

N° Série :/2026

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers
Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master professionnelle

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

BELALEM Mohamed Abdelhamid, GUEMARI Mounir, DJAAFRI Tarek

-THEME-

Etude Des Dépôts D'asphaltènes A Haoud Berkaoui

Soutenue le : 11/06/ 2026 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	BOUTALBI Mohammed chaker		Univ. Ouargla
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	Docteur	Univ. Ouargla
Examineur :	BOUFADES Djamila		Univ. Ouargla

Année universitaire : 2025-2026

Remerciement

Avant tout, nous remercions Dieu le Tout-Puissant de nous avoir donné la santé, le courage et la volonté pour mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements et notre profonde gratitude à notre encadreur pour son suivi, ses précieux conseils, son orientation ainsi que sa disponibilité tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Nos vifs remerciements s'adressent également aux membres du jury qui ont accepté d'examiner et d'évaluer ce travail.

Nous adressons aussi nos remerciements à tous les enseignants du département des Hydrocarbures pour la qualité de la formation qu'ils nous ont assurée durant notre parcours universitaire.

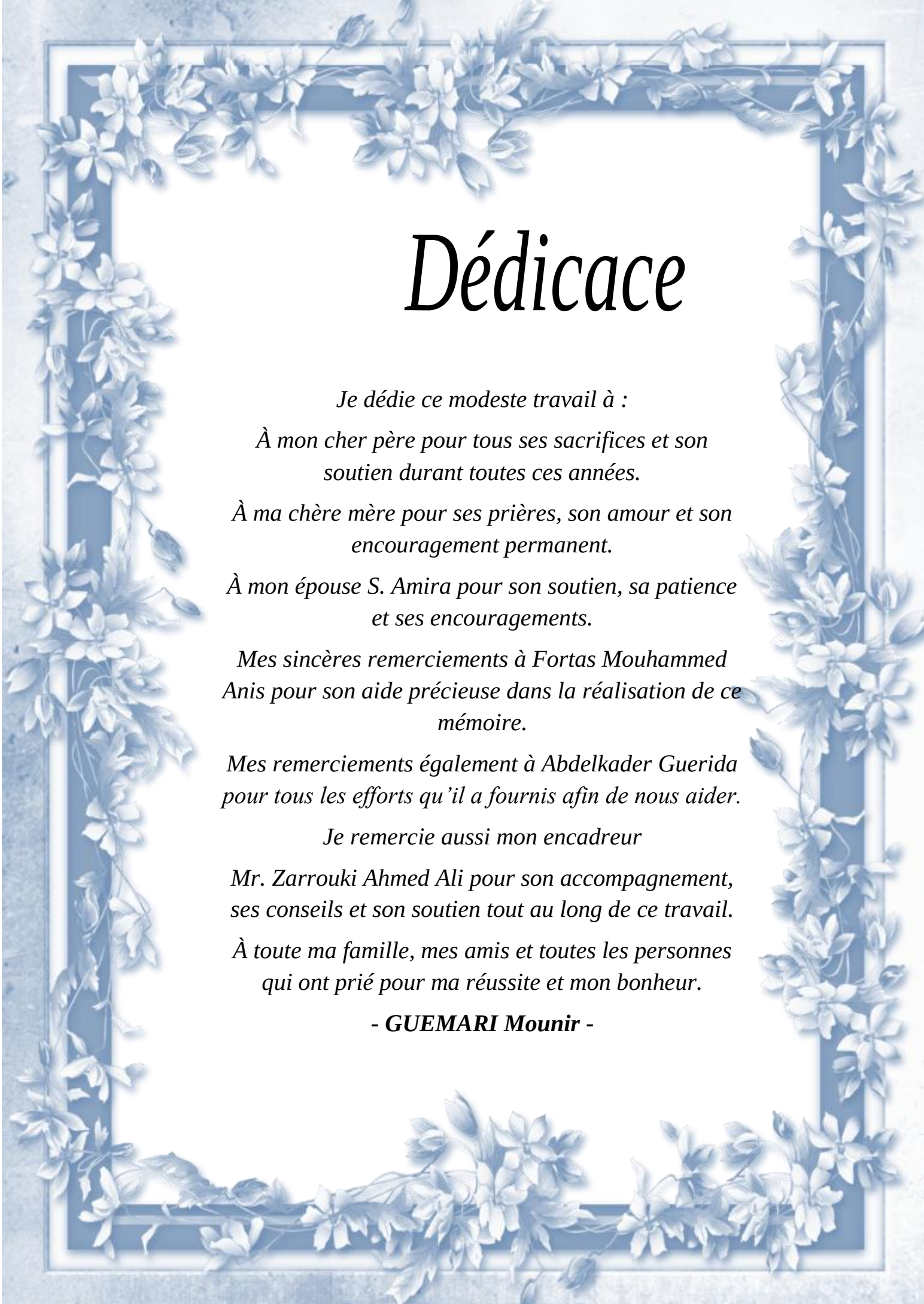
Nous remercions également toute personne ayant contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Enfin, nous dédions ce modeste travail à nos familles pour leur soutien moral et leurs encouragements permanents.

Réalisé par :

- **BELALEM Mohamed Abdelhamid**
- **GUEMARI Mounir**
- **DJAAFRI Tarek**





Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

À mon cher père pour tous ses sacrifices et son soutien durant toutes ces années.

À ma chère mère pour ses prières, son amour et son encouragement permanent.

À mon épouse S. Amira pour son soutien, sa patience et ses encouragements.

Mes sincères remerciements à Fortas Mouhammed Anis pour son aide précieuse dans la réalisation de ce mémoire.

Mes remerciements également à Abdelkader Guerida pour tous les efforts qu'il a fournis afin de nous aider.

Je remercie aussi mon encadreur

Mr. Zarrouki Ahmed Ali pour son accompagnement, ses conseils et son soutien tout au long de ce travail.

À toute ma famille, mes amis et toutes les personnes qui ont prié pour ma réussite et mon bonheur.

- GUEMARI Mounir -

Dédicace

À celui que Dieu a paré de dignité et de respect... À celui qui m'a appris à donner sans rien attendre en retour... À mon modèle dont je suis si fier... **Mon cher père.**

À la source de la tendresse et du réconfort... À celle dont les prières ont été le secret de ma réussite et de mon salut... **Ma chère mère.**

À mes frères et sœurs, mes piliers et compagnons de route, ainsi qu'à toute ma précieuse famille.

À tous mes amis et collègues qui ont partagé avec moi les moments de fatigue et de joie, et qui m'ont soutenu tout au long de ce parcours.

À mes honorables professeurs qui ont éclairé mon chemin vers la science et le savoir, et qui n'ont jamais mesuré leurs conseils et orientations.

Je vous dédie à tous le fruit de ce modeste travail, en signe d'amour, de reconnaissance et de profonde gratitude.

DJAAFRI Tarek

Dédicace

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

À ma très chère mère « S. BENMALEK », qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi. Je t'aime
maman.

À mon très cher père « MOKHTAR », pour ses encouragements, son soutien, et surtout pour son amour et ses sacrifices afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

À mes adorables frères : abdel hak et toufik.nadjib

À mes très chers amis : djaafri tarek et guemari mounir. Oussama benmalek et Mohamed hafian

Sans oublier ma très chère femme, qui me supporte toujours, merci.

Mohamed abdel hamid

Résumé

« La déposition d'asphaltènes engendre une augmentation considérable des coûts au sein de l'industrie pétrolière. Ce phénomène impacte la production et le raffinage à différents stades. Pour cette raison, l'élimination des dépôts d'asphaltènes constitue un objectif majeur pour les compagnies pétrolières. Ce travail a été réalisé sur le champ de Haoud Berkaoui, une zone confrontée à de multiples problèmes liés à la formation de ces dépôts. L'objectif de cette étude est de traiter ces dépôts en utilisant le solvant reformat, tout en évaluant son efficacité via le logiciel PIPESIM pour la simulation du puits BKHE 11 et NHN5, en se basant sur les données réelles de pression et de température. »

Mots clés: asphaltènes, dépôts, logiciel PIPESIM, Haoud Berkaoui.

"Asphaltene deposition causes a significant increase in costs within the oil industry, affecting both production and refining at various stages. For this reason, eliminating asphaltene deposits is a primary objective for oil companies. This work was conducted on the Haoud Berkaoui field, an area that has encountered numerous issues due to asphaltene formation. The objective of this study is to remove these deposits using reformat solvent and to evaluate its efficiency using PIPESIM software for the simulation of well BKHE 11 and NHN5 , based on experimental pressure and temperature data."

Keywords: asphaltenes, deposits, PIPESIM software, Haoud Berkaoui.

" يتسبب ترسب الأسفلتين في زيادة كبيرة في التكاليف ضمن الصناعة النفطية، حيث تؤثر هذه الظاهرة على عمليات الإنتاج والتكرير في مراحل مختلفة. لهذا السبب، يعد التخلص من رواسب الأسفلتين هدفاً رئيسياً للشركات النفطية. أُنجِز هذا العمل على مستوى حقل حوض بركاوي، وهي منطقة واجهت مشاكل عديدة ناتجة عن تشكل الأسفلتين. يهدف هذا البحث إلى معالجة هذه الرواسب باستخدام مذيب reformat ، مع دراسة مدى فعاليته باستعمال برنامج PIPESIM لمحاكاة البئر BKHE 11 و NHN5، وذلك بالاعتماد على البيانات التجريبية للضغط ودرجة الحرارة".

الكلمات المفتاحية: الأسفلت، الرواسب، برمجيات بايسيم، حوض بركاوي.

Sommaire

LISTE DES FIGURES.....	X
LISTE DES TABLEAUX	XI
LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES.....	XII
INTRODUCTION GENERALE:.....	1

Chapitre I : Présentation du champ Haoud Berkaoui

I. PRESENTATION DU CHAMP HAOUD BERKAOUI.....	3
I.1. Introduction	3
I.2. Situation géographique de la direction régionale HBK :.....	3
I.2.1 Haoud-Berkaoui (HBK) :	4
I.2.2 Champ de Benkahla (BKH) :.....	4
I.2.3 Champ de Guellala (GLA) :	4
I.2.4 Les champs périphériques : Ils sont beaucoup, on peut citer :.....	5
I.3 Géologie régionale :	5
I.4. Historique de la région :.....	6
I.5. Les problèmes techniques d'exploitation :	7

Chapitre II : Les différents endommagements dans le champ pétrolier

II. LES DIFFERENTS ENDOMMAGEMENTS DANS LE CHAMP PETROLIER.....	9
II.1. Signification et définition de l'endommagement :	9
II.2. L'origine de l'endommagement de la formation :	9
II.2.1. Endommagement du a l'injection d'eau :	9
II.2.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et snubbing) :.....	9
II.2.3. Endommagement du a la stimulation :.....	10
II.2.4. Invasion du filtrat de ciment :	10
II.2.5. Endommagement dû aux perforations :	10
II.2.6. Endommagement du a la formation :.....	10
II.2.1. Gonflement des argiles :.....	10

II.2.2. Dépôts organiques :	11
II.2.3. Dépôts de sel :	11
II.2.4. Dépôts minéraux :	11
II.2.5. Migration des fines :	12
II.3. Localisation de l'endommagement :	12
II.3.1. Au fond du puits	12
II.3.2. Aux abords du puits.....	12
II.4. Détection de l'endommagement :	13
II.5. Présentation du mécanisme d'endommagement :	14
II.5.1. Skin infinitésimal :	14
II.5.2. Skin d'épaisseur finie :	14
II.5.3. Rayon effectif :	15
II.6. Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits :	16
II.6.1. L'effet de skin sur la perméabilité :	16
II.7. Effet de l'endommagement sur la productivité :	16
II.7.1. Indice de productivité :	16
II.7.2. L'effet de l'endommagement sur la productivité :	17

Chapitre : Généralités sur les asphaltènes

III. GENERALITES SUR LES ASPHALTENES.....	20
III.1. Généralités sur le pétrole brut	20
III.1.1. Composition Chimique des bruts pétroliers	20
III.2. Définition des asphaltènes.....	20
III.3. Composition Chimique des asphaltènes	21
III.3.1. Fractionnement par distillation	22
III.3.2. Analyse SARA.....	23
III.3.3. Analyse élémentaire	25
III.4. Structure moléculaire des asphaltènes	25
III.5. Caractérisation des asphaltènes	26
III.6. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes.....	27

III.7. les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes	27
III.7.1. Les conditions thermodynamiques et la composition de l'huile	27
III.7.1.1. La pression.....	27
III.7.1.2. La Température.....	28
III.7.1.3. La Composition.....	29
III.7.2. La Vitesse de Filtration de l'huile	31
III.7.3. Injection de CO ₂	31
III.7.4. Gaz-lift	31
III.7.5. Eau de formation.....	31
III.7.6. L'acidification matricielle.....	31
III.8. Localisation des dépôts d'asphaltènes	31
III.9. Les problèmes de dépôts d'asphaltènes	32
III.10. Mécanismes de prévention de lutte contre les dépôts des asphaltènes	32
III.10.1. Traitement mécanique par grattage.....	33
III.10.2. Traitement Chimique	33
III.10.2.1. Disulfure de carbone.....	33
III.10.2.2. Solvants chlorés	33
III.10.2.3. Benzène.....	33
III.10.2.4. Xylène et le toluène	34
III.10.2.5. Reformat	34
III.10.3. Revêtement du Tube	34
 Chapitre IV : Étude de cas des puits BKHE11 et NHN 05	
IV.1. ETUDE D'UN CAS (PUITS NHN05).....	36
IV.1.1. Résultats de l'analyse Nodale.....	40
IV.1.2. Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes	42
IV.1.3.1. Traitement mécanique avec grattage	42
IV.1.3.2. Traitement chimique.....	42
IV.1.3.2. Historique de traitement de puits NHN05.....	43
IV.1.4. Traitement de puits NHN05 avec le NAPHTHA.XYLENE	44
IV.1.5. NHN 05 après traitement.....	45
IV.2 Etude d'un Cas : Puits BKHE11	47
IV.2.1. Présentation Générale du Puits BKHE11	47
IV.2.2. Données de Base.....	47

IV.2.3. Situation Géographique	47
IV.2.4. Historique et Evolution de Production	48
IV.2.5 Simulation Nodale du Puits BKHE11	49
IV.2.5.1. Analyse Nodale avec PIPESIM.....	49
IV.2.5.2. Conditions du Test.....	50
IV.2.6. Traitement du Puits BKHE11 au Reformat.....	50
IV.2.6.1. Objectif du Traitement.....	50
IV.2.6.2. Préparation et Sécurité.....	50
IV.2.6.3. Installation des Equipements.....	50
IV.2.6.4. Tests de Pression	51
IV.2.7. Exécution du Traitement.....	51
IV.7.1. Kick Off du Puits	51
IV.2.8. Résultats et Evaluation	51
IV.2.8.1. Evolution des Paramètres de Production.....	51
IV.2.8.2. Interprétation des Résultats	52
IV.2.9. Simulation Nodale Avant Traitement.....	53
IV.2.10. Opération Coiled Tubing (Squeeze Reformat).....	53
IV.2.11. Résultats et Evaluation	54
IV.2.11.1. Evolution des Paramètres de Production.....	54
CONCLUSION GENERALE	57
BIBLIOGRAPHIE.....	58
ANNEXES.....	60

Liste des figures

FIGURE I.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION HAOUD BERKAOUI.	3
FIGURE I.2 : CARTE DES PRINCIPAUX CHAMPS DANS LA REGION DE HBK. [4]	4
FIGURE I.3. ASPECT GEOLOGIQUE DU CHAMP HAOUD BERKAOUI.	6
FIGURE II.1 : DEPOTS ASPHALTENES	11
FIGURE I I.2 : LES DEPOTS DE MINERAUX	12
FIGURE II.3 : LOCALISATION DES ENDOMMAGEMENTS.	13
FIGURE II.4 : PROFIL DES PRESSIONS DANS LA FORMATION.	14
FIGURE II.5 : COLMATAGE AUX ABORDS DU PUITs	15
FIGURE II.6 : L'EFFET DE SKIN [14]	16
FIGURE II.7: L'EFFET DE L'ENDOMMAGEMENT SUR LA PRODUCTIVITE DES PUITs	18
FIGURE III.1 : ECHANTILLON D'UN DEPOT D'ASPHALTENES.	21
FIGURE III.2 : STRUCTURE D'UNE MOLECULE D'ASPHALTENES..	21
FIGURE III.3: FRACTIONNEMENT PAR DISTILLATION.....	23
FIGURE III.4 : SARA ANALYSIS PROCEDURE [20].....	24
FIGURE III.5 : COMPOSITION ELEMENTAIRE DES ASPHALTENES [20].	25
FIGURE III.6: STRUCTURE DES ASPHALTENES SELON LE MODELE DE YEN.	26
FIGURE III.7 : EFFET DE LA PRESSION SUR LA PRECIPITATION DES ASPHALTENES A LA TEMPERATURE DE RESERVOIR.....	28
FIGURE III.8: EFFET DE LA TEMPERATURE SUR LA PRECIPITATION DES ASPHALTENES A LA PRESSION DE RESERVOIR.....	29
FIGURE III.9: PHENOMENE DE FLOCCULATION DES ASPHALTENES. [24].....	30
FIGURE III.10: EMLACEMENT POSSIBLE DES DEPOTS D'ASPHALTENES.	32
FIGURE III.11: GAUGE CUTTER (OUTIL WIRE LINE). [26].....	33
FIGURE. IV.1. RESULTATS L'ANALYSE NODALE AVANT TRAITEMENT DE PUITs NHN05	41
FIGURE. IV.2. PROFIL DE TEMPERATURE EN FONCTION DE PROFONDEUR AVANT TRAITEMEN	41
FIGURE. IV.3. HISTOGRAMME DE SOLUBILITE	43
FIGURE.IV.4. L'HISTORIQUE DE PRODUCTION ET DE TRAITEMENT	44
FIGURE. IV.5. RESULTATS ANALYSE NODALE APRES TRAITEMENT DE PUITs NHN05	45

FIGURE. IV.6. PROFIL DE TEMPERATURE EN FONCTION DE PROFONDEUR APRES TRAITEMENT	46
FIGURE.IV.7. L'ETAT DE PUIITS MHN05 AVANT ET APRES ET TRAITEMENT	46
FIGURE IV.8. EVOLUTION DU DEBIT D'HUILE DU PUIITS BKHE11	49
FIGURE IV.12: RESULTATS DE LA SIMULATION NODALE AVANT TRAITEMENT	53
FIGURE IV.13: RESULTATS DE L'ANALYSE NODALE DU PUIITS BKHE11 APRES TRAITEMENT	54
FIGURE IV.14: EVOLUTION DU DEBIT D'HUILE DU PUIITS BKHE11 AVANT ET APRES TRAITEMENT	55

Liste des tableaux

TABLEAU I.1 CARACTERISTIQUES PETRO-PHYSIQUES DES CHAMPS DE HBK. [5]	5
TABLEAU III.1: ANALYSE ELEMENTAIRE DES ASPHALTENES.	22
TABLEAU III.2 : LES FACTEURS QUI AFFECTENT SUR LA PRECIPITATION DES ASPHALTENES PENDANT LA RECUPERATION PRIMAIRE D'HUILE.....	30
TABLEAU III.3: LA COMPOSITION DU REFORMAT	34
TABLEAU IV.1 : INTERVALLES PERFORES DU PUIITS NHN05	36
TABLEAU IV.2. RESULTATS DES TESTS DE JAUGEAGE DU PUIITS NHN05	40
TABLEAU IV.3. LES RESULTATS DES TESTS DE LABORATOIRE DE BJSP	42

Liste des abréviations et symboles

Abréviation	Signification
ADE	Enveloppe de dépôt d'asphaltenes
BKH	Champ de Benkahla.
BETX	Benzène, éthyle benzène, toluène, xylène.
BHP	Bottom hole pressure (Kg/cm ²).
BHT	Bottom hole temperature (C°).
B _o	Facteur volumétrique d'huile de fond (B/STB).
CFPA	campagne française du pétrole algérien.
GOR	Gas Oil Ratio (sm ³ /sm ³).
HBK	Haoud Berkaoui.
IPR	Inflow Performance Relationship.
IP	L'indice de productivité (STB/jour/psi)
K	Perméabilité (md).
PNA	Paraffines- Naphtènes -Aromatiques.
PVT	pression, volume, Température
PFD	Pression de Fond Dynamique.
P _{wf}	Pression de fond (Kg/cm ²).
P _{sep}	pression de séparation (Kg/cm ²).
P _t	Pression de tête du puits (Kg/cm ²).
P _b	Pression de bulle (Kg/cm ²).
P _r	Pression du réservoir (Kg/cm ²).
P _c	Pression critique (Kg/cm ²).
P _{cc}	Le point cricondenbar.
Q	Débit (m ³ /h).
SARA	Saturés, Aromatique, résines et Asphaltènes.
T _{eb}	Température d'ébullition (C°)..
T _c	Température critique (C°).
T _{cc}	Température cricondentherm.
TPC	Tubing Performance Curves.
μ	Viscosité (cp).
WHP	Well Head Pressure (Kg/cm ²)

Introduction Générale

Introduction générale:

Le pétrole et le gaz constituent les matières premières les plus demandées à l'échelle mondiale. Ils jouent ainsi un rôle crucial dans l'économie globale, tant pour les pays producteurs que pour les consommateurs. L'exploitation de ces richesses, situées à de grandes profondeurs, nécessite l'installation de systèmes performants afin d'assurer une production sécurisée avec un débit optimum.

Néanmoins, cette production peut être entravée par la chute de pression ou la diminution de la perméabilité. Ce dernier phénomène résulte souvent du dépôt de matières organiques dans les perforations, notamment les asphaltènes. Ces dépôts, qui se forment au cours de l'exploitation, représentent une véritable calamité. Ils affectent gravement le transport des fluides, endommagent la formation et provoquent le bouchage de la colonne de production et des installations de surface, aussi bien dans les huiles lourdes que dans les huiles pauvres en asphaltènes. [1]

Ces dernières années, ce problème semble se généraliser sur la quasi-totalité des champs pétroliers algériens, où de nombreux puits ont vu leur potentiel réduit, menant parfois à leur fermeture. La recherche de solutions efficaces exige une meilleure connaissance de la structure des asphaltènes et une compréhension approfondie de leur processus d'agrégation et de déposition. Cela est indispensable pour établir des programmes de production adéquats et développer des inhibiteurs et dispersants capables de minimiser les pertes.

L'objectif de ce travail est d'étudier cette problématique rencontrée au niveau du champ de Haoud Berkaoui, en présentant les mécanismes de détection et les procédés de traitement appliqués, tout en proposant d'autres solutions plus économiques.

Ce travail comporte quatre chapitres :

- Le premier chapitre est consacré à la présentation du champ de Haoud Berkaoui.
- Dans le deuxième chapitre, nous présenterons des généralités sur l'endommagement. Dans le troisième chapitre, nous présenterons les compositions et les conditions de déposition des asphaltènes ainsi que les moyens de lutte contre ce phénomène.
- Le quatrième chapitre représente les cas des puits NHN5 et BKHE11 forés dans les champs Haoud Berkaoui. Le problème de dépôt asphaltène est rencontré dans ces puits. Enfin, cette étude se termine par une conclusion et quelques recommandations.

Chapitre I

Présentation du champ

Haoud Berkaoui

I. Présentation du champ Haoud Berkaoui

I.1. Introduction

Le champ de Haoud Berkaoui constitue l'un des gisements pétroliers importants de la région.

Il se caractérise par une production notable d'hydrocarbures, notamment le pétrole, ce qui en fait un site stratégique pour l'exploitation.

Grâce à ses caractéristiques géologiques et à ses infrastructures, il joue un rôle significatif dans le maintien de la production nationale.

I.2. Situation géographique de la direction régionale HBK :

La direction régionale de Haoud Berkaoui a été créée en 1979 à Ouargla. Elle représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures dans l'Algérie. Cette zone se trouve Sur la route n°49 dite pétrolière reliant GHARDAIA à HASSIMESSAOUD et à environ 33 km de wilaya d'Ouargla et à 100 Km à l'ouest de Hassi Messaoud et s'étend du Sud-Est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt avec une superficie de 6300 km².

Elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures dans l'Algérie.

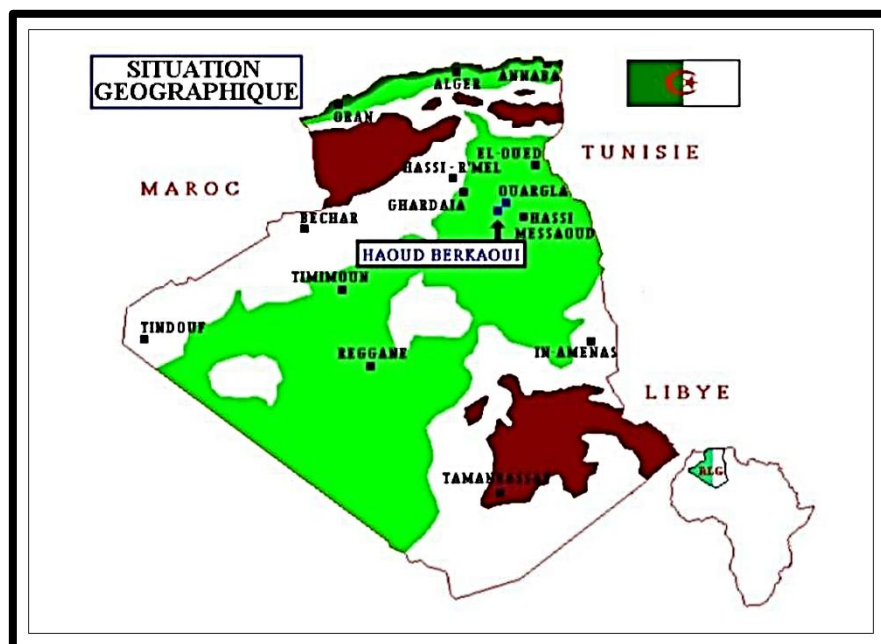


Figure I.1 : Situation géographique de la région HAUD BERKAOU. [2]

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens et les plus importantes structures de cette région sont celles de Haoud Berkaoui, Guellala et Benkahla. [3]

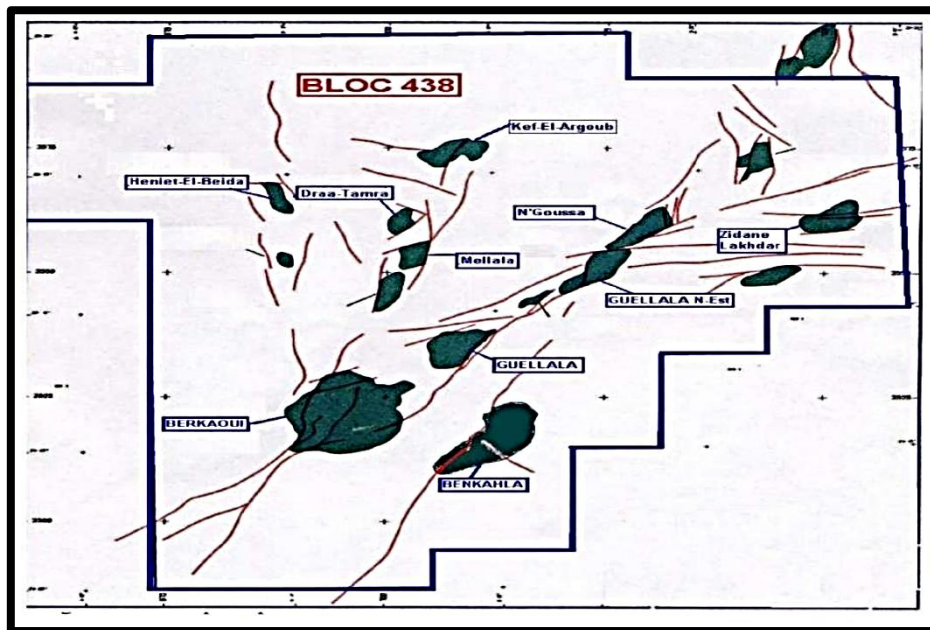


Figure I.2 : Carte des principaux champs dans la région de HBK. [4]

I.2.1 Haoud-Berkaoui (HBK) :

Sur une superficie de 175 km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mer, le champ pétrolier HBK a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK101.

Gisement a été mis en service en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions m³ d'huile. Sa profondeur moyenne est de 3.55 km.

Actuellement l'extraction de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau.

I.2.2 Champ de Benkahla (BKH) :

Il s'étend sur une superficie de 72 km² avec une élévation de 209 m par rapport le niveau de la mère, ce champ a été découvert en novembre 1966 par la CFPA (Forage OKP24) et a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86.8 millions stdm³ d'huile. Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gaz-lift.

I.2.3 Champ de Guellala (GLA) :

Il s'étend sur une superficie de 35 km², avec une profondeur moyenne des puits de 3500 m et une élévation de 198 m par rapport au niveau de la mer. Le champ pétrolier de Guellala a été découvert le 28 octobre 1969 (Forage GLA 02) et été mis en production date de février 1973.

I.2.4 Les champs périphériques : Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'GOOSSA (N'GS).
- DRAA TAMRA (DRT).
- MELLALA (MEL).
- HANIET EL BAIDA (HEB).
- KEF EL AGROUB (KG).
- GUELLALA NORD-EST (GLANE). *****

Les caractéristiques pétro-physiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous (tableau II.1) :

Tableau I.1 Caractéristiques pétro-physiques des Champs de HBK. [5]

CARCTIRISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (Kgf/cm²)	518	532	532,5
Pression de bulle (Kgf/cm²)	188	180	185
Contact huile / eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw (%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m³)	143,9. 10 ⁶	100. 10 ⁶	103,6. 10 ⁶

I.3 Géologie régionale :

La structure de Haoud Berkaoui se trouve dans le bloc N438 (Fig. 1) au Nord-Est de la dépression d'Oued Mya, dans la partie la plus subsidence orientée Nord-Est/Sud-Ouest, séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au Sud-Ouest et de 8 à 10 Km au Nord-Ouest. [2]

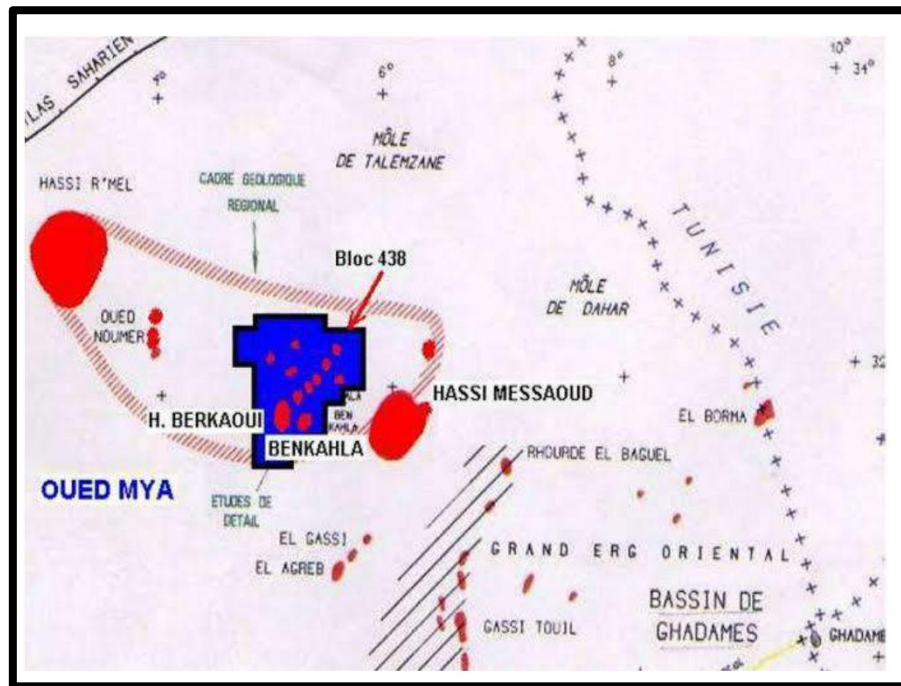


Figure I.3. Aspect géologique du champ Haoud Berkaoui.

I.4. Historique de la région :

L'administration régionale de Haoud-Berkaoui est située dans la commune de Rouissat, à 25 kilomètres de la wilaya de la ville principale de Ouargla. Hassi Messaoud fut responsable de la région jusqu'en 1977, date à laquelle elle devient autonome.

La recherche géophysique dans la région de Ouargla a montré l'existence de deux structures nommées : Haoud-Berkaoui et BenKahla, toutes deux situées sur une zone de d'exploitation de 1600 km².

C'était en mars 1965 que le premier sondage OK101 est implanté au sommet de la structure de Haoud Berkaoui.

La compagnie française pétrolière algérienne (CFPA) a découvert une accumulation de pétrole léger avec une densité de 43°API ($d = 0,8$) dans la série inférieure de la Trias argilo-gréseux (TAG), et ce forage a atteint le Gothlandien à 3327,8 m.

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérer deux mégacycles sédimentaires, paléozoïque et mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautes structurant la région.

L'évolution paléogéographique et structurale du Paléozoïque a eu des implications probables pour la distribution de certains réservoirs, sur la distribution et le potentiel des roches mère, ainsi que leur enfouissement relativement limité pendant le Paléozoïque, préservant ainsi

leur potentiel : la maturation ne suffira qu'à générer des hydrocarbures piégés dans la zone pendant la subsidence mésozoïque et tertiaire.

Série Siluro-Dévonien a été partiellement préservée de l'érosion dans la dépression Oued Mya entre les taupes de Telemzane et Dahar dans le nord et la taupe de El Agreb Hassi Messaoud dans l'est, qui a déjà érodé à l'Ordovicien. Entre les dômes de Hassi R'mel et Hassi Messaoud, ce creux correspond à une construction « synclinale ».

L'ouverture du bassin paléozoïque au sud-ouest est visible dans la zone d'affleurement du Siluro-Dévonien. Le placement exceptionnellement heureux du bloc 438 dans l'axe de l'oued Mya dépression comme il apparaît au niveau paléozoïque doit être souligné.

Le bloc 438 est ainsi situé dans la zone de roche mère silurienne, permettant l'alimentation directe des réservoirs triasiques en hydrocarbures.

I.5. Les problèmes techniques d'exploitation :

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

- Déplétion de réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (breakthrough).
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- La pollution du sel.
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel. [5]

Chapitre II

***Les différents
endommagements dans
le champ pétrolier***

II. Les Différents Endommagements Dans Le Champ Pétrolier

II.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. [6]

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.

II.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. [7]

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

II.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.

II.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. [7]

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) [7].

II.2.3. Endommagement dû à 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).

II.2.4. Invasion du filtrat de ciment :

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

II.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.

II.2.6. Endommagement dû à 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.

II.2.1. 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 [8]

II.2.2. 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 la formation.

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



Figure II.1 : dépôts asphaltènes

II.2.3. Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à 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 perforations 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 [8]

II.2.4. Dépôts minéraux :

Les dépôts minéraux (scales) sont rencontrés dans l'ensemble du puits, de la formation jusqu'au réseau de collecte. Les principaux sont :

- Les carbonates de calcium : CaCO_3 ;
- Les sulfates: BaSO_4 (H_2O), BaSO_4 , SrSO_4 ;
- Le chlorure de sodium : Na Cl ;
- Les produits de corrosion du fer : FeS , Fe_2O_3 , FeCO_3 .

Leurs conditions de formations dépendent de :

- La baisse de la pression du puits
- Le changement de température
- La composition de l'eau

- Le changement de la salinité.

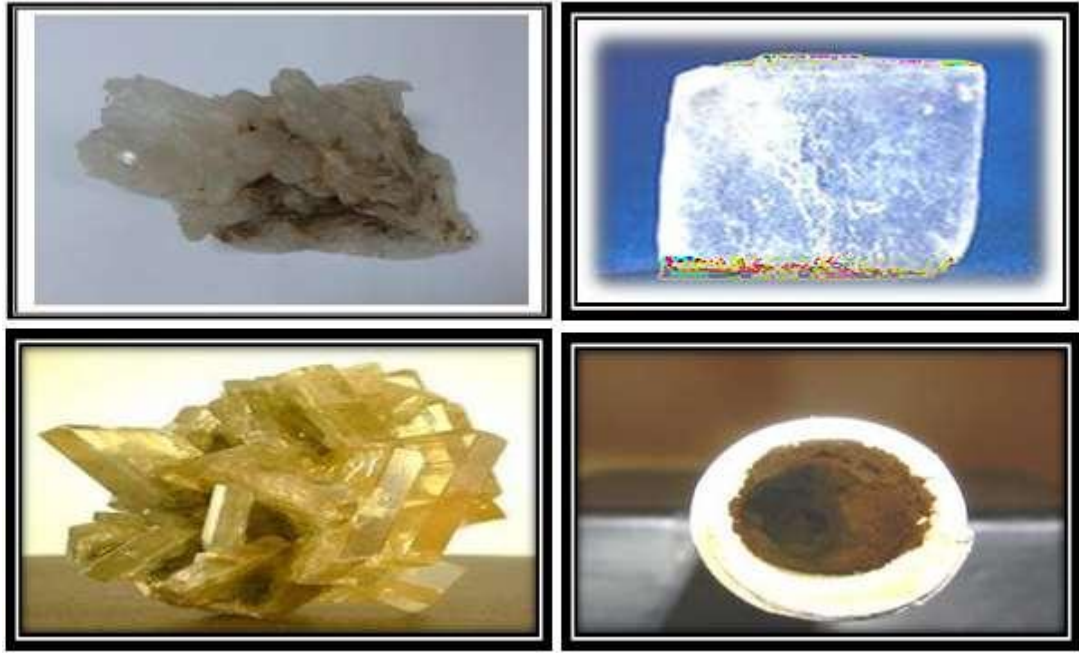


Figure II.2 : les dépôts de minéraux

II.2.5. 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 [8].

II.3. Localisation de l'endommagement :

La figure II.1 ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits

II.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, asphaltènes).

II.3.2. Aux abords du puits

- Cake externe : le cake est formé de particules solide 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 son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.
- 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.

- **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.

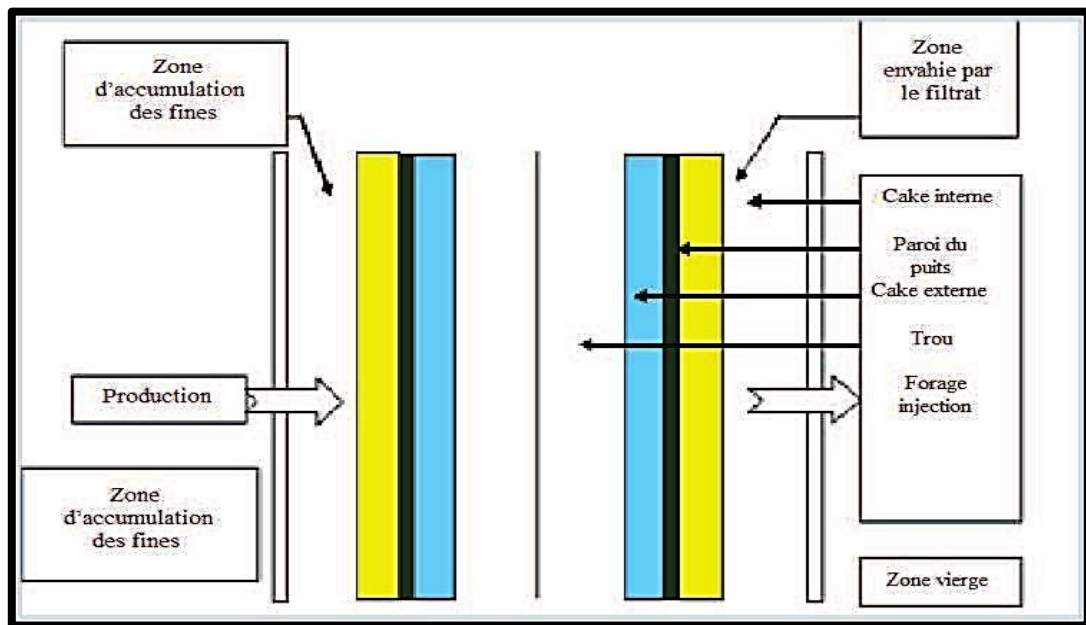


Figure II.3 : LOCALISATION DES ENDOMMAGEMENTS. [9]

- Zone 1 : cake externe tapissant les parois du puits.
- Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux.
- Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue.
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée. [9]

II.4. Détection de l'endommagement :

Avant de procéder à tous type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de productions et/ou d'injection, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Cette étude va nous permettre non seulement de connaître les caractéristiques d'un endommagement mais permet aussi d'identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée.

II.5. 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). [10]

II.5.1. Skin infinitésimal :

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

$$\Delta P_s = \frac{\alpha q B \mu}{k h} S \quad (\alpha \text{ Dépend de l'unité utilisée}) \dots\dots\dots \text{éq (1)}$$

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.

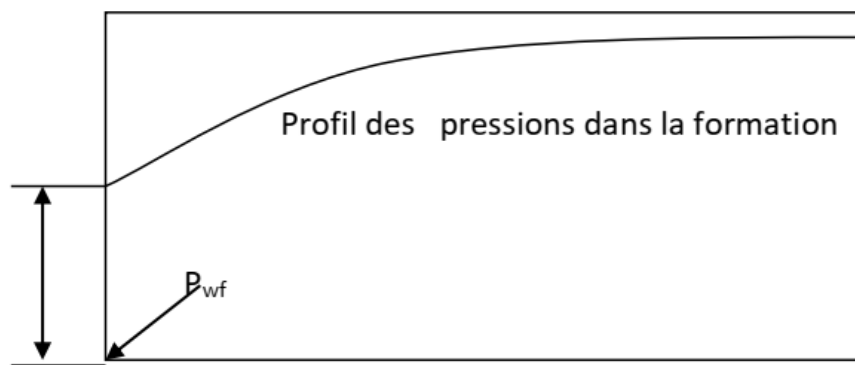


Figure II.4 : PROFIL DES PRESSIONS DANS LA FORMATION [10].

II.5.2. 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 [10]

$$\Delta P_s = \frac{q B \mu}{2 \pi k_E h} \ln \frac{r_E}{r_w} - \frac{q B \mu}{2 \pi k h} \ln \frac{r_E}{r_w} \dots\dots\dots \text{éq(2)}. [10]$$

En exprimant ΔP_s à l'aide de l'équation (1), on obtient :

$$S = \left(\frac{k}{k_E} - 1 \right) \ln \frac{r_E}{r_w} \dots\dots\dots \text{éq (3) [11]}.$$

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.

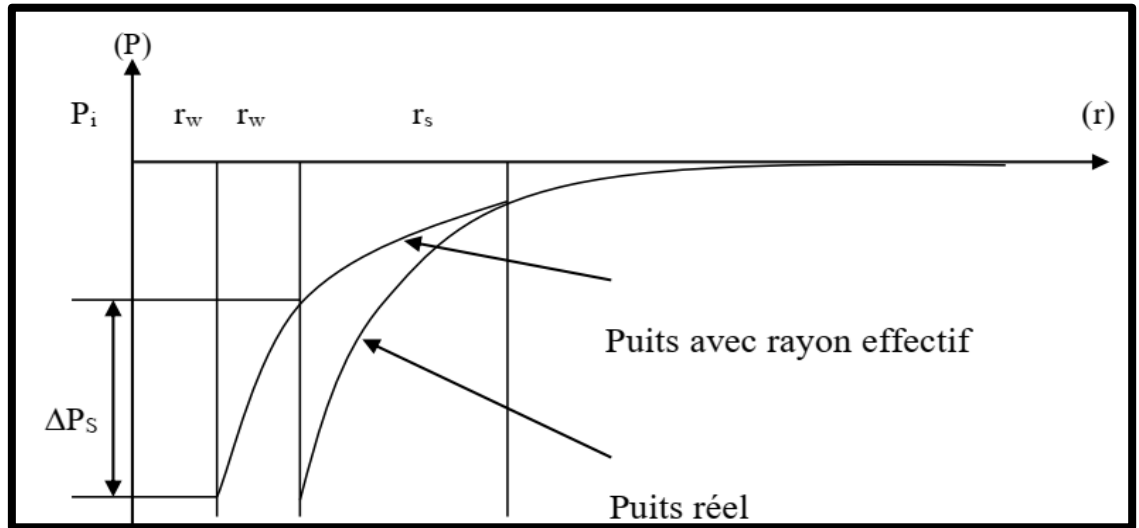


Figure II.5 : COLMATAGE AUX ABORDS DU PUIT [11].

II.5.3. 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 :

$$\Delta P (r'_w, s = 0) = \Delta P (r_w, s) \quad [12].$$

D'où :

$$r'_w = r_w e^{-S} \quad [13]$$

II.6. Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits :

II.6.1. 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 [13].

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad [13]$$

- 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.

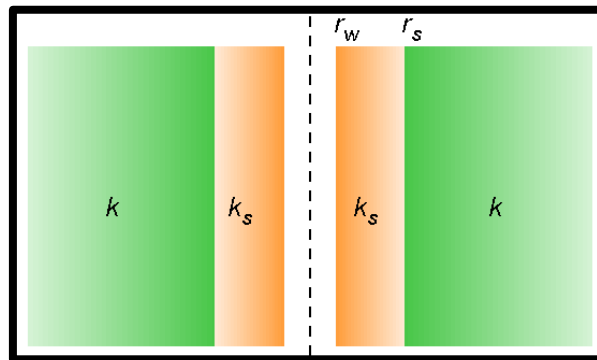


Figure II.6 : L'EFFET DE SKIN [14]

- la perte de charge due à l'effet de skin est la différence entre la pression idéale (p_{wf}) et la pression réelle (p_{wf}) [14].

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

Cette perte de charge est calculée de l'équation suivante [14]

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

II.7. Effet de l'endommagement sur la productivité :

II.7.1. 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

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

Il existe deux types d'IP :

- **IP_r** : indice de productivité réelle en m³ /h/ Kg /cm².
- **IP_{th}** : indice de productivité théorique de même dimension.

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

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.

II.7.2. L'effet de l'endommagement sur la productivité :

La connaissance de l'**IPR** 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.

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141.2B\mu \left(\ln \frac{Re}{r_w} + S \right)} \quad [15]$$

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

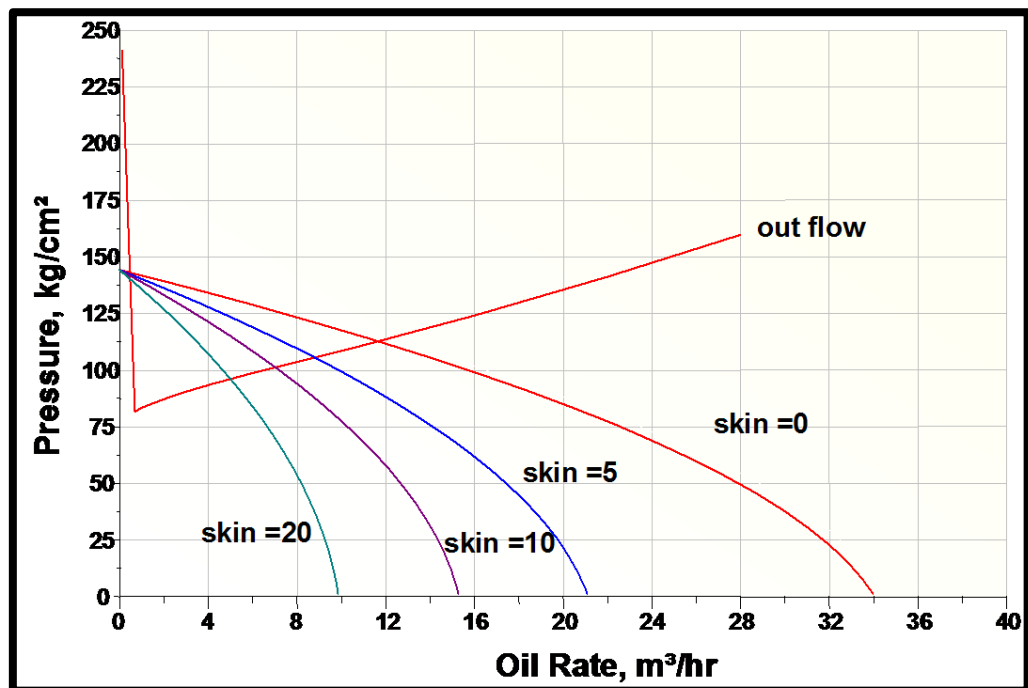


Figure II.7: L'EFFET DE L'ENDOMMAGEMENT SUR LA PRODUCTIVITE DES PUITES [15].

Chapitre III

Généralités sur les asphaltènes

III. Généralités sur les asphaltènes

III.1. Généralités sur le pétrole brut

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs. Il peut être extrait et raffiné pour produire des combustibles comme l'essence, le diesel, etc.

III.1.1. Composition Chimique des bruts pétroliers

Les différentes méthodes d'analyses telles que l'analyse SARA, l'analyse élémentaire, et la séparation chromatographique ont permis de déterminer la composition chimique des bruts pétroliers. Les pétroliers proposent de classer les bruts en fonction de la proportion des différentes familles : Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes ainsi que de leur teneur en soufre.

- **Hydrocarbures saturés** : sont des composés apolaires (n-alcanes, iso-alcanes, cycloalcanes).
- **Composés aromatiques** : (hydrocarbures mono- et poly-aromatiques, naphténoaromatiques et composés thiophéniques). Ce sont des composés qui sont physiquement et chimiquement très différents des paraffines et des naphthènes. Ils contiennent un ou plusieurs noyaux similaires à ceux du benzène.
- **Résines et asphaltènes** : constitués de molécules polycycliques à haut poids moléculaire, contenant de l'azote, du soufre et de l'oxygène. Les résines peuvent stabiliser la dispersion des particules d'asphaltènes et peuvent être converties en asphaltènes par oxydation. Les pétroles bruts avec une teneur élevée en résines sont relativement stables. [16]

III.2. Définition des asphaltènes

Le mot asphaltène a été proposé pour la première fois par J. B. Boussingault en 1837 en France pour décrire les constituants d'asphaltes trouvés en France et au Pérou. Il a séparé les composants de ces asphaltes, il a appelé la fraction volatile, huileuse et soluble dans l'éther « pétrole », la fraction insoluble dans l'alcool « essence » et la fraction restante à la fin de la distillation sous forme d'un résidu solide « asphaltène ». Marcusson, définit les asphaltènes en 1945, comme la fraction insoluble dans l'éther de pétrole, et Pfeiffer les définit en 1950, comme la fraction du pétrole insoluble dans le n-heptane et soluble dans le toluène.

Actuellement, les asphaltènes sont définis comme étant la matière insoluble dans les solvants non polaires dont la tension de surface est inférieure à 25 dyne/cm et soluble dans les solvants organiques dont la tension de surface est supérieure à 25 dyne/cm à température ambiante. L'asphaltène varie quelque peu en quantité et en composition suivant la norme utilisée pour les obtenir. [17].



Figure III.1 : ÉCHANTILLON D'UN DEPOT D'ASPHALTENES.

III.3. Composition Chimique des asphaltènes

Les différentes méthodes d'analyses telles que, le fractionnement par distillation, l'analyse SARA, l'analyse élémentaire, ont permis de déterminer la composition chimique des bruts asphalténiques. Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de **Carbone** et **d'Hydrogène**. D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le **Soufre**, **Azote(N)**, et **l'Oxygène** 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, les asphaltènes présentent une structure de porphyrines.

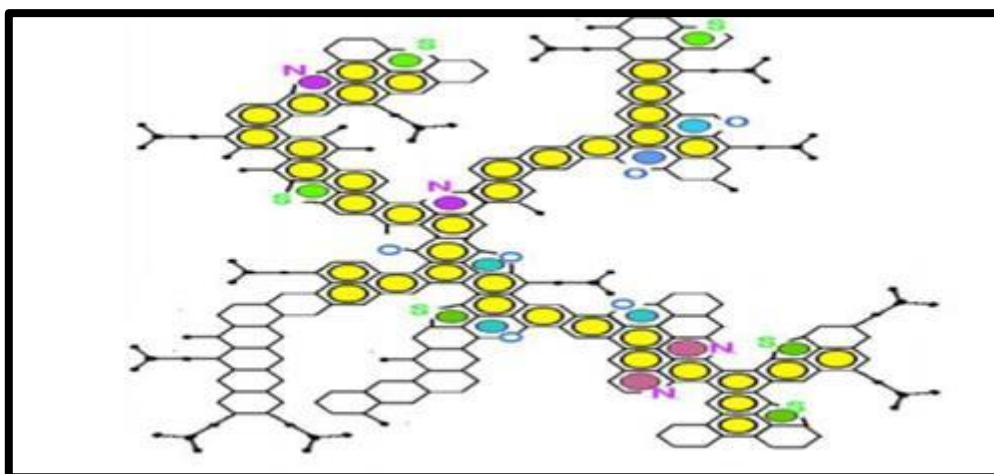


Figure III.2 : STRUCTURE D'UNE MOLECULE D'ASPHALTENES. [18].

Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes :

Tableau III.1: ANALYSE ELEMENTAIRE DES ASPHALTENES.

Composition élémentaire	Poids (%)
C (Carbone)	82 ±3 %
H (Hydrogène)	8.1 ± 0.7 \%
N (Azote)	0.6 - 3.3 %
S (Soufre)	0.3 - 10.3 %
O (Oxygène)	0.3 - 4.9 %
V (Vanadium)	1 - 1200 (PPM)
Ni (Nickel)	1 - 150 (PPM)

III.3.1. Fractionnement par distillation

Grâce à la distillation, on sépare le pétrole en différentes fractions suivant leur température d'ébullition (T_{eb}) croissante.

Par distillation à pression atmosphérique, on obtient d'abord trois coupes principales ; les gaz et les essences en tête de la colonne de distillation ($T_{eb} < 180^{\circ}\text{C}$), les distillats moyens (fuel-oil, gasoil et kérosène) ($180 < T_{eb} < 350\text{-}370^{\circ}\text{C}$), et le résidu de distillation qui reste en fond de colonne.

Ce dernier est soumis à une deuxième distillation à température de fond jamais plus élevée ($380\text{-}390^{\circ}\text{C}$) mais sous une pression réduite.

La fraction récupérée et appelée distillat sous vide alors que la fraction restante en fond de colonne constitue le résidu sous vide. [19].

Son but est de séparer les différents constituants d'un mélange de liquides miscible, possédant des températures d'ébullition différentes. Pour cela, elle exploite le même principe que la distillation classique mais se distingue par l'utilisation d'une colonne de séparation, qui permet une meilleure discrimination des constituants du mélange.

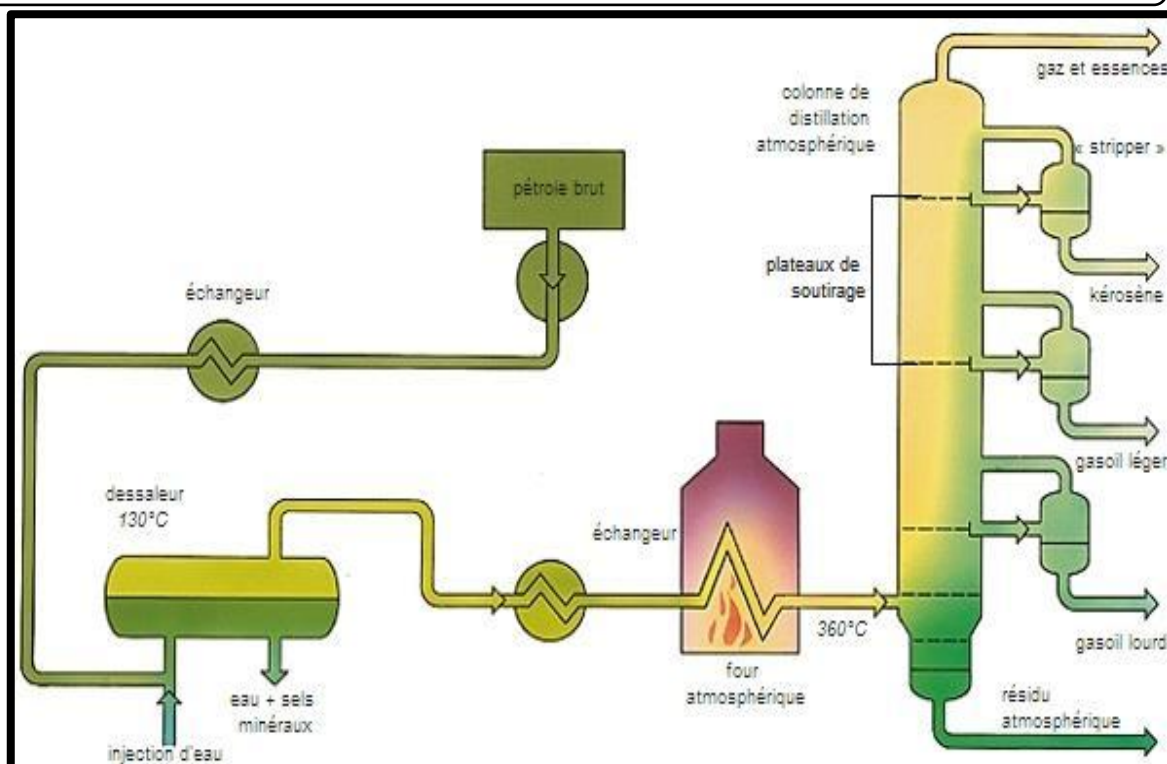


Figure III.3: FRACTIONNEMENT PAR DISTILLATION.

III.3.2. Analyse SARA

Le fractionnement SARA c'est une méthode d'analyse qui permet de classer les bruts selon leur polarité. Le pétrole brut est habituellement décomposé en quatre familles d'hydrocarbures Saturés, Aromatiques, Résines, et asphaltènes (S.A.R.A).

Saturate : sont des composés non polaires comprenant les hydrocarbures saturé linéaires, enbranchés et cycliques. Aromatic : composés contiennent un ou plusieurs anneaux aromatiques, sont polarisable.

Resin/ Asphalten : sont des composé polaires, la distinction entre les deux est que les asphaltènes soient insoluble dans un excès d'heptane tandis que les résines sont miscibles avec de l'heptane. L'analyse SARA suit plusieurs étapes comme présentée par la figure III.4.

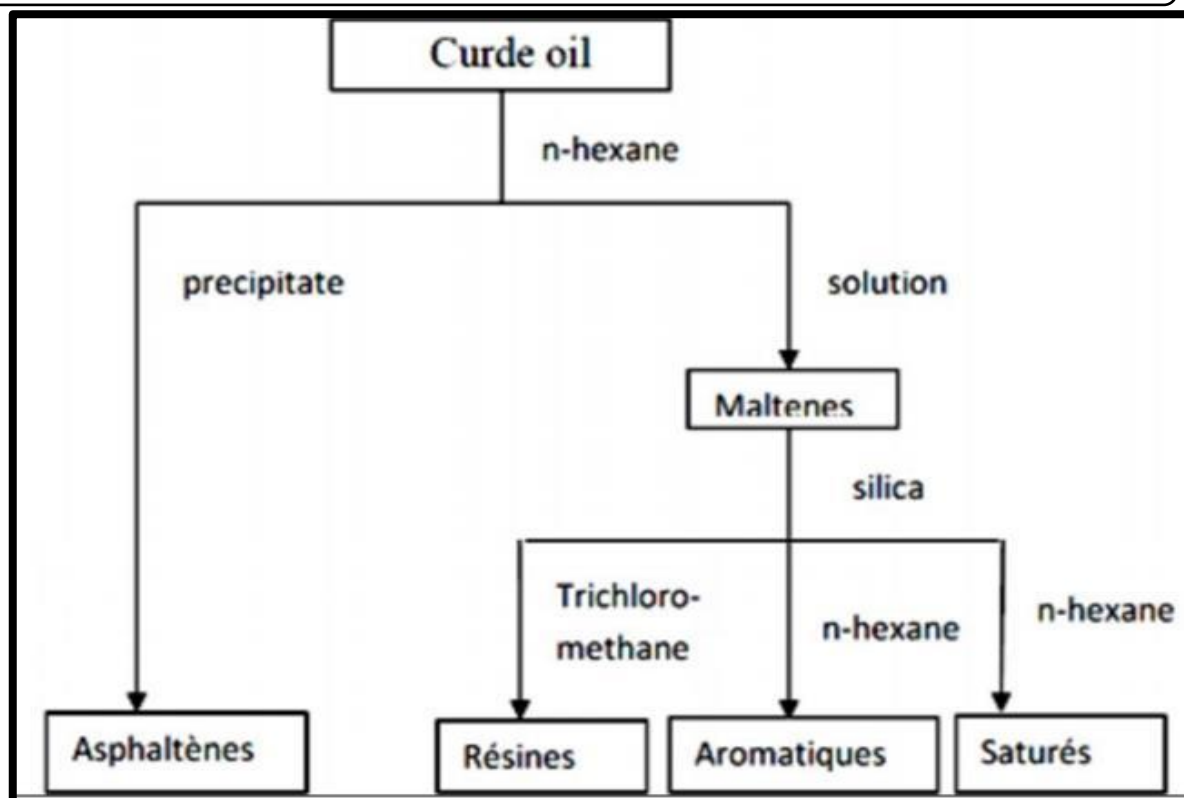


Figure III.4 : SARA ANALYSIS PROCEDURE [20].

Les pétroliers proposent de classer les bruts en fonction de la proportion des différentes familles: Saturés, aromatiques, résines et asphaltènes ainsi que de leur teneur en soufre. Les résines peuvent stabiliser la dispersion des particules d'asphaltènes et peuvent être converties en asphaltènes par oxydation. Les pétroles bruts avec une teneur élevée en résines sont relativement stables.

L'analyse SARA se réfère à la détermination de la proportion des Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes dans une quantité bien déterminée d'un brut. Cette analyse nous renseigne sur la stabilité colloïdale des asphaltènes dans le pétrole brut.

À partir des données de l'analyse SARA, deux autres rapports sont proposés par Stankiewikz et Al. Pour juger la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut : le rapport Saturés/Aromatiques et le rapport asphaltènes / résines.

Le rapport (saturés / aromatiques) est une mesure indirecte du pouvoir solvant de l'échantillon d'asphaltènes (un rapport élevé implique une faible tendance de solvation). D'autre part, le rapport (asphaltènes / résines), se rapporte à la mesure de la stabilité colloïdale des asphaltènes un faible rapport (asphaltènes / résines) implique une bonne stabilisation colloïdale).

Un autre indice d'instabilité colloïdale CII a été proposé par Asomaning et Watkinson et Loeber et Al. Cet indice (CII) est défini comme étant le rapport des fractions défavorables

(Asphaltènes + saturés) aux fractions favorables (résines + aromatiques) de l'huile. Des rapports supérieurs à 1 signifient que la quantité des composés défavorables dépasse celle des composés favorables dans le système, par conséquent, les asphaltènes sont instables.

III.3.3. Analyse élémentaire

L'analyse élémentaire montre que les asphaltènes sont constitués majoritairement de carbone et d'hydrogène, le rapport atomique, H/C est relativement constant, sa valeur proche de 1, indique que les asphaltènes sont des composés fortement aromatiques. Le graphe ci-dessous rassemble les différents pourcentages des différents composants des asphaltènes par analyse élémentaire.

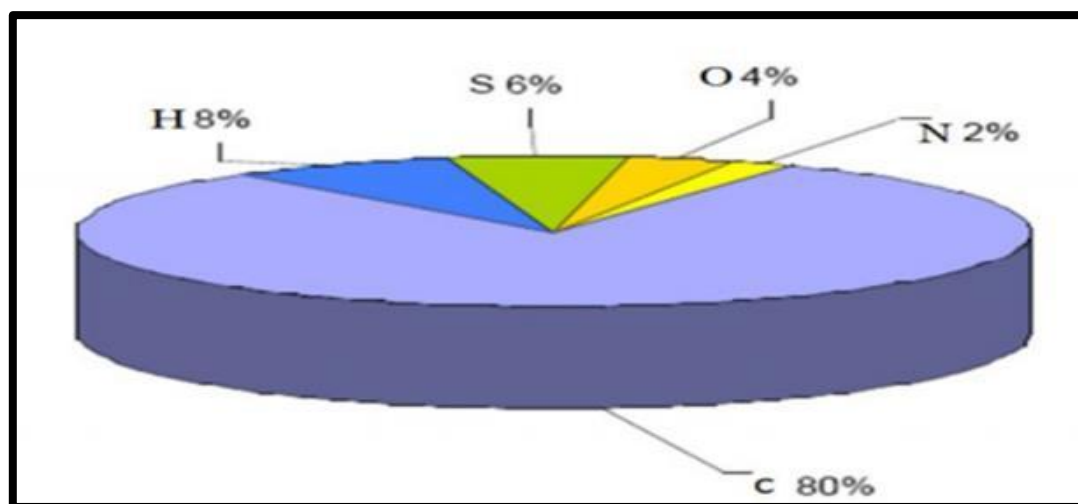


Figure III.5 : COMPOSITION ELEMENTAIRE DES ASPHALTENES [20].

III.4. Structure moléculaire des asphaltènes

Les asphaltènes appartiennent à une classe des macromolécules complexes. La structure des asphaltènes et des résines peut être classifiée dans deux échelles :

- Macrostructure
- Microstructure

Les moyens d'analyse des asphaltènes dans leur milieu naturel (pétrole brut ou produits de raffinage) sont peu disponibles, pour cette raison, la plupart des analyses ont été menées sur des asphaltènes préalablement précipités. Pour cette raison, plusieurs modèles ont proposé pour décrire la structure des asphaltènes. La plus répandue est le modèle de Yen 1972.

Yen a décrit les asphaltènes comme molécules. Il a développé un modèle de tridimensionnel.

La structure des asphaltènes est montrée dans la figure (III.6). Selon Yen, des molécules d'asphaltènes dans la solution sont associées dans des « particules » (plusieurs molécules) et les particules peuvent former de plus grands agrégats (agglomérats) appelés les « micelles ».

Modèle de YEN

L'un des modèles les plus acceptés par la communauté internationale est celui de l'équipe de T.F YEN qui a proposé un modèle constitué de 4 niveaux :

- **Le feuillet** : Il constitue la molécule élémentaire d'asphaltènes dont le poids moléculaire est de l'ordre de 500 à 1000 UMA. Le feuillet est le noyau aromatique polycondensé substitué des chaînes aromatiques de noyaux naphthéniques composés de 4 à 7 molécules.
- **Particule** : 4 à 6 feuillets élémentaires.
- **La micelle** : groupement de 2 à 3 particules.
- **L'agglomérat** : la masse molaire est de l'ordre de 100 000 à 1000 000 UMA, est constituée par plusieurs particules et micelles. [21].

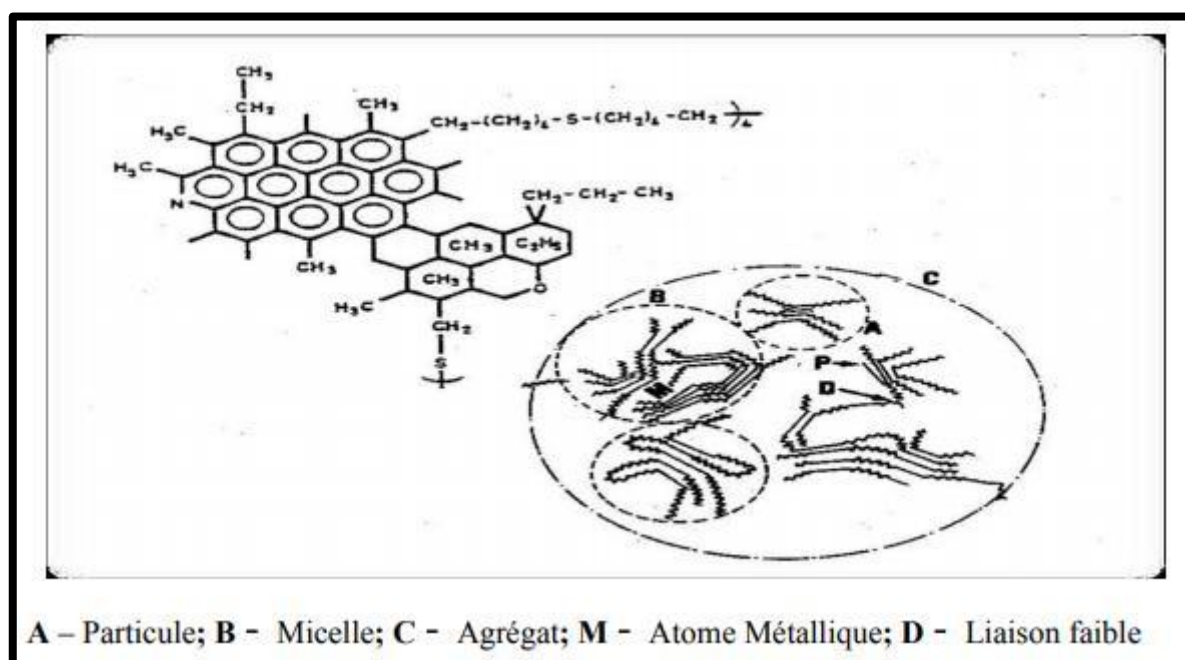


Figure III.6: Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen [21].

III.5. Caractérisation des asphaltènes

- Composés aromatiques complexes dont la formule chimique est: $C_{74} H_{87} NS_2O+$ métaux.
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).

III.6. Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes

Le mécanisme de floculation et précipitation d'asphaltènes est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Ces facteurs sont les suivants :

- Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des dépôts d'asphaltènes.
- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- L'injection de CO₂ pour l'EOR a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.
- Pendant l'acidification matricielle.

III.7. les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes

Les facteurs qui pourraient influencer sur la déposition d'asphaltènes sont dans la quasi-totalité ceux listés ci-après. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer : l'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression) et la composition d'huile ; la vitesse de filtration de l'huile dans la matrice ; les injections de CO₂ et d'eau ; les venues d'eaux et l'acidification matricielle. [22].

III.7.1. Les conditions 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 :

III.7.1.1. 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'asphaltène 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.

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. [23]

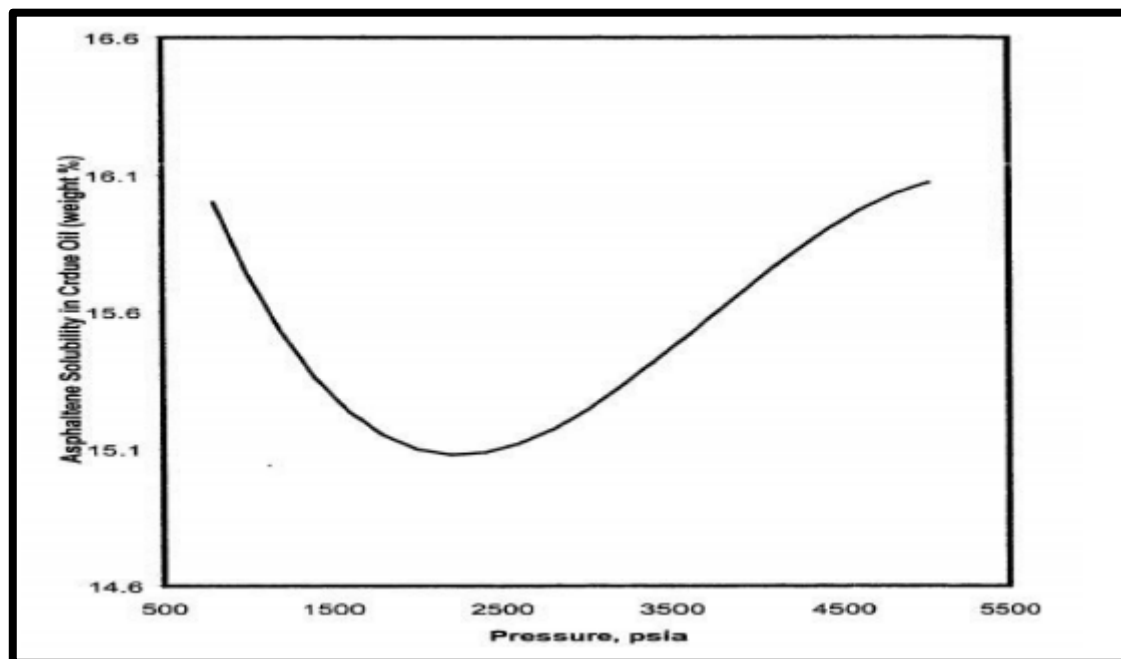


Figure III.7 : EFFET DE LA PRESSION SUR LA PRECIPITATION DES ASPHALTENES A LA TEMPERATURE DE RESERVOIR. [23]

III.7.1.2. 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 paramètre de solubilité et du processus de diffusion des molécules du solvant précipitant avec la température.

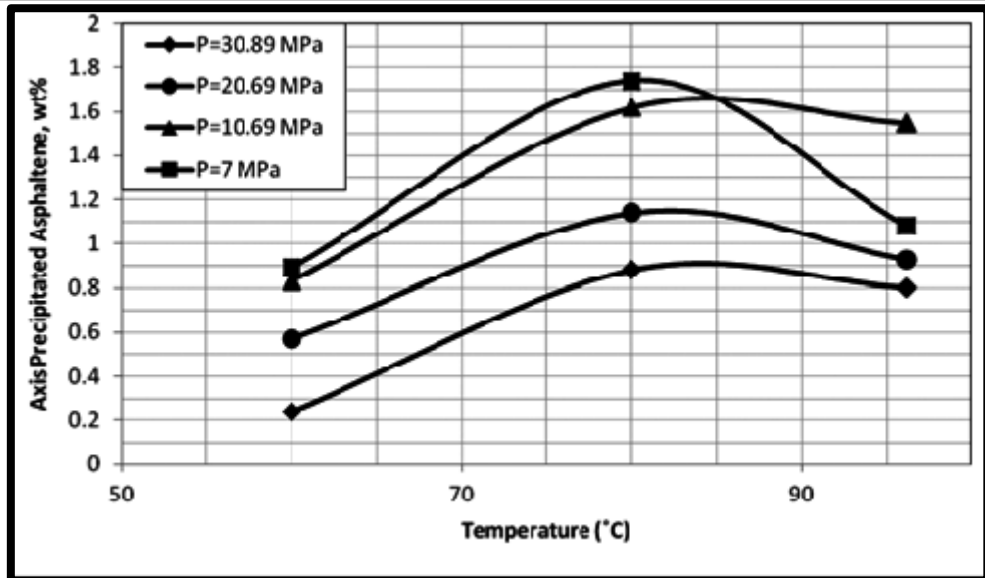


Figure III.8: EFFET DE LA TEMPERATURE SUR LA PRECIPITATION DES ASPHALTENES A LA PRESSION DE RESERVOIR [23].

III.7.1.3. 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 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.

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 étirent leurs groupes aliphatiques vers l'extérieur pour former une couche de stabilisation stérique autour des asphaltènes en les maintenant en solution. [24].

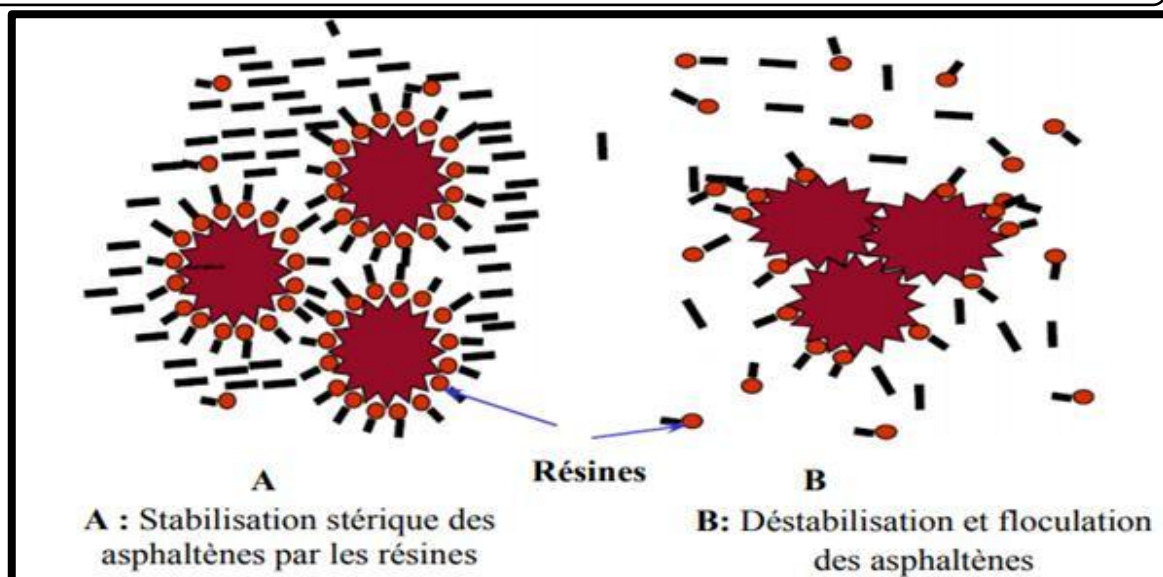


Figure III.9: PHENOMENE DE FLOCCULATION DES ASPHALTENES. [24].

Tableau III.2 : LES FACTEURS QUI AFFECTENT SUR LA PRECIPITATION DES ASPHALTENES PENDANT LA RECUPERATION PRIMAIRE D'HUILE.

Facteurs	Changement des facteurs	Solubilité d'asphaltènes	Références
Pression	la pression est au-dessus du point de bulle et diminue	Diminue	Haskett et Polumbus, 1965 Tuttle, 1983, Hirschberg et Al, 1982, Burke et Al, 1988, Thawer et Al 1990, Leerlooyer et Al, 1995
Pression	la pression est au-dessous du point de bulle et diminue	Augmente	Haskett et Polumbus, 1965 Tuttle, 1983, Hirschberg et Al, 1982, Burke et Al, 1988, Thawer et Al 1990, Leerlooyer et Al, 1995
Température	Augmente	Augmente	Thomas et Al, 1992
Température	Augmente	Diminue	Burke et Al, 1988
Température	augmente et au-dessous de la température de réservoir	Augmente	Leontaritis, 1996 Paramanu et Al, 1999
Température	augmente et au-dessus de la température de réservoir	Diminue	Leontaritis, 1996 Paramanu et Al, 1999
Composition	augmentation des gaz dissous	Diminue	Burke et Al, 1988

III.7.2. La Vitesse de Filtration de l'huile

La 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.

III.7.3. Injection de CO₂

CO₂ 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 CO₂ disponible dans le pétrole brut augmente.

III.7.4. 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'asphaltènes. 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.

III.7.5. 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.

III.7.6. 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) [25].

III.8. Localisation des dépôts d'asphaltènes

Les problèmes de la précipitation d'asphaltènes ne sont toutefois pas limités à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut.

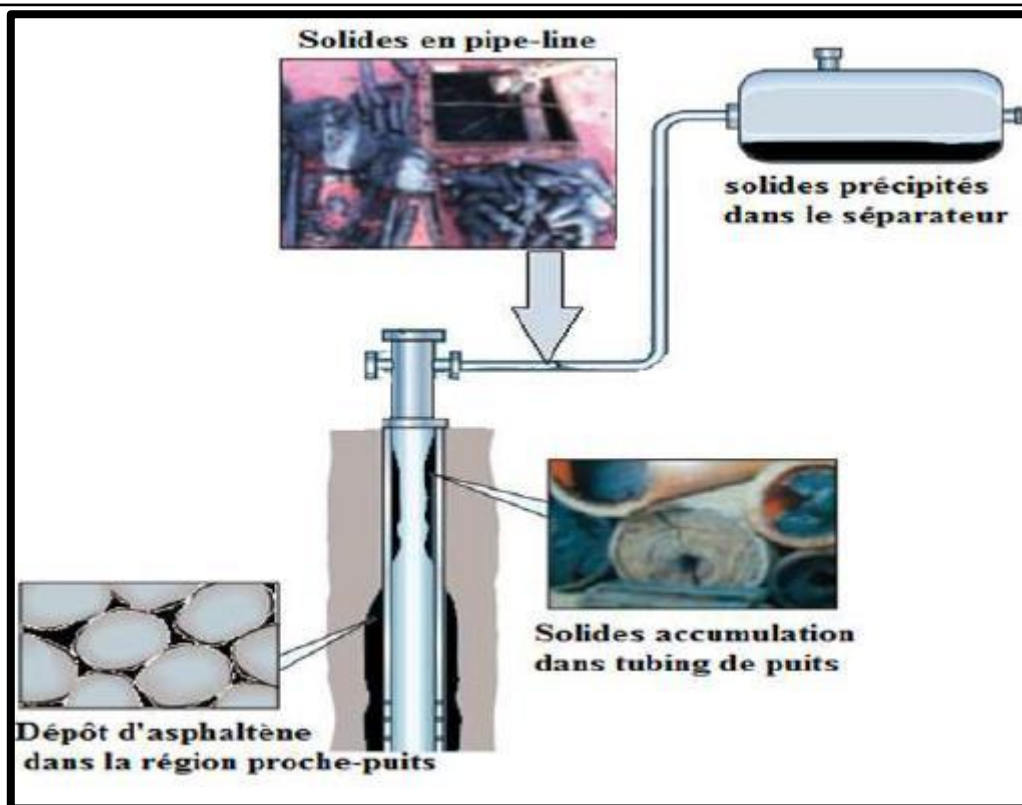


Figure III.10: EMLACEMENT POSSIBLE DES DEPOTS D'ASPHALTENES.

III.9. 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. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le bouchage 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 mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes, comme celles du champ de Haoud Berkaoui. On peut résumer ces problèmes dans les points suivants :

- Réduction de la perméabilité de la formation.
- Réduction de la productivité des puits.
- Bouchage des canalisations de transport.
- Bouchage de tubing la figure (III.10).
- Dysfonctionnement des équipements.

III.10. Mécanismes de prévention de lutte contre les dépôts des asphaltènes

Pour remédier ce problème qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier plusieurs solutions curatives sont appliquées dans le champ pétrolier de Haoud Berkaoui parmi lesquelles :

III.10.1. Traitement mécanique par grattage

Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de « Wire line » à l'aide d'un gratteur. Mais cette opération est parfois difficile et elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble. Le traitement se fait avec grattage et ramonage en utilisant les outils suivants :

- Outils wire-line standards comme: Socket, Jars, Stem and bit.
- Asphaltene and paraffin “Cutter” or “knife”.



Figure III.11: GAUGE CUTTER (OUTIL WIRE LINE). [26]

III.10.2. Traitement Chimique

Dans cette méthode, un solvant est injecté dans le puits. Les solvants généralement utilisés sont les suivants : le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le toluène, le xylène et les solvants chlorés.

III.10.2.1. Disulfure de carbone

Il est l'un des meilleurs solvants, mais son utilisation est dangereuse. Il est toxique, explosif avec un point d'inflammabilité de -22°F (-30 °C) et de température d'auto-inflammation 212 °F (100° C).

III.10.2.2. Solvants chlorés

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont représentés des dangers pour la santé.

III.10.2.3. Benzène

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et cancérigène.

III.10.2.4. Xylène et le toluène

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

III.10.2.5. Reformat

C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Haoud Berkaoui, il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereuse (point d'inflammabilité -5°C).

- **Caractéristiques de Reformat**

Densité = 0,778

Point d'inflammabilité = -5 °C

- **Composition du Reformat**

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de 1^{er} distillation, essentiellement constitués par les paraffines, des naphthènes et des aromatiques (PNA) [27].

Tableau III.3: LA COMPOSITION DU REFORMAT [27]

Composés	Pourcentage en poids (%)
Paraffines	42 %
Naphtènes	5 %
Aromatiques	53 %

III.10.3. 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) [28].

Chapitre IV

Étude de cas des puits

BKHE11 et NHN 05

Dans ce chapitre, nous allons présenter une étude pratique portant sur deux puits producteurs d'huile affectés par des dépôts d'asphaltènes, ayant provoqué une diminution des performances de production et des problèmes d'écoulement dans le tubing et les perforations.

Ce chapitre est divisé en deux parties principales :

Etude d'un cas (puits NHN05) Cette partie sera consacrée à l'étude du puits NHN05, en présentant les opérations de nettoyage et de traitement chimique réalisées au Naphta/Xylène, ainsi que l'évaluation des performances du puits avant et après traitement.

Etude d'un Cas : Puits BKHE11 Cette partie portera sur l'étude du puits BKHE11, à travers l'analyse de l'évolution de la production, les opérations de traitement au Reformat par Coiled Tubing, ainsi que l'interprétation des résultats obtenus après intervention.

IV.1. Etude d'un cas (puits NHN05)

- NHN5 est un puits producteur d'huile. Le présent programme est établi dans le but de nettoyer le tubing + perfos jusqu'au fond, via le naphtha/xylène, cette opération intervient après le repêchage de plug 2"7/8 complètement bouchées par des dépôts asphalténés.

DONNEES DE BASE

Statut : PPH.

Statut : PPH-GLS

Complétion: Liner 4"½ + Tbg (4"½ x 2"7/8).

Réservoir : SI

INTERVALLES DES PERFORATIONS :

Tableau IV.1 : INTERVALLES PERFORES DU PUIT NHN05

Banc	Intervalles perforés (m)	Hauteur (m)
B1	[3556,10 @ 3559,90]	3,80
B2	[3562,10 @ 3562,60]	0,50
B3	[3563,40 @ 3565,10]	1,70
Total perforé		6.00

Mi-perfs : SI : **3560,60 m**

Gradient de Fracturation : 0,7 psi/ft

Contrôle WL :

Le 14/05/2021, avec un GC de 54 mm, libre jusqu'à la cote **3580 m** (Top sédiment)

Pression du réservoir :

PFS = 225.19 Kg/cm², du 15/01/2020, à la Cote Mesure = 3540 m.

Relevée de la pression (journée du 15/05/2021) :

P. Tête = 30 bars.

P. annulaire tbg 4"1/2 x 7" = 0 bars

P. annulaire 7" x 9"5/8 = 0 bars

P. annulaire 9"5/8 x 13"3/8 = 26 bars.

OBJECTIF :

- Nettoyage de tubing 4"1/2, et du liner, jusqu'au fond du puits, avec du (80 % naphta/20% xylène).
- Jetting aux droits des perfos + squeeze du (naphta-xylène) dans la formation.
- Démarrage du puits.

Déroulement de l'opération :

1. Réunion d'information et de sécurité de tout le personnel sur site avec superviseur SH/DP/HBK :
 - Sécurité site et aux alentours des équipements :
 - *Tous les équipements doivent être électriquement liés à la tête de puits (mise à la terre).*
 - *Les citernes de(Naphta-Xylène) seront garées de façon à évacuer facilement et rapidement le chantier.*
 - *Montage des équipements de pompage et citernes à 30 m de la tête du puits, et espacés de 5m entre eux.*
 - **HSE :**
 - Présence exigée des extincteurs et des citernes d'eau.
 - Revue du programme du traitement.
 - Pression maximale durant le test et le traitement.
 - Mixage et manutention des produits chimiques.
1. Plan d'urgence.
2. Vérifier le circuit tête de puits, torche, etc.
3. Equiper les annulaires avec des manomètres étalonnés.
4. Mettre en place l'unité de Coiled Tubing, et l'unité de pompage des fluides, l'unité d'azote, et des citernes de fluides.
5. Vérifier les volumes, les produits chimiques et les connexions, etc.
6. Tester l'annulaire 7" x 4"1/2 à 900 psi et observer l'annulaire 9"5/8 x 7" pendant 15 min.

7. Tester le CT et lignes de pompage avec de l'eau traitée à 5000 psi pendant 15 min.
8. Tester le Jetting Nozzle Tool en surface à l'eau.
9. Placer une duse adéquate pour faciliter l'évacuation des dépôts après nettoyage.
10. Ouvrir le puits sur collecte.
11. Egalisation WHP et CT, et commencer la descente du CT muni d'un Slim BHA 1.5" jusqu'à **2500 m** en pompant de l'azote (10lts/min) à 6 m/min.

NB :

En cas de friction pendant la descente, réduire le débit d'azote, et augmenter le débit de pompage de naphta/xylène jusqu'à libérer le passage.

1. CT@ **2500m**, commencer à pomper du Naphta-Xylene (80/20) % débit à 0.3bbls/min nitrifié à 15 lpm avec une vitesse de 20m/mn ce jusqu'à 2890m, tout en surveillant attentivement le poids du CT
2. CT@ **2890 m** (soit 5 m au-dessus du siège X du tubing 2"½), réduire la vitesse lors du passage à travers les restrictions à **3 m/min**, jusqu'à **2910 m** (soit 10 m au-dessous de sabot 2"½), avec pompage du naphta/xylène à **0,3 bpm** nitrifié à 15 lpm.
3. CT@ **2910 m**, augmenter la vitesse à 15 m/min, et pomper en jetting du naphta/xylène à débit de **0,3 bpm**, nitrifiée à **15 lpm** jusqu'à **3200 m**.
4. CT@ **3200 m** (soit 10 m au-dessus du siège X), réduire la vitesse lors du passage à travers les restrictions à **3 m/min**, jusqu'à **3240 m** (soit 8 m au-dessous de la tête liner), avec pompage du naphta/xylène à **0,8 bpm** nitrifié à **15 lpm**.

NB :

La vitesse de descente du CT et les débits seront ajustés selon l'avancement.

Vérifier régulièrement le poids pendant la descente et faire des pulls test tous les 500 (m).

Réduire la vitesse du CT et Augmenter le débit de naphta/xylène, en passant aux abords des restrictions :

- Siège "X" 2"½ @ **2895,00 m**
- Siège "X" @ **3210,60 m**.
- Siège "XN" @ **3220,14 m**.
- Packer @ **3231,0 m**.
- Tête liner @ **3232,0 m**.
- *En cas de friction pendant la descente, réduire le débit d'azote, et augmenter le débit de pompage de naphta/xylène jusqu'à libérer le passage.*

1. CT@ **3240 m**, augmenter la vitesse à 15 m/min, et pomper en jetting du naphta/xylène à débit de **0,8 bpm**, nitrifiée à **25 lpm** jusqu'à **3570 m** (soit 10 m au-dessus du top sédiment @ **3580 m**, d'après le contrôle WL le 14/05/2021).
2. CT@ **3570 m**, réduire la vitesse à 5 m/min, et pomper en jetting du naphta/xylène à **1 bpm**, nitrifiée à **25 lpm** jusqu'à **3590 m**, (**Top Ciment**).
3. Remonter CT jusqu'à **3570 m** (soit 5 m au-dessous des Bas Perfs), avec pompage azote, et faire plusieurs passes de jetting au naphta/xylène à haut débit à **1,2 bpm**, nitrifié à **20 lpm**, en face de l'intervalle des perforations (+/- 5 m), soit de **3550 à 3570 m**.
4. Descente le CT @ **3589 m** (soit 1 m du fond), pomper 1 m³ de Gel suivi de 1 m³ d'azote, à débit maximum. Jusqu'à l'évacuation total du gel nitrifier et sédiment et avoir un retour clair sur torche.

NB : Ouvrir le puits sur torche au moment ou le gel et sédiments arrivent en surface.

- Remonter le CT à **3560,6 m** (cote mi- perfs), remplir le puits et s'assurer de remplissage de l'EA 4"1/2 x 2"7/8 (Annulaire 2 7/8x 4 1/2" volume ~10m³) et pomper en circulation:
 1. **4,4 m³** de naphta/xylène (volume du CT),
 2. Puis **fermer le puits** et continuer à pomper en squeeze, un volume de :
 3. **1 m³** de naphta/xylène.
 4. Déplacer le volume de naphta/xylène avec 1 m³ l'azote à 35 lpm
- Laisser le naphta/xylène agir pendant **2 heure**.
 1. Après temps de réaction, ouvrir le puits et pomper 1m³ d'azote à débit maximal 50lpm ,puis commencer la remonte de CT à 2800m à une vitesse de 10m/min en réduisant le débit d'Azote à
 2. CT @ **2800 m**. Initier un kick off, jusqu'au démarrage du puits.
 3. Une fois le puits a démarré, le remettre sur collecte, remonter le CT en surface, tout en pompant de l'azote à faible débit (si la pression de tête chute ouvrir le puits sur torche et initier un kick off).
 4. CT en surface, Rig down, et s'assurer de la propreté de la plate-forme.

Tableau.IV.2. RESULTATS DES TESTS DE JAUGEAGE DU PUIT NHN05

uits	Date	Société	P. tête (bar)	P. pipe (bar)	P. HW (bar)	Duse (mm)	Densité	Huile (m³/h)	Gaz (Sm³/h)	GL (Sm³/h)	Eau prod (m³/h)	Eau inj (m³/h)	GOR (Sm³/m³)
NHN5	02/02/2024	SLB Vx19	18.6	11.3	10	12.7	0.762	2.447	1104	575	0	-	451.17
NHN5	01/04/2024	SLB Vx19	15.1	7.79	10	12.7	0.769	2.332	951.4	575	0	-	407.98
NHN5	22/05/2024	SLB Vx19	12.5	7.78	10	12.7	0.773	1.740	803	575	0	-	461.49
NHN5	24/05/2024	SLB Vx19	11.9	7.44	10	12.7	0.768	1.395	695	575	0	-	498.21
NHN5	22/10/2024	OILSERV MPFM	21	16.8	20	12.7	0.773	3.215	754	720	0	-	234.53
NHN5	04/02/2025	SLB Vx19	20.4	16.6	26	12.7	0.767	1.909	886.8	822.8	0	-	464.54
NHN5	17/05/2025	SLB Vx19	19.1	14.8	38	12.7	0.766	1.431	971.6	530.7	0	-	678.97
NHN5	29/09/2025	SLB Vx19	19.7	14.5	35	12.7	0.767	1.540	894	476	0	-	580.52
NHN5	02/10/2025	SH/DP 600#1	20.6	15	36	12.7	0.765	2.267	937	485	0	-	413.32
NHN5	24/02/2026	SLB Vx19	19.7	15.9	42.5	12.7	0.765	1.562	937.5	524.9	0	-	600.19

IV.1.1. Résultats de l'analyse Nodale

L'analyse nodale est appliquée sur le puits NHN05 pour déterminer certains paramètres (le débit, la pression), afin de choisir la bonne candidature de traitement.

Dans cette étude, on a utilisé un logiciel appelé PIPESIM pour faire l'analyse nodale.

- **Aperçu sur le logiciel (PIPESIM)**

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'analyse des performances des puits.
- L'optimisation de la production.
- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'analyse des puits multilatéraux.

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

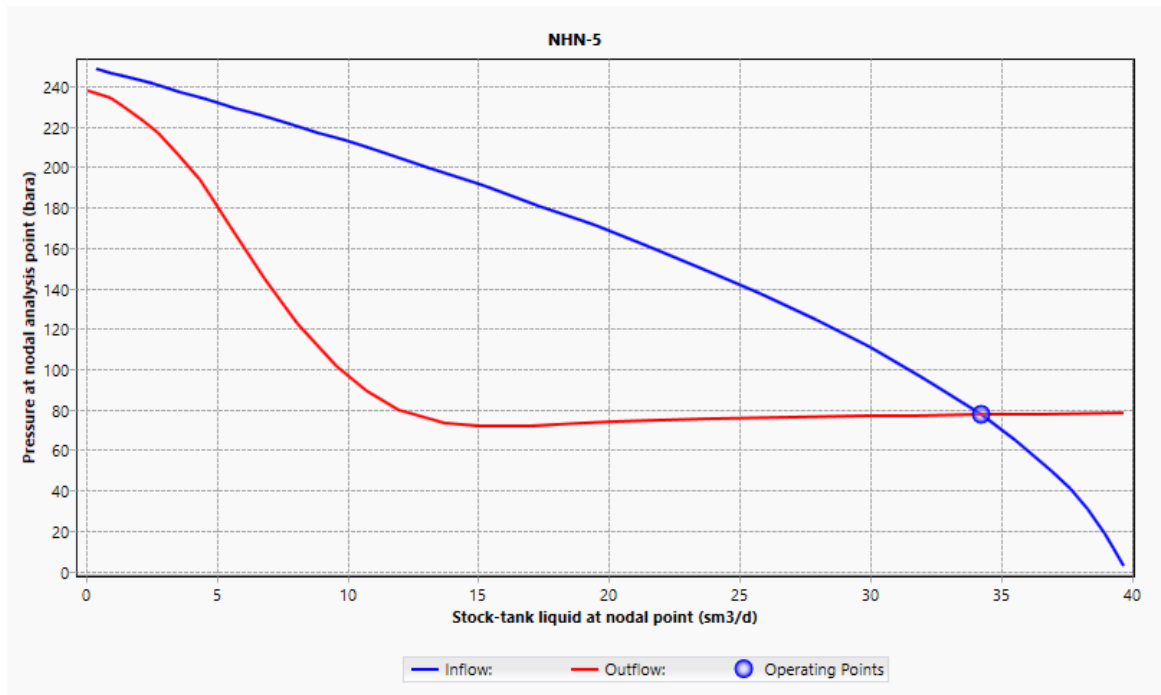


Figure. IV.1. RESULTATS L'ANALYSE NODALE AVANT TRAITEMENT DE PUITES NHN05

Les résultats de l'analyse nodale de puits montrent que $Q = 4,65 \text{ m}^3/\text{h}$ et que la pression BHP = $199,46 \text{ kg/cm}^2$.

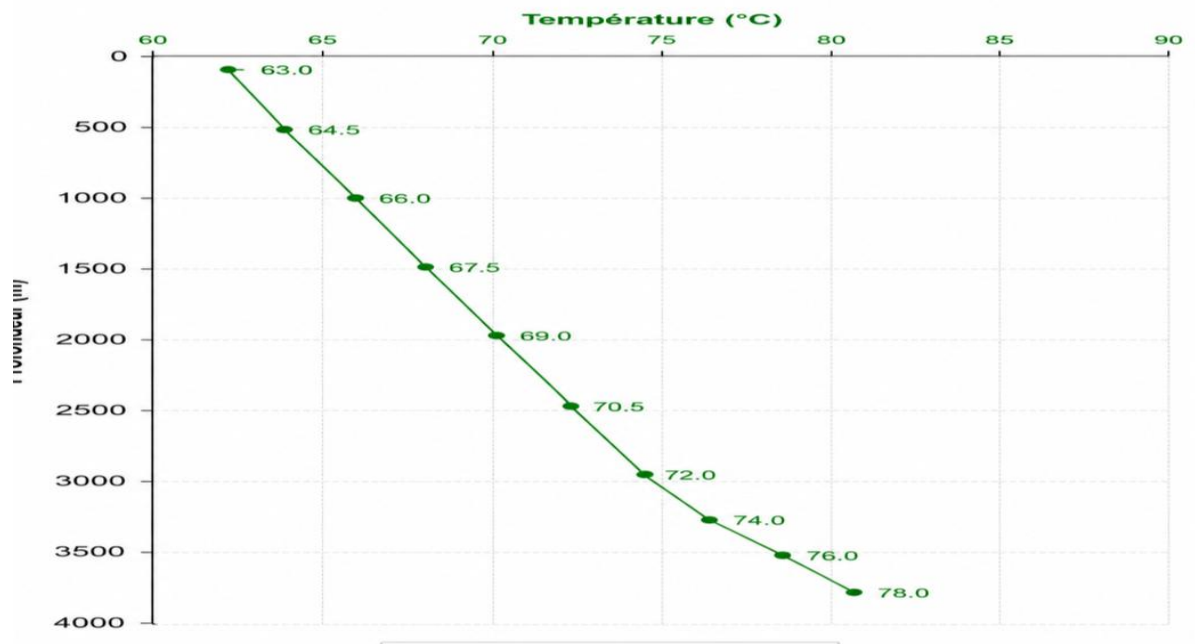


Figure. IV.2. PROFIL DE TEMPERATURE EN FONCTION DE PROFONDEUR AVANT TRAITEMEN

D'après le profil de température montré dans la figure (IV.4), on note que la température du fond correspond à $Z = 3550 \text{ m}$ est de **97,20 °C**.

IV.1.2. Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes

IV.1.3.1. Traitement mécanique avec grattage

Depuis l'apparition des premiers dépôts plusieurs opérations de grattage ont été réalisées par le service Wire Line pour remédier à ce problème. La fréquence des interventions a augmenté avec le temps vu l'augmentation des dépôts, ces opérations ont devenu quotidiennes ce qui a engendré plusieurs inconvénients ce qui a généré des coûts supplémentaires pour le repêchage du train Wire Line et à provoquer une chute de la production, et ça a rendu le traitement mécanique impraticable sur ce puits.

Le traitement mécanique avec grattage cause plusieurs problèmes dans les puits NHN05 pour cette raison l'opération de grattage a été arrêtée et remplacée par une méthode de traitement chimique.

IV.1.3.2. Traitement chimique

- **Choix de produit de traitement chimique**

Différents solvants fournis par plusieurs compagnies sont utilisés pour la dispersion et la dissolution des asphaltènes. En se basant sur les tests de solubilité effectués sur 2 échantillons

par le BJSP, SONATRACH a choisi le meilleur solvant et l'approprié à utiliser à partir des résultats qui sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau. IV.3. LES RESULTATS DES TESTS DE LABORATOIRE DE BJSP

Fluide	naphta/xylène	HCl 15%
Papier filtra sec (g)	1.5	1.5
Papier initial + échantillon (g)	2.5	2.5
Papier final + échantillon (g)	1.7	2.5
Température °C	60 °C	60 °C
Solubilité (%)	80 %	00 %

La figure (IV.6) représente l'histogramme de la solubilité des solvants utilisés à savoir : l'HCL et naphta/xylène

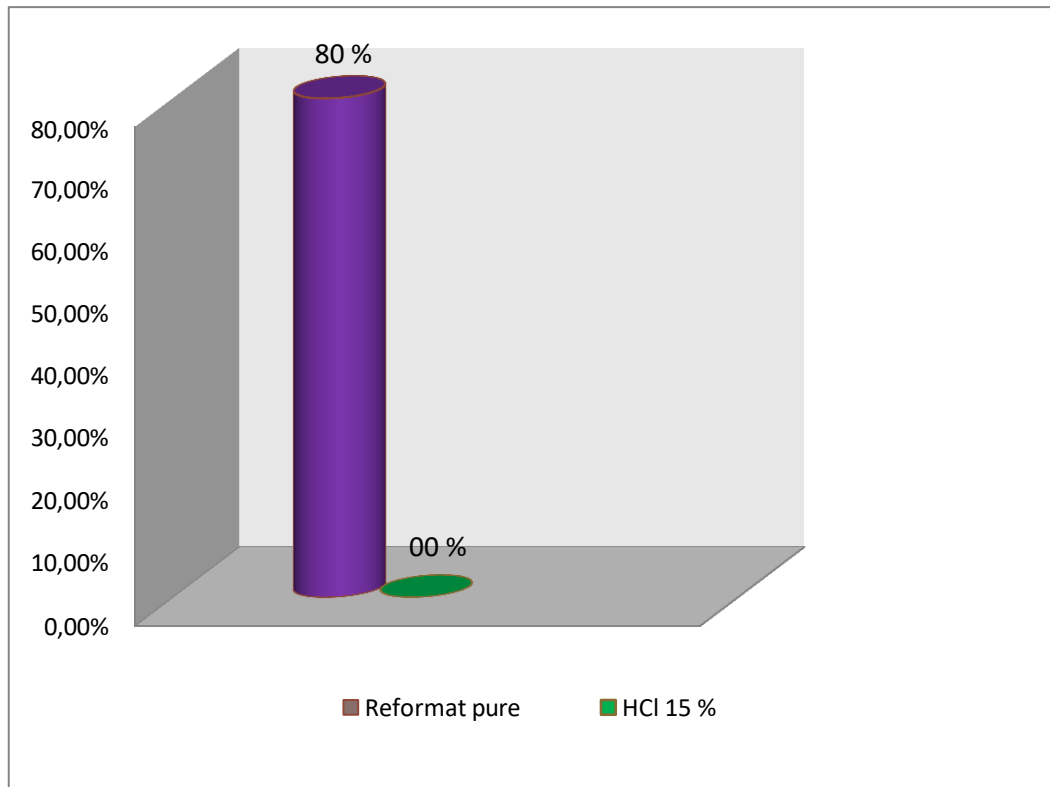


FIGURE. IV.3. HISTOGRAMME DE SOLUBILITE

Le solvant choisi pour le traitement de dépôts d'asphaltène dans le puits NHN05 est le reformat pur, car il permet de bien solubiliser l'asphaltène et leur solubilité est de 80 %, ce produit est fabriqué localement par la raffinerie (Sonatrach) et n'est pas cher en comparaison avec le autre solvant. Mais du point de vue sécurité, si l'on prend en compte le point d'inflammabilité (-5°C) le Xylene est un solvant dangereux.

IV.1.3.2. Historique de traitement de puits NHN05

Jusqu'à présent, le problème de dépôt d'asphaltènes est posé dans le puits NHN05. Il a subi plusieurs opérations de traitement avec des différents solvants offerts par des entreprises étrangères ou de reformat pur qui appartient à Sonatrach. L'efficacité de ces produits est limitée par le temps.

L'historique de production de ce puits depuis 2018 et les différents traitements sont illustrés dans la figure IV.7.

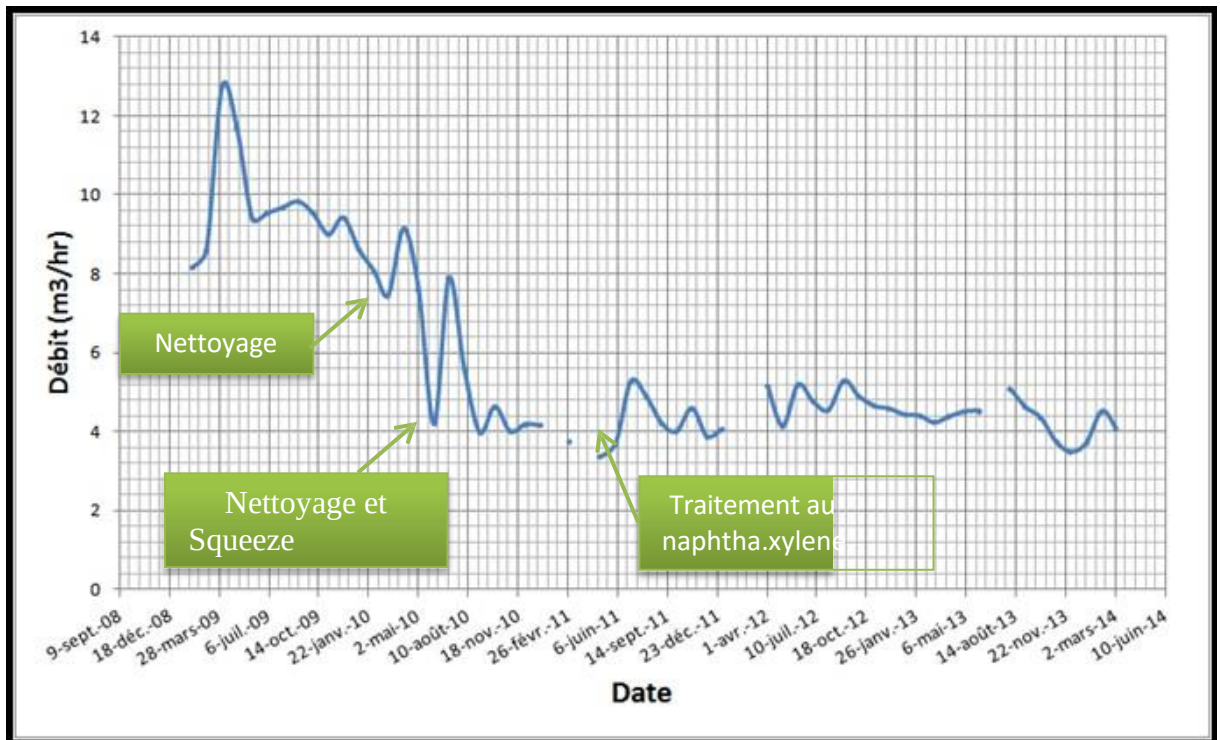


Figure.IV.4. L'HISTORIQUE DE PRODUCTION ET DE TRAITEMENT

Le puits NHN05 produit avec un faible débit. En raison de cette situation et afin d'éviter l'endommagement ou le bouchage total drecommandé de stimuler le puits avec un solvant approprié.

la formation avec les asphaltènes, il est fortement

IV.1.4. Traitement de puits NHN05 avec le NAPHTHA.XYLENE

Le reformat pur est choisi comme un solvant approprié pour le traitement du puits. Le but de ce traitement est de nettoyer les restrictions d'asphaltènes et de rétablir la productivité de puits par le nettoyage le tubing 2"7/8 et nettoyage de fond et les perforations, Cette opération est effectuée par l'utilisation de l'Unité de Coiled Tubing qui appartient à BJSP.

Les équipements détaillés de et leurs produits et ainsi le fiche technique de puits sont présentés dans l'annexe A2 et A1.

Nettoyage et traitement :

- Vérification de circuit tête de puits, torche, etc.
- Equiper les annulaires avec des manomètres étalonnés.
- Installer l'équipement de BJSP.
- Vérifier les volumes, produits chimiques et connections, etc.
- Tester CT + lignes de pompage avec de l'eau traitée à 5000 psi pendant 15 min.
- Tester le jetting Nozzle tool en surface avec de l'eau.
- Ouvrir le puits sur torche.

- Commencer la descente du CT muni d'un BHA, composé d'un Jetting Nozzle Haute pression avec circulation au reformat pur à 0.8 ppm à une vitesse de 20 m/min, jusqu'au top sédiment soit à la cote 1671 m.
- CT au top sédiment à 1671 m, pomper un bouchon de Reformat et attendre environ une (01) heure pour réaction, et reprendre la descente en circulant toujours avec du Reformat jusqu'à au B. plug à 3689 m.
- Remonter le CT à 3550 m (soit 5 m au-dessous des perfos), commencer le nettoyage des perforations au Naphtha pur en plusieurs passes et en faisant du jetting tout le long de l'intervalle perforé [3520m – 3550 m].
- Remonter le CT en surface, en circulant du Reformat à débit minimum.
- Changer la connexion de l'unité de pompage vers l'espace annulaire 4"1/2 x 2"7/8 et le retour par 2"7/8.
- Pomper du NAPHTHA circulation à travers l'espace annulaire 4"1/2 x 2"7/8 jusqu' au retour torche, fermer le puits et squeeze 7 m³ de reformat dans la formation
- Laisser le puits fermé toute la nuit.
- Si le puits ne démarre de lui- même, prévoir une unité d'azote. Il a monter qu'on injecté 27000 L de reformat pur.

IV.1.5. NHN 05 après traitement

Une analyse nodale est faite après le traitement au reformat. A partir des résultats de cette analyse et le profil de la température, nous pouvons déterminer le débit, la pression de fond et la température comme le montre le figure IV.5 et figure IV.6.

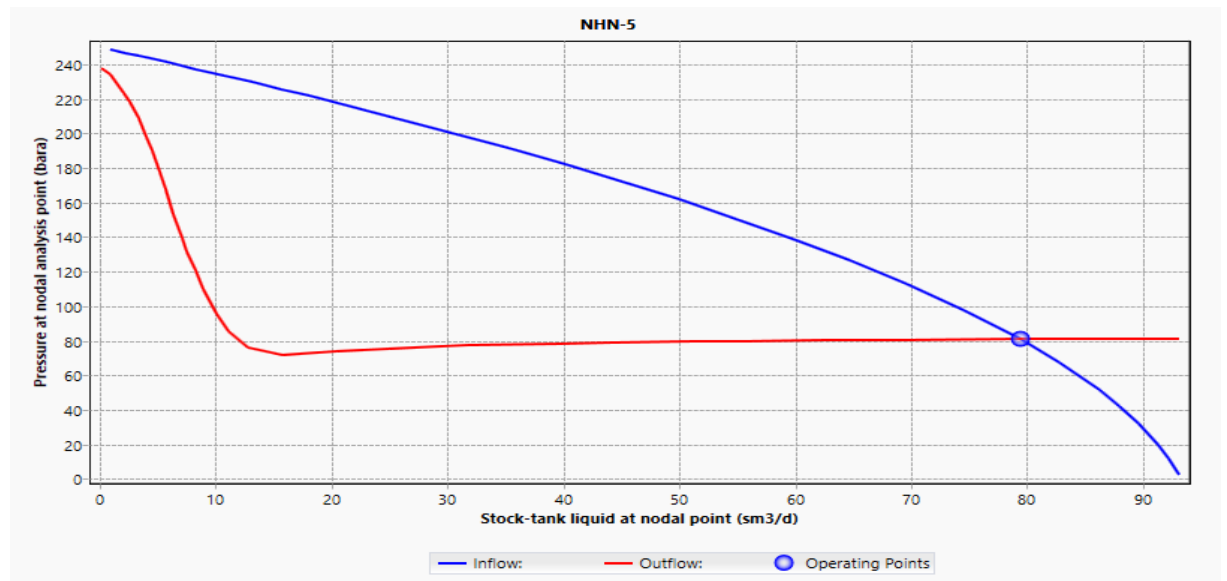


Figure. IV.5. Résultats analyse Nodale après traitement de puits NHN05

Après le traitement du puits par squeeze de reformat pur, on obtient une amélioration importante de débit de 4,65 m³/h à 7,98 m³/h. Les résultats montrent une augmentation remarquable de la pression de fond à partir de 199,46 bars à 210,10 bars.

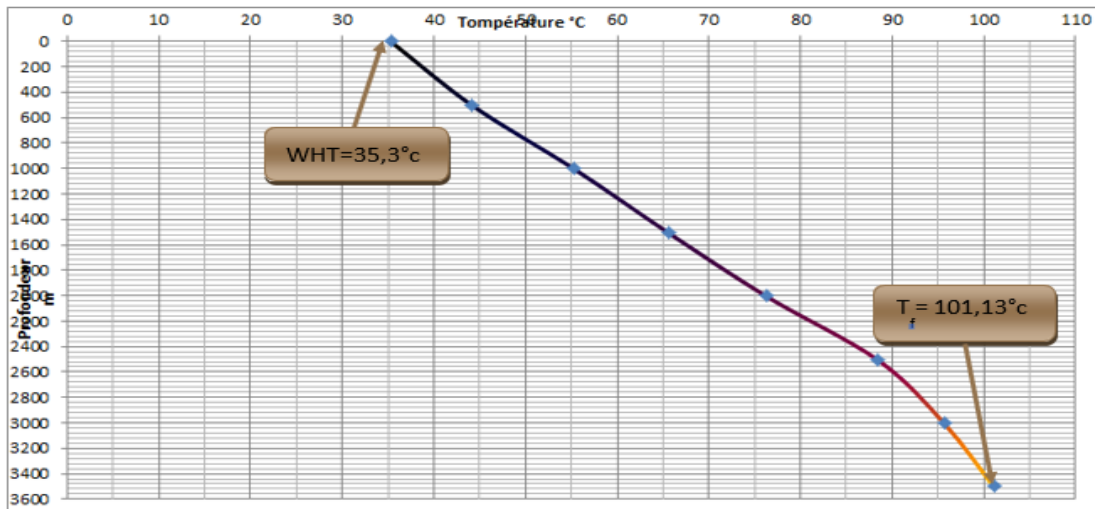


Figure. IV.6. PROFIL DE TEMPERATURE EN FONCTION DE PROFONDEUR APRES TRAITEMENT

Après le traitement du puits par squeeze (injection sous pression) de Naphtha.xylene, on enregistre une amélioration importante de débit de 3.65 m³/h à 5,78 m³/h. Les résultats montrent une augmentation convenable de la pression de fond à partir de 199,46 bars à 210,10 bars. Cette amélioration des paramètres de production signifie que les dépôts d'asphaltènes ont disparus.

La figure (IV.7) montre l'état de puits NHN05 avant et après traitement.

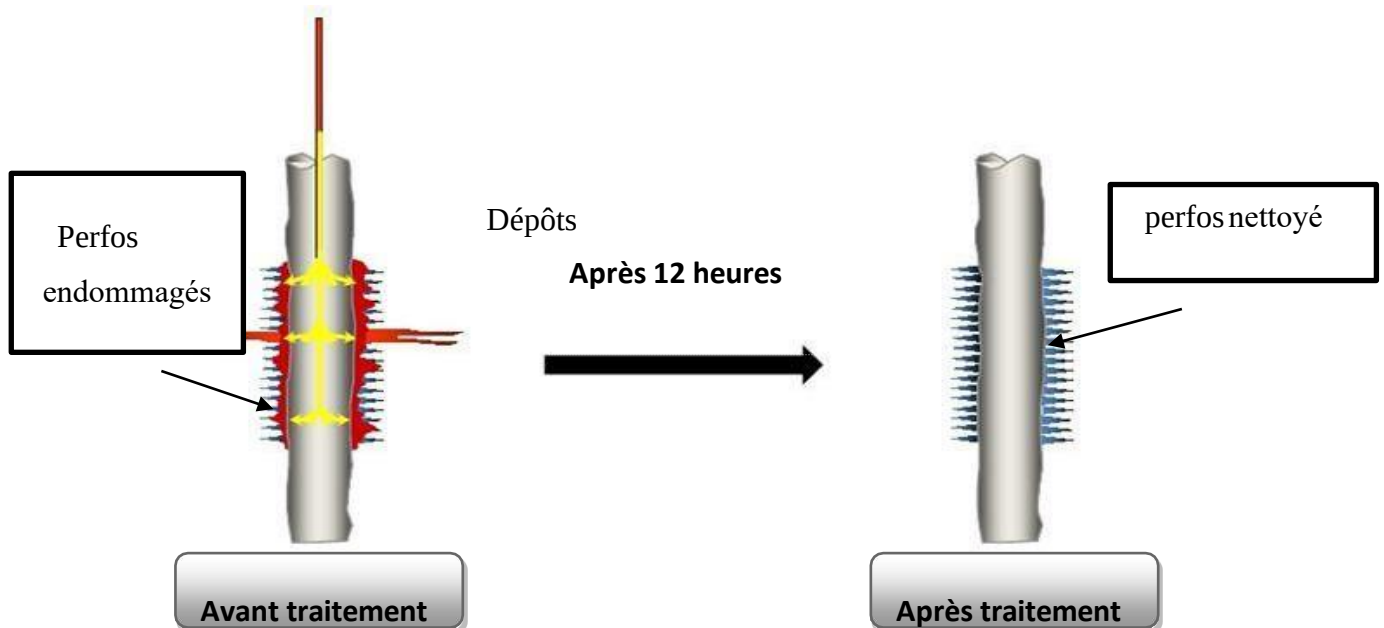


Figure.IV.7. L'ETAT DE Puits MHN05 AVANT ET APRES ET TRAITEMENT

IV.2 Etude d'un Cas : Puits BKHE11

IV.2.1. Présentation Générale du Puits BKHE11

Le puits **BKHE11** est un puits producteur d'huile situé dans le champ de **Benkahla Est**, exploité par **SONATRACH/DP**.

Le présent programme est établi dans le but d'améliorer les performances de production du puits à travers une opération de nettoyage des perforations et de traitement chimique au **Reformat (Naphtha/Xylène)** afin d'éliminer les dépôts organiques et améliorer la communication entre le réservoir et le puits.

IV.2.2. Données de Base

Paramètre	Donnée
Statut	PPH
Réservoir	SI
Champ	Benkahla Est
Bassin	Oued M'ya
Opérateur	SONATRACH/DP
Entrepreneur	ENTP 139
Wilaya	Ouargla
Pays	Algérie

IV.2.3. Situation Géographique

Le puits BKHE11 est situé au centre du bloc 438C du permis El M'zaid dans le bassin d'Oued M'ya.

Position géographique :

- 1720 m au Nord du puits BKHQH-1.

Coordonnées du puits :

Coordonnées UTM	Valeur
X	720031.631 m
Y	3509264.131 m
Zsol	159.08 m
Ztab	169.88 m

Coordonnées Géographiques	Valeur
Longitude	5°19'17.7172" E
Latitude	31°42'0.1828" N

IV.2.4. Historique et Evolution de Production

Les différents tests de jaugeage réalisés sur le puits BKHE11 montrent une dégradation progressive des performances de production avant traitement, caractérisée principalement par:

- Une diminution du débit d'huile.
- Une baisse de la pression de tête.
- Une augmentation des restrictions d'écoulement.
- Une instabilité de production liée à l'encrassement des perforations.

Tableau IV.4 : Résultats des tests de jaugeage

Puits	Date	Société	P. tête (bar)	P. pipe (bar)	Duse (mm)	Densité	Huile (m³/h)	Gaz (Sm³/h)	GOR (Sm³/m³)
BKHE11	12/06/2024	SLB Vx19	40.5	17.8	9.92	0.813	5.64	929.9	164.876
BKHE11	09/02/2025	SLB Vx19	32.9	16.2	9.92	0.813	3.015	725.6	157.158
BKHE11	15/04/2025	OILSERV MPFM	29.7	16.9	9.92	0.813	4.274	625	146.233
BKHE11	17/09/2025	SLB Vx19	28.6	17.2	9.92	-	2.986	607.5	151.572
BKHE11	17/10/2025	SLB Vx19	32.3	19.1	9.92	0.813	4.438	572	128.887
BKHE11	19/02/2026	SLB Vx19	34.8	16.3	9.92	0.817	5.08	826.6	162.717

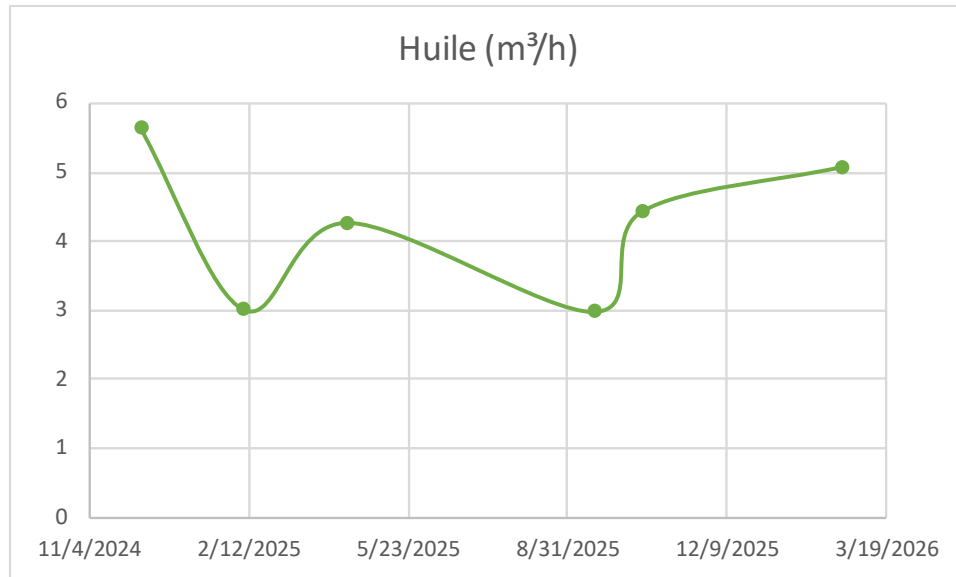


Figure IV.8. EVOLUTION DU DEBIT D'HUILE DU PUITES BKHE11

La figure ci-dessus représente l'évolution du débit d'huile du puits BKHE11 durant différentes périodes de production.

On observe une diminution progressive du débit avant le traitement, passant de **5.64 m³/h** le 12/06/2024 à environ **2.98 m³/h** le 17/09/2025, ce qui indique une dégradation des performances du puits probablement due aux restrictions et dépôts organiques au niveau des perforations et du tubing.

Après l'opération de traitement au Reformat réalisée en octobre 2025, une amélioration significative du débit est enregistrée avec une remontée à **4.44 m³/h**, puis à **5.08 m³/h** en février 2026.

Cette amélioration confirme l'efficacité du traitement chimique dans le nettoyage des perforations et l'amélioration de la communication entre le réservoir et le puits

IV.2.5 Simulation Nodale du Puits BKHE11

IV.2.5.1. Analyse Nodale avec PIPESIM

L'analyse nodale a été appliquée au puits BKHE11 afin de déterminer les paramètres de production optimaux tels que :

- Le débit de production.
- La pression de fond.
- Les performances du système tubing-réservoir.

Dans cette étude, le logiciel **PIPESIM** de Schlumberger a été utilisé pour simuler les courbes IPR/VLP et évaluer le comportement du puits avant et après traitement.

IV.2.5.2. Conditions du Test**Test du 17/09/2025 :**

- WHP = 28 bar
- Qoil = 72 m³/j
- GOR = 150 Sm³/m³

Test du 17/10/2025 :

- WHP = 32 bar
- Qoil = 109 m³/j
- GOR = 130 Sm³/m³

IV.2.6. Traitement du Puits BKHE11 au Reformat**IV.2.6.1. Objectif du Traitement**

L'opération de traitement du puits BKHE11 a été réalisée dans le but de :

- Nettoyer les perforations par jetting haute pression.
- Eliminer les dépôts organiques dans le tubing et au niveau des perforations.
- Réaliser un squeeze de Reformat dans la formation SI.
- Restaurer les performances de production du puits.

IV.2.6.2. Préparation et Sécurité

Avant le démarrage de l'opération, plusieurs mesures HSE ont été appliquées :

- Réunion sécurité avec tout le personnel.
- Mise à la terre des équipements.
- Vérification des circuits de tête de puits.
- Installation des extincteurs et citernes d'eau.
- Vérification des produits chimiques et des connexions.
- Installation des manomètres étalonnés.

IV.2.6.3. Installation des Equipements

Les équipements suivants ont été mobilisés :

- Unité Coiled Tubing (CTU).
- Unité de pompage.
- Unité d'azote.
- Citernes de Reformat.
- Jetting Nozzle Tool.

IV.2.6.4. Tests de Pression

Les équipements ont subi plusieurs tests avant l'opération :

- Test annulaire 7" × 3"1/2 à 1000 psi.
- Test CTU et lignes de pompage à 5000 psi.
- Test du Jetting Nozzle Tool à l'eau.

IV.2.7. Exécution du Traitement

Descente du CT

Le CT a été descendu progressivement jusqu'à 3200 m avec pompage faible débit.

Restrictions rencontrées :

Restriction	Profondeur
Siège X	3243.89 m
Siège XN	3253.57 m
Tête liner	3265.10 m
Sabot 4"1/2	3514.00 m

Jetting des perforations

Une opération de jetting haute pression a été réalisée entre :

- 3450 m et 3470 m.

Le pompage du Reformat a permis de dissoudre les dépôts et améliorer la communication avec la formation.

Squeeze de Reformat

Les volumes pompés sont :

- 4 m³ de Reformat pur.
- 5 m³ squeezés dans la formation.

Le volume a ensuite été déplacé avec de l'azote avant une période de réaction de 2 heures.

IV.7.1. Kick Off du Puits

Après le traitement :

- Injection d'azote entre 20 et 25 lpm.
- Stabilisation progressive du puits.
- Remontée du CT en surface.

IV.2.8. Résultats et Evaluation

IV.2.8.1. Evolution des Paramètres de Production

Après traitement:

- Le débit d'huile est passé de 72 à 109 m³/j.

- Le GOR a diminué de 150 à 130 Sm³/m³.
- La pression de tête WHP est passée de 28 à 32 bar.

IV.2.8.2. Interprétation des Résultats

Les résultats obtenus montrent une amélioration significative des performances du puits BKHE11 après le traitement au Reformat.

Cette amélioration est liée :

- Au nettoyage des perforations.
- A l'élimination des dépôts organiques.
- A l'amélioration de la communication réservoir-puits.
- A la réduction des pertes de charge dans le tubing.

Le traitement a donc permis de restaurer les capacités de production du puits et d'assurer une meilleure stabilité d'écoulement.

Le traitement chimique au Reformat réalisé sur le puits BKHE11 a permis d'améliorer considérablement les performances de production du réservoir SI.

Les résultats obtenus après traitement montrent :

- Une augmentation importante du débit d'huile.
- Une amélioration des pressions de production.
- Une meilleure stabilité du puits.

Cette opération confirme l'efficacité du traitement chimique au Reformat dans la lutte contre les dépôts organiques et l'amélioration de la productivité des puits producteurs d'huile.

IV.2.9. Simulation Nodale Avant Traitement

Conditions du test du 17/09/2025

- WHP = 28 bar
- Qoil = 72 m³/j
- GOR = 150 Sm³/m³

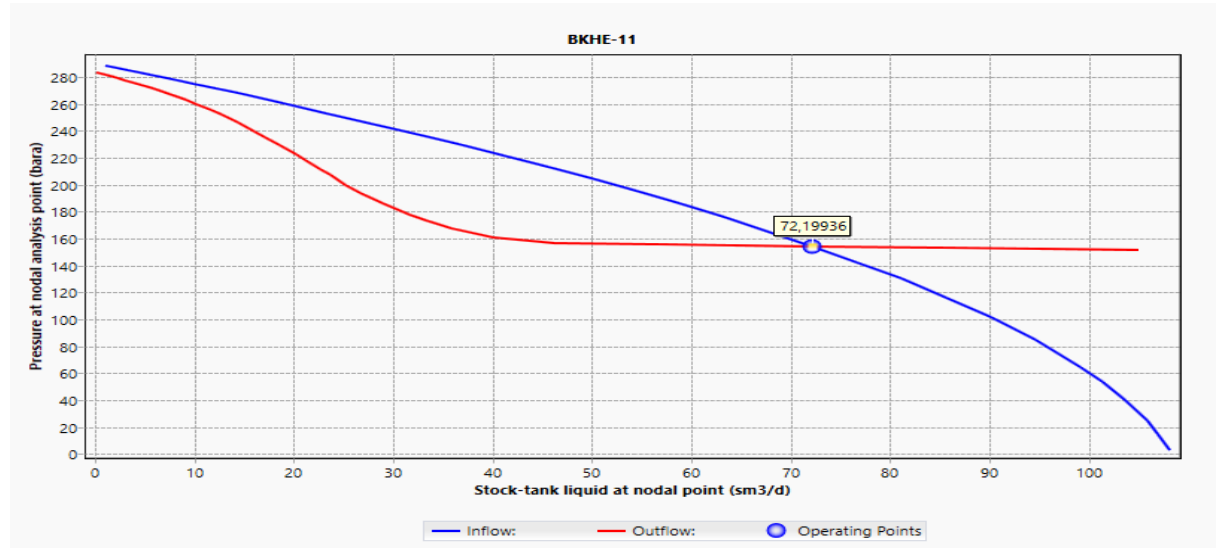


Figure IV.12: RESULTATS DE LA SIMULATION NODALE AVANT TRAITEMENT

L'analyse nodale avant traitement montre une dégradation des performances du puits BKHE11 avec un débit relativement faible et des pertes de charge importantes dues probablement aux dépôts organiques dans le tubing et au niveau des perforations

IV.2.10. Opération Coiled Tubing (Squeeze Reformat)

OPERATION COILED TUBING (SQUEEZE REFORMAT) le 23/09/2025

- TEST LE 17/10/2025 : WHP=32, Qoil=109m³/J, GOR=130Sm³/m³

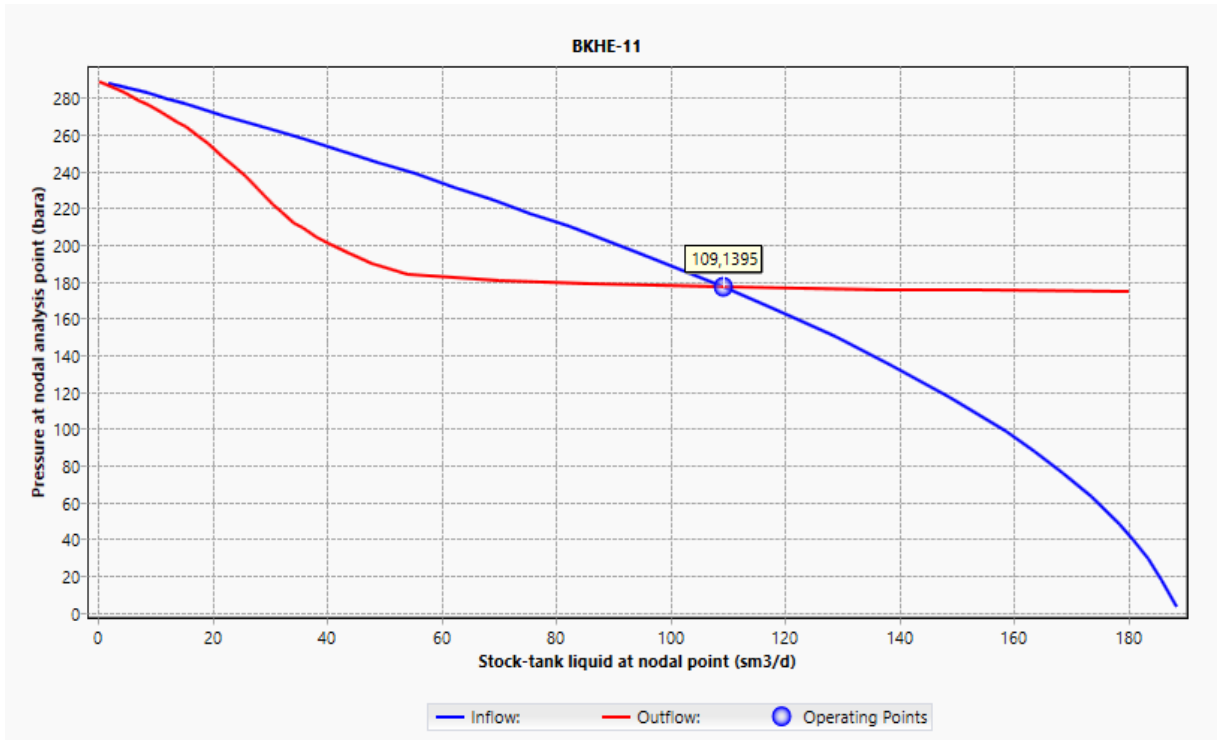


Figure IV.13: RESULTATS DE L'ANALYSE NODALE DU Puits BKHE11 APRES TRAITEMENT

IV.2.11. Résultats et Evaluation

IV.2.11.1. Evolution des Paramètres de Production

Les résultats obtenus après le traitement au Reformat montrent une amélioration progressive des performances du puits BKHE11, notamment au niveau du débit d'huile et de la stabilité de production.

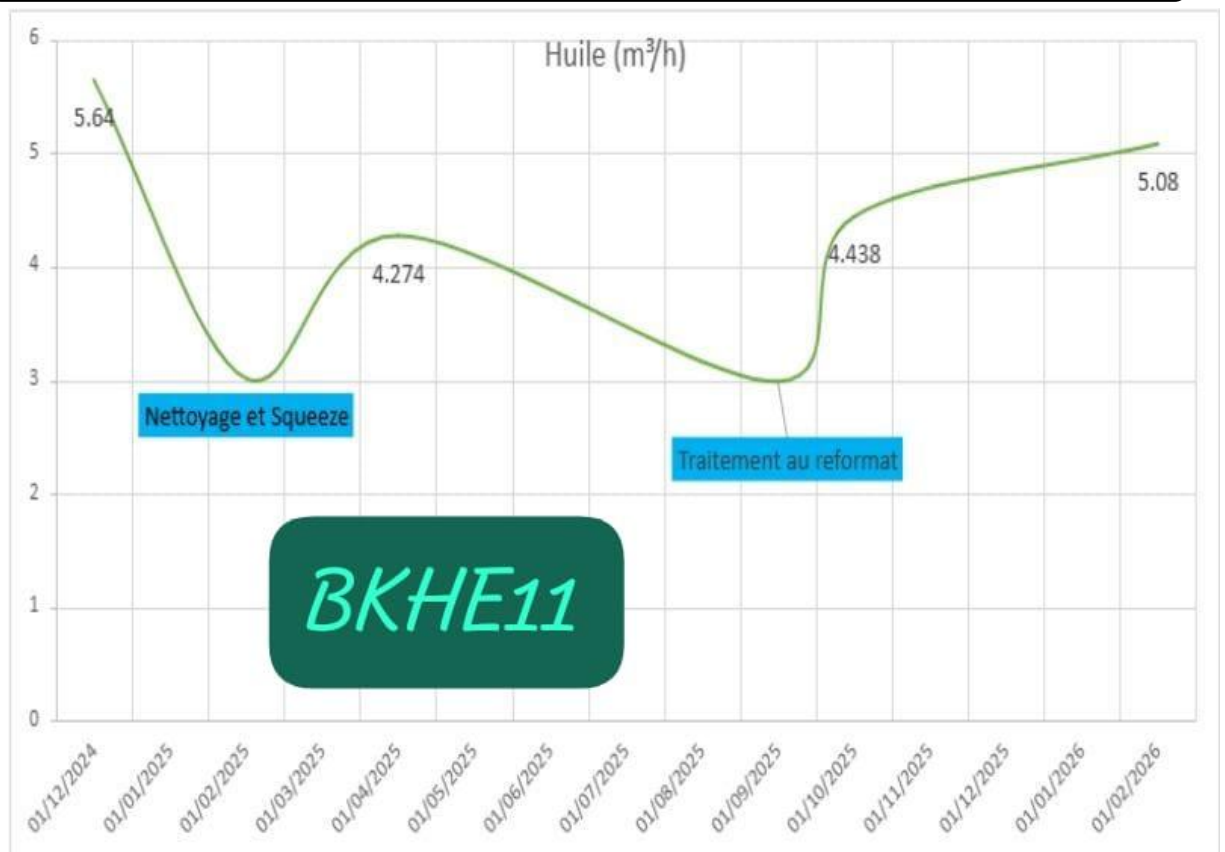


Figure IV.14: EVOLUTION DU DEBIT D'HUILE DU Puits BKHE11 AVANT ET APRES TRAITEMENT

La figure III.12 illustre l'évolution du débit d'huile du puits BKHE11 avant et après les opérations de nettoyage et de traitement au Reformat.

On observe une baisse progressive du débit avant traitement, passant de 5.64 m³/h à environ 3 m³/h, ce qui traduit une dégradation des performances du puits due probablement aux dépôts organiques et aux restrictions au niveau des perforations.

Après l'opération de nettoyage et le squeeze au Reformat, une amélioration importante du débit est enregistrée avec une augmentation jusqu'à 5.08 m³/h en février 2026. Cette amélioration confirme l'efficacité du traitement chimique dans la restauration de la productivité du puits BKHE11

Conclusion Générale

Conclusion générale

La problématique de dépôt des asphaltènes dans les puits BKHE11 et NHN05 représente l'une des principales causes de diminution de la productivité des puits. Les variations de pression et de température au cours de la production favorisent la précipitation des asphaltènes, ce qui entraîne l'endommagement de la formation, l'augmentation des pertes de charge ainsi que la réduction du débit de production.

L'étude réalisée sur les deux puits a permis de constater que les dépôts asphalténiques influencent directement les performances des puits à travers la dégradation des courbes IPR/VLP et la diminution de l'indice de productivité (IP). Après traitement chimique à l'aide de solvants adaptés, une amélioration du débit et des conditions d'écoulement a été observée, ce qui confirme l'efficacité des traitements contre les dépôts asphalténiques.

Les tests de solubilité effectués sur les échantillons récupérés ont montré que certains solvants tels que le reformate et la naphta présentent une bonne capacité de dissolution des dépôts. Cependant, le choix du traitement dépend des conditions thermodynamiques et des caractéristiques du fluide de chaque puits.

Afin de limiter la réapparition des dépôts asphalténiques et d'assurer une meilleure productivité des puits BKHE11 et NHN05, il est recommandé de:

Réaliser un suivi périodique des paramètres de production (pression, température et débit).

Effectuer des tests Build-Up pour évaluer le skin et détecter l'endommagement autour du puits.

Contrôler régulièrement l'évolution des asphaltènes dans les fluides produits.

Optimiser les conditions d'exploitation afin de réduire les chutes brusques de pression.

Utiliser des solvants appropriés après réalisation des tests de solubilité.

Optimiser le diamètre de la duse pour améliorer les performances de production.

Prévoir un programme de traitement préventif afin d'éviter l'accumulation des dépôts dans les tubing et les installations de surface.

Bibliographie.

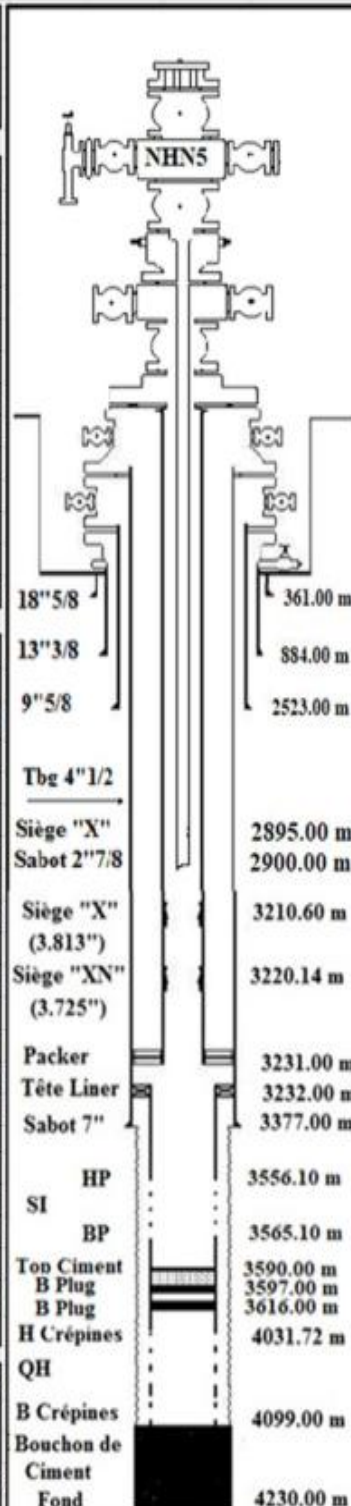
- [1] MELOUKA Boubaker, KADDOURI Dris, BERROUTI Abdelaziz, Contribution à l'étude de problème des dépôts d'asphaltènes : le cas du puits BKO3 (Champs Haoud Berkaoui), Ouargla: Université Kasdi Merbah Ouargla, 2014.
- [2] B. A. HAMID, Caractérisation des paramètres petro-physiques de la série inférieure du champ de Haoud Berkaoui par méthode géostatistique, Ouargla: Université de Ouargla, 2014.
- [3] Bammara, B. Mohamed et M., «ST3/332 (RAPPORT)».
- [4] Fakheriddine, M. O. L. M. Talbi, Estimation de réserve de trias argilo-gréseux (sérieinférieur) Gisement Haoud Berkaoui, Ouargla: Université de Ouargla, 2014.
- [5] «Equipements de puits éruptif (IAP)».
- [6] [En ligne]. Available: <https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557>.
- [7] [En ligne]. Available: https://adrrar.dz/pluginfile.php/14261/mod_resource/content/2/Chapitre%202.pdf.
- [8] [En ligne]. Available: <https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557..>
- [9] BOUMEDIENE Ibrahim, BENOUDJAH Mustapha Kamel, MEDJAOUI Sidahmed, ETUDE ET CARACTERISATION DES ASPHALTENES DE BRUTE ALGERIEN EXTRAITTES A PARTIR DIFFERENTES ZONES DANS LE CHAMP PETROLIERS HASSI MESAUD, Ouargla: Université Kasdi Merbah Ouargla, 2021.
- [10] [En ligne]. Available: <https://bu.univ-ouargla.dz/master/pdf/larbi-benseghiur.pdf?idmemoire=4557..>
- [11] Industrie, Copyright 2006 ENSPM Formation, IFP Training (endommagement de la.
- [12] Ahmed Tarik, reservoir engineering.
- [13] HARROUCHE Abdelhamid, BAKHOUYA Izzeddine, ABDALLAH Abdallah, Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud, Ouargla: Université Kadi Merbah Ouargla, 2016.
- [14] Fateh, LAOUAR Abderrahmane et BOUBELLI, évaluation et interprétation des résultats des acidifications dans le champ de Haoud Berkaoui, Ouargla: Université Kasdi Merbah Ouargla, 2009.
- [15] Messaoud, BECHIR Idriss et HIDJA, «Traitement Matriciel Par Acidification Du Puits ZR12 (ZARZAITINE-IN AMENAS),» 2013.
- [16] Sheu E.Y, Mullins O.C, «Asphaltene Fundamentals and Applications,» Plenum Press, New York, 1995.
- [17] Pfeiffer J. P, «The Properties of Asphaltic Bitumen,» Elsevier, Amsterdam, 1950.
- [18] «IFP Energies Nouvelles».
- [19] Hansen, J.H. et al, A Thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in Crude Oils, AIChE J, 1988.
- [20] Pan, H. and Firoozabadi, A, Thermodynamic Micellization Model for Asphaltene Aggregation and Precipitation in Petroleum Fluids, 1998.
- [21] Guille Veronique, Etude de la structure des solutions d'asphaltènes et d'un résidu sous vide.
- [22] A.B Aissa,L. Said et Z.Abdelhak, «Synthèse sur les études concernant le problème des

- dépôts d'asphaltenes a HMD (CRD),» JST communication, 1996.
- [23] Pan H.and Firoozabadi A, SPE, «Annual Technical Conference and Exhibition,» San Antonio, Texas, 1997.
- [24] Malika Boukherissa, Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action, Metz: l'université Paul Verlaine Metz, 2008.
- [25] MENNAÏ Yacine et NID Abdelbaki, Etude et remède de problème des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud, Boumerdes: univesité de Boumerdes, 2012, pp. 55-56-57.
- [26] «H.Cholet well production practical handbook,» Technip 27 rue Ginous, Paris, France.
- [27] Sonatrach DP- EP, «Service Techniques puits,» Sonatrach, HBK, 2020.
- [28] «Deepstar asphaltene discussion, Initec ingeneering,» Taxaco inc USA, 2005.

Annexes

FICHE TECHNIQUE :

		SONATRACH Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO		NHN 5	
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Tête de puits Stream flo série 5000 psi					
Désignation	Constr.	Type	Dimensions	Obs	
Top cap	STF	Acme	4"1/16		
Vanne de curage	STF		4"1/16		
Croix	STF		4"1/16 x 3"1/8		
02 Vannes latérales	STF		3"1/8		
Porte duse	CIW		3"1/8		
Bride manométrique	STF		3"1/8		
02 Vannes maitresses	STF		4"1/16		
Adapteur	STF		7"1/16 x 4"1/16		
Tubing head	STF		11" x 7"1/16		
02 Vannes annulaires	STF		2"1/16	Csg	
Coupe casing 7" 32# à 31 cm					
EQUIPEMENT DE FOND					
Tubing 4"1/2 HSC N.Vam (P110-13,50#), Couple de serrage 6370 lbs/ft					
Designation	Construct.	Type	Long (m)	C. Sond-n	C. Elec-m
HTR			8,16	8,16	
Olive (4"1/2 N.Vam)	STF		0,46	8,62	
01 Tubing			8,90	17,52	
01 Pup joint			3,97	21,49	
249 Tubings			3185,29	3206,78	
Siège (ID : 3,813")	Weatherford	"X"	0,35	3207,13	3210,60
01 Tubing			9,16	3216,29	
Siège (ID : 3,725")	Weatherford	"XN"	0,38	3216,67	3220,14
01 Tubing			9,14	3225,81	
Anchor Seal	Weatherford		0,41	3226,22	
Packer de production M	Weatherford	Ultrapack	1,31	3227,53	3231,00
Bas-Packer			0,55	3228,08	
Liner 4"1/2 (P110-13,50#)					
Top liner				3225,00	3232,00
Top ciment				4099,00	
Fond forage				4230,00	
EA 7" sous eau traitée d = 1gsc. Ajustage garniture à 15 T en comp.(Poids app.47T)					
PERFORATIONS					Reservoir
3556,10 m	à	3559,90 m	soit	3,80 m	SI 29/12/18
3562,10 m	à	3562,60 m	soit	0,50 m	
3563,40 m	à	3565,10 m	soit	1,70 m	
Totale perforé active soit				6,00 m	
4031,72 m	à	4099,00 m	soit	67,28 m	QH
Totale Crépines soit				67,28 m	

	
18" 5/8	361.00 m
13" 3/8	884.00 m
9" 5/8	2523.00 m
Tbg 4" 1/2	
Siège "X"	2895.00 m
Sabot 2" 7/8	2900.00 m
Siège "X" (3.813")	3210.60 m
Siège "XN" (3.725")	3220.14 m
Packer	3231.00 m
Tête Liner	3232.00 m
Sabot 7"	3377.00 m
HP	3556.10 m
SI	
BP	3565.10 m
Ton Ciment	3590.00 m
B Plug	3597.00 m
B Plug	3616.00 m
H Crépines	4031.72 m
QH	
B Crépines	4099.00 m
Bouchon de Ciment	
Fond	4230.00 m

Complétion réalisée	Fiche technique Réalisée
le : 23/04/2018	par Sce puits
NB: Toutes les côtes sont données /à la table de rotation de l'appareil SPEC 235 sont des côtes El	

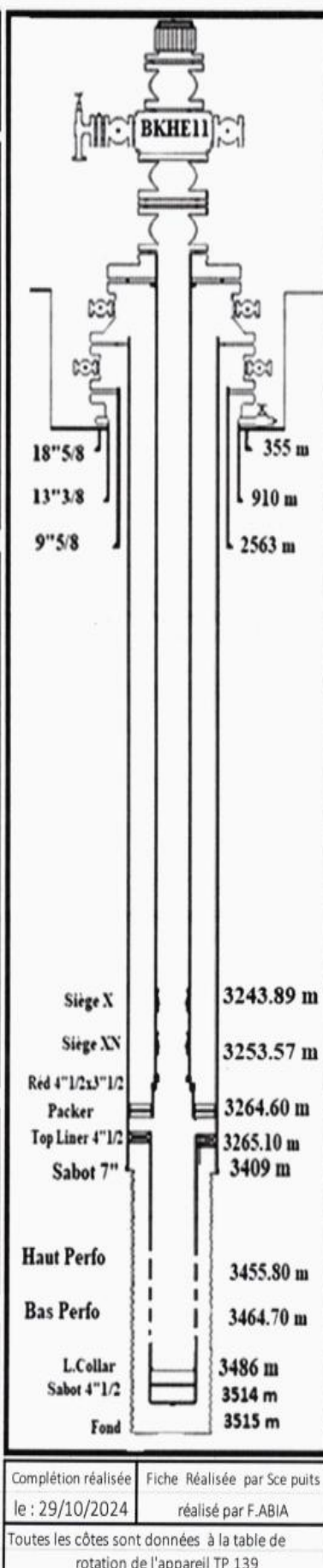
ANNEXE

	S O N A T R A C H		BKHE 11
	Direction Régionale		
	Haoud - Berkaoui		
	Service - Puits / Section: WO		
			X = 720031.631 m
			Y = 3509264.131 m

EQUIPEMENT DE SURFACE				
Tête de puits Baker Hughes série 5000 psi				
Désignation	Constr.	Type	Dimensions	Obs
Top cap		Acme	3" 1/8	
Vanne de curage			3" 1/8	
Croix			3" 1/8 x 3" 1/8	
1 Vanne latérale			3" 1/8	
1 Vanne latérale			3" 1/8	
Bride manométrique			3" 1/8	
02 Vannes maitresses			3" 1/8	
Adapteur			7" 1/16 x 4" 1/16	
Tubing head			11" x 7" 1/16	
02 Vannes annulaires			2" 1/16	Csg

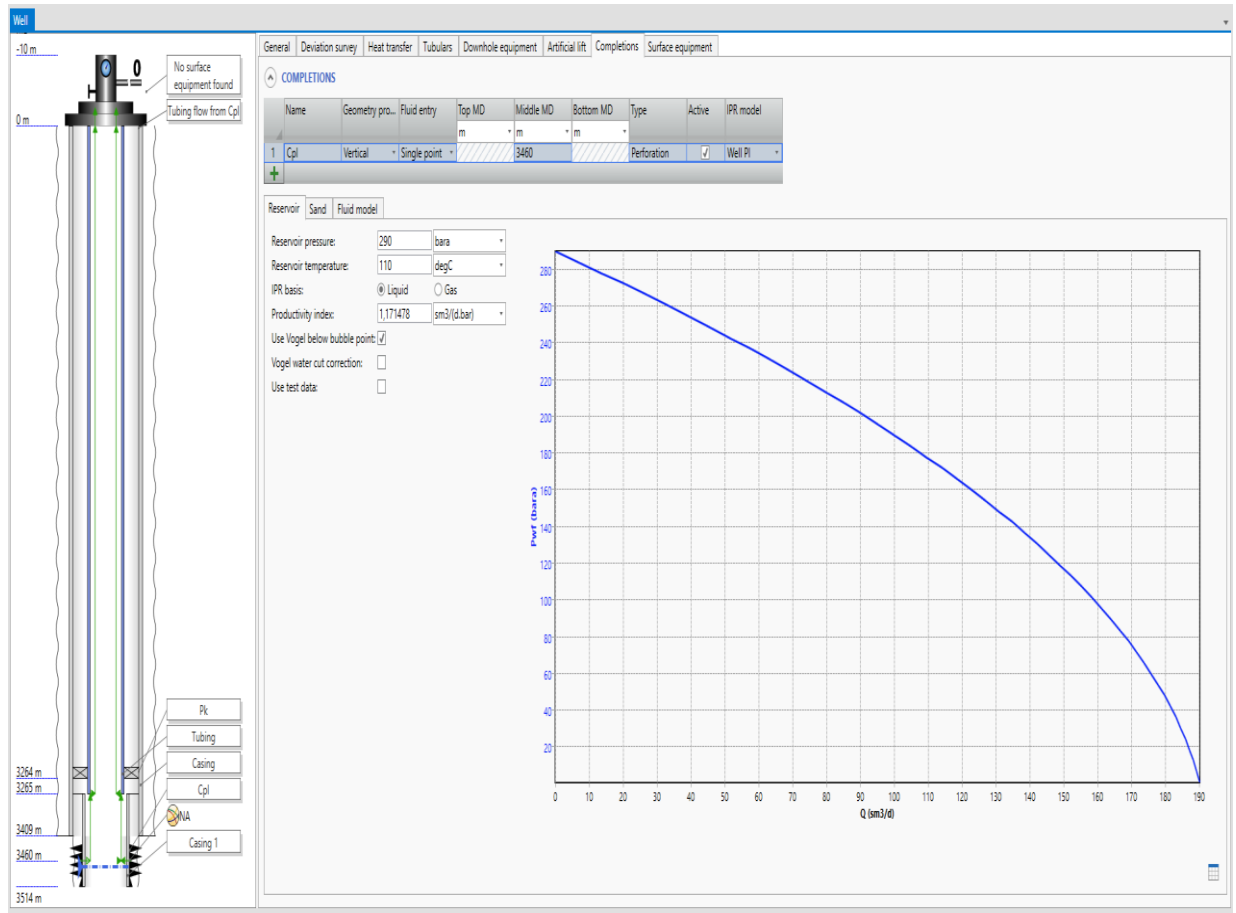
EQUIPEMENT DE FOND					
Tubing 3" 1/2 Valorec N.Vam (N80-9,20#)					
Designation	Construct	Type	Long (m)	C. Sond-m	C. Elec-m
HTR			10,04	10,04	
Olive (3" 1/2 x 3" 1/2) N.Vam	Baker		0,30	10,34	
351 Tunings			3234,01	3244,35	
Siège (ID : 2,750")	WDF	"X"	0,32	3244,67	3243,89
01 Tubing			9,29	3253,96	
Siège (ID : 2,635")	WDF	"XN"	0,39	3254,35	3253,57
01 Tubing			9,36	3263,71	
Réduction 4" 1/2 x 3" 1/2			0,21	3263,92	
A-seal	WDF		0,64	3264,56	
Packer Eléc MI Pakr	WDF 7"(23-32#)		0,82	3265,38	3264,60
Bas Packer			0,45	3265,83	
EA 7" x 3" 1/2 sous eau traité d = 1					
Ajustage à 15 T en compression - Poids apparent de garniture = 39 T					

Construction fond de puits & PERFORATIONS					Reservoir
Top liner 4" 1/2 13,50# P110	3260,00 m				
Perforation:					
3455,80 m	à	3459,90 m	soit	4,10 m	
3461,30 m	à	3464,70 m	soit	3,40 m	
		Totale perfo Actif		7,50 m	Si
Landing collar	3486,00 m				
Sabot liner	3514,00 m				
Fond forage	3515,00 m				

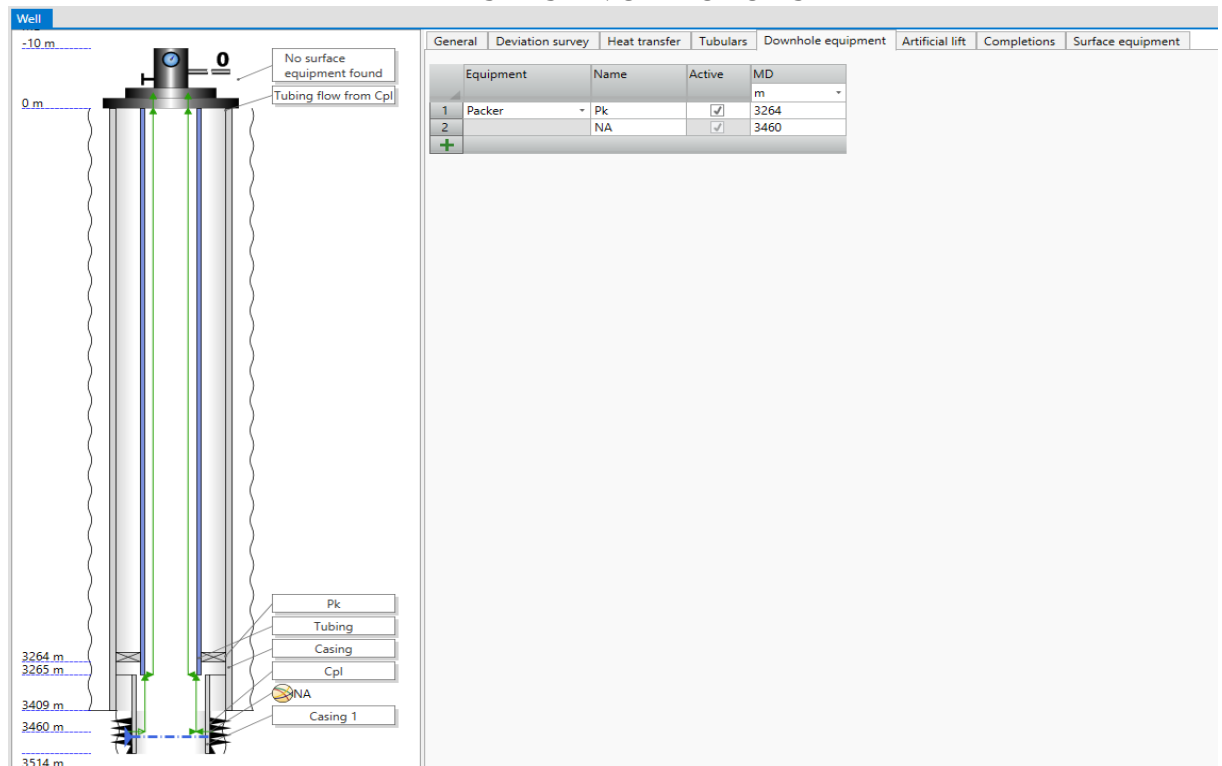


Complétion réalisée	Fiche Réalisée par Sce puits
le : 29/10/2024	réalisé par F.ABIA
Toutes les côtes sont données à la table de rotation de l'appareil TP 139	

ANNEXE

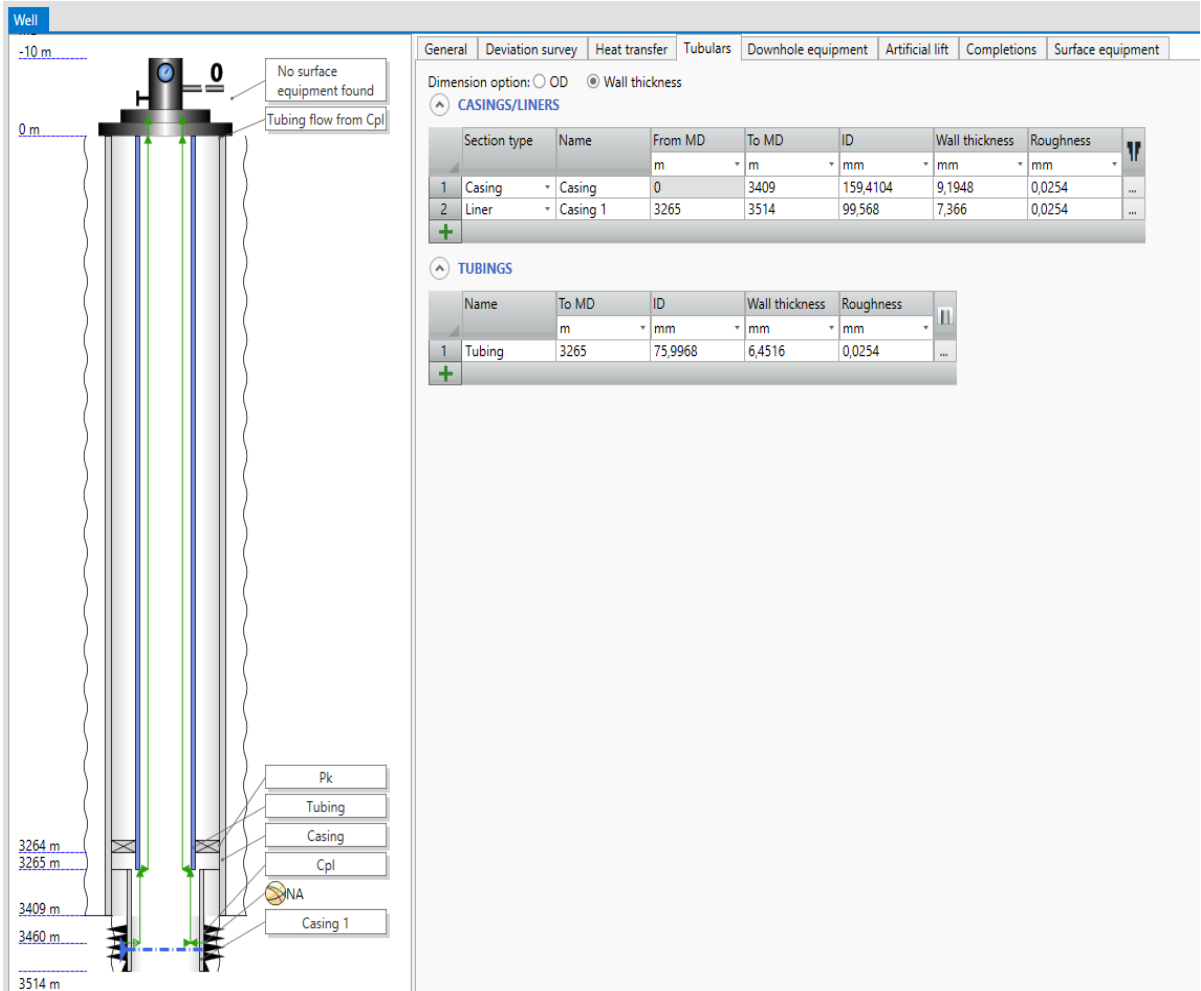


PARAMETRES RESERVOIR DU PUIT BKHE11



EQUIPEMENTS DE FOND DU PUIT BKHE11

ANNEXE



COMPLETION DU Puits BKHE11 SOUS PIPESIM