil est vissé à la tête du câble.

Au fur et à mesure que l'outil descend, il gratte les parois du tubing. Les formes des outils sont différentes selon la nature des dépôts [9].

✓ **Coiled Tubing :**

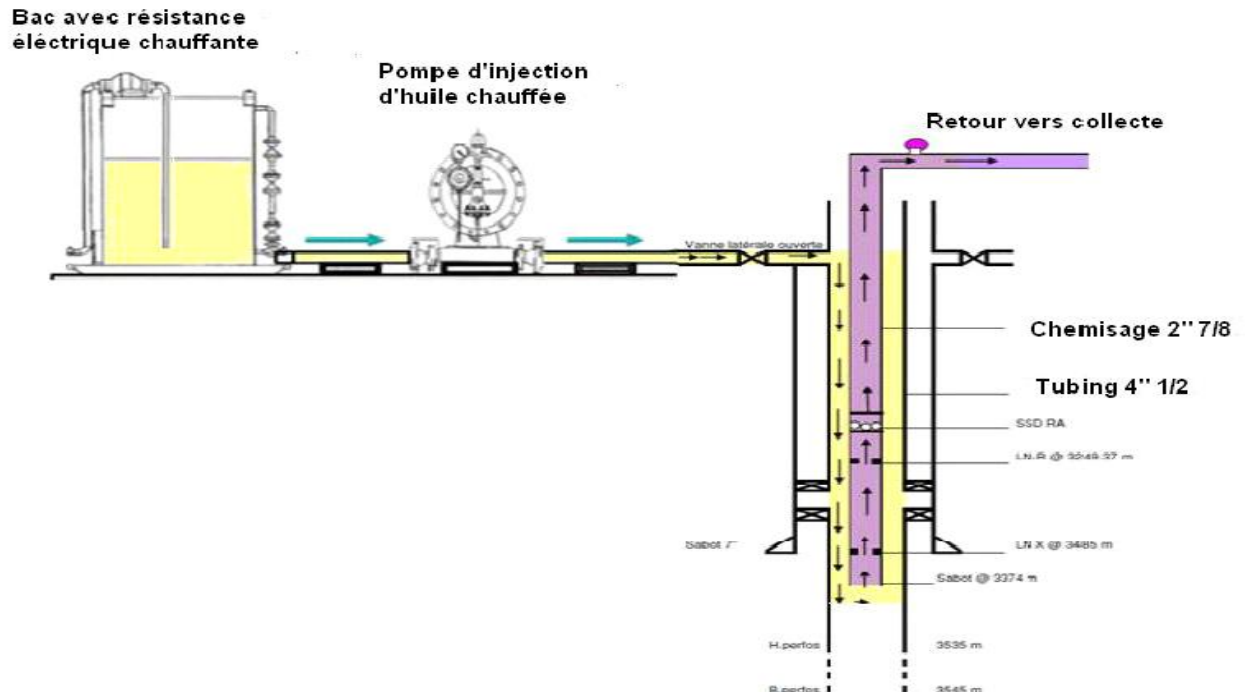
Comme le slickline cutting, le coiled tubing peut être utilisé pour enlever les dépôts des asphaltènes collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits. Le principe de l'opération consiste à introduire un tube de diamètre 2 pouces dans le tubing et à injecter un fluide ou solvant sous pression. La tête du tube possède des orifices et elle peut tourner et éjecter le fluide sous pression en même temps. Sous l'effet de la pression le dépôt se décolle de la paroi.

✓ **Circulation d'huile chaude :**

La circulation d'huile chaude dans le tubing réduit la quantité de dépôt colmatée sur les parois. L'opération peut être réalisée en injectant de l'huile chauffée à la surface dans un concentrique placé à l'intérieur du tubing pour que le fluide circule dans l'espace annulaire ou l'inverse, c'est-à-dire que le fluide est injecté dans l'espace annulaire chemisage tubing pour nettoyer le chemisage si l'huile est produite par ce dernier.

✓ **Revêtement du Tube :**

L'autre solution envisagée, qui a montré son efficacité au laboratoire, serait le revêtement des tubes par de la matière plastique sur laquelle les dépôts sont peu adhérents (comme le téflon) [9].



**Figure II.9** : Schéma de la circulation de l'huile chaude dans le puits [9].

## II.7. Etat de l'art de traitement d'asphaltènes :

Ces dernières décennies, le traitement des asphaltènes a été largement étudié en utilisant un grand nombre de techniques . .

**7.1) Stepahn J et Allenson** ont développé une nouvelle classe de dépressant polymérique qui agit comme un inhibiteur d'asphaltènes, stabilisant les et prévenant la floculation, cet inhibiteur agit de la même manière que les résines, il a une association forte avec les asphaltènes, capables de stabiliser l'asphaltène même quand il ya un changement dans la pression, la température, l'environnement chimique. [10]

**7.2) Abdulrazag Y. Zekri et Hassan Alkashaf** ont proposé une nouvelle technique de nettoyage d'asphaltènes à l'énergie laser. Un module laser de laboratoire a été utilisé pour effectuer des expériences.

Les résultats ont indiqué que l'asphaltène est devenu perturbé après une exposition à l'énergie laser. Cependant, la quantité maximale de nettoyage a été observée après une exposition d'une heure et à une intensité laser plus élevée. Le débit accru mesuré en utilisant la colonne de calcaire en poudre après traitement peut être utilisé dans un champ pétrolier pour perturber ou désagréger l'asphaltène à proximité des puits de production de pétrole. Cependant, le pompage simultané est nécessaire pendant le traitement au laser pour éviter la re-précipitations de l'asphaltène perturbé. L'énergie laser modifie la thermodynamique du système, ce qui a entraîné la redissolution d'une partie des asphaltènes dans la phase liquide (processus réversible) [11]

**7.3) Abdulrazag Y. Zekri et Reyadh A. Almehaideb** ont injecté la vapeur dans le système et maintenu trempé pendant trois heures.

La vapeur a été injectée à une température de chauffage de 497 °C et à une température d'injection de 263°C.

L'amélioration de la perméabilité du corps endommagé par injection de vapeur a varié de 24% à 230%. Dans tous les noyaux testés, la vapeur était capable d'améliorer la perméabilité des noyaux. En moyenne, le traitement à la vapeur a entraîné une amélioration de 94% de la perméabilité du corps endommagé. [12]

**7.4) Nazila Naghdi Shayan et Behruz Mirzayi** ont utilisé des nanoparticules de magnésite et d'hématite pour l'adsorption et l'enlèvement d'asphaltènes de la solution préparée.

Les deux nanoparticules ont été caractérisées par diffraction de rayons X (XRD), échantillon vibrant magnétométrie (VSM), microscopie électronique à transmission (TEM) et spectre infrarouge à transformation de Fourier (FT-IR).

Les nanoparticules préparées ont été utilisées pour l'élimination d'asphaltènes dans le processus d'adsorption. [13]

**7.5) Reyadh A. Almehaideb et Abdulrazag Y. Zekri** ont injectées les bactéries, les perméabilités avant et après le traitement ont été mesurées.

Les bactéries étaient capables d'améliorer la perméabilité du corps endommagé.

L'application du traitement a entraîné une amélioration de perméabilité du corps endommagé entre 3% et 105%, avec une amélioration moyenne de 54%, Dans la plupart des cas étudiés.

En général, l'augmentation du montant des dommages entraînera une augmentation du pourcentage d'amélioration de la perméabilité.

Les bactéries ont consommé ou ont utilisé des composants lourds en hydrocarbures produisant différents produits chimiques tels que le surfactant et des acides doux.

Ce phénomène a été étudié précédemment par Zekri [14]. Par conséquent, les bactéries consomment les dépôts d'asphaltènes et éliminent ainsi les dommages. [15]

**7.6) Zeinab Hosseini** a appliqué nanostructures de carbone comme adsorbant pour l'élimination d'asphaltènes du pétrole brut. Les Nanotubes de carbone (CNT) ont été utilisés pour l'adsorption d'asphaltènes à partir de solutions toluènes. Les CNT ont montré une capacité d'adsorption élevée et peuvent être considérés comme un choix approprié pour l'enlèvement de l'asphalte du pétrole brut. [16]



### **III.1-Signification et définition de l'endommagement :**

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. [17].

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production, en se basant sur les lois d'écoulement à travers les milieux poreux.

### **III.2-L'origine de l'endommagement de la formation :**

Le diagnostic de l'origine et de type de l'endommagement est vitale 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 Work over, snubbing et les opérations de forage [18].

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

#### **2.1. Endommagement du a l'injection d'eau :**

Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block). Aussi que l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

#### **2.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et snubbing ) :**

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

- ❖ **Le colmatage des perforations :** Au cours des opérations de WorkOver ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.
- ❖ **Changement de mouillabilité :** Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de sludge

ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

- ❖ **Water Block** : Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par l'augmentation de l'eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz. Il se produit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux de chantier (work over, snubbing) ou bien pendant la production avec un WOR élevé [18].

Le water block a autant de chances de se produire que :

- La perméabilité de la couche est plus faible.
- La pression de la couche est moins élevée.

Un water block est traité généralement par la réduction des tensions entre les phases, l'utilisation des tensioactifs permet de réduire les tensions interfaciales (water/oil) et l'utilisation des acides alcooliques permet de réduire par conséquent les tensions superficielles (water/gas).

- ❖ **Formation d'une émulsion** : L'invasion de la formation par le filtrat de boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation, ce qui engendre par conséquent l'arrêt de la production (l'arrêt de l'écoulement des fluides de la formation vers le fond de puits à cause de la viscosité de l'émulsion) [18].

### **2.3. Endommagement du a la stimulation :**

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

### **2.4. Invasion du filtrat de ciment :**

Durant la cimentation du ligner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

### **2.5. Endommagement dû aux perforations :**

La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

### **2.6. Endommagement du a la formation :**

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 par acidification est par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification.

#### **2.6.1. Gonflement des argiles :**

Les gonflements des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, 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 [19].

#### **2.6.2. Dépôts organiques :**

Les dépôts d'asphaltènes cause un problème de production très sérieux, Ces dépôts se localisent dans le tubing les crépines, au niveau des perforations et dans a formation.

Les dépôts d'asphaltène font l'endommagement dans le réservoir c'est à dire ils changent les paramètres de fond comme la perméabilité.

#### **2.6.3. Dépôts de sel :**

Le changement de température et de pression associé a la production, engendre la précipitation de sels des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfores voir même du tubing de production.

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour le maintien de pression, et l'eau de formation, Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation [19].

#### **2.6.4. Migration des fines :**

Les particules endommagements qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production[19].

### **III.3-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 illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits[20].

#### **3.1. 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, asphaltées)[20].

##### **3.1.1. A la paroi du puits :**

- **Cake externe :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

##### **3.1.2. Aux abords des puits :**

- **Le cake interne :** 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 [20].
- **La zone envahie :** 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.

### 3.1.3. 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.

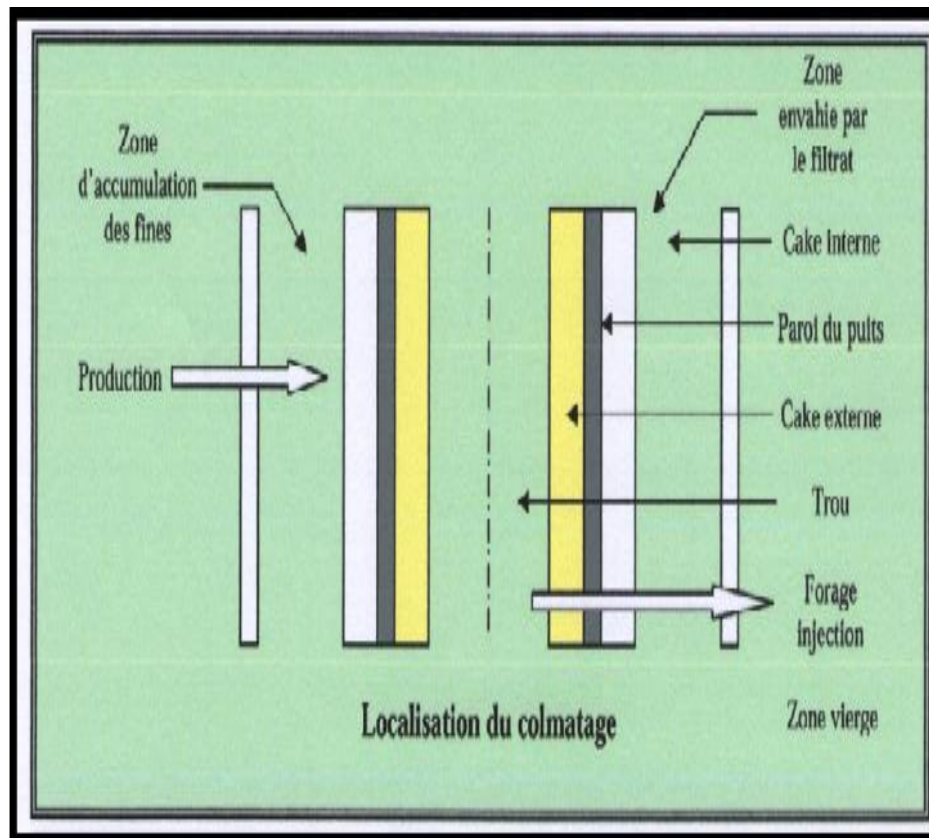


Figure III.1 : Localisation des endommagements [20].

### III.4-Présentation du mécanisme d'endommagement :

Le skin d'endommagement représente la perte de charge entre le réservoir et le puits, dans ce cas la perte de charge est due aux variations de perméabilité aux abords du puits.

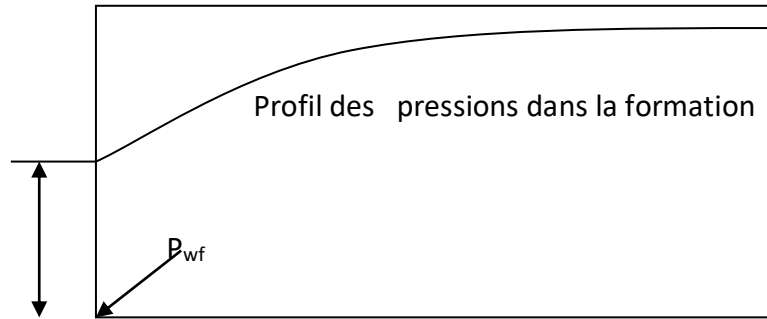
La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de plusieurs façons : (au moyen d'un skin infinitésimal, à l'aide d'un skin d'épaisseur finie et par la méthode de rayon effectif) [21].

**4.1. Skin infinitésimal :**

La perte de charge additionnelle due au skin est définie par :

$$\Delta P_s = \frac{\alpha q B \mu}{k h} S \quad (\alpha \text{ Dépend de l'unité utilisée}) \dots\dots\dots \text{éq}(21)$$

Dans l'approche de Hurst et Van Everdingen, la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits.



**Figure III. 2 :** profil des pressions dans la formation [21].

**4.2. Skin d'épaisseur finie :**

Une autre présentation consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon  $r_E$  et de perméabilité  $k_E$  autour du puits.

Quand la zone compressible a quitté cette zone, l'écoulement peut y être considéré comme pseudo-permanent. Il est régi par la loi de Darcy.

La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime à de la loi de Darcy par [21] :

$$\Delta P_s = \frac{q B \mu}{2\pi k_E h} \text{Ln} \frac{r_E}{r_w} - \frac{q B \mu}{2\pi k h} \text{Ln} \frac{r_E}{r_w} \dots\dots\dots \text{éq}(2)[21].$$

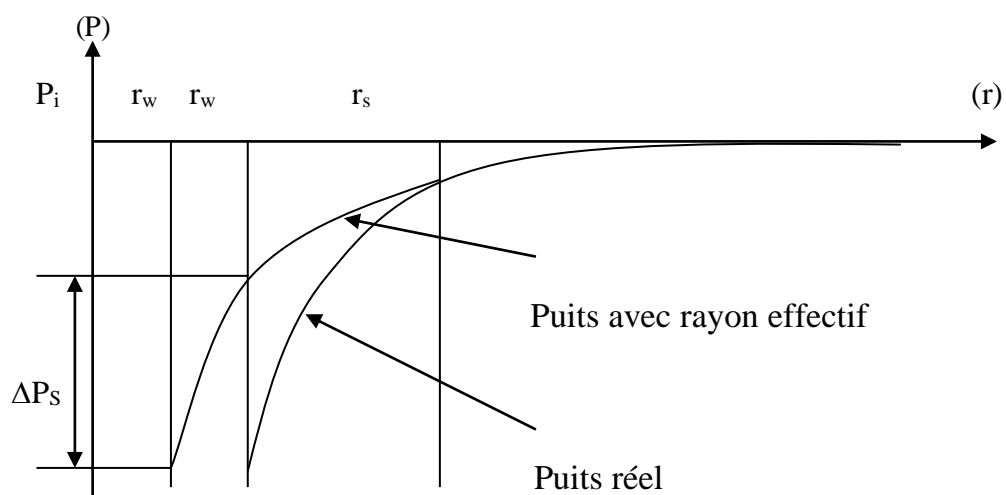
En exprimant  $\Delta P_s$  à l'aide de l'équation (1), on obtient :

$$S = \left( \frac{k}{k_E} - 1 \right) \text{Ln} \frac{r_E}{r_w} \dots\dots\dots \text{éq}(3)[22].$$

L'équation (3) montre qu'un endommagement ( $k_E < k$ ) correspond à un skin positif. En cas de colmatage des abords du puits le skin peut prendre des valeurs très importantes, d'autant plus importantes que le milieu est perméable et l'endommagement fort.

Un traitement, comme une acidification par exemple, vise à améliorer la perméabilité autour du puits et donc à diminuer la valeur du skin.

L'équation 3 montre qu'une amélioration de perméabilité correspond à un skin négatif.



**Figure II. 3 :** colmatage aux abords du puits [22].

#### 4.3. Rayon effectif :

La méthode de rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon  $r_w$  et de skin (S) par un puits fictif de rayon  $r'_w$  et de skin nul.

Le rayon  $r'_w$  est déterminé de façon à ce que la perte de charges entre  $r_E$  et  $r'_w$  dans le puits fictif soit égale à la perte de charge entre  $r_E$  et  $r_w$  dans le puits réel :

$$\Delta P (r'_w, s = 0) = \Delta P (r_w, s) [23].$$

D'où :

$$r'_w = r_w e^{-S} [24].$$

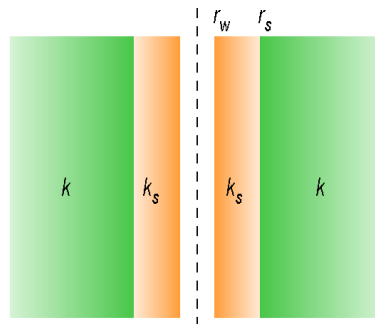
### III.5-Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits :

#### 5.1. L'effet de skin sur la perméabilité :

Le rayon  $r_e$  et la perméabilité  $K_e$  de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de Hawkins [24] :

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad [24].$$

- $S$  : skin
- $k$  : perméabilité du réservoir.
- $k_s$  : perméabilité de la zone endommagée.
- $r_s$  : rayon de la zone endommagée.
- $r_w$  : rayon du puits .



**Figure II. 4:** l'effet de skin [25].

- ✚ la perte de charge due a l'effet de skin est la différence entre la pression idéale ( $p_{wf}$ ) et la pression réelle ( $p_{wf}$ ) [25] :

$$\Delta p_s = p_{wf,ideal} - p_{wf,reelle}$$

- ✚ Cette perte de charge est calculée de l'équation suivante [26] :

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} S$$



### III.6-Effet de l'endommagement sur la productivité :

#### 5.1. Indice de productivité :

L'indice de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent [26].

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f} \dots\dots\dots\text{éq(4). [26]}$$

#### Il existe deux types d'IP :

- IP<sub>r</sub> : indice de productivité réelle en m<sup>3</sup> /h/ Kg /cm<sup>2</sup>.
- IP<sub>th</sub> : indice de productivité théorique de même dimension.

$$IP_{th} = Q / (P_G - P_f - \Delta P_s) \dots\dots\dots\text{éq(5). [27]}$$

On remarque que la productivité d'un puits (IP) est en fonction de la perméabilité et de la conductivité (KH), elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité.

En effet, une diminution ou une augmentation de K engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'IP.

#### 5.2. L'effet de l'endommagement sur la productivité :

La connaissance de l'IP<sub>r</sub> et l'équation de *Hawkins* sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile [27]:

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141.2B\mu \left( \ln \frac{Re}{r_w} + S \right)} \quad [27].$$

- $q$  : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).
- $K$  : perméabilité (md).
- $h$  : hauteur du réservoir (ft).

- $\mu$  : viscosité d'huile (cp).
- $PG$  : pression de gisement (psi).
- $P_{wf}$  : pression de fond dynamique (psi).
- $Re$  : rayon de drainage (ft).
- $r_w$  : rayon du puits (ft).
- $S$  : skin total.

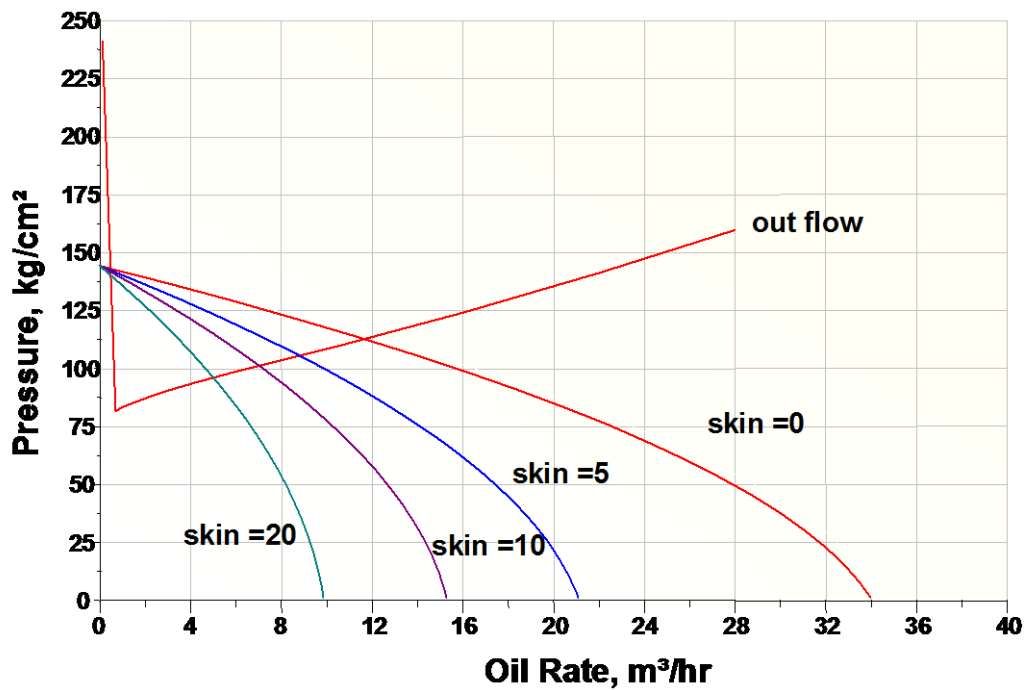
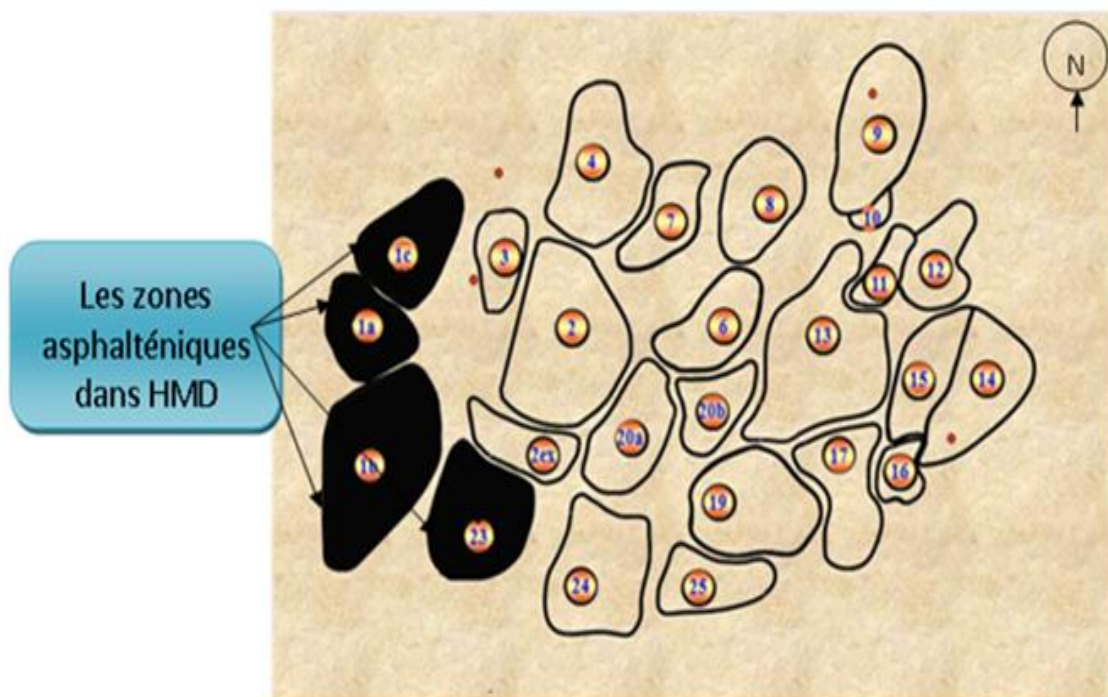


Figure III. 5 : L'effet de l'endommagement sur la productivité des puits [27].

### IV.1-INTRODUCTION :

La production pétrolière a toujours été confrontée à des problèmes de bouchage et de réduction du diamètre des canalisations. En effet, les problèmes de dépôts ont été observés depuis le commencement de l'exploitation des gisements de pétrole de Hassi-Messaoud et semble être communs aux autres puits algériens. Au cours des deux dernières décennies, les asphaltènes de pétrole ont été largement étudiés en raison de problèmes techniques qu'ils causent au cours de la production pétrolière. L'agrégation et la floculation des asphaltènes sont responsables de la diminution de la production pétrolière.

Le but de ce travail c'est le choix d'un puit dans la zone asphalténique de Hassi Messouaed « 1a -1b --1c -23) pour savoir si le traitement avec le solvant (reformat) est efficace. [28]



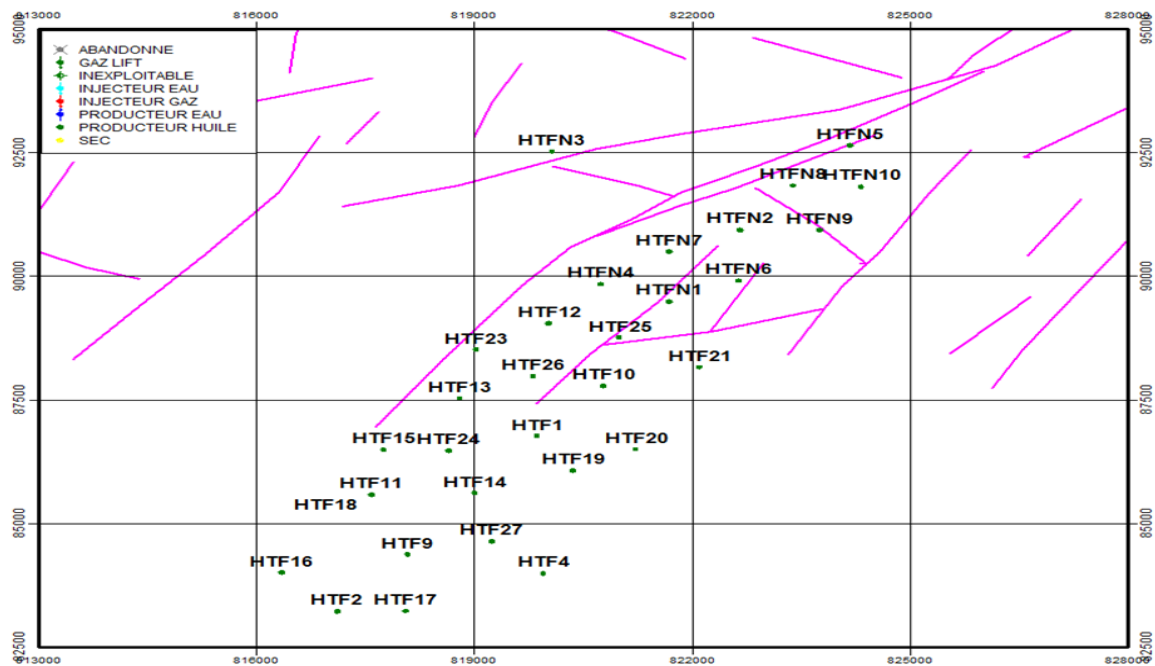
**Figure IV.1 :** Les zones asphalténiques dans le champ de Hassi Messaoud.

Le puit **HTF23** a été choisi comme un candidat pour le traitement avec le dissolvant (reformat) afin d'éliminer les dépôts d'asphaltènes et atteindre les objectifs suivants :

- Nettoyage du tubing.
- Nettoyage du fond et des perforations.
- Squeeze du Reformat actif dans la formation.
- étudié l'efficacité du traitement avec l'utilisation du logiciel PIPESIM.

#### IV.2-Données de base :

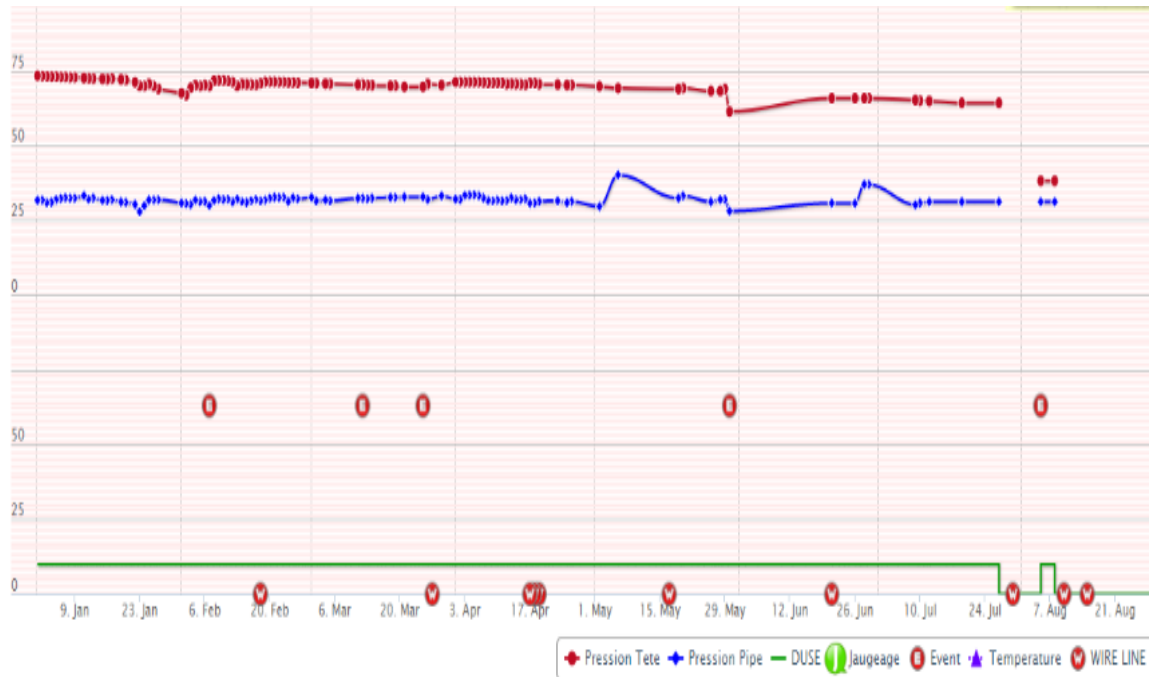
- A) PUIT : **HTF23**.  
 B) Champ : **Hassi Messoud**.  
 C) Foré le **15/02/16**.  
 D) Complétion : **Tubing 4"½ x Liner 4"½**.  
 E) Type de formation : **Grès « Sandstone »**.  
 Coordonnées: **-X = 790, 282,914**  
**-Y = 3 471 646,865**



FigureIV.2: Emplacement du puits HTF23.

### IV.3- Problème du Puit :

Le puit **HTF 23** contient les asphaltènes qui sont la cause du bouchage fréquent des perforations (réduction de la perméabilité) et par conséquent du tubing provoquant des défis à l'écoulement des fluides (augmentation de la viscosité et la densité des fluides).



**FigureIV.3:** Evolution de la pression avant le traitement.

#### Remarque :

Dans la figure ci-dessus on observe une chute progressive de la pression de tête jusqu'à l'arrêt du puits survenu **le 24 juillet 2017**. (Arrêt pour traitement).

### IV.4-Echantillonnage :

Suite à la chute de pression et à l'arrêt du puits, une intervention **wireline** a été nécessaire pour prendre un échantillon dans le tubing et aux abords des perforations afin de connaître la source du problème.

L'échantillon est ensuite analysé dans un laboratoire afin de savoir de quoi il s'agit ce problème pour proposer le traitement idéal.

### IV.5-Étude de cas puit HTF 23 :

Plusieurs étapes ont été faites pour identifier ce problème et son effet sur la production.

Nous décrirons ces étapes aux points suivants:

- Test de jaugeage
- Test DST
- Test Build up
- Analyse nodale

#### 5.1) Résultats de test jaugeage :

Le but principal de ce test c'est de mesurer le débit de production, ce test nous permettons d'obtenir d'autre paramètre caractérisant le brut tels que le GOR, la température d'huile.

Les résultats obtenus sont montrés dans le **tableau (1)**.

PUITS : HTF23													
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
24/02/2016	9.525	600	12.6	2684.22	213	130	10.2	5.71	45	.5964	0	0	-----
05/03/2016	9.53	600	6.77	1303.35	193	168.5	6	4.59	30	1.4402	0	0	-----
27/04/2016	10	-	12.99	2079.82	160	107	30.5	4.28	32	.5198	0	0	-----
18/05/2016	10	600	10.36	2296.39	222	92.4	31	3.87	39	.5625	0	0	-----
11/07/2016	10	Vx29	11.76	1739.40	148	85	34.9	--	37.6	.4562	0	0	-----
27/07/2016	10	-	10.62	2029.12	191	82	30	3.16	33	.4874	0	0	-----
29/09/2016	10	600	9.64	2009.64	208	78.8	33.8	3.87	32	.5156	0	0	-----
28/10/2016	10	Vx29	10.09	1557.75	154	76.8	33	--	30	.4805	0	0	-----
04/12/2016	10	600	9.12	1495.03	164	74.6	31.8	5.1	24	.5161	0	0	-----
09/01/2017	10	600	9.12	1566.93	172	72.5	33	5	24	.5016	0	0	-----
19/03/2017	10	600	8.73	1516.08	174	69.5	33	4.69	23	.5022	0	0	-----
29/06/2017	10	600	7.86	1203.41	153	64.4	32	5.71	34	.5172	0	0	-----
11/08/2017	10	600	1.96	275.34	140	16.2	4.6	4.28	35	.521	0	0	-----
12/10/2017	8	-	2.87	326.43	114	46.5	40.5	5.3	25	.5688	0	0	-----
29/10/2017	8	-	3.98	298.11	75	60.8	40.7	4.28	20	.645	0	0	-----
13/12/2017	8	600	4.78	823.74	172	63.2	13	4.59	19	.5581	0	0	-----
06/02/2018	8	Vx29	5.68	783.68	138	67.9	41.5	--	15.8	.5046	0	0	-----

**Tableau (1) : Résultats des Tests de Jaugeage.**

### 5.2) Résultats de test DST :

<b>TEST Puits :HTF23</b>												
Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	26/02/2016	429.5	367.31	130	Huile 12.6	.257	231	-	--	-6	9.53	Test realise dans QH, AEG et GEA,PG @-3280m,PFD @-3076.75.
DST	07/03/2016	429.47	363.32	168.5	Huile 6.77	.125	163	-	--	.65	9.53	DST/PLT,Test realise dans QH,AEG et GEA PG @-3280m,PFD@-3098 m.

**Tableau(2) : Résultats de test DST.**

### 5.3) Résultats de Test Build up :

Ce test est utilisé pour obtenir des informations sur le puit et le réservoir tel que la pression du réservoir, skin, perméabilité, limites du réservoir, longueur de fracture.

Il consiste à fermer le puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression, Les résultats sont montrés dans le **tableau (3)**.

<b>TEST Puits :HTF23</b>												
Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
BUILD UP	15/08/2017	377.83	134.29	16.2	Huile 1.96	.0084	56	-	--	16.8	10	PFD @-3124 m PG @-3280 m ,Jaugeage sur torche

**Tableau (3): Résultats des Tests de Build up.**

### 5.4) Analyse Nodale :

Pour stimuler les performances du puit **HTF23**, nous avons utilisé le logiciel PIPESIM et le test de Build up réalisé en 15/08/2017

Les données essentielles pour crée le modèle sont ;

- a)Données de derniers tests build up tell que ;
- Pression de gisement PG = 374 (Kg/cm2).
  - Pression de fond PF = 141 (Kg/cm2).

b) Données PVT telle que ;

- Température de gisement  $T = 118$  (C°).
- Densité moyenne d'huile API = 43.15
- Pression de bulle = 145.21 kg/cm<sup>2</sup>.

Huile	Saturate	Aromatique	Résine	Asphaltène
Massique %	55.720	42.550	1.599	0.231

**Tableau (4):** Analyses SARA de puit.

#### IV.6-Simulation par le logiciel PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

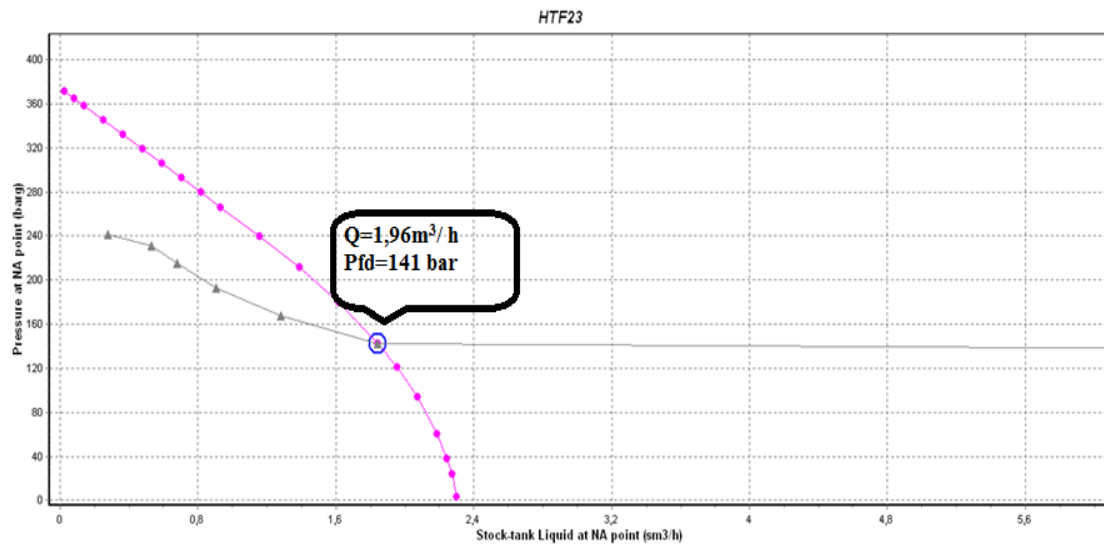
Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir) ;
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire, ...).
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur, ...).



### 6.1) HTF23 Avant le Traitement :

Une analyse nodale est faite avant le traitement. A partir de cette analyse les résultats de la pression du fond et le débit sont indiqué dans la **figure (4)**.



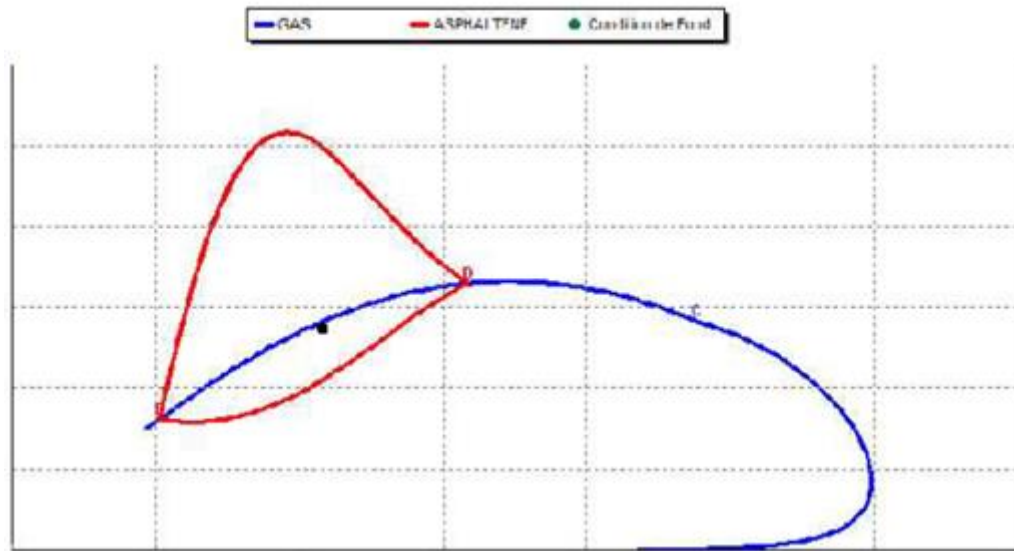
**FigureIV.4:** Analyse Nodale HTF23 avant traitement.

L'analyse nodale avant le traitement a donné les valeurs de Q et PFD reportés dans le tableau suivant :

Les paramètres	Débit Q (m <sup>3</sup> /h)	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )
Point de fond	1,96	141

**Tableau (5) :** Point de fonctionnement du puit.

A partir des données de puits **HTF23**, une Analyse Nodale est effectuée afin de déterminer le profil de puits (situation actuelle) et d'identifier la possibilité de déposition des asphaltènes en tenant compte des paramètres thermodynamiques de fond du puits.

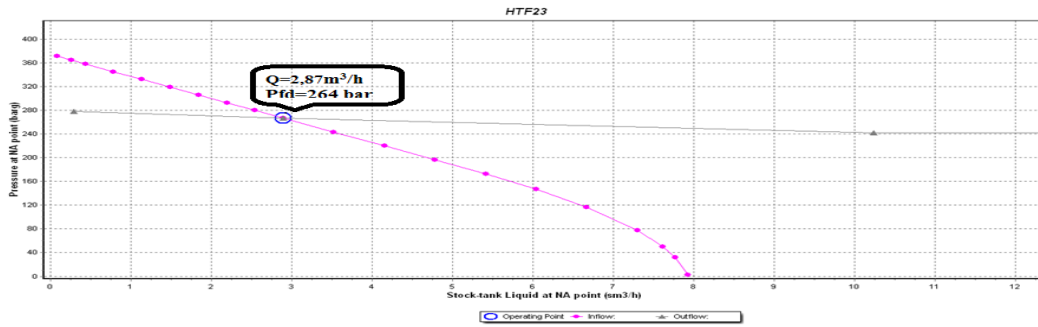


**FigureIV.5:** Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T en utilisant le modèle Multi flash™ avant traitement.

Comme illustré dans la figure le profil P / T (du réservoir jusqu'au séparateur) est pénétré dans la zone de risque de l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Ceci signifie qu'il y a un problème des dépôts d'asphaltènes dans le tubing et aux alentours du puits **HTF23**.

**6.2) Analyse nodale après traitement :**

Une analyse nodale est faite après le traitement au reformat. A partir de cette analyse nous pouvons déterminer le débit et la pression de fond comme il est montré dans la figure (6).



**Figure IV.6:** Analyse Nodale HTF23 après traitement.

Le tableau suivant présente les valeurs de Q et PFD après le traitement :

Les paramètres	Débit Q (m <sup>3</sup> /h)	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )
Point de fond	2,87	164

**Tableau (6):** Point de fonctionnement puit.

Le traitement du puits **HTF23** par le reformat a permis d'améliorer la pression de fond ainsi que le débit. Une partie de l'efficacité de traitement est présentée dans le tableau (7).

Paramètres temps	pression (bar)		Température (°C)		Débit Q (m <sup>3</sup> /h)
	Fond	Tête	Fond	Tête	
Avant le traitement	141	16,2	118	25	1,96
Après le traitement	164	26,5	121	35	2,87

**Tableau(7):** Paramètres de production avant et après traitement.

---

**IV.7-Objectif du traitement :**

Le but principal du traitement est d'effectuer:

- Un nettoyage avec reformat pour dissoudre et nettoyer tous les dépôts d'asphaltènes dans le tubing et le long du slotted liner.
- Injection de Reformat mélangé avec du xylène (80% de reformat: 20% de xylène) pour éliminer les dommages près du puits de forage et rétablir une bonne production.

**IV.8-traitement recommandé :**

Un traitement est recommandé afin de restaurer la productivité de **HTF23**, nous allons ci-après l'exposer dans un ordre chronologique :

**Jour 1 :**

- Lavage intensif du tubing et du slotted liner par le biais du coiled tubing en pompant a une pression élevée du reformat et de l'eau traitée par un outil d'injection (jetting tool).
- Purger le puits et le vider du fluide injecté vers la torche

**Jour 2:**

- Performer le fluide de traitement en ajoutant du xylene au reformat (80% reformat + 20 xylene) en utilisant le coiled tubing afin d'atteindre la matrice

**Jour 3 :**

- Ouvrir le puits le jour suivant et le vider entièrement du fluide injecté avec de l'azote (N<sub>2</sub>) et démarrer le puits.
- Laisser le puits en production et l'évaluer grace au jaugeage.

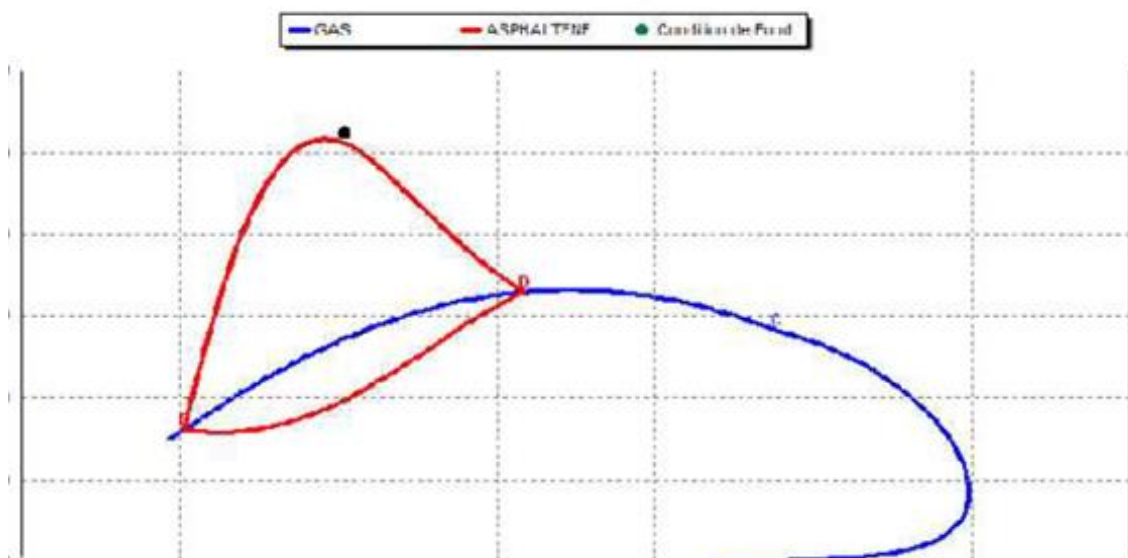
### IV.9-Discussions des résultats :

Pour le puits **HTF23**, le débit de production après le traitement a augmenté presque de la moitié par rapport au débit initial (avant le traitement).

Après le traitement du puits par squeeze de Reformat, on obtient une amélioration de débit de **47,04 m<sup>3</sup>/J** à **68,88 m<sup>3</sup>/J**.

Les résultats montrent une augmentation remarquable de la pression de fond à partir de **141Kg/cm<sup>2</sup>** à **164Kg/cm<sup>2</sup>**. Cette amélioration des paramètres de production signifie que le traitement au reformat a éliminé l'endommagement causé par les asphaltènes.

Le profile P/T montre que la pression de fond dynamique a glissé dans la zone stable mais le risque de dépôt d'asphalte persiste dans le tubing de production donc le traitement est retardé la création et la déposition d'asphaltènes.



**Figure IV.8:** Zone de précipitation des asphaltènes avec le profil de P/T (le modèle Multi flash™) après traitement.

## Conclusion

La formation de dépôt asphalténique constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le colmatage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences. Ces problèmes de déposition se produisent non seulement pendant l'exploitation des huiles lourdes avec un contenu élevé en asphaltènes [Huile Sud-Américaine avec (10%) d'asphaltènes], mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes<sup>2</sup> [Huile Algérienne avec (0.75 %) d'asphaltènes], comme celle du champ de HASSI MESSAOUD. [29]

Pour le puit **HTF23**, le débit de production après le traitement a augmenté presque de la moitié par rapport au débit initial (avant le traitement).

Les résultats ont montré aussi une augmentation remarquable de la pression et de température, Cette amélioration des paramètres de production signifie que le mélange reformat +xylène reste le meilleur solvant pour les asphaltènes.

## Liste de références

- [1]-Mémoire Présenté Par : Sekhri Zegar Sid Ali Douib Mehamed Oussama –theme Modélisation de l'enveloppe des dépôts des asphaltènes et son application sur les Performances des Puits Producteurs d'huile, étude de cas puits OMM33 28 / 05 / 2017
- [2]-Mémoire de fin d'étude , theme :Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud réalisé par : HARROUCHE Abdelhamid, BAKHOUYA Izzeddine, ABDALLAH Abdallah
- [3]-« ASPHALTÈNES », Encyclopædia Universalis , Écrit par Bernard TISSOT : président de la Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets nucléaires, directeur général honoraire de l'Institut français du pétrole.2003
- [4]-Oil & Gas Science and Technology - J. Briant et G. Hotier- Institut Français du Pétrole, 01 November 2006
- [5]-Etude de la floculation des asphaltènes du pétrole brut par Driss Dafri, Ecole Doctorale Lorraine de Chimie et Physique, 06-11-2009
- [6]-Mémoire HARROUCHE Abdelhamid, BAKHOUYA Izzeddine, ABDALLAH Abdallah Etude de la précipitation des asphaltènes dans la Zone1 de Hassi Messaoud,2016
- [7]-aspheltenes- problematic article in oil filed review june , Kamran Akbarzadeh,2017
- [8] baker huges asphaltene deposition and monitoring by james scarborough, Ourhoud,2018
- [9]-Mémoire MELOUKA Boubaker et KADDOURI Dris, BERROUTI Abdelaziz l'étude de problème des dépôts d'asphaltène ,2014
- [10] -Stephan J. Allenson (Nalco/Exxon Energy Chemicals L.P.) | Marjorie A. Walsh (Nalco/Exxon Energy Chemicals L.P.), A Novel Way to Treat Asphaltene Deposition Problems Found in Oil Production, 1997.
- [11] -Hassan Alkashf (United Arab Emirates University) | Abdulrazag Y. Zekri (United Arab Emirates University), Department of Chemical and Petroleum Engineering, 24 Jun 2002.
- [12]-Reyadh A. Almehaideb (United Arab Emirates University) | Abdulrazag Y. Zekri (United Arab Emirates University), Petroleum Science and Technology, 2001.
- [13] -Chemical Engineering Department, University of Mohaghegh Ardabili, P.O. Box 179, Ardabil, Iran, ASC PUBLICATION,23 FEVRIER 2015
- [14]-A Novel Technique to Treat Asphaltene Deposition in Carbonate Rocks Abdulrazag Y. Zekri, SPE, Reyadh A. Almehaideb, SPE, United Arab Emirates University, Petroleum Science and Technology,2001

[15] -Abdulrazag Y. Zekri (United Arab Emirates University) Omar Chaalal (United Arab Emirates University), Petroleum Science and Technology ,2000

[16]-zeinab hosseini-dastgerdi Urmia University of Technology., journal of spetroleum sience and engineering,2018

[17]-<https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557>.

[18]-[https://adrar.dz/pluginfile.php/14261/mod\\_resource/content/2/Chapitre%202.pdf](https://adrar.dz/pluginfile.php/14261/mod_resource/content/2/Chapitre%202.pdf).

[19]-<https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557>.

[20]-<https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/ayache.pdf?idmemoire=2161>.

[21]-<https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557>.

[22]-Copyright 2006 ENSPM Formation Industrie — IFP Training (endommagement de la liaison couche trou).

[23] -Livre reservoir engineering Ahmed Tarik (second edition)...

[24] -Mémoire de fin d'étude, theme : Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud réalisé par : HARROUCHE Abdelhamid, BAKHOUYA Izzeddine, ABDALLAH Abdallah.

[25]-Mémoire de fin d'études thème: évaluation et interprétation des résultats des acidifications dans le champ de Haoud Berkaoui.realisé par : LAOUAR Abderrahmane et BOUBELLI Fateh en 2009.

[26]-Mémoire de fin d'études, thème : analyse du déclin de production et l'effet de skin. Réalisé par : Makhloufi Choukri et Belhocine Sofiane.

[27]-Mémoire de fin d'études, thème : Traitement Matriciel Par Acidification Du Puits ZR12 (ZARZAITINE-IN AMENAS). Realisé par : BECHIR Idriss et HIDJA Messaoud en 2013.

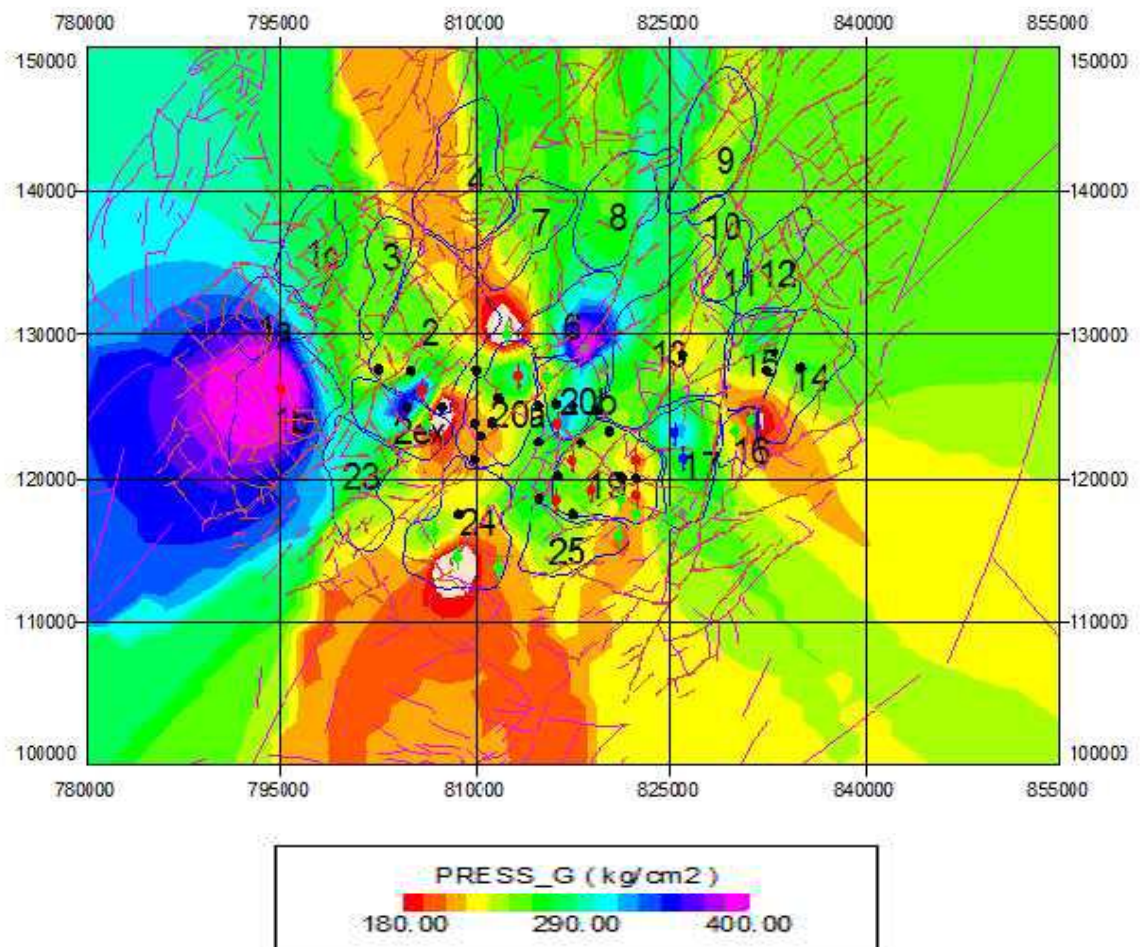
[28]-Mémoire de fin d'étude , theme :Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action ,Malika BOUKHERISSA ,13 novembre 2008 devant

[29]-« Les problèmes pétroliers algériens » Gérard Destanne de Bernis Études internationales,1998.

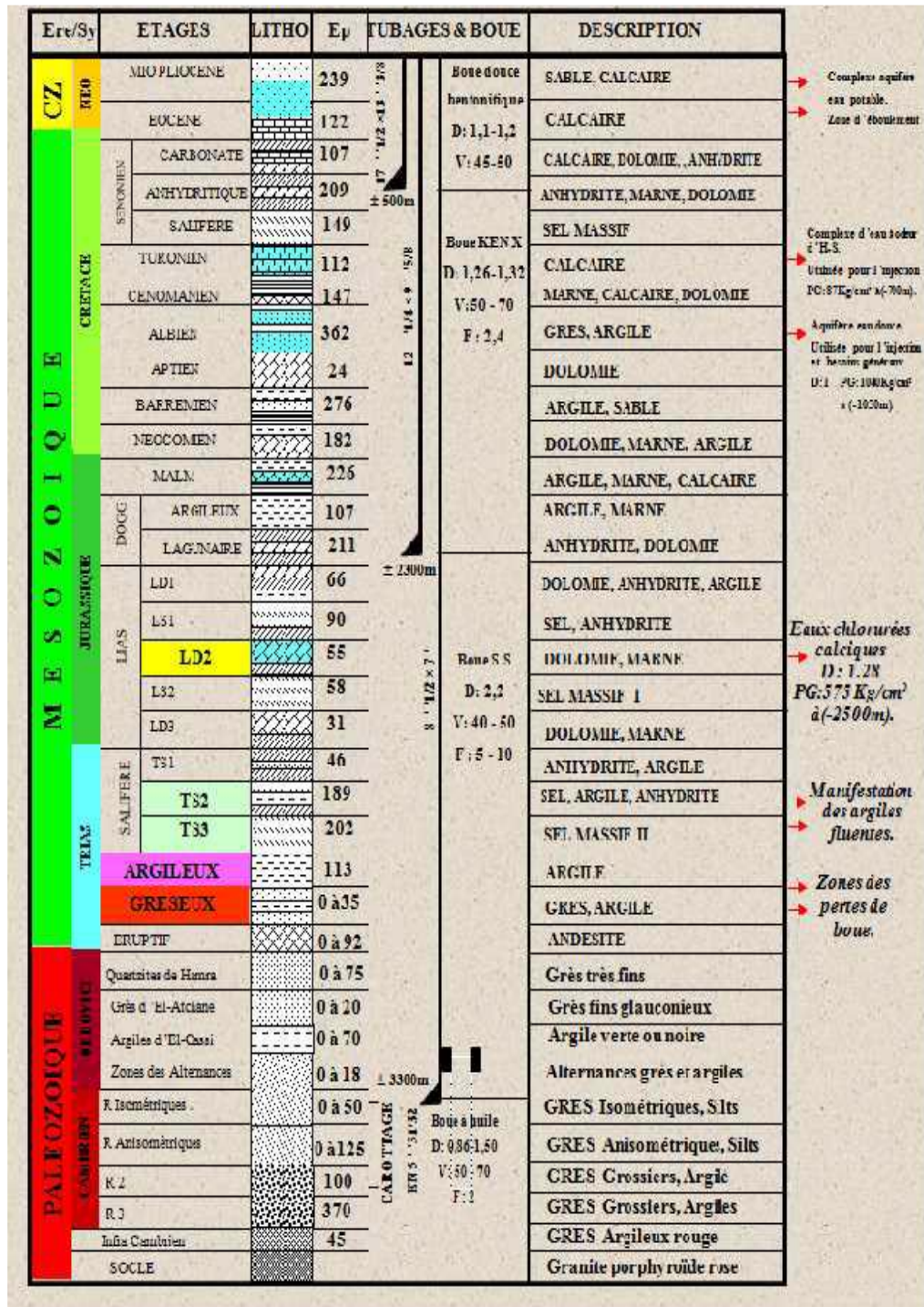


## A. DESCRIPTION DU CHAMP HASSI MESSAOUD

### A.1- distribution La pression de champ HMD



## A.2- Coupe stratigraphique et différents phase de forage du champ de Hassi-Messaoud



## *Contrôle de cimentation sur HTF23*

**Objectif** : évaluation de la cimentation du Casing 9"5/8.

Puits	<b>HTF23</b>
Date du logging	<b>01/02/2016</b>
Société de Service	<b>BAKER</b>
Type de puits	<b>FO</b>
Appareil	<b>ENF-10</b>

	Logger MD (m) (m)	Driller MD
<b>Casing Shoe 18"5/8</b>		431
<b>Casing Shoe 13"3/8</b>	2418.6	2407
<b>Casing Shoe 9"5/8</b>	3192	3180

Date de cimentation : 21/01/2016 par : NPS

Densité du ciment : 2.06 sg

Densité de la boue : 1.50 g/cm<sup>3</sup>

CBL bottom logged interval: 3192m

CBL top logged interval : 2000 m

### **Single casing 9"5/8**

3192 – 2970 m : Bonne à moyenne cimentation.

2970 – 2419 m : Moyenne à mauvaise cimentation.

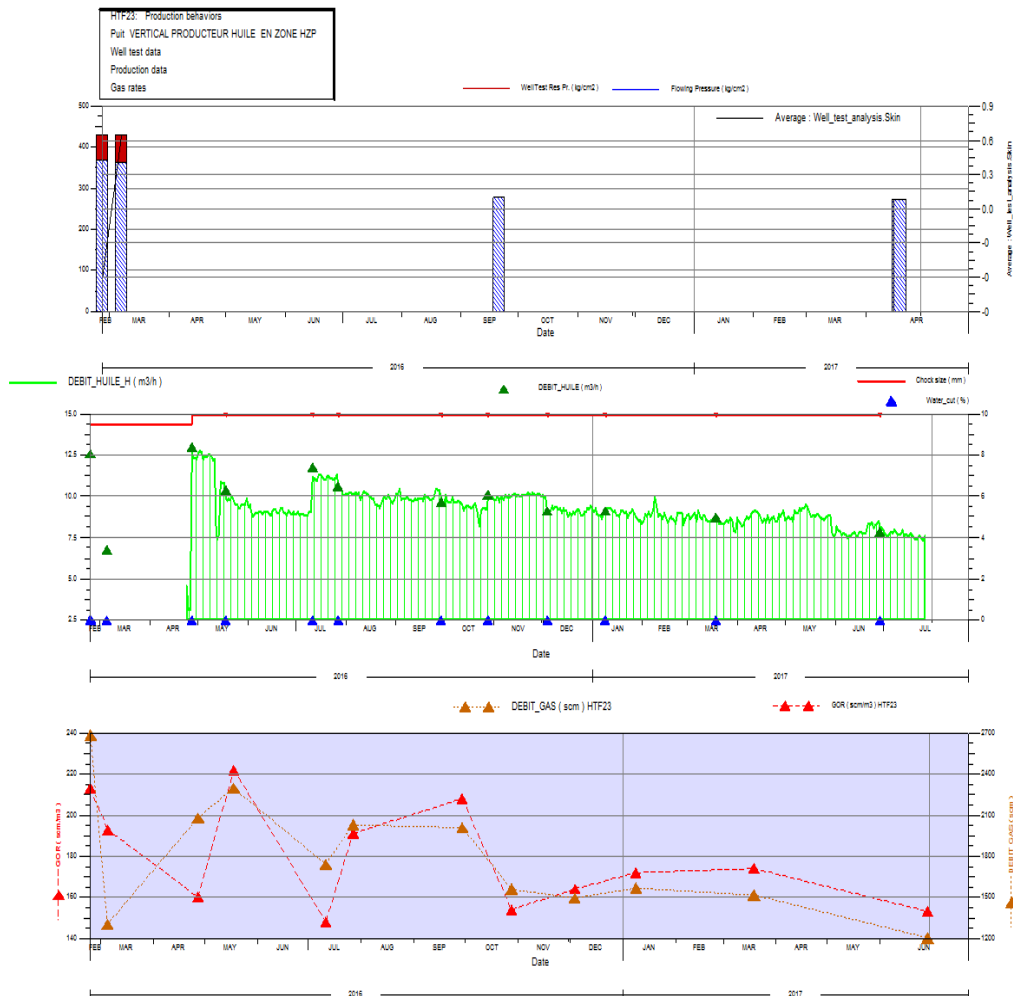
### **Double casing 9"5/8 - 13"3/8**

2419 – 2205 m : Mauvaise cimentation..

2205 – 2000 m : frée pipe.

### Caractéristique de production

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
24/02/2016	9.525	600	12.6	2684.22	213	130	10.2	5.71	45	.5964	0	0	-----
05/03/2016	9.53	600	6.77	1303.35	193	168.5	6	4.59	30	1.4402	0	0	-----
27/04/2016	10	-	12.99	2079.82	160	107	30.5	4.28	32	.5198	0	0	-----
18/05/2016	10	600	10.36	2296.39	222	92.4	31	3.87	39	.5625	0	0	-----
11/07/2016	10	Vx29	11.76	1739.40	148	85	34.9	--	37.6	.4562	0	0	-----
27/07/2016	10	-	10.62	2029.12	191	82	30	3.16	33	.4874	0	0	-----
29/09/2016	10	600	9.64	2009.64	208	78.8	33.8	3.87	32	.5156	0	0	-----
28/10/2016	10	Vx29	10.09	1557.75	154	76.8	33	--	30	.4805	0	0	-----
04/12/2016	10	600	9.12	1495.03	164	74.6	31.8	5.1	24	.5161	0	0	-----
09/01/2017	10	600	9.12	1566.93	172	72.5	33	5	24	.5016	0	0	-----
19/03/2017	10	600	8.73	1516.08	174	69.5	33	4.69	23	.5022	0	0	-----
29/06/2017	10	600	7.86	1203.41	153	64.4	32	5.71	34	.5172	0	0	-----
11/08/2017	10	600	1.96	275.34	140	16.2	4.6	4.28	35	.521	0	0	-----





CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
HTF23 WIRE LINE			
TYPE	DATES	EQUIP.	DESCRIPTIONS(Observation)
Grattage Controle	17/06/2016	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3268mCC = 3267.85mCT.
Grattage Controle	17/06/2016	Bailer	DescBailer 57 mm Pistonné à 3325mCC Rem : au jour échantillon. EXPRO
Grattage Controle	17/06/2016	Calibre 86 mm	Battu à 3325mCC SR.
Grattage Controle	12/07/2016	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3270mCC=3267.82mCT
Grattage Controle	12/07/2016	Calibre 86 mm	TS : 3499mCC=3497mCR SCHLUM HS=00m
Grattage Controle	22/08/2016	Calibre 86 mm	Battu à 3374 mCC.SR EXPRO
Grattage Controle	22/08/2016	Gratteur 98 mm	Gratte de 1750 à 2000mCC.Suite Libre.Rec/R:3273mCC=3267.85mCT
Mesure de pression PFD	20/09/2016	Calibre 92 mm	Rec/RN : 3285mCC = 3277.43mCT.
Mesure de pression PFD	20/09/2016	Amerada	descJ.Elect avec bombhanger posé à 3285mCC avec 14 paliers de 05 mn. DD : 09h23mn. FD : 11h15mn. ENSP
Mesure de pression PFD	20/09/2016	Calibre 57 mm	Posé à 3505mCC.
Mesure de pression PFD	21/09/2016	Pullingtool	desc pulling tool SB 2''1/2 coiffé 02 J. Elect de 3285mCC = 3277.43mCT.
Mesure de pression PFD	21/09/2016	Amerada	Rem : J.Elect avec 13 paliers de 05 mn. DR : 11h16mn. FR : 13h00mn. ENSP
Grattage Controle	28/09/2016	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3271mCC = 3267.85mCT.
Grattage Controle	28/09/2016	Calibre 86 mm	TS : 3497mCC = 3494mCR. HS = 00m. SCHLUMBERGER
Mesure de pression PFD	19/10/2016	Calibre 92 mm	Frotte de 1580 à 1609mCC SR ENSP
Grattage Controle	24/11/2016	Gratteur 98 mm	Battu à 1862mCC SR.
Grattage Controle	24/11/2016	Calibre	Desc Calibres 86-50 mm battu à 1862mCC. SR.
Grattage Controle	24/11/2016	Bailer	DescBailer 64 mm pistonné à 1862mCC. Rem : au jour échantillon. HALLIB
Grattage Controle	18/02/2017	Calibre 86 mm	TS:3494mCC=3494mCC.HS=00m SCHLUM
Grattage Controle	18/02/2017	Gratteur 98 mm	Gratte de 1980 à 2130mCC.REC/R:3268mCC=3267.85mCT
Grattage Controle	27/03/2017	Calibre 86 mm	TS:3496mCC=3494mCR HS=00m HALLIB
Grattage Controle	27/03/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R:3270mCC=3267.85mCT
Controle	17/04/2017	Calibre 86 mm	Battu à 3409mCC OK TS : 3505mCC=3500mCR SCHLUM HS=00m
Controle	17/04/2017	Gratteur 98 mm	Gratte de 1780 à 2400mCC OK Rec/R : 3273mCC=3267.85mCT
Controle	17/04/2017	Calibre 92 mm	Battu de 1805 à 1870mCC SR
Mesure de pression PFD	18/04/2017	amerada	Desc. J. Elect. à 3400mCC DD : 08H30 - FD : 10H32mn. Rem. J. Elect. de 3400mCC avec paliers de 5mn DR : 14H35 - FR : 16H30mn SCHLUM
Instrumentation	19/04/2017	AMERADA	Remontée J.Elect + Sampling de 3400mCC. Début remontée: 13h35mn. Fin remontée: 16h30mn. SCHLUM
Instrumentation	19/04/2017	Amerada	Descente JElect+ sampling à 3400mCC. Début descent: 10h00mn. Fin descente: 13h00
Grattage Controle	17/05/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3271mCC = 3267.85mCT
Grattage Controle	17/05/2017	Calibre 86 mm	Battu à 3394mCC OK. TS : 3496mCC = 3493mCR. HS = 01m. HALLIBURTON
Grattage Controle	21/07/2017	Calibre 86 mm	TS : 3502mCC = 3494mCR. HS = 00m. SCHLUMBERGER
Grattage Controle	21/07/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R : 3276mCC = 3267.86mCT.
Controle	30/07/2017	Calibre 86 mm	TS : 3502mCC = 3494mCR. HS = 00m. EXPRO
Controle	30/07/2017	Calibre 92 mm	Rec/RN : 3385mCC = 3377.49mCT.
Mesure de pression SBU	10/08/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R: 3269mCC = 3267.85mCT. Gratte sièges R. RN. Suite linbre. TS: 3495mCC = 3494mCR. HS=00m
Mesure de pression SBU	10/08/2017	Amerada	Descente LockMandrel + J.Elect + Running tool avec paliers de 05mn. Acré à 3277mCC(RN). OK. remontée au jour runnningtool OK. EXPRO
Controle	19/09/2017	Calibre 92 mm	Rec/RN: 3280mCC=3277,49mCT

Controle	19/09/2017	Bailer	Pistonné à 3497mCC,remonté au jour échantillon
Controle	19/09/2017	Eprouvette	64 à 3497mCC,remonté au jour échantillon liquide ENSP
Controle	19/09/2017	Calibre 86 mm	TS: 3497mCC=3494mCR
Grattage Controle	02/12/2017	Calibre 86 mm	TS: 3497mCC= 3494mCR HS=0m. EXPRO
Grattage Controle	02/12/2017	Gratteur 98 mm	Rec/R:3271mCC=3267,85 mCT.
Grattage Controle	15/01/2018	Gratteur 98 mm	Libre Rec/R:3274mCC=3267,85 mCT.
Grattage Controle	15/01/2018	Calibre 86 mm	Libre TS: 3500mCC=3494mCR.HS=0m SCHLUM.

### traitement recommandé.

CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
OPERATIONS SPECIALES			
HTF23 (CLEAN OUT REFORMAT )			PAGE : 1
Date	Heure		Description
	De	Au	
05/10/2017	13:12	14:20	POOH ,CT @2000m stop N2 cp=880psi whp=560psi oil on return CT at surface ,whp=12bars ,put well on production ,rig down equipments and equipments stay on location . test annulus :4"1/2X9"5/8 @1000psi after 30min rise to 1200psi and 9"5/8 X13"3/8 @500psi after 20min pressure 500psi bleed off 4"1/2X9"5/8 and 9"5/8 X13"3/8 to 0psi stop CT@2800m for kick off with N2@25-20lpm cp=1000-900psi whp=550psi
05/10/2017	11:20	13:12	Tag TD@3498m , POOH and start jetting from3320 to 3498m with( 3m3TW+7m3reformat+3m3TW )@1,5bpm cp=2800 psi whp=307psi oil on return stop CT@3497m pump 1m3 of N2@50lpm ,decrease N2@25lpm ,POOH cp=2000psi whp=750psi oil on return
05/10/2017	09:20	11:20	Open the well ,(whp=28bars ) , start RIH, CT@500m start TW@0,5bpm and N2@20 lpm cp =1900psi whp=350psi oil on return
05/10/2017	07:00	09:20	On location, safety meeting, rig up1"3/4CT unit ,PU , N2U, pulsonix tool , pressure test @ 5000 psi test ok,

CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
OPERATIONS SPECIALES			
HTF23 (SQUEEZE REFORMAT . DAY2 )			PAGE : 1
Date	Heure		Description
	De	Au	
06/10/2017	12:20	15:20	mixed reformat @nozzele close the well and start squeeze 27m3 of mixed reformat (80%reformat+20%xylylene ) Q=0,8bpm cp=4200psi whp=3750psiswitch to TW@0,9bpm for displacement (CT volume )
06/10/2017	17:00	17:30	CT at surface ,whp=63bars ,left well close for soaking over night ,rig down equipments and equipments stay on location .NB:bleed off 4"1/2X9"5/8 and 9"5/8 X13"3/8 to 0psi
06/10/2017	15:20	17:00	POOH ,decrease TW@0,5bpm ,CT @200m stop TW cp=1500psi whp=1450psi
06/10/2017	10:47	12:20	Tag TD@3500m , POOH 10m and continue fill up the well with reformat@1,9bpm cp=2900psi whp=590psiswitch to mixed fluid (80%reformat+20%xylylene ) ,
06/10/2017	08:46	10:47	Open the well ,(whp=39bars ) , start RIH, CT@2500m start reformat @0,5-1,9bpm cp =1900psi whp=600psi
06/10/2017	07:30	08:46	On location, safety meeting, rig up1"3/4CT unit ,PU , N2U, pressure test @ 5000 psi test ok, laod 4"1/2X9"5/8 by 30bars and 9"5/8 X13"3/8 by 20bars

CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
OPERATIONS SPECIALES			
HTF23 (KICK OFF)			PAGE : 1
Date	Heure		Description
	De	Au	
09/10/2017	07:40	10:00	On location, safety meeting, rig up CT 1"1/2 unit , N2U,cool down ,pressure test @ 5000 psi test ok, chek valve@1500psi (ok)
09/10/2017	10:00	12:30	the well was closed ,Open sawb valve and close master valve for flush CT to flare line ,open master valve WHP =300 psi (gaz+ REF) , start RIH .CT@300m start pumpN2@20lpm cp=800psi whp =100psi CT @1800m increase N2@25 lpm cp=1200psi whp=120 psi (REF in return) continu RIH
09/10/2017	12:30	14:40	stop CT@3000m pamping 1m3 of N2 @50 LPM decrease N2 @20 LPM and POOH to 2800 m observed the return , cp=2500 -1700psi whp=(700 400psi) ,(REF+oil in flare) ,after 2 hrs cp stable at cp=1300 psi and whp =370 psi
09/10/2017	14:40	16:15	decrease N2@20lpm ,start POOH to surface cp=1300psi whp=400psi (gas +clean oil the return) CT @2100 m stop N2 continu POOH to surface
09/10/2017	16:30	16:35	cellar fuel with sand , the chock is 8mm
09/10/2017	16:15	16:30	CT at surface ,whp= 32 bars increase ( gas +oil in return ) , keep well in flare line ,rig down equipments and leave location

### Complétion du puits HTF23

