



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique



Université Kasdi Merbah Ouargla

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

N° Série :/2024

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté Par :

ARBOUCHE HAMZA, ABOUDA MAHDI, AFROUL MOHAMED

-THÈME-

Contribution à l'étude de l'impact et le traitement des dépôts
d'asphaltène par simulation des enveloppes de phase dans le
champ de Hassi Messaoud.

Devant le jury :

Président : BOUTALBI MOHAMMED CHAKER Université Kasdi Merbah Ouargla

Examineur : ALI ZERROUKI AHMED Université Kasdi Merbah Ouargla

Encadreur : BOUFADES DJAMILA Université Kasdi Merbah Ouargla

Co-encadreur : BOULAADJOU L SOUMIA Université Kasdi Merbah Ouargla

Année universitaire : 2023/2024

Remerciement

En premier lieu, nous remercions dieu pour la force qu'il nous a donnée ainsi que la patience pour dépasser tous les difficultés.

Nous exprimons toute notre gratitude à

Mme BOUFADES Djamila, BOULAADJOUL SOUMIA

pour leur souci du succès de ce travail

Ensuite, nous adressons nos remerciements les membres du jury

D'examen aussi aux corps administratives pour la gentillesse et

L'ensemble des employés, d'ingénieurs, techniciens de la région

de Hassi Messaoud pour les conseils, l'expérience qu'ils nous ont donné

pendant tout la durée de stage et sans oublier de dire merci à le

directeur qui nous a donné l'occasion de faire stage pour créer un

lien entre la partie théorie apprise à l'université et le pratique

dans l'entreprise et aussi travailler sur le sujet

du mémoire de fin'études

Encore une fois un grand Merci à tous

Dédicace

Nous dédions ce modeste travail en signe de reconnaissance et de respect :

À nos très chers parents que Dieu les protège,

À tous nos frères,

À toute la famille Arbouche,

À toute notre grande famille,

À tous nos amis sans exception.

ARBOUCHE HAMZA

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères, à

à tous les membres de ma famille et

toute personne qui porte le nom de Abouda et Benyamina

Aussi, je dédie travail à tous mes Cher amis

Sans oublier mes collègues de promo

Et bien sûr

ABOUDA MAHDI

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à

*À mes très chers parents en témoignage de ma reconnaissance
pour leur patience, leurs sacrifices et leur soutien tout au long
de mes études merci ma chère Mère merci mon père..*

A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments.

A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production

A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études.

A tout qu'il me connue soit de proche ou de loin.

AFROUL MOHAMED

ملخص : يمكن أن يحدث عدم استقرار الأسفلتين بسبب التغيرات في الضغط ودرجة الحرارة والتركيب في مكامن النفط. يؤدي عدم الاستقرار هذا إلى انخفاض النفاذية وانسداد التدفق في الآبار والأنابيب. ولمنع هذه المشكلة، يسعى العاملون إلى تحديد شروط تكوين هذه الانسدادات. وتم تنفيذ هذا العمل بالمنطقة 24 من حقل حاسي مسعود، وهي المنطقة التي شهدت العديد من مشاكل تكوين الإسفلت، مما أدى إلى العديد من الحوادث. الهدف من هذه الدراسة هو تحليل ظروف ترسب الإسفلت، ورسم منحنيات من أجل تحديد مناطق الأمان التي تسمح للمشغلين بالعمل خارج هذه الظروف. تم الحصول على هذه المنحنيات عددياً باستخدام البرنامج التجاري PVTsim و PIPEsim، وذلك باستخدام النتائج التجريبية وقياس ضغط تكوين الإسفلتين لكل مستوى درجة حرارة.

الكلمات المفتاحية: الأسفلت، النفط الخام، الترسيب، التلبد، المذيب، المحاكاة.

Résumé : L'instabilité des asphaltènes peut se produire en raison de variations de pression, de température et de composition dans les réservoirs d'huile. Cette instabilité entraîne une diminution de la perméabilité et un blocage de l'écoulement dans les puits et les conduites. Pour prévenir ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions de formation de ces bouchons. Ce travail a été réalisé dans la zone 24 du champ de Hassi Messaoud, une zone ayant connu de nombreux problèmes de formation d'asphaltènes, entraînant de nombreux accidents. L'objectif de cette étude est d'analyser les conditions de précipitation et de stabilité des asphaltènes, et de dresser des courbes de précipitation des asphaltènes afin de définir des zones de sécurité permettant aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions. Ces courbes ont été obtenues numériquement à l'aide des logiciels commerciaux PVTsim et PIPEsim, en utilisant les résultats expérimentaux et en mesurant la pression de formation des asphaltènes pour chaque palier de température.

Mots clés : asphaltène, pétrole brut, précipitation, floculation, dissolvant, Simulation.

Abstract: Asphaltene instability can occur due to variations in pressure, temperature, and composition in oil reservoirs. This instability causes a decrease in permeability and a blockage of flow in wells and pipes. To prevent this problem, operators seek to determine the conditions for the formation of these blockages. This work was carried out in zone 24 of the Hassi Messaoud field, an area which has experienced numerous asphaltene formation problems, leading to numerous accidents. The objective of this study is to analyze the precipitation and asphaltene stability conditions, and to draw up asphaltene precipitation curves in order to define safety zones allowing operators to work outside of these conditions. These curves were obtained numerically using the commercial software PVTsim and PIPEsim, using the experimental results and measuring the asphaltene formation pressure for each temperature level.

Key Words : asphaltène, crude oil, précipitation, floculation, solvent, Simulation.

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Acronymes

Introduction générale 1

Chapitre I Généralités sur les asphaltènes

I.1 Introduction	3
I.2 Définition, composition et structure des asphaltènes	3
I.2.1 Définition des asphaltènes	3
I.2.2 Composition chimique des asphaltènes	4
I.3 Le rapport atomique H/C	5
I.4 Fractionnement par distillation :.....	6
I.4.1 Structure moléculaire des asphaltènes	7
I.4.1.1 La microstructure.....	7
I.4.1.2 La macrostructure	8
I.5 Origine des asphaltènes.....	8
I.6 Masse molaire des asphaltènes en solution.....	9
I.7 Caractérisation des asphaltènes	10
I.8 Analyse SARA (SARA analysis).....	10
I.9 Notion de précipitation et floculation	11
I.9.1 Précipitation des asphaltènes	11
I.9.2 Floculation des asphaltènes.....	11
I.10 Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes	12
I.11 Précipitation des Asphaltènes.....	13
I.11.1 Enveloppe de phase des asphaltènes	13
I.12 Facteurs influençant la déposition des Asphaltènes	14
I.12.1 Effet du changement de la composition.....	14
I.12.2 Effet du changement des conditions thermodynamiques : Pression et Température	15
I.12.2.1 La pression	15
I.12.2.2 La température	15

I.12.3 Précipitation d'asphaltène lors de l'injection de gaz IOR.....	16
I.13 Les problèmes de dépôts d'asphaltènes.....	16
I.14 Localisation des dépôts d'asphaltènes.....	17
I.14.1 Réservoir et les abords du puits.....	18
I.14.2 Tubing de production.....	19
I.14.3 Réseaux de collecte.....	20
I.15 Traitement des dépôts asphaltènes.....	20
I.15.1 Traitement mécanique.....	20
I.15.2 Traitement Chimique.....	21
I.15.3 Un solvant utilise dans Traitement Chimique.....	21
I.15.3.1 Disulfure de carbone.....	21
I.15.3.2 Solvants chlorés.....	21
I.15.3.3 Benzène.....	22
I.15.3.4 Xylène et le toluène.....	22
I.15.3.5 Reformat.....	22
I.15.3.6 Revêtement du tube.....	23
I.16 Conclusion.....	24

Chapitre II Présentation du champ de Hassi Messaoud

II.1 Introduction.....	26
II.2 Présentation générale de l'entreprise SONATRACH.....	26
II.3 Historique du champ.....	26
II.4 Situation géographique.....	27
II.5 Situation géologique.....	28
II.6 Position du champ.....	28
II.7 Description du réservoir.....	29
II.7.1 Caractéristique des fluides.....	29
II.7.1.1 Les caractéristiques des huiles.....	29
II.7.1.2 Les caractéristiques de gaz associé.....	29
II.7.2 Production du gisement.....	30
II.7.3 Problèmes d'exploitation.....	30
II.8 Etat récapitulatif du nombre de forage.....	30
II.9 Les problèmes et les remèdes d'exploitation.....	30
II.9.1 Les Problèmes.....	31

II.9.2 Les remèdes	31
II.10 L'enveloppe des dépôts d'asphaltène	31
II.11 Résultats de l'analyse Nodale	31
II.12 Présentation de logiciel de simulation	32
Chapitre III Etude de cas (Puits MDZ700)	
III.1 Introduction	34
III.2 Exemple du puits MDZ700	34
III.2.1 Historique du puits MDZ700	34
III.2.2 Description du puits.....	34
III.2.3 Localisation du puits MDZ 700.....	35
III.2.4 Géologie locale du puits MDZ700	37
III.2.5 Historique des traitements de puits MDZ700.....	38
III.2.6 Collecte des Données	38
III.2.6.1 Résultat de jaugeage.....	39
III.2.6.2 Résultat de DST	39
III.2.6.3 Résultats de l'analyse Nodale	40
III.3 Analyse nodale avant traitement	41
III.4 Traitement du puits MDZ700 avec le reformat	43
III.4.1 Nettoyage des perforations et le tubing (clean out with reformat).....	43
III.4.2 Traitement de la matrice :	44
III.5 Analyse nodale après traitement	44
III.6 Evaluation du traitement	46
III.6.1 Le cout technique	46
III.7 L'efficacité de traitement	48
III.8 Les solutions proposées.....	49
III.8.1 Circulation de l'huile chaude.....	49
III.8.2 Effet de la Duse	50
III.8.2.1 Puits MDZ 700.....	51
III.9 Conclusion	52
Conclusion générale	55
Référence bibliographique	56
ANNEXE	56

Liste des figures

Figure I.1 : Asphaltenes content from different crude oils (Data taken from several sources.)	4
Figure I.2 : Schéma d'un dépôt d'asphaltène.	4
Figure I.3 : Structure d'une molécule d'asphaltène.	5
Figure I.4 : Fractionnement par distillation.	6
Figure I.5 : Représentation 3D d'une molécule d'asphaltène vénézuélien (avec l'aimable autorisation de J. Murgich et A. Mansoori).	7
Figure I.6 : Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen	8
Figure I.7 : Etapes de formation des asphaltènes.	9
Figure I.8 : Différentes fractions du pétrole (SARA).	11
Figure I.9 : Floculation des Asphaltènes suivant différentes conditions.	12
Figure I.10 : Représentation de la zone d'instabilité des asphaltènes pendant la production ..	13
Figure I.11 : Effet de pression sur la solubilité d'asphaltènes Dans pétrole brut a la température.	15
Figure I.12 : Effet de température sur la solubilité D'asphaltènes a une pression de 3034.7 psia.	16
Figure I.13 : Déposition Asphaltènes (source: Petroskills LLC. All Rights Reserved.....)	17
Figure I.14 : Effet de dépôt asphaltenes sur le réservoir et abords du puits.	18
Figure I.15 : Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes (Source : Jianxin Wang).....	19
Figure I.16 : Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production.	19
Figure I.17 : Dépôt asphaltène après une opération de raclage.	20
Figure I.18 : Traitement du dépôt d'asphaltène (Coiled tubing opération).	21
Figure I.19 : Solubilité des Asphaltènes dans les différents solvants.	23
Figure I.20 : Revêtement de tube à l'intérieur.	23
Figure II.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [DP-SONATRACH 2018.	27
Figure II.2 : Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH].....	28
Figure III.1 : Carte de position Puits MDZ-700.....	36
Figure III.2 : Une partie de la colonne lithologique du réservoir du puits MDZ 700.	37

Figure III.3 : L'historique de production de ce puits depuis 2018.	38
Figure III.4 : Analyse Nodale™MDZ700 avant traitement.	41
Figure III.5 : Profile de la température de MDZ700.	42
Figure III.6 : Phase d'enveloppe des asphaltènes ADE.	43
Figure III.7 : Analyse nodale de MDZ700 après traitement.	44
Figure III.8 : Profile de température de MDZ700 après le traitement.	45
Figure III.9 : ADE phase d'enveloppe des asphaltènes.	45
Figure III.10 : Etat du puits Avant et après trématent.....	49
Figure III.11 : Circulation d'huile chaude.....	50
Figure III.12 : Effet du changement de diamètre de la Duse.	51

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du pétrole brut.....	5
Tableau I.2 : La composition du Reformat.....	22
Tableau II.1 : Etat récapitulatif du nombre de puits au gisement de Hassi Messaoud, Boutercha Hanane & al 2016.....	30
Tableau III.1 : Paramètres du puits MDZ 700.	35
Tableau III.2 : Coordonnées de la plate-forme.	35
Tableau III.3 : Résultats des tests de Jaugeage.	39
Tableau III.4 : Résultat de DST du puits MDZ700.....	39
Tableau III.5 : Complétion de MDZ700.	40
Tableau III.6 : PVT de MDZ700.	40
Tableau III.7 : Analyses SARA de puits MDZ700.....	40
Tableau III.8 : Point de fonctionnement du puits MDZ700.....	41
Tableau III.9 : Les résultats après le traitement.	45
Tableau III.10 : Le cout de l'opération.	46
Tableau III.11 : Paramètres de production avant et après traitement.....	48
Tableau III.12 : Influence de la duse sur le débit et la pression.....	51

Acronymes

BTX	Benzène, Toluène, Xylène.
SARA	Saturation, Aromatiques, Résines et Asphaltènes.
PB	Pression de Bulle (psi).
UAOP	Upper Asphaltène Onset Pressure (psi).
L'AOP	Lower Asphaltène Onset Pressure (psi).
P	Représente la pression de l'huile du réservoir.
PP	Le début de la pression des précipités d'asphaltènes
M	Mètre.
°C	Degré Celsius
°F	Degré Fahrenheit
K	Kelvin
RH	Relative Humidity (Humidité Relative)
PH	Potentiel Hydrogène
Km/h	Kilomètres par heure.
mm/h	Millimètre par heure.
OWC	Oil Water Contact
TVD	Total Vertical Depth
PPM	Partie Par Million.
J	Jours
DA	Dinar Algérien
H/C	Hydrogène /Carbone
Bbl	Baril
KHZ	Kilohertz

O	Oxygène
S	Soufre
N	Azote
V	Vanadium
Ni	Nickel
g/ml	Gramme par millilitres
Da	Dalton
g/mol	Gramme par mole
MPA	Méga pascal
ELF	Société français d'extraction pétrolière
SNPA	Société nationale du pétrole d'aquitaine
NE	North East
SW	South West
SG	Spécifique Gravité
API	American Petroleum Institute
CP	Centi Pois
GOR	Gas Oil Ration
\$	Dollar

Le pétrole brut se compose de deux parties principales :

- (1) Maltene : Cette partie représente les hydrocarbures saturés, les hydrocarbures aromatiques et les résines. Le maltin est appelé huile désasphaltée.
- (2) L'asphaltène est un hydrocarbure solide de couleur foncée, friable et infusible, parfois appelé cholestérol pétrolier. Les asphaltènes proviennent de molécules complexes trouvées dans les plantes et les animaux qui ont été partiellement décomposées au cours des temps géologiques.

L'asphaltène est considéré comme la plus lourde fraction dans le pétrole, car les asphaltènes contiennent des molécules polaires avec des poids moléculaires très élevés. L'asphaltène contient de nombreux composés individuels, en particulier des composants aromatiques intenses à poids moléculaire élevé, y compris des hétéroatomes. L'asphaltène transporte la majeure partie des composants inorganiques du pétrole brut, tels que le soufre et l'azote, et des métaux lourds tels que le nickel et le vanadium. La couleur noire de certains types de pétrole brut en présence d'asphaltènes qui ne se sont pas affaîssés ni précipités. Les asphaltènes sont insolubles dans les alcanes (pentane normal et heptane normal), mais ils sont solubles dans les hydrocarbures aromatiques (benzène et toluène).

L'asphaltène pose de problèmes opérationnels car la plupart du pétrole brut asphaltique contient des asphaltènes stables. L'asphaltène ne devient un problème que lorsqu'il est instable. La stabilité de l'asphaltène est fonction du rapport entre les asphaltènes et les composés saturés (composants défavorables) et les facteurs stabilisants tels que les aromatiques et les résines. (Composants favorables) La pression est le facteur qui a la plus grande influence sur la stabilité des asphaltènes. L'asphaltène peut également être déstabilisé par certains types de fluides de complétion et d'acides lors du reconditionnement des puits.

Dans notre mémoire, le premier chapitre traitera des généralités sur les asphaltes, le deuxième chapitre présentera le champ de Hassi Messaoud nfin, le troisième chapitre sera consacré à une étude de cas sur les puits situés dans la zone 24.

Chapitre I

Généralités sur les asphaltènes

I.1 Introduction

Dans l'industrie pétrolière, Le problème des dépôts d'asphaltènes n'a pas de frontières géographiques. Il a été signalé dans toutes les régions du monde, notamment au Moyen-Orient, en Afrique du Nord, en mer du Nord et en Amérique du Nord et du Sud. De plus, des dépôts d'asphaltènes peuvent se produire même dans un champ pétrolier contenant un fluide pétrolier à très faible teneur en asphaltènes. Par exemple, bien que la teneur en asphaltènes du pétrole brut du champ pétrolifère de Hassi Messaoud en Algérie ne soit que de 0,06 % en poids, d'importants dépôts d'asphaltènes ont été signalés dans toute la chaîne de production : réservoir, abords du puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut : séparateurs, échangeurs de chaleur, bacs de stockage et lignes d'expédition. Le dépôt d'asphaltène cause la diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que des problèmes d'émulsion.

I.2 Définition, composition et structure des asphaltènes

I.2.1 Définition des asphaltènes

Le mot asphaltène est utilisé pour la première fois en 1837, lorsque le français Boussingault l'utilise pour caractériser les bitumes provenant de l'Est de la France. Lors de la séparation des constituants de l'asphalte par distillation,

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.). Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées. La partie centrale des micelles d'asphaltènes consiste en un composant de grande masse moléculaire. Ce dernier est entouré et peptisé par des résines neutres de masse plus petite et des hydrocarbures paraffiniques de petite masse moléculaire et hydrophile aux aromatiques et aux résines [1].

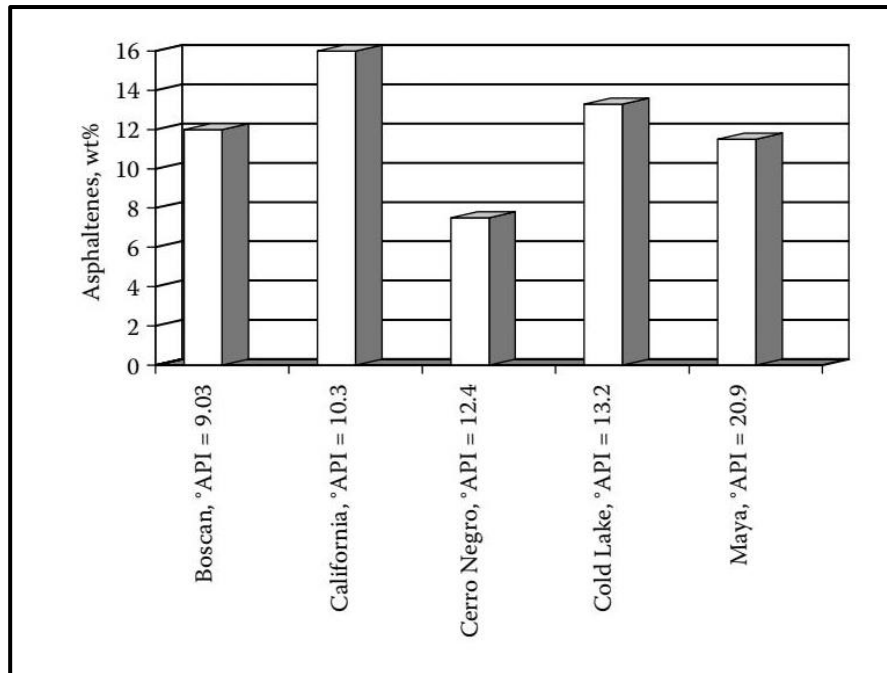


Figure I.1 : Contenu d'asphaltène de différents pétroles bruts (Données provenant de plusieurs sources).



Figure I.2 : Schéma d'un dépôt d'asphaltène.

I.2.2 Composition chimique des asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés complexes et hétérogènes qui sont présents dans le pétrole brut. Leur composition chimique peut varier en fonction de la source du pétrole et des conditions de production. Cependant, en général, les asphaltènes sont constitués

principalement de carbone et d'hydrogène, avec des quantités variables de soufre, d'oxygène, d'azote et parfois de métaux comme le vanadium, le nickel et le fer[2].

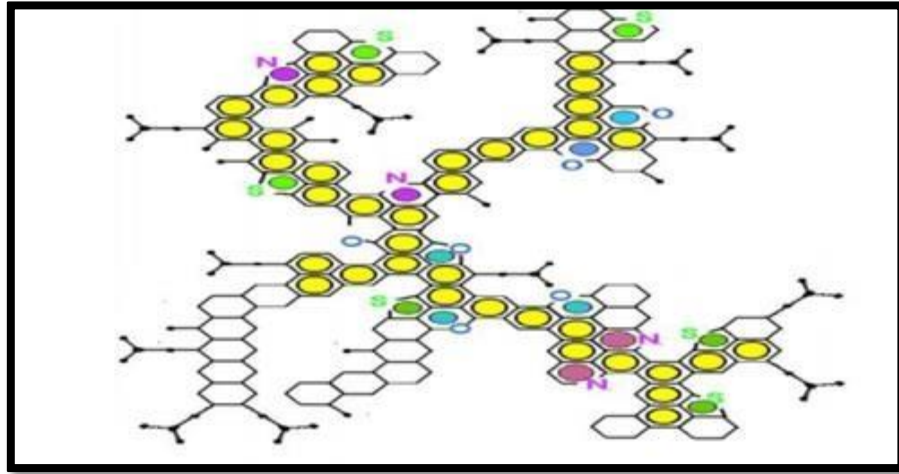


Figure I.3 : Structure d'une molécule d'asphaltène.

Composition élémentaire	Les teneurs (%)
C	79 – 87
H	7 – 10
N	0,5 – 3,5
S	0,1 – 0,5
O	0,1 – 5
H/C	0,8 – 1,4

Tableau I.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes du pétrole brut.

I.3 Le rapport atomique H/C

C'est le rapport entre les atomes de l'hydrogène et de carbone. C'est une manière simple et rapide pour déterminer le degré d'aromaticité d'huile ou de sa fraction, telle que les asphaltènes et les résines. Par exemple, l'aromatique "benzène" C_6H_6 a 6 atomes d'hydrogène et 6 atomes de carbone avec un rapport de $H/C = 1,0$, tandis que, le paraffine "n-hexane" C_6H_{14} avec H/C de 2.3. La plupart des asphaltènes a des rapports d' H/C s'étendant de 1,0 à 1,3.

I.4 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) ($180 < T_{eb} < 350-370^{\circ}\text{C}$), 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 ($380-390^{\circ}\text{C}$) mais sous une pression réduite. La fraction récupérée est appelée distillat sous vide alors que la fraction restante en fond de colonne constitue le résidu sous vide.

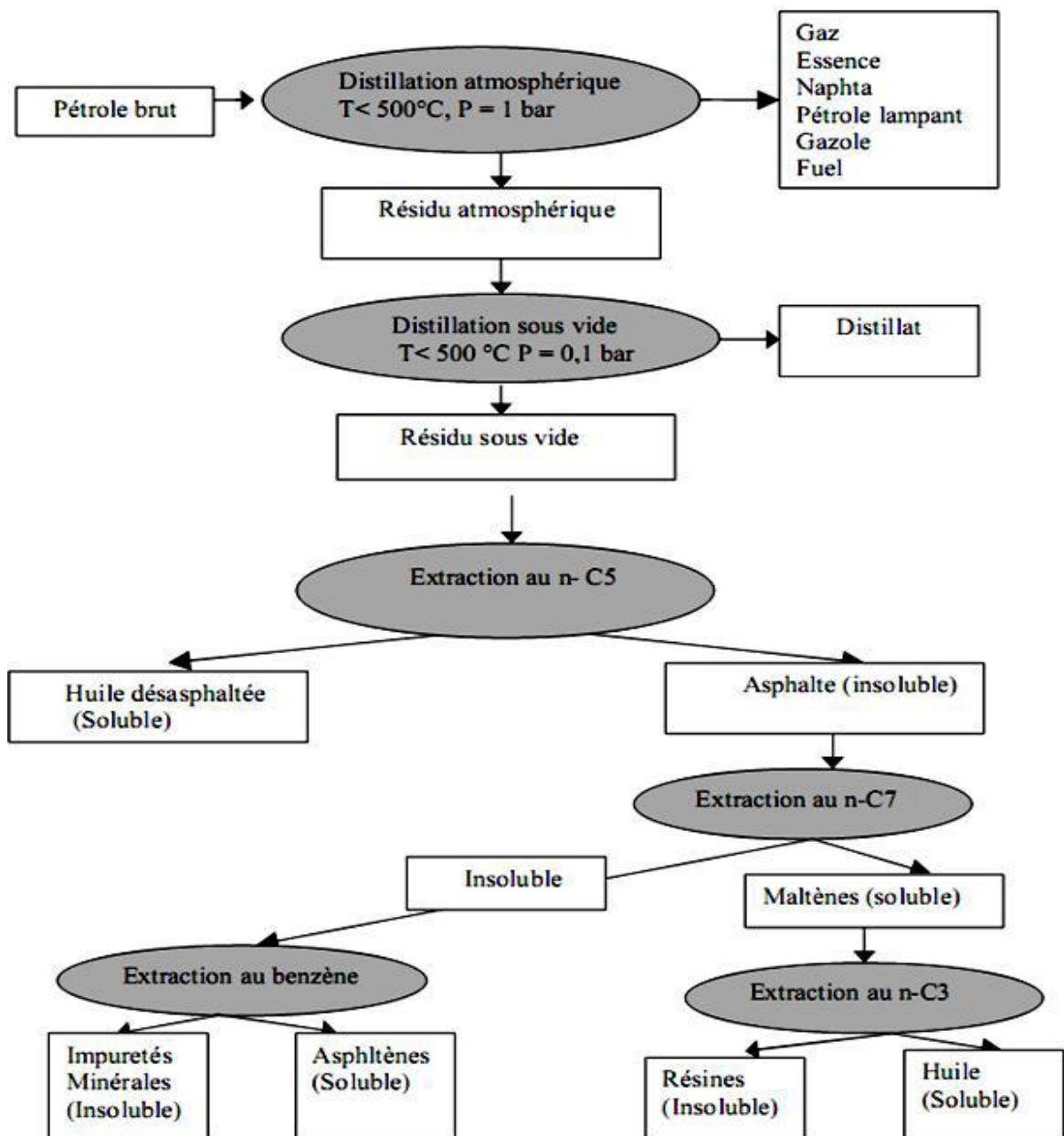


Figure I.4 : Fractionnement par distillation.

I.4.1 Structure moléculaire des asphaltènes

La structure détaillée des asphaltènes est encore mal connue jusqu'à présent, plusieurs modèles sont proposés pour décrire leurs structures et la plus répandue est le modèle de Yen.

En 1967, Yen a proposé un modèle de micro et de macrostructures asphalténiques qui permet de tenir compte de la capacité des asphaltènes à former des agrégats au sein d'un brut.

I.4.1.1 La microstructure

La microstructure des asphaltènes d'après le modèle proposé par Yen, se compose des éléments suivants :

- **Le feuillet**

C'est l'élément de base de la microstructure des asphaltènes, Il est constitué de cycles aromatiques condensés portant des chaînes aliphatiques, des cycles naphthéniques ou encore des hétéroatomes. La masse molaire du feuillet est de l'ordre de 500 à 1000 g/mol et la taille est de l'ordre d'un nanomètre.

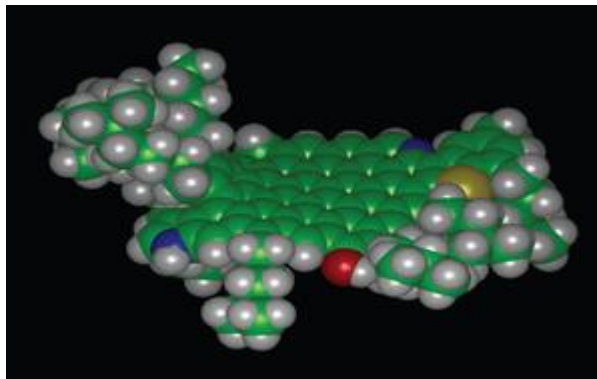


Figure I.5 : Représentation 3D d'une molécule d'asphaltène vénézuélien (avec l'aimable autorisation de J. Murgich et A. Mansoori).

- **La particule**

Elle est constituée de l'empilement de quelques feuillets de 3 à 5.

- **La Micelle**

Deux à trois particules pourraient s'associer pour former des micelles.

I.4.1.2 La macrostructure

- L'agrégation

La masse molaire est de l'ordre de 100 000 à 1 000 000 UMA, est constituée par plusieurs particules et micelles.

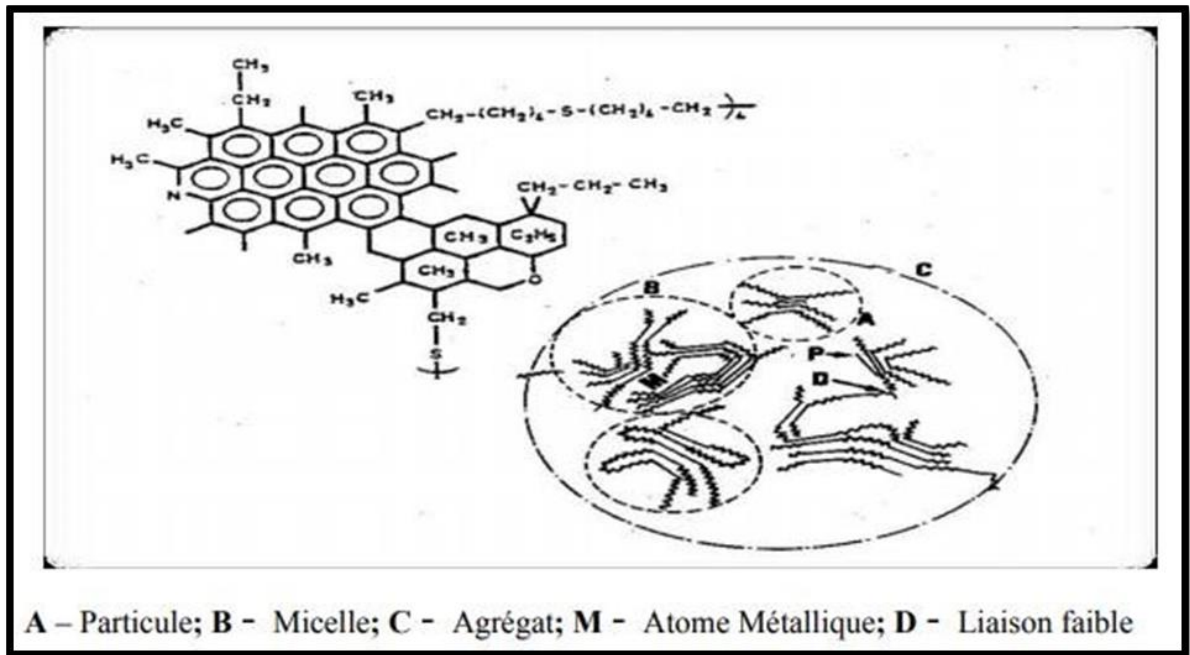


Figure I.6 : Structure des Asphaltènes selon le Modèle de Yen

I.5 Origine des asphaltènes

La plupart des matières organiques présentes dans les roches sédimentaires sont représentées par une substance insoluble dans l'eau, les acides alcalins, les acides non oxydants et les solvants organiques appelés kérogène [3].

Il a été observé dans les parties de la structure des asphaltènes peuvent conserver intactes les structures du kérogène d'origine et/ou du pétrole brut ou du bitume qui en dérive pendant la biodégradation et l'altération thermique (catagenèse).

Par conséquent, les asphaltènes sont considérés comme faisant partie du groupe des kérogènes. Il existe une hypothèse qui détermine l'origine des asphaltènes comme état intermédiaire entre le kérogène et les hydrocarbures générés par la matière organique dans la fenêtre de génération de pétrole (roches mères). Dans le réservoir, les

asphaltènes sont considérés comme une fraction instable ou une fraction sensible Solubilité du kérogène [3], [4].

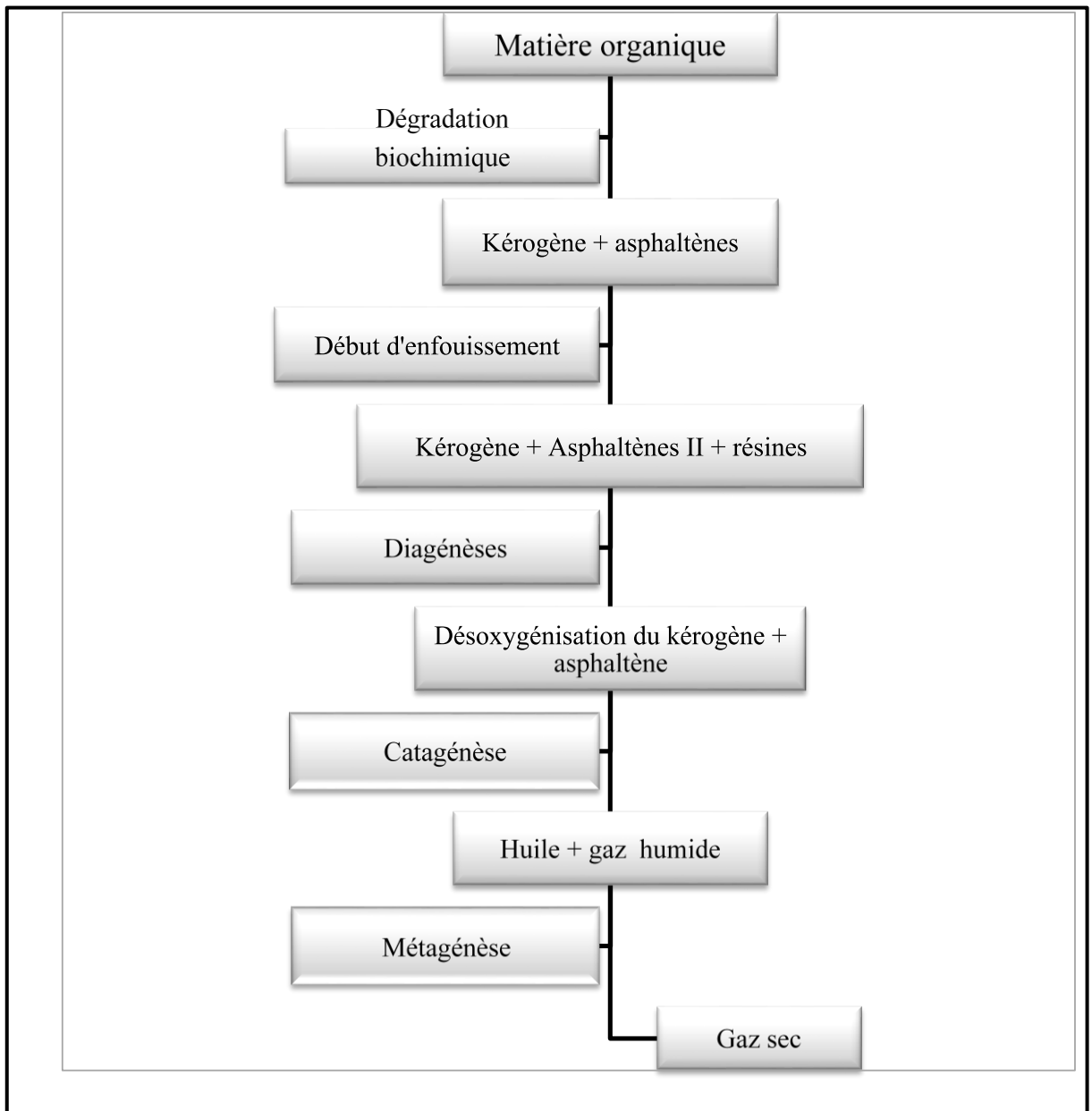


Figure I.7 : Etapes de formation des asphaltènes.

I.6 Masse molaire des asphaltènes en solution

La masse molaire des asphaltènes fait référence à la masse moyenne des molécules d'asphaltène dans une substance donnée, exprimée en grammes par mole (g/mol). Les asphaltènes sont des composants lourds et complexes des pétroles bruts et des bitumes.

Les masses moléculaires des asphaltènes varient considérablement, selon les différentes sources de pétrole brut et les conditions opératoires (méthodes d'analyse, solvant utilisé)

La masse moléculaire des asphaltènes joue un rôle très important dans l'auto-association et la floculation. La principale cause de l'insolubilité des asphaltènes est le poids moléculaire élevé [2].

I.7 Caractérisation des asphaltènes

- Composés aromatiques complexes dont la formule chimique est : $C_{74} H_{87} NS_{2O+}$ métaux.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).

I.8 Analyse SARA (SARA analysis)

L'analyse SARA permet de déterminer la proportion des hydrocarbures Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes dans un échantillon de pétrole brut, offrant ainsi une méthode pour classer les bruts selon leur polarité.

Les hydrocarbures saturés (Saturates) comprennent des composés non polaires tels que les hydrocarbures saturés linéaires, ramifiés et cycliques (paraffines). Les composés aromatiques (Aromatics), quant à eux, contiennent un ou plusieurs anneaux aromatiques et sont polarisables.

À partir des données de l'analyse SARA, deux autres rapports sont généralement établis : le rapport Saturés/Aromatiques et le rapport Asphaltènes/Résines.

Le rapport Saturés/Aromatiques est une mesure indirecte du pouvoir solvant des asphaltènes présents dans l'échantillon. Un rapport élevé implique une faible tendance à la solvataion.

Le rapport Asphaltènes/Résines est lié à la mesure de la stabilité colloïdale des asphaltènes. Un faible rapport Asphaltènes/Résines implique une bonne stabilisation colloïdale [5].

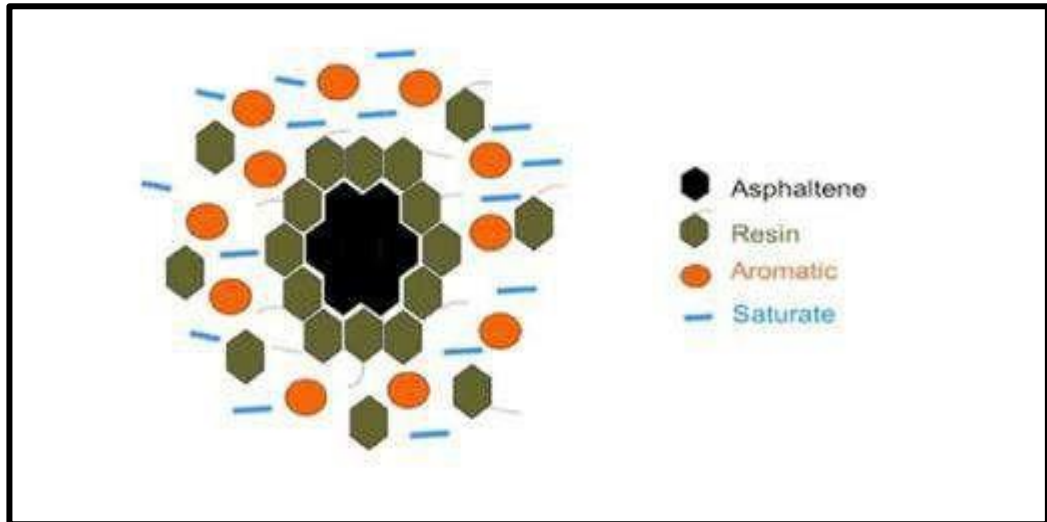


Figure I.8 : Différentes fractions du pétrole (SARA).

I.9 Notion de précipitation et floculation

I.9.1 Précipitation des asphaltènes

Les asphaltènes sont solubles dans le pétrole brut à des conditions de pression et de température spécifiques.

Cependant, lorsque les conditions physico-chimiques du fluide changent, par exemple lors du refroidissement ou de la libération de pression, les asphaltènes peuvent précipiter hors de la solution sous forme de solides [2].

I.9.2 Floculation des asphaltènes

Une fois que les asphaltènes ont précipité et se sont agglomérés pour former des particules solides, la floculation peut se produire.

La floculation des asphaltènes est un processus dans lequel ces particules solides se regroupent pour former des agrégats plus gros, appelés floes.

La floculation peut être influencée par des facteurs tels que la concentration d'asphaltènes, la composition chimique du pétrole, les conditions de température et de pression, ainsi que la présence d'additifs [2].

I.10 Conditions de floculation et de déposition des asphaltènes

Les asphaltènes instables floculent, précipitent, et se déposent dans les pores de la roche et sur les parois des équipements pétroliers. Ci-dessous (Figure I.9) trois cas différents ayant produit la floculation des asphaltènes : dans un premier cas c'est par l'ajout de pentane, dans le second c'est l'injection de dioxyde de carbone à la pression et la température de réservoir du fluide et enfin dans le dernier cas, c'est en se mettant au niveau de la pression de saturation tout en restant à la température de réservoir.



Figure I.9 : Floculation des Asphaltènes suivant différentes conditions.

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

- Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- 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 des asphaltènes.
- 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.

I.11 Précipitation des Asphaltènes

I.11.1 Enveloppe de phase des asphaltènes

De nombreux travaux (Jamaluddin et al (2002)) ont permis de déterminer une enveloppe de phase des asphaltènes. Cette enveloppe (Figure I.10) est délimitée par les lignes noires en pointillées. La zone de risque de précipitation des asphaltènes (hachurée en rouge) se trouve entre les deux courbes d'enveloppe de phase, zone où se trouve la courbe de bulle. Plus l'écart entre la pression réservoir initiale et la pression de bulle est grand, plus le fluide va potentiellement subir une expansion volumique monophasique importante, ce qui se traduit par une baisse de son pouvoir solvant envers la fraction lourde asphalténique. En dessous de la pression de bulle, le gaz est libéré, la densité de l'huile augmente. Le pouvoir solvant de la phase liquide vis-à-vis des asphaltènes augmente à nouveau. Ce comportement explique que la précipitation des asphaltènes peut intervenir au sein du réservoir alors que rien n'apparaît en surface (baisse de l'indice de productivité apparemment inexplicable). La présence de la courbe de bulle dans l'enveloppe de phase des asphaltènes est à l'origine de l'idée reçue suivante : les asphaltènes précipitent au point de bulle [6].

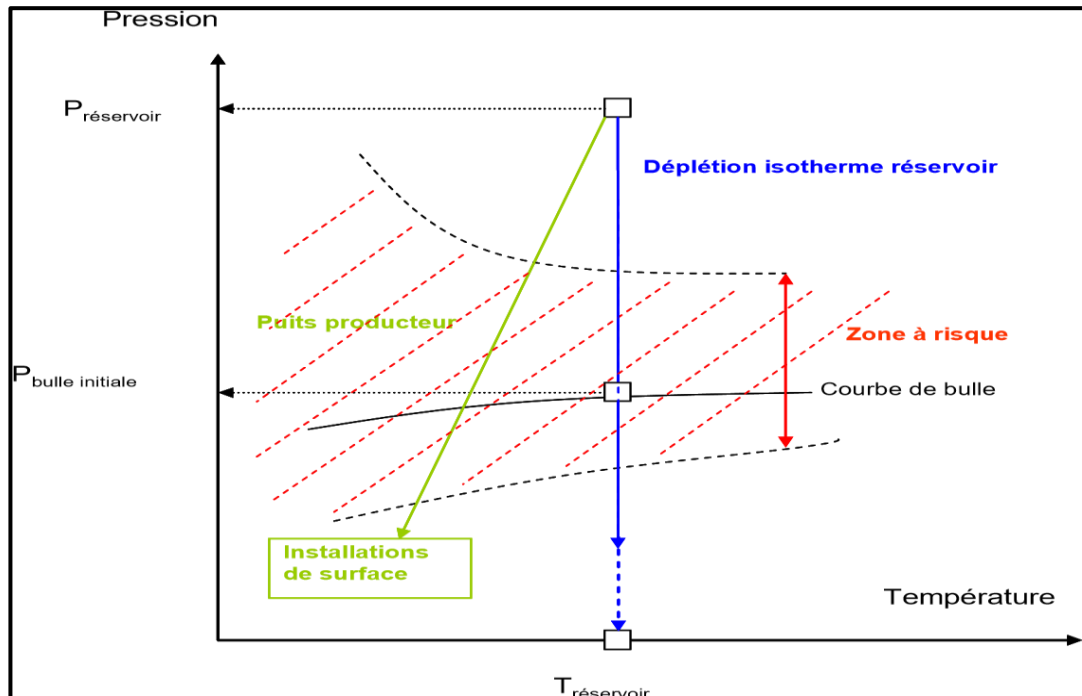


Figure I.10 : Représentation de la zone d'instabilité des asphaltènes pendant la production

I.12 Facteurs influençant la déposition des Asphaltènes

La précipitation de l'asphaltène est causée par un certain nombre de facteurs, notamment des changements de pression, de température et de composition. Les deux causes les plus courantes de précipitation d'asphaltènes dans le réservoir sont la diminution de la pression et le mélange du pétrole avec le solvant injecté dans les processus de récupération améliorée du pétrole (IOR). Les activités de forage, de complétion, de stimulation acide et de fracturation hydraulique peuvent également induire des précipitations dans la région proche du puits de forage [2].

I.12.1 Effet du changement de la composition

L'effet du changement de composition sur la précipitation des asphaltènes peut varier selon plusieurs facteurs, notamment la nature des composants ajoutés ou modifiés, les conditions de température et de pression, ainsi que la composition initiale du mélange.

Voici quelques effets possibles du changement de composition sur la précipitation des asphaltènes :

- Additifs dispersants ou inhibiteurs : L'ajout d'additifs dispersants ou inhibiteurs peut réduire la tendance des asphaltènes à précipiter en maintenant leur dispersion dans la phase liquide. Ces additifs peuvent modifier les interactions intermoléculaires entre les asphaltènes et d'autres composants du pétrole, réduisant ainsi leur capacité à former des agrégats insolubles.
- Changement de la proportion des fractions pétrolières : Modifier la proportion de fractions pétrolières telles que les paraffines, les résines et les saturés peut influencer la solubilité des asphaltènes. Par exemple, une augmentation de la teneur en paraffines peut favoriser la précipitation des asphaltènes, car elles peuvent agir comme des solvants pour les asphaltènes.
- Introduction de contaminants ou d'impuretés : La présence de contaminants ou d'impuretés tels que les métaux, les sels ou les produits de dégradation peut favoriser la précipitation des asphaltènes en agissant comme des sites de nucléation pour la formation d'agrégats.

- Réactions chimiques : Les réactions chimiques entre les composants du pétrole peuvent modifier la composition et la structure des asphaltènes, ce qui peut influencer leur tendance à précipiter.

I.12.2 Effet du changement des conditions thermodynamiques : Pression et Température

I.12.2.1 La pression

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans des réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole. Les effets de pression sur la précipitation des asphaltènes ont été expliqués par Pasadakis et coll. (2001) ont constaté que la quantité d'asphaltènes dissous dans le brut diminue à mesure que la pression passe de la pression initiale du réservoir au point de bulle du brut et augmente encore à mesure que la pression diminue. En revanche, Hirschberg et al. (1984) ont déclaré que la solubilité des asphaltènes augmentait avec l'augmentation de la pression jusqu'au point de bulle. Au-delà de ce point, la solubilité des asphaltènes diminue [7].

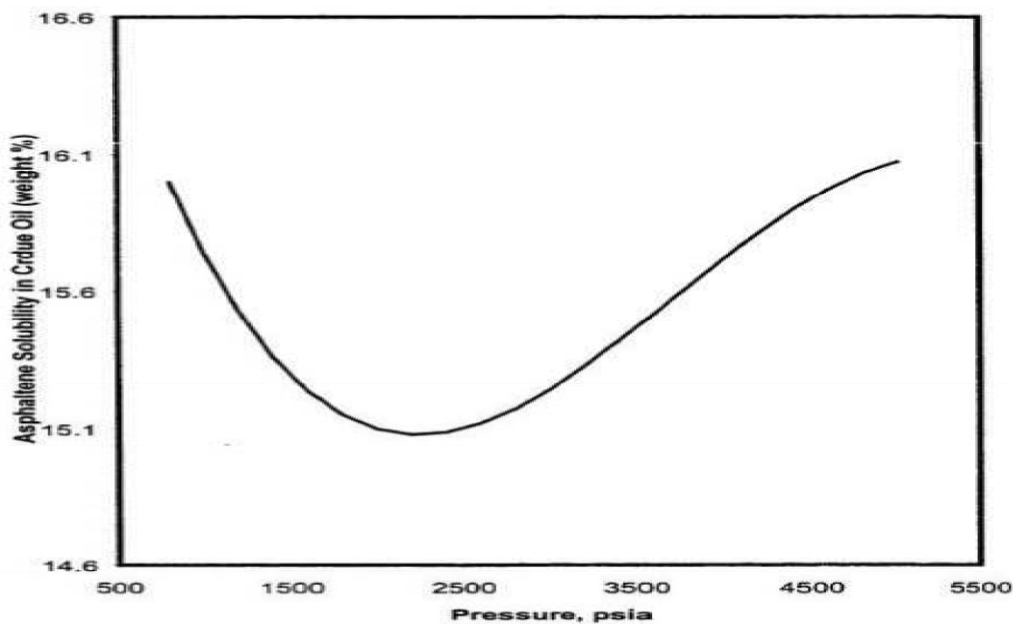


Figure I.11 : Effet de pression sur la solubilité d'asphaltènes Dans pétrole brut a la température.

I.12.2.2 La température

La température du réservoir reste presque constante. Certains résultats rapportés dans la littérature montrent des tendances opposées dans la quantité d'asphaltènes précipités avec

l'augmentation de la température. Certains auteurs ont déclaré qu'à des températures plus élevées, moins de quantités d'asphaltènes sont précipitées.

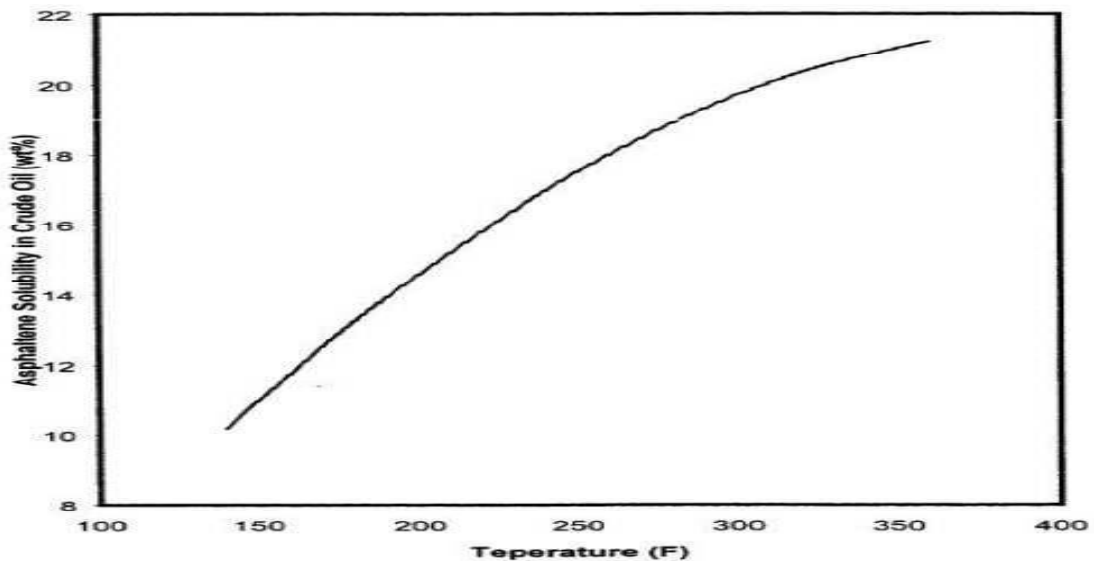


Figure I.12 : Effet de température sur la solubilité D'asphaltènes a une pression de 3034.7 psia.

I.12.3 Précipitation d'asphaltène lors de l'injection de gaz IOR

L'injection de gaz d'hydrocarbures ou de dioxyde de carbone (CO₂) pour l'IOR favorise la précipitation des asphaltènes. Bien qu'elle se manifeste fréquemment au niveau du puits de production lors de la percée du solvant, la précipitation peut se produire n'importe où dans le réservoir.

Une précipitation d'asphaltène peut également se produire lors de l'injection de solvant dans les réservoirs de pétrole lourd. Butler et Mokrys ont proposé un procédé d'extraction par solvant in situ pour les pétroles lourds et les sables bitumineux appelé VAPEX . Ce procédé utilise deux puits horizontaux (un injecteur et un producteur). L'injection de solvant (par exemple, le propane) crée une chambre de solvant dans laquelle le pétrole est mobilisé et drainé vers le producteur. En plus du processus de mobilisation, le solvant peut induire une précipitation des asphaltènes [3].

I.13 Les problèmes de dépôts d'asphaltènes

Durant l'extraction, Le problème d'endommagement le plus courant signalé dans les régions productrices de pétrole matures du monde est peut-être la formation de dépôts organiques à la fois dans et autour du puits, cette précipiter et se déposer dans le réservoir ce qui entraîne une réduction de la perméabilité de l'espace poreux. Cela affecte aussi la mouillabilité (Cuiec

(1984)). En outre, la forte teneur en asphaltènes élève la viscosité des huiles et réduit donc leur mobilité. Au cours du transport, le mélange de différentes huiles dans le même réseau peut mener à la précipitation des asphaltènes (Figure I.13). Le dépôt de ces asphaltènes réduit les canalisations et peut conduire à terme à une obstruction complète des pipelines.

Les bénéfices économiques liés à l'exploitation du brut dépendent de sa composition chimique. Plus le brut a une teneur forte en asphaltènes (18-22%) et plus son coût est élevé du fait des difficultés d'extraction et de raffinage, le bénéfice économique diminue notamment.

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 Hassi messoud.

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 (I.12).
- Dysfonctionnement des équipements.



Figure I.13 : Déposition Asphaltènes (source: Petroskills LLC. All Rights Reserved).

I.14 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[8] .

I.14.1 Réservoir et les abords du puits

Les dépôts d’asphaltène peuvent s’adsorber sur la surface de la roche réservoir causant une modification de la mouillabilité de celle-ci ou une roche qui était mouillable à l’eau devient mouillable à l’huile. Ce changement de mouillabilité réduire considérablement la perméabilité relative de la roche et par conséquent, un faible taux de récupération.

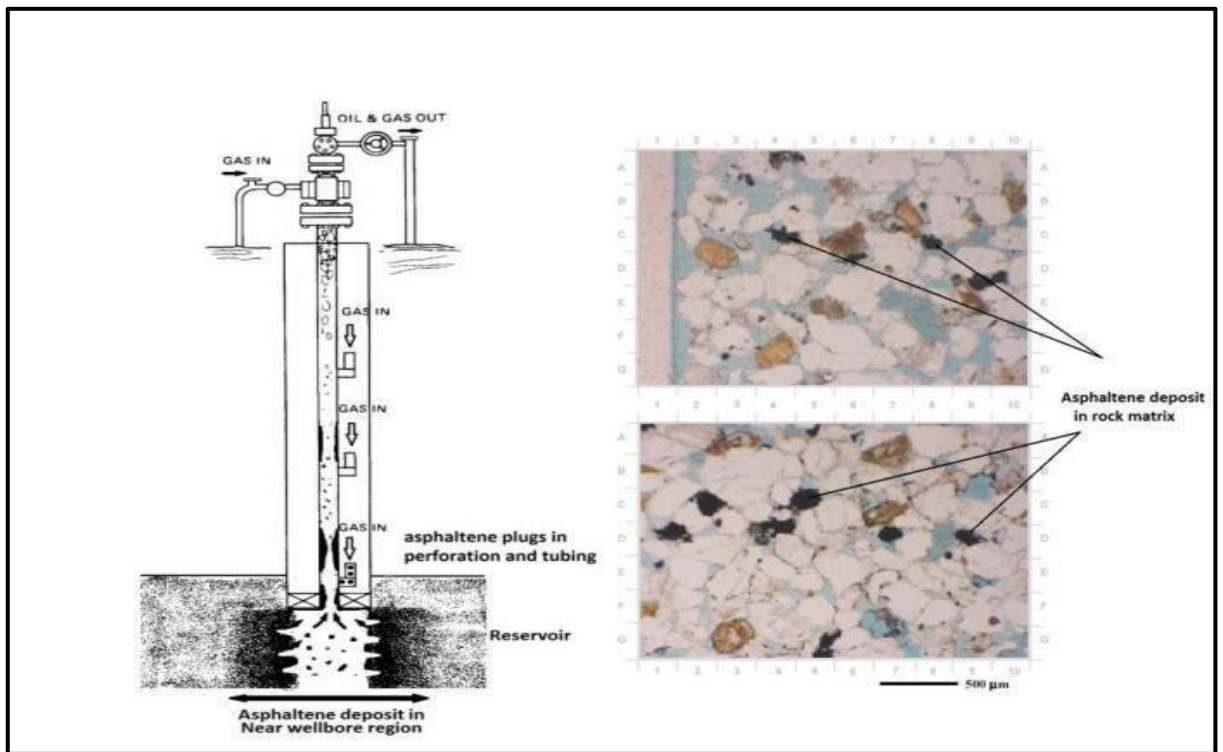


Figure I.14 : Effet de dépôt asphaltènes sur le réservoir et abords du puits.

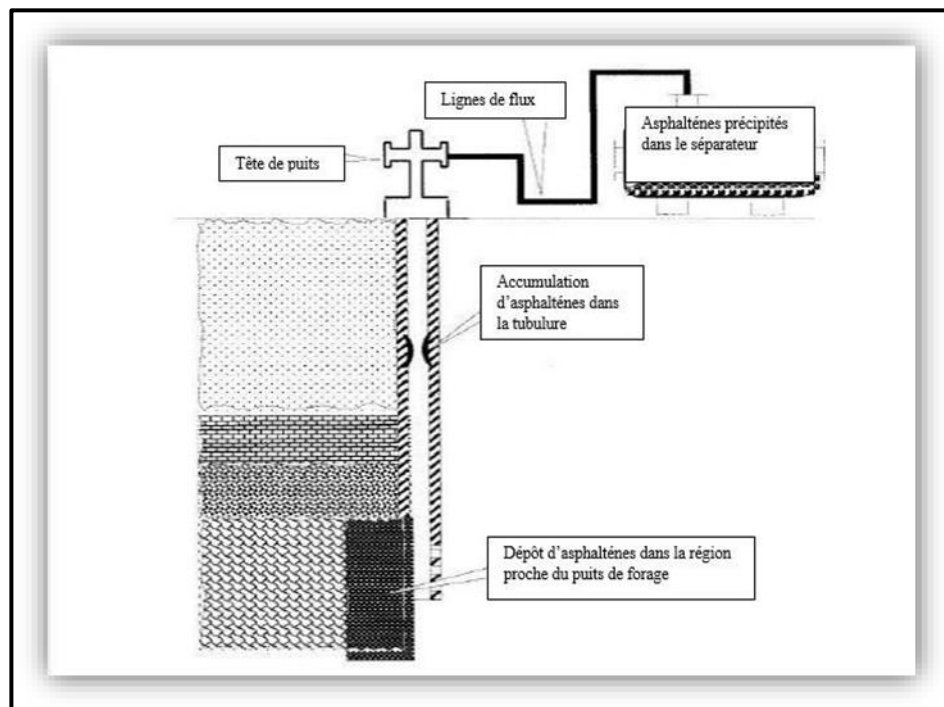


Figure I.15 : Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes
(Source: Jianxin Wang).

I.14.2 Tubing de production

Le dépôt d'asphaltène formé dans le tubing réduit la section de passage du fluide et le débit de production et cause des difficultés pour les opérations wireline.



Figure I.16 : Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production.

I.14.3 Réseaux de collecte

La formation de dépôt dans les conduites du réseau de collecte réduit le débit de production et peut causer le blocage du racleur durant les opérations de raclage.



Figure I.17 : Dépôt asphaltène après une opération de raclage.

I.15 Traitement des dépôts asphaltènes

L'élimination des dépôts d'asphaltène nécessite également l'utilisation de solvants ou de dispositifs mécaniques. Les asphaltènes étant solubles dans les solvants aromatiques, des mélanges de solvants aromatiques tels que le xylène, Reformat ont été utilisés pour éliminer les dépôts d'asphaltène. Il convient de noter que les solvants tels que le diesel et le kérosène, qui sont principalement des alcanes à chaîne droite, ne doivent pas être utilisés car ils peuvent provoquer la précipitation des asphaltènes [8].

Parmi les traitements possibles, on cite :

- La circulation d'une solution de solvants aromatiques dans le tubing dans le but de dissoudre les dépôts formés sur les parois de tubing.
- Squeezing des solutions de différents solvants comme reformat. Cette opération a pour but de dissoudre les dépôts organiques dans la formation (près du puits de forage).

I.15.1 Traitement mécanique

Le traitement employé par SONATRACH dans ce cas est « le grattage mécanique ». Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de "Wireline" 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.

I.15.2 Traitement Chimique

Ce traitement Chimique consiste à l'injection continue d'une solution de différents dispersants dans les puits reconnus pour avoir des problèmes de dépôt. Ceci est réalisé en faisant circuler la solution vers le bas avec un tube concentrique et la remonter à la surface par l'espace annulaire. Cela permettra d'éviter ou de minimiser l'agglomération et la formation des dépôts asphaltènes.



Figure I.18 : Traitement du dépôt d'asphaltène (Coiled tubing opération).

I.15.3 Un solvant utilise dans 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.

I.15.3.1 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).

I.15.3.2 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.

I.15.3.3 Benzène

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

I.15.3.4 Xylène et le toluène

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

I.15.3.5 Reformat

C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Hassi Messaoud, 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 1ère distillation, essentiellement constitués par les paraffines, des naphthènes et des aromatiques.

Composés	Pourcentage en poids
Paraffine	42 %
Naphtène	5%
Aromatique	53%

Tableau I.2 : La composition du Reformat.

- **Solubilité du dépôt d'asphaltène dans les différents solvants :**

Le test de solubilité effectué sur un échantillon de dépôt d'asphaltène provenant du champ pétrolier HMD à température ambiante (21°C) est représenté dans l'histogramme suivant :



Figure I.19 : Solubilité des asphaltènes dans les différents solvants.

Les asphaltènes sont des fractions polaires qui sont insolubles dans les alcanes à faible poids moléculaire tels que le nC₃, le nC₄, jusqu'au nC₁₂. Cependant, ils sont solubles dans les solvants aromatiques tels que le benzène, le toluène, le xylène et le reformat. Des études ont classé ces solvants selon leur pouvoir de solubilité sur les asphaltènes, comme suit :

Benzène < xylène < reformat < toluène. [9]

I.15.3.6 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. La matière plastique choisie (généralement des polymères), doit vérifier deux conditions :

- Résistance à la température du milieu.
- Présence d'une affinité pour les asphaltènes.

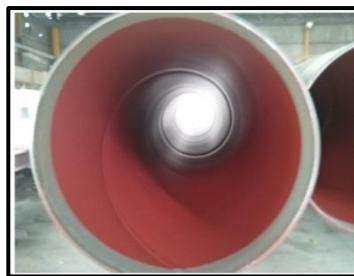


Figure I.20 : Revêtement de tube à l'intérieur.

I.16 Conclusion

En conclusion, les asphaltènes représentent un défi significatif dans l'industrie pétrolière en raison de leur tendance à précipiter et à former des dépôts solides dans les réservoirs, les conduites et les équipements de production. Leur présence peut entraîner une diminution de la production de pétrole, des obstructions dans les installations et des coûts supplémentaires liés au nettoyage et à la maintenance.

Pour gérer efficacement les asphaltènes, il est essentiel de mettre en œuvre des stratégies de prévention et de traitement adaptées. Cela peut inclure l'utilisation de techniques telles que l'injection de solvants, de dispersants ou de produits chimiques spécifiques pour maintenir les asphaltènes en suspension, ainsi que des méthodes mécaniques ou thermiques pour éliminer les dépôts déjà formés.

Chapitre II

Présentation du champ de Hassi Messaoud

II.1 Introduction

Le sud Algérien possède des richesses naturelles, parmi lesquelles nous citons les réserves en hydrocarbures d'où la présence d'une large gamme de produits relatifs aux gisements de pétrole et de gaz. Pour la séparation de ces produits et de leurs dérivés, notre pays a investi dans ce domaine dont la nécessité est d'acquérir et installer de grands complexes de traitement qui sont répartis en plusieurs unités. Hassi Massoud découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

II.2 Présentation générale de l'entreprise SONATRACH

La SONATRACH est une entreprise nationale par son histoire et son orientation, d'un grand poids économique, et internationale par son domaine d'activité, industrie pétrolière et gazière.

Elle se situe au premier plan par l'importance de ses activités (prospection, forage, production, ct). La gestion de ses activités est assurée par des branches opérationnelles qui sont des directions fonctionnelles qui élaborent et veillent à l'application de la politique et de la stratégie de groupe. Elles fournissent l'expertise et l'appui nécessaire aux activités [10].

II.3 Historique du champ

Le 16 janvier 1956, la Société nationale de recherches de pétrole en Algérie (SNREPAL) à découvert l'immense gisement de Hassi Messaoud par le premier forage MD1.

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

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien [10].

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

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

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

II.4 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 780 km au Sud Est d'Alger et à 300km de la frontière Tunisienne.

Il est limité :

- Nord-Ouest par les gisements de Haoud-Berkaoui, Benkahla et Guellala
- Sud-Ouest par les gisements d'El-Gassi, Zotti et EL-Agreb.
- Sud Est par les gisements de Rourd El-Baguek et Mesdar.
- Est par le Bassin de Berkine [11].

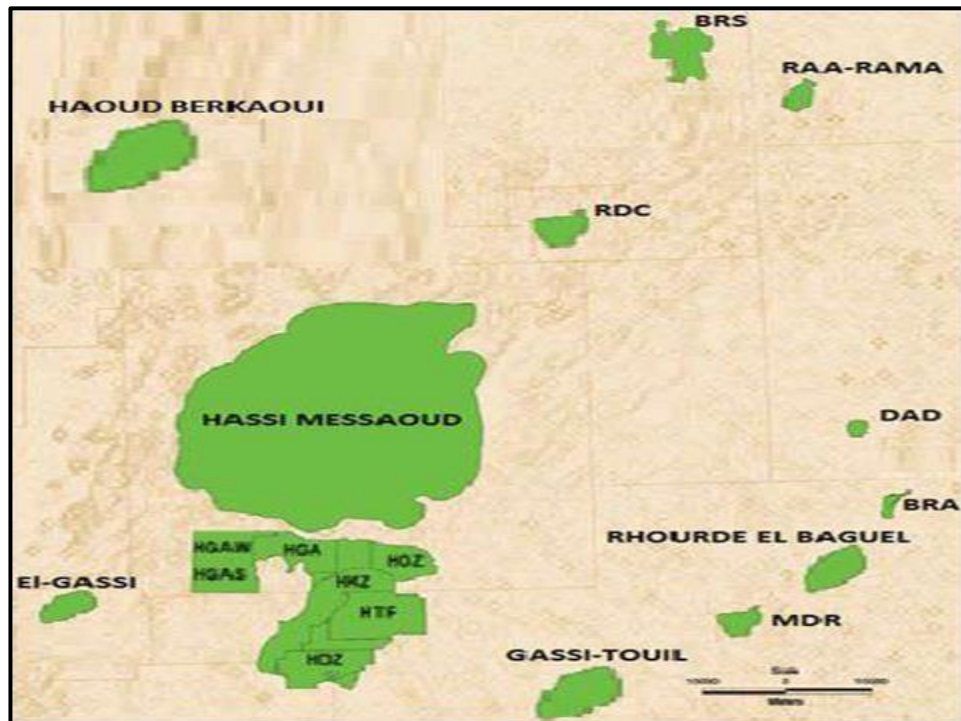


Figure II.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [DP-SONATRACH 2018].

Sa localisation en coordonnées géographiques :

- Latitude : 31°40'49" Nord
- Longitude : 6°04'22" Est
- L'altitude par rapport au niveau de la mer : 152 m

II.5 Situation géologique

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves.

Géologiquement, il est délimité par :

- A l'Ouest par la dépression d'Oude M'ya.
- Au Sud par la mole d'Amguid EL Biad.
- Au Nord par la structure djamaa, Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourd El Bagual. et Ghadames.

II.6 Position du champ

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le champ de HMD en 25 zones dites de production (Figure II.2), d'extension variables. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établi. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones [10].

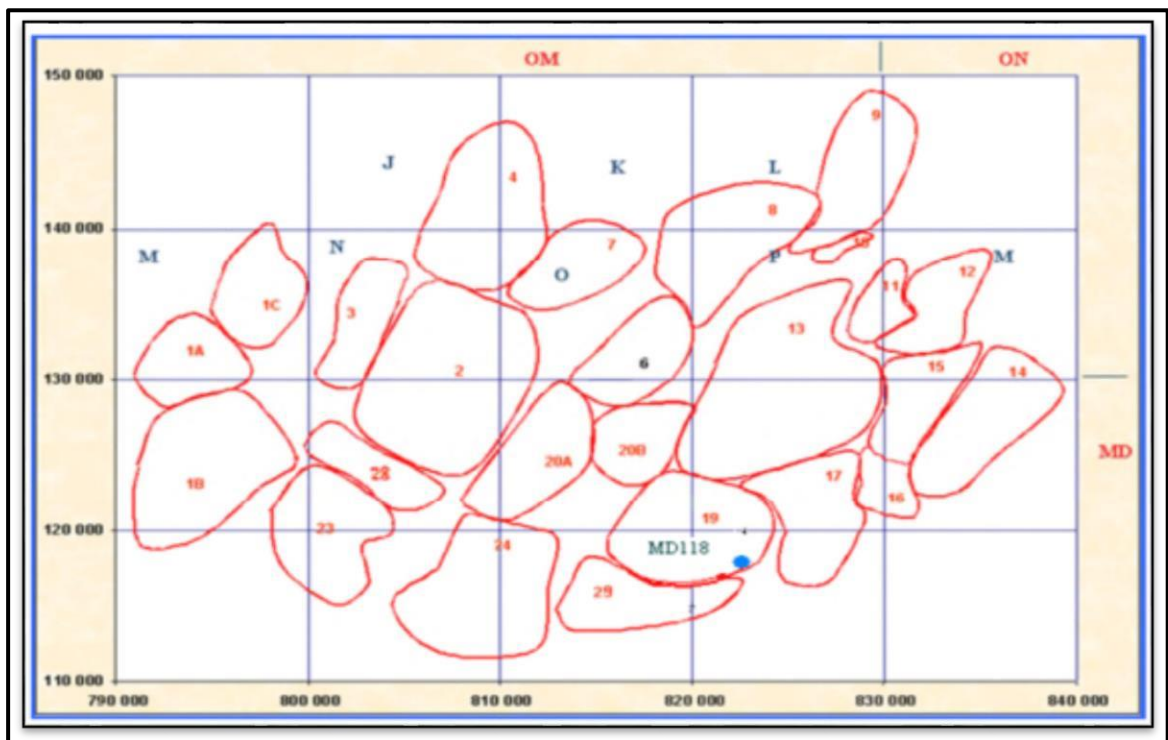


Figure II.2 : Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH].

Notre zone d'étude : 24.

II.7 Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise par son réservoir cambro-ordovicien. Les accumulations prouvées s'étalent sur une superficie de 3300Km² avec une profondeur d'environ 3400m et d'une épaisseur allant jusqu'à 250m.

II.7.1 Caractéristique des fluides

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm² pour un rapport gaz / huile de dissolution Rs égal à 240 stm³ / m³. A l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm² pour un rapport de gaz / huile de dissolution égal à 160 stm³ / m³.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents qui coule dans le réservoir de Hassi Messaoud.

II.7.1.1 Les caractéristiques des huiles

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 43.7 à 45.4).
- La pression de gisement est variable : 120 à 400 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus : cas d'OML 63 et 633.
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible (0,1 md à 1000 md.).
- La viscosité est de 0,2 Cp.
- L'eau de gisement est très riche en sel (315 g/l), dans les conditions initiales de gisement (480.2 kg/cm² et 120°C), cette eau a une viscosité de 1cp.

II.7.1.2 Les caractéristiques de gaz associé

Pour un point de bulle de 160 à 200 kg / cm² on a : Une viscosité de gaz de 0.02 cp et une compressibilité de 0.8 (bar)⁻¹.

II.7.2 Production du gisement

- Le gisement de Hassi Messaoud a produit 80% de ses réserves totales récupérables de pétrole, avec un pic de production en 1977.
- Sur la base des hypothèses économiques, la production se poursuivra jusqu'à ce que le gisement atteigne sa limite économique en 2053.
- Le gisement représente actuellement environ 18% de la production pétrolière quotidienne de l'Algérie.

II.7.3 Problèmes d'exploitation

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont en général aggravés par les conditions sévères de température et de pression régnant dans le gisement.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau du gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum $BaSO_4$). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer, malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

II.8 Etat récapitulatif du nombre de forage

L'état du puits	Nombre
Puits producteurs huile	1032
Puits producteurs eau	130
Puits injecteurs gaz	121
Puits injecteurs eau	57
Puits abandonnés & Attente abandon	132
Puits secs	46
Puits inexploitable	90
Total puits forés	1608

Tableau II.1 : Etat récapitulatif du nombre de puits au gisement de Hassi Messaoud, Boutercha Hanane & al 2016.

II.9 Les problèmes et les remèdes d'exploitation

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

II.9.1 Les Problèmes

- La diminution de la pression du gisement qui est un phénomène naturel pour les gisements.
- Les venues d'eau.
- Colmatage environs des puits par la boue de forage.
- Le bouchage des perforations par la décantation des particules solides entraînées par le fluide produit
- Des dépôts organique (asphaltènes), et dépôts de sel.

II.9.2 Les remèdes

- Le maintien de la pression de Gisement par l'injection d'eau.
- Les déviations (Side Track) pour éviter de produire les bancs envahis par l'eau.
- Les opérations d'acidification pour la stimulation de réservoir.
- Les opérations de fracturation (Skin by pass).
- Le dessalage au fond en continu pour les puits présentant une forte concentration en sel (fortement salés).
- Utilisez Le travail du câble pour éliminer les dépôts.

II.10 L'enveloppe des dépôts d'asphaltène

L'évaluation du potentiel et de la gravité des problèmes d'asphaltènes est grandement facilitée par l'utilisation de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes. L'ADE indique le chemin thermodynamique qui doit être respectées lors la récupération d'huile de réservoir pour éviter ou minimiser les problèmes d'asphaltènes. Si possible, l'huile doit être maintenue à l'extérieur ou loin du centre de l'ADE que possible [2].

II.11 Résultats de l'analyse Nodale

L'analyse nodale est appliquée sur le puits MDZ700 pour déterminer certains paramètres (le débit, la pression), afin de choisir la bonne candidature de traitement.

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

II.12 Présentation de logiciel de simulation

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un logiciel de simulation de systèmes de production de pétrole et de gaz développé par Schlumberger. Il est largement utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour modéliser et simuler les flux de fluides dans les réseaux de pipelines, les puits de pétrole et de gaz, ainsi que les installations de traitement d'effectuer les tâches suivantes [12] .

- 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.

Chapitre III

Etude de cas (Puits MDZ700)

III.1 Introduction

Dans le cadre de notre étude, nous analysons un puits spécifique situé dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud, en Algérie. Ce champ pétrolier est localisé dans le bassin de l'Oued Mya. Notre analyse porte sur les défis rencontrés lors de l'exploitation de ce puits, ainsi que sur les stratégies mises en œuvre pour optimiser son rendement et assurer sa durabilité à long terme. Cette étude offre un aperçu précieux des pratiques d'exploitation pétrolière dans l'une des régions les plus stratégiques d'Algérie.

III.2 Exemple du puits MDZ700

III.2.1 Historique du puits MDZ700

Le puits horizontal MDZ700 est un puits de développement foré le 25/05/2018 implanté au sud de la zone 24 du champ Hassi Messaoud.

Ce secteur n'a pas connu assez de forage, seulement deux puits : MD38 foré en 1960 distant de 600m et MD610 foré en 2009 distant de 1600m, le choix de forer un horizontal dans ce secteur dont l'objectif est le drain D5 est justifié par l'expérience des reprises de ces deux derniers

C'est un puits producteur huile à partir du réservoir Quartzites de Hamra, il est complété d'un tubing 4 ½ New vam, et d'un Liner 4 ½ Cimenté et reste la production dans le drain open Hole Il est mis en production le 01/08/2018.

Le MDZ700 est situé dans une zone où la densité des puits est faible ce qui a permis d'avoir deux points de contrôle, à savoir le MD38, MD610.

Le puits MDZ700 est localisé dans une zone connue par les problèmes des asphaltes qui sont la cause du bouchage du tubing de production et la chute de la production du puits.

III.2.2 Description du puits

MDZ700 est puits de développement horizontal foré à la région de Hassi Messaoud implanté au sud de la zone 24. Pour la production de l'huile, pour exploiter le réservoir Cambrian, Ri-D2 (horizontal drain of +/-730m).

Paramètres	Valeurs
TD	4114
TVD	3456,71
Ongle d'atterrissage	86,50
Azimut théorique	120°
KOP	3180
Vs	800m

Tableau III.1 : Paramètres du puits MDZ 700.

III.2.3 Localisation du puits MDZ 700

Le puits MDZ 700, objet de notre étude, se positionne géographiquement selon les coordonnées LSA Lambert Sud Algérie de la plateforme sont les suivantes (figure III.1) :

COORDONNEES UTM (mètres)		ALTITUDE (mètres)		Appareil de Forage
X	Y	Z sol	Z table	GWDC155 (9m)
782 200.008	3 491 364.030	142.758	152	

Tableau III.2 : Coordonnées de la plate-forme.

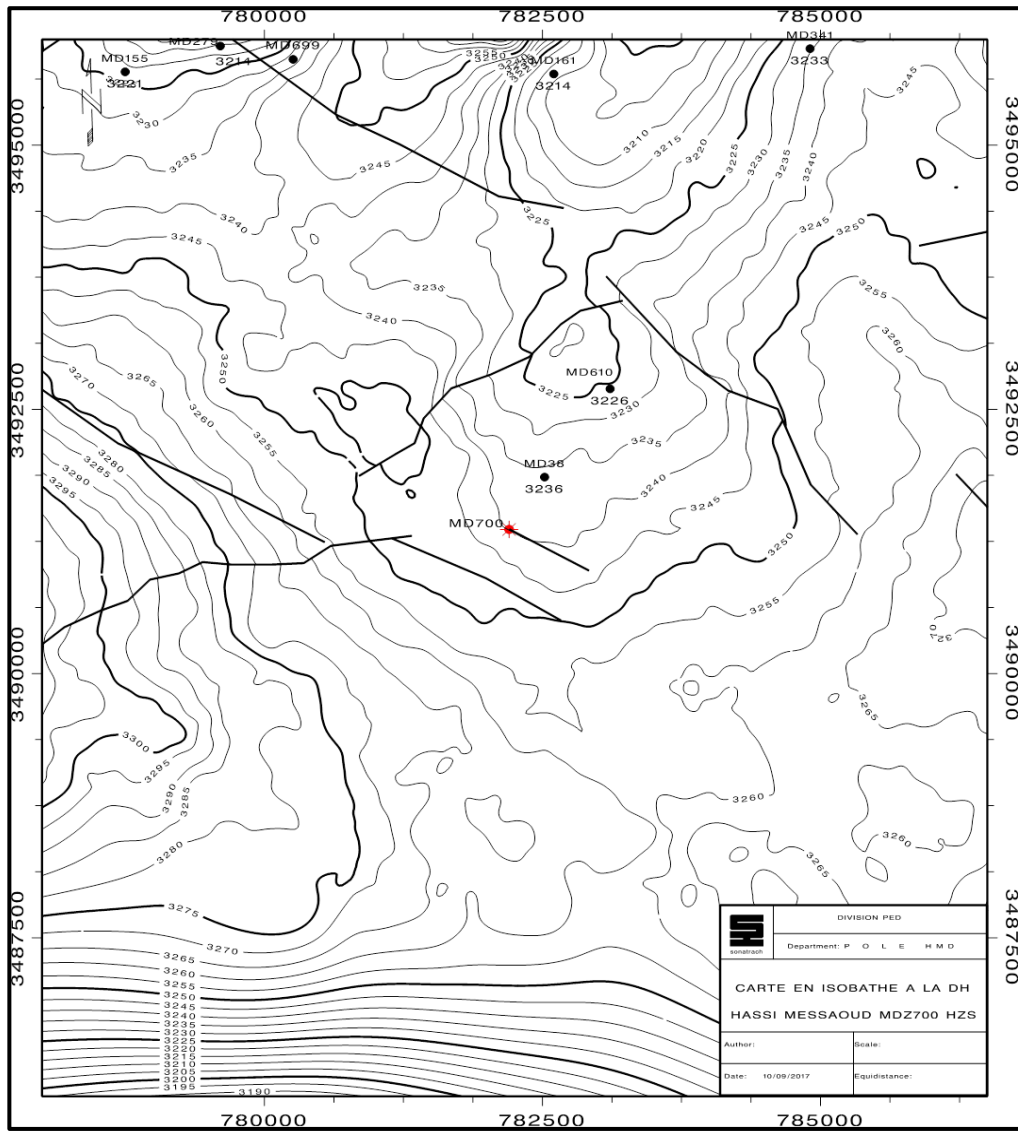


Figure III.1 : Carte de position Puits MDZ-700.

III.2.4 Géologie locale du puits MDZ700

- Colonne stratigraphique

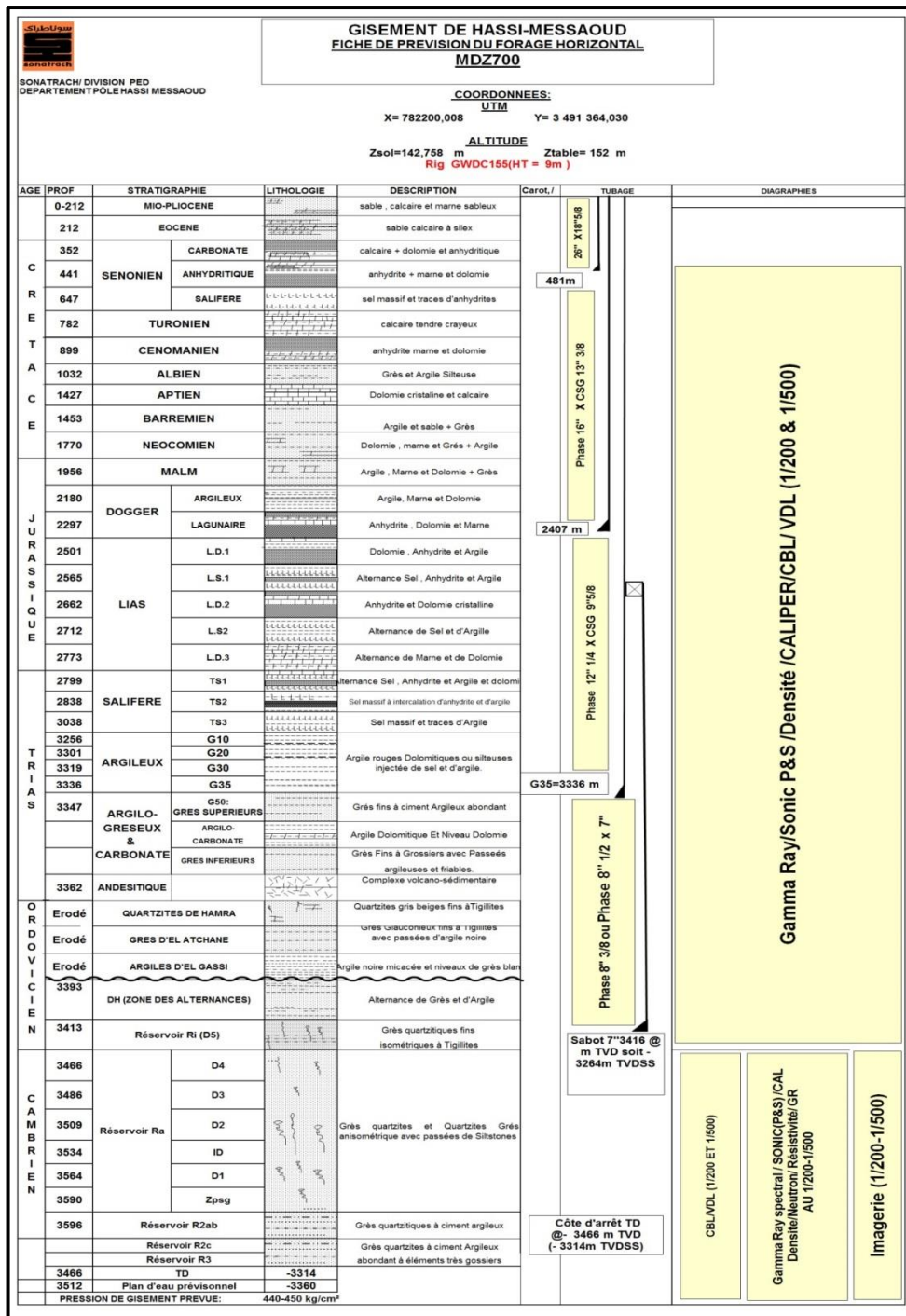


Figure III.2 : Une partie de la colonne lithologique du réservoir du puits MDZ 700.

III.2.5 Historique des traitements de puits MDZ700

Jusqu'à présent, le puits MDZ700 pose le problème de dépôt d'asphaltènes. Il a subi plusieurs opérations de traitement par différents types de solvants fournis par les entreprises étrangères ou par le reformat. La durée d'efficacité de ces produits est temporairement limitée.



Figure III.3 : L'historique de production de ce puits depuis 2018.

Le puits MDZ700 produit avec un faible débit. En raison de cette situation et afin d'éviter l'endommagement ou le bouchage total de la formation avec les asphaltènes, il est fortement recommandé de stimuler le puits avec un solvant approprié.

III.2.6 Collecte des Données

Plusieurs essais et mesures ont été menés sur le puits, afin d'étudier et identifier le problème de dépôts d'asphaltènes, ces derniers ont un effet sur la productivité du puits. Parmi ces tests, on note :

- Test de jaugeage.
- Analyse nodale.
- Résultat de DST

III.2.6.1 Résultat de jaugeage

Ce test permet de mesurer le débit, et les paramètres montrés dans le tableau ci-dessous. Nous constatons que le débit a chuté de 9,47 à 6,02 m³/h.

	Date Mesure	Diam Duse (mm)	Débit Huile (m ³ /h)	GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)
					Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	
Avant l'endommagement	02/02/2020	11	9,47	209	50	22,5	6,12	30
Pendant l'endommagement	16/10/2021	11	6,02	110	35,7	22	22,13	26
Après nettoyage	12/11/2021	11	13,84	191	94,8	20,8	7,31	52

Tableau III.3 : Résultats des tests de Jaugeage.

III.2.6.2 Résultat de DST

But de ce test est de déterminer certains paramètres, notamment la pression du réservoir et le Skin, l'index de productivité IP. Ce processus implique la fermeture et ouvert d'un puits crée une perturbation, suivi de l'enregistrement de l'évolution de la pression. Les résultats de DST sont mentionnés dans le tableau suivant :

Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	I P	Skin	DuseØ
		PG	PFD	PT				
DST	24/07/2018	445,96	381,73	168,7	29,5	0,602	-2,42	12,7

Tableau III.4 : Résultat de DST du puits MDZ700.

III.2.6.3 Résultats de l'analyse Nodale

L'analyse nodale est appliquée sur le puits MDZ700 pour déterminer certains paramètres (le débit, la pression), afin de choisir la bonne candidature de traitement.

Dans cette étude, Nous avons employé le logiciel PIPESIM™ afin de modéliser les performances du puits MDZ700.

Les données des équipements de ce puits ainsi les données de PVT

Puits	TVD(m)	MD(m)	Longueur de tubing(m)	ID du tubing (mm)
MDZ700	3456,71	4114	3163,78	45

Tableau III.5 : Complétion de MDZ700.

Puits	Densité d'huile API	GOR (sm ³ /sm ³)	WOR (sm ³ /sm ³)	Pression du bulle (kg/cm ²)
Omm413	45	205	0	165

Tableau III.6 : PVT de MDZ700.

Huile	Saturate	Aromatique	Résine	Asphaltène
Massique %	56.22	38.76	3.97	1.05

Tableau III.7 : Analyses SARA de puits MDZ700.

III.3 Analyse nodale avant traitement

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

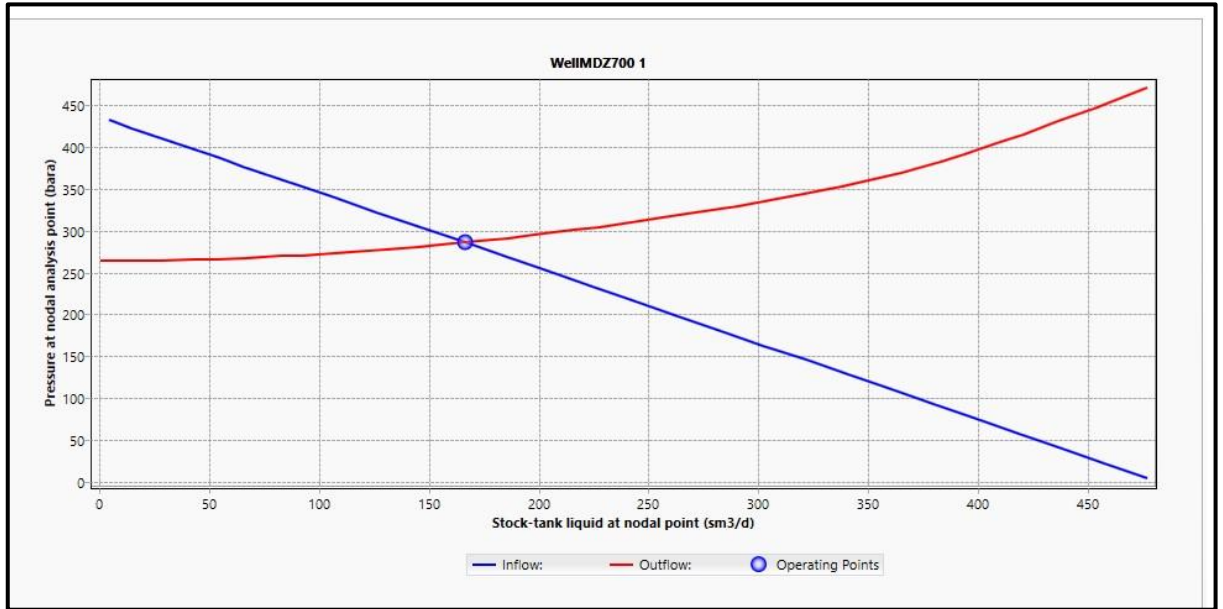


Figure III.4 : Analyse Nodale™MDZ700 avant traitement.

Avant le traitement, l'analyse nodale a fourni les valeurs de Q et PFD, lesquelles sont répertoriées dans le tableau ci-dessous :

Les paramètres	Débit Q (m ³ /d)	PFD (Kg/cm ²)
Point de fonctionnent	160	291,3141

Tableau III.8 : Point de fonctionnement du puits MDZ700.

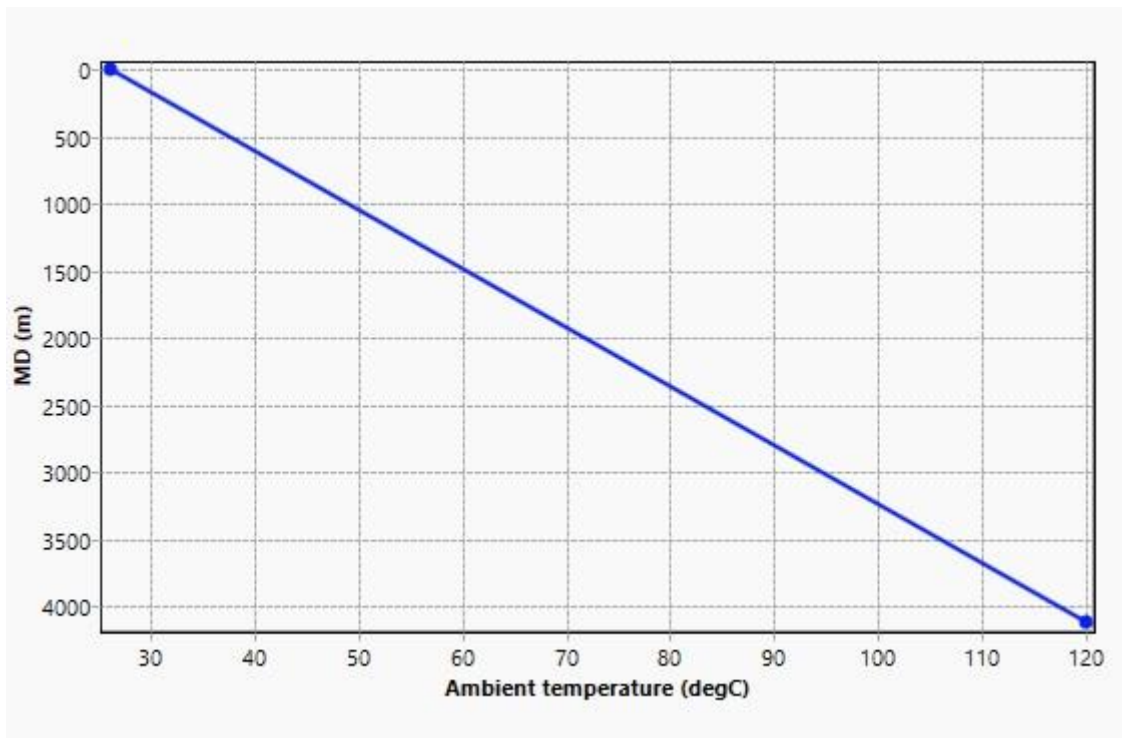


Figure III.5 : Profil de la température de MDZ700.

A partir des données de puits MDZ700 de la zone 24, une Analyse Nodale™ est effectuée afin de déterminer le profil des puits (situation actuelle) et d'identifier la possibilité La formation de dépôts d'asphaltènes en prenant en considération les paramètres thermodynamiques au fond du puits.

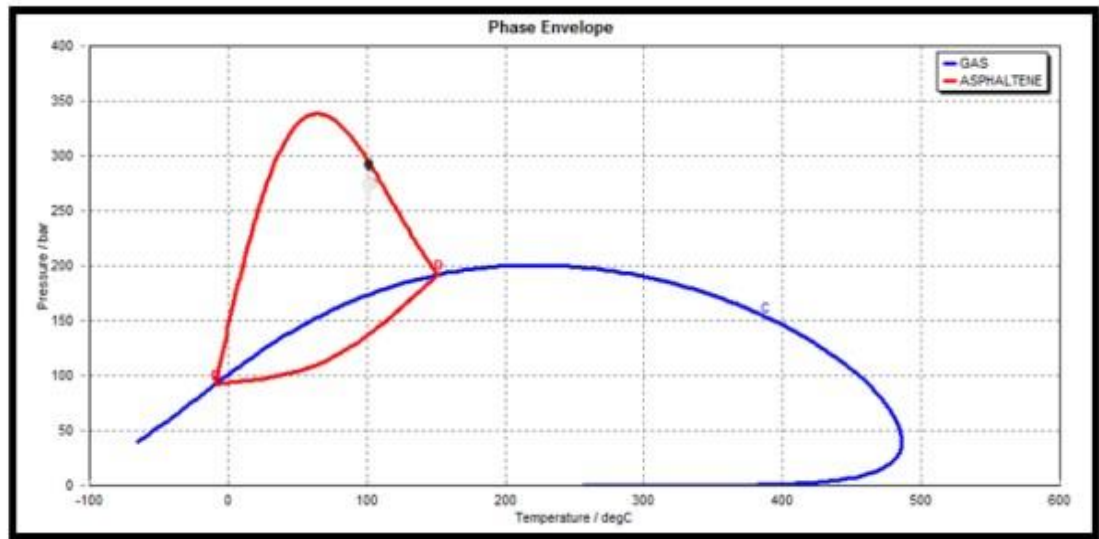


Figure III.6 : Phase d'enveloppe des asphaltènes ADE.

Comme le montre la Figure III.6, le profil P / T (du réservoir jusqu'au séparateur) est traversé la zone à risque de l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Cela indique qu'il existe un problème de dépôts d'asphaltènes dans le tubing et autour du puits MDZ700.

III.4 Traitement du puits MDZ700 avec le reformat

Ce choix de solvant est motivé par sa capacité à solubiliser efficacement les asphaltènes, avec une solubilité atteignant 66,66 %. De plus, ce produit, fabriqué par la raffinerie (Sonatrach), présente l'avantage d'être économique par rapport à d'autres solvants disponibles.

Mais du point de vue sécuritaire, si l'on prend en compte le point d'inflammabilité (-5°C) le reformat est un solvant dangereux.

Le but de ce traitement est de nettoyer les restrictions d'asphaltènes et de rétablir la productivité de puits par le nettoyage de fond, la matrice et même le tubing. Cette opération est effectuée par l'utilisation de l'Unité de Coiled Tubing (CTU) qui appartient à BJSP. (6)

III.4.1 Nettoyage des perforations et le tubing (clean out with reformat)

Utilisation d'un outil de "jettingtool" descendu dans le puits à une profondeur de 3480 m par l'intermédiaire d'une unité (CTU) afin de laver les perforations avec du Reformat.

- Procédure de nettoyage pour éliminer les dépôts organiques.
- Fermeture du puits pendant le traitement (1 à 2 jours).
- Évacuation de tous les fluides à l'aide d'azote pour démarrer le puits.

III.4.2 Traitement de la matrice :

- Stimuler le puits par squeeze de Reformat pur dans les perforations par CTU. (Squeeze reformat)
- Gardez le puits plein de Reformat pur (1 à 2 jours). (Kick off after traitement)
- Démarrer le puits avec l'Azote.

III.5 Analyse nodale après traitement

Une analyse nodale est faite après le traitement au reformat. A partir de cette analyse nous pouvons déterminer le débit et la pression de fond comme il a montré dans la fig3.6 :

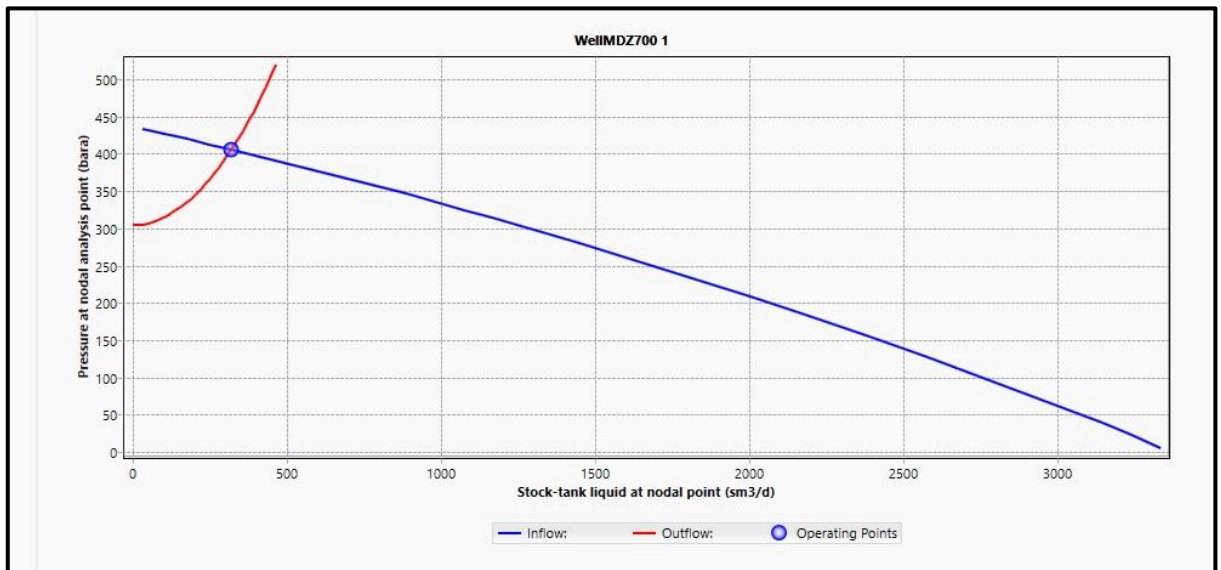


Figure III.7 : Analyse nodale de MDZ700 après traitement.

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

Paramètre	Le débit (m3 /d)	PFD (kg/cm2)
Point le nœud (fond)	321,1635	413,4307

Tableau III.9 : Les résultats après le traitement.

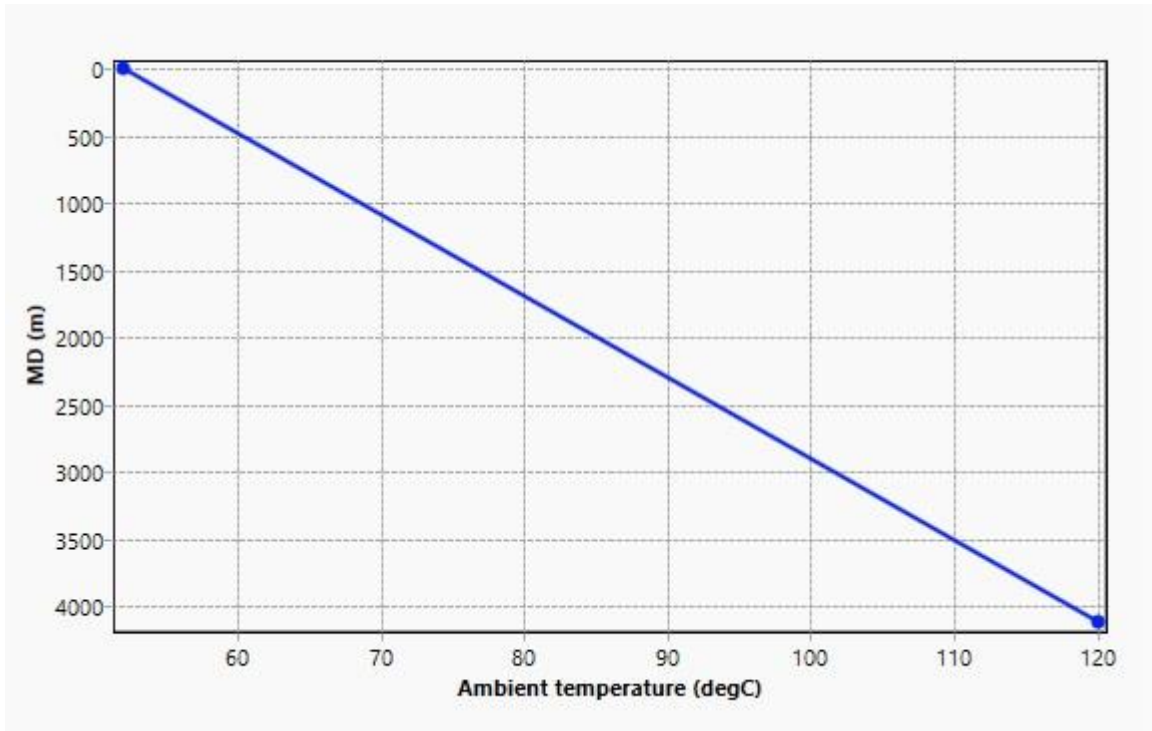


Figure III.8 : Profile de température de MDZ700 après le traitement.

Le profile P/T montre que la pression de fond dynamique a glissé vers la zone stable mais le risque de dépôt d'asphalte persiste dans le tubing de production. (Figure III.8).

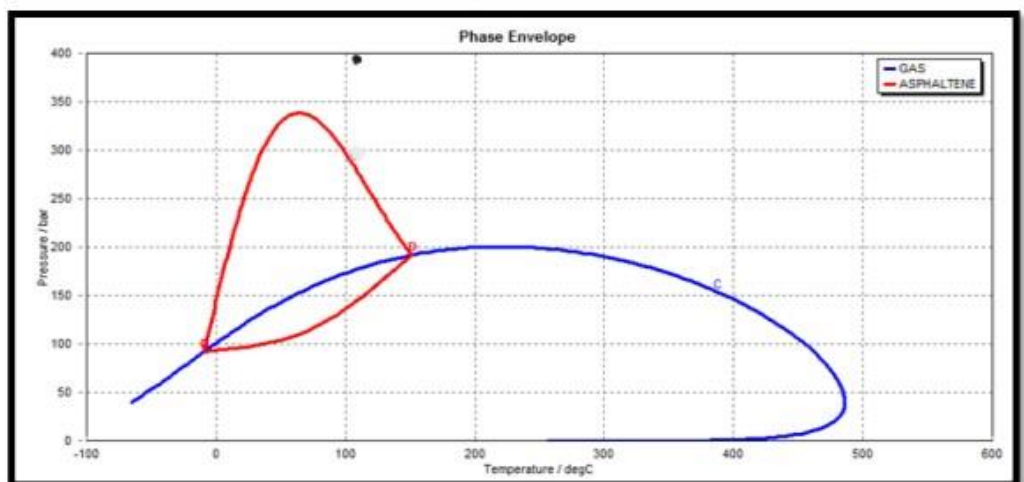


Figure III.9 : ADE phase d'enveloppe des asphaltènes.

III.6 Evaluation du traitement

Calcul de l'efficacité du traitement (E) :

$$E = (Q \text{ après} - Q \text{ avant}) / (Q \text{ avant})$$

Q après : c'est le débit après le traitement

Q avant : c'est le débit avant traitement

$$E = (2844,0864 - 908,7792) / 908,7792$$

$$E \approx 2.13$$

III.6.1 Le cout technique

Pendant l'opération périodique de traitement au reformat, la fermeture de puits pendant 3 jours a causé une perte de production.

Calcul du délai de récupération (POT) :

Le tableau suivant montre le cout technique total de l'opération de stimulation du puits

On considère que :

$$1 \text{ baril} = 89.38 \text{ USD} \quad 1 \text{ USD} = 134,18 \text{ DZD} \quad 1 \text{ m}^3 = 6.29 \text{ bbl}$$

	Le cout DZD
Tube clean au reformat (1 jour)	2652793,66
Squeeze (2 jours)	1892338,72
Démarrage (3 jours)	2834154,22
Cout reformat	1389420
Perte de la production (fermeture du puits)	34456774.221
Cout totale	41836060.821

Tableau III.10 : Le cout de l'opération.

Le débit avant le traitement

$$Q_{\text{avant}} = 6,02 \text{ (m}^3/\text{h)} \times 24 = 144,48 \text{ m}^3/\text{j} = 908,7792 \text{ bbl/d}$$

Le débit après le traitement

$$Q_{\text{après}} = 13,84 \text{ (m}^3/\text{h)} \times 24 = 452,16 \text{ m}^3/\text{j} = 2844,0864 \text{ bbl/d}$$

- **Calculer le gain en débit (Q gain)**

Le gain en débit (bbl/d) = débit après le traitement - le débit avant traitement

$$Q_{\text{gain}} = Q_{\text{après}} - Q_{\text{avant}}$$

$$Q_{\text{gain}} = 2844,0864 - 908,7792 = 1935,3072 \text{ bbl/d}$$

- **Calculer la perte de production (en DA)**

Perte de la production = Q huile (bbl/d) * dure d'opération(j) * prix net d'un baril

$$\text{Perte de la production (DA)} = 908,7792 \times 3 \times 89,38 \times 134,18$$

$$\text{Perte de la production (DA)} = 34456774,221 \text{ DA}$$

- **Calculer le coût total**

Le cout total = Cout total d'opération + Perte de la production

$$\text{Cout total} = (2652793,66 + 1892338,72 + 2834154,22) + 34456774,221$$

$$\text{Cout total} = 7379286,6 + 34456774,221$$

$$\text{Cout total} = 41836060,821 \text{ DA}$$

- **Calculer le délai de récupération (POT)**

$$\text{POT} = \text{cout totale} / \text{cout d'un baril} \times \text{débit (bbl/d)}$$

$$\text{POT} = (41836060,821) / (89,38 * 134,18 * 1935,3072)$$

$$\text{POT} \approx 18,85 \text{ jours}$$

Donc, l'efficacité du traitement est d'environ 2.13 et le délai de récupération (POT) est d'environ 18.85 jours.

Donc POT= 18,85 jours on peut récupérer le cout de cette opération pendant 18,85 jours

On note que cette opération de traitement est chère et le temps de production perdu est assez long car ce puits doit être lavé chaque 75 jours (en moyenne). Donc, il faut proposer des solutions économiques pour diminuer (optimiser) le coût des opérations de traitement et retarder ce problème au possible.

III.7 L’efficacité de traitement

Après le traitement du puits par squeeze de Reformat, on observe une amélioration significative du débit, Les résultats montrent aussi une augmentation remarquable de la pression de fond à partir de Cette amélioration des paramètres de production signifie que le traitement au reformat a éliminé l’endommagement causé par les asphaltènes.

La pression au fond ainsi que du débit. Une partie de l'efficacité de traitement est présenté dans le tableau III.11.

Puits MDZ700

Paramètres temps	Pression (bar)		Température (°c)		Débit Q (m³/d)
	Fond	Tête	Fond	Tête	
Avant le traitement	291,3141	35,7	120	26	6,02
Après le traitement	321,1635	94,8	120	52	13,84

Tableau III.11 : Paramètres de production avant et après traitement.

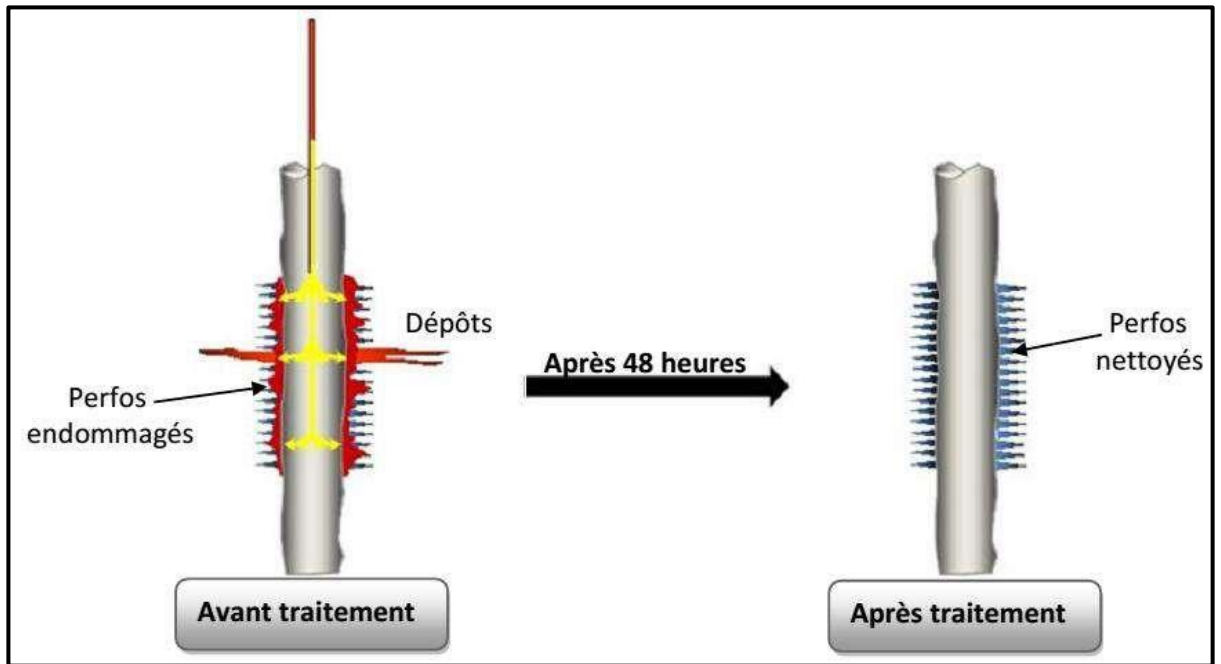


Figure III.10 : Etat du puits avant et après traitement.

III.8 Les solutions proposées

Afin de résoudre le problème des dépôts d'asphaltènes ou de le retarder, d'autres solutions attendues sont proposées pour maintenir la pression de fond élevée.

III.8.1 Circulation de l'huile chaude

La circulation de l'huile chaude est en effet une méthode couramment utilisée pour résoudre ou retarder le problème des dépôts d'asphaltènes dans l'industrie pétrolière. Cette technique implique le chauffage de l'huile entre 150 et 300°F (65.5°C à 149°C) doit être pompé dans le puits à travers le tubing ou l'espace annulaire. Le tubing devient assez chaud pour faire fondre les dépôts organiques. L'eau chaude avec un surfactant non ionique peut être aussi utilisée pour le traitement des asphaltènes dans le tubing.

Voici la cause d'efficacité de cette technique

- **Prévention de la précipitation** : En chauffant l'huile à des températures élevées, on peut maintenir les composants en solution, y compris les asphaltènes, évitant ainsi leur précipitation et leur dépôt.
- **Réduction de la viscosité** : Le chauffage de l'huile réduit sa viscosité, ce qui facilite son écoulement à travers les conduites et les équipements de traitement. Cela peut aider à prévenir les obstructions causées par les dépôts d'asphaltènes.

- **Réduction de la température de solidification** : Certains types d'huiles peuvent avoir des points de solidification élevés, ce qui peut entraîner la formation de paraffine ou d'autres dépôts solides. Le chauffage de l'huile peut aider à réduire la température à laquelle ces composants se solidifient, réduisant ainsi le risque de dépôts.

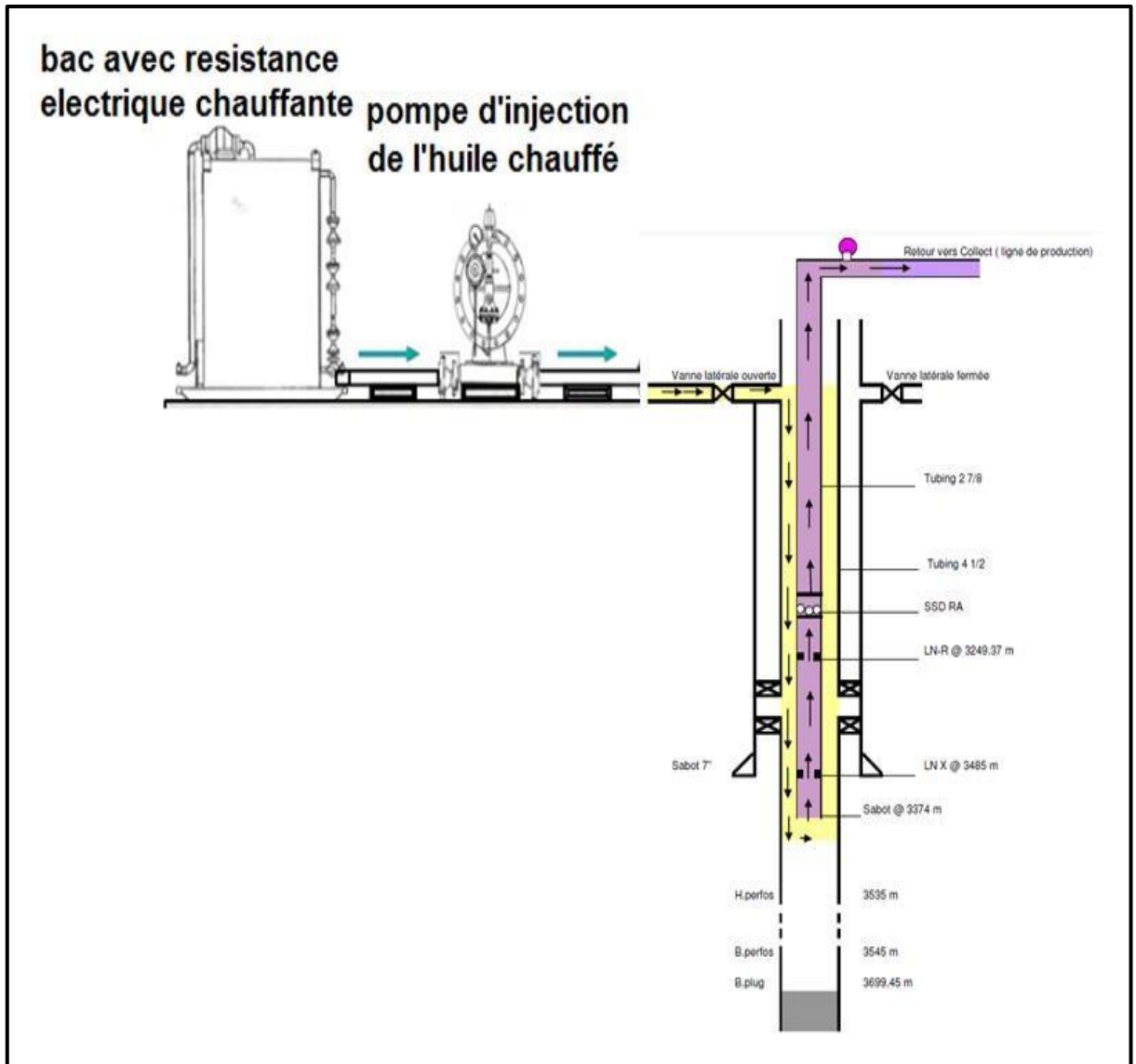


Figure III.11 : Circulation d'huile chaude.

III.8.2 Effet de la Duse

Nous pouvons utiliser une Duse réglable pour contrôler la pression du fond.

III.8.2.1 Puits MDZ 700

Nous pouvons utiliser une Duse réglable pour contrôler la pression du fond. La figure III.10 montre l'effet de changement du diamètre de la Duse. La pression de fond (PFD) augmente à mesure que le diamètre de la Duse diminue. On peut donc appliquer cette technique afin d'augmenter la pression du fond.

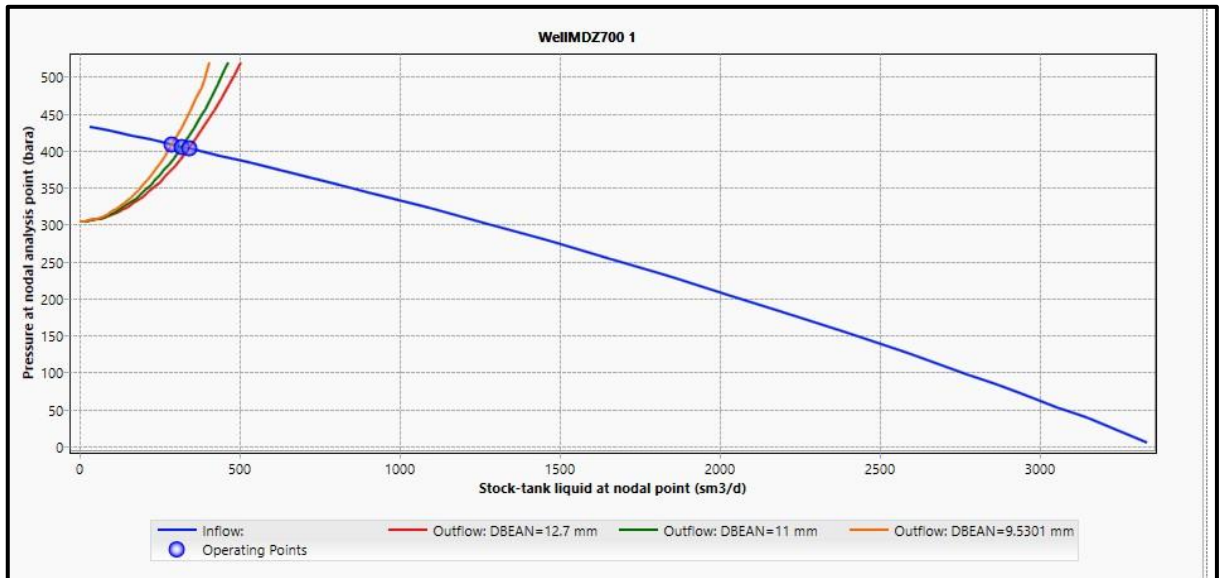


Figure III.12 : Effet du changement de diamètre de la Duse.

Les différents résultats obtenus à partir de la figure III.12 sont présentés dans le tableau suivant :

Operating point	Stock-tank liquid at nodal point (sm ³ /d)	Pressure at nodal analysis point (bar)
DBEAN=12,7mm	343,4892	403,226
DBEAN=11 mm	321,1738	405,436
DBEAN=9 mm	290,9351	408,4127

Tableau III.12 : Influence de la duse sur le débit et la pression.

Cette technique permet d'éviter le problème de déposition d'asphaltènes au fond de puits. Elle permet de diminuer l'ampleur et la sévérité de ce problème mais génère un manque à produire.

III.9 Conclusion

Afin d'éliminer ou retarder la déposition des asphaltènes et dans le but de parvenir à une meilleure production, nous recommandons de tenir en compte des points suivants :

- Pompage continu de l'inhibiteur de dépôt des Asphaltène
- Circulation de l'huile chaude pour décoller les dépôts des parois du puits et dissoudre la partie paraffinique présente dans le dépôt colmaté aux parois
- Contrôler l'évolution des asphaltènes dans les puits.
- Optimiser le diamètre de la duse.

Dans le champ de Hassi Messaoud presque tous les facteurs qui favorisent la déposition des asphaltènes existent. Le but de notre travail ce n'est pas de résoudre le problème de dépôt d'asphaltènes, mais de mettre en évidence les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts.

Nous avons étudié le problème des dépôts d'asphaltènes dans un puits situé dans le champs de Hassi Messaoud, en se basant sur les paramètres PVT, l'analyse SARA, les données AOP et la composition de fluide (huile) et l'enveloppe de dépôts d'asphaltènes est construite en utilisant le logiciel Multi flash (PIEPSIM), ce qui nous a permis de localiser la zone de déposition des asphaltènes. Nous avons terminé cette revue par un modèle basé sur l'équation d'état qui joue un rôle très important dans la modélisation des différents comportements de fluides.

Cette étude nous a permis de conclure les résultats suivants :

- Les dépôts d'asphaltènes sont un problème courant dans la région de Hassi Messaoud.
- Avec des logiciels de simulation tel que PIPEsim, on peut simuler l'enveloppe de précipitation des asphaltènes. Cette enveloppe est basée sur les résultats de précipitation des asphaltènes (étude expérimental), l'analyse SARA et la composition chimique de l'huile.
- Le puits étudié (MDZ700) se situe dans l'enveloppe de dépôt des asphaltènes. Donc La localisation l'endommagement (dépôts d'asphaltes) sont principalement à l'intérieur de la colonne de production (tubing) et au niveau des perforations (liaison couche trou) qui provoque un colmatage aux abords du tubing et des perforations, ce qui réduit considérablement la productivité du puits.
- L'analyse nodale permet de voir la performance des puits avant et après chaque traitement ou changement a 'importe quel paramètre au niveau du puits.
- Le traitement mécanique des dépôts d'asphaltes n'est pas recommandé pour le puits MDZ700 (champs de Hassi Messaoud)
- Le traitement avec solvant chimique (le reformat pur) n'a pas donnée un résultat à long terme pour le puits MDZ700.

D'après cette étude, on a trouvé que le solvant chimique, en particulier le Reformat pur, s'avère être le plus efficace contre les dépôts d'asphaltènes et il donne des résultats positifs. Après traitement du puits MDZ700 d'améliorer la pression de fond et la température du fond ainsi que le débit mais le coût de ce traitement est relativement élevé.

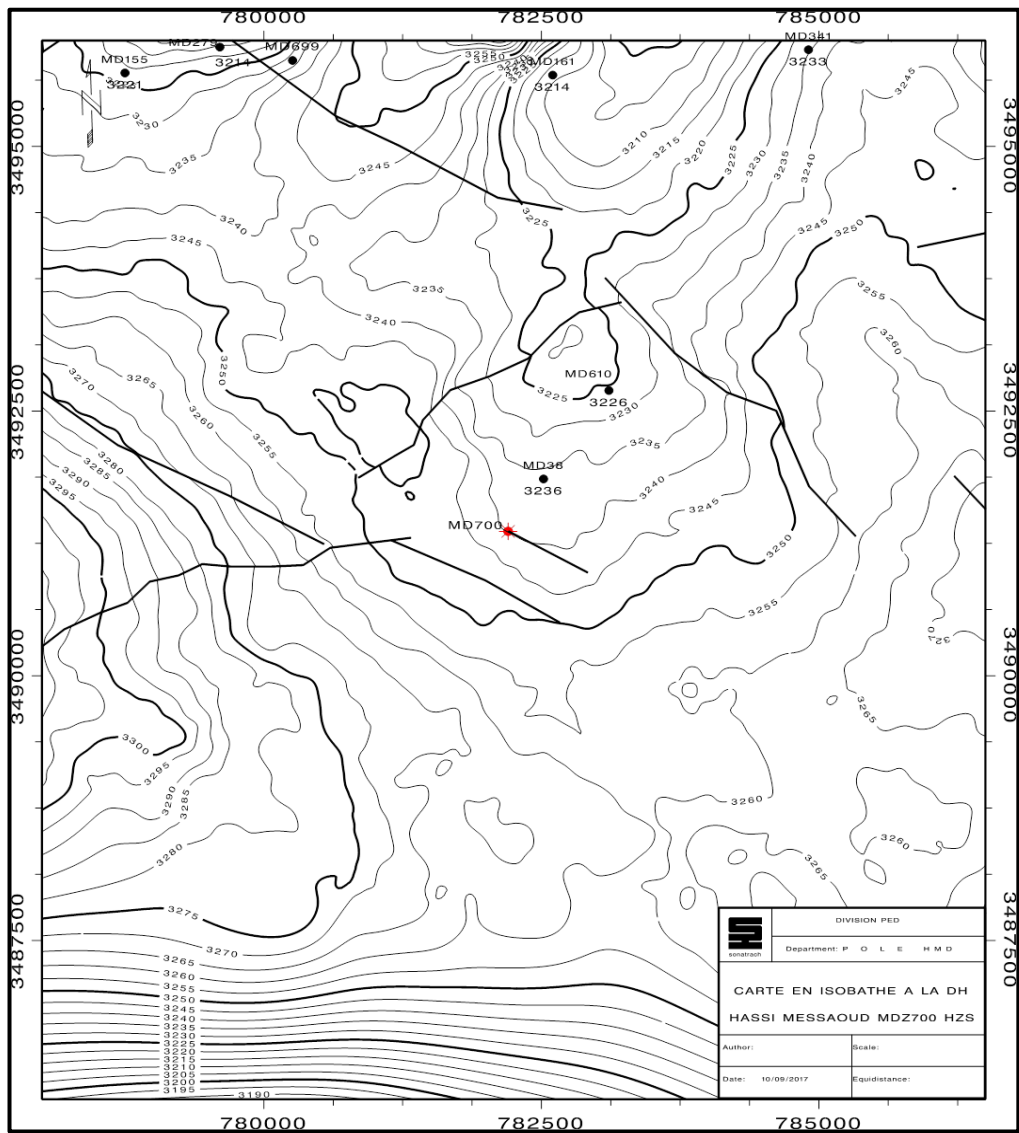
Suite aux résultats obtenus dans ce mémoire, Afin d'éliminer la déposition des asphaltènes nous recommandons les points :

- Effectuer une étude technico-économique avant chaque traitement pour déterminer le résultat et le rendement du puits à traiter en question.
- Optimiser le diamètre de la Duse.
- Revêtement du tubing.
- L'injection continue/discontinue des solvants (reformat) dans les puits qui ont une forte cadence de précipitation d'asphaltènes.
- Effectuer des études SARA périodiques pour les puits producteurs d'huile pour déterminer la localisation par rapport à l'enveloppe de précipitation.
- Assurer la préservation (le maintien) de la pression de gisement par l'injection d'eau ou gaz (puits injecteurs) pour but de retarder la diminution de pression qui est considérée comme un paramètre favorable pour l'composition des dépôts d'asphaltes.
- Traiter l'eau d'injection.
- Utiliser la technique du pistonage pour le démarrage du puits au lieu de l'injection de l'azote pour éviter de provoquer la floculation des Asphaltène et l'apparition du dépôt dans l'huile.

- [1] Vargas. F, Tavakkoli. M, « Asphaltene Deposition Fundamentals, Prediction, Prevention, and Remediation », CRC Press, Mai, 2018.
- [2] « BOUKHERISSA. M . « Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut choix de dispersants et le mécanisme d'action ». Thèse de doctorat, l'université Paul Verlaine – Metz, 2008. »
- [3] Shaltami. O. « Géochimie des asphaltènes », Kindle Direct Publishing, Octobre, 2023.
- [4] « Reyes. C.Y, Triguís. J. A. ,Cerqueira. J. R , Medeiros. N. C, Maciel. I.C, Oliveira. O. M , « Geochemistry of petroleum Asphaltenes as a source of geochemistry information »*Cadernos de Geociências*, vol 12, n. 1-2, pages 84-101, 2015. »
- [5] Tarek. A. « Equations of State and PVT Analysis». Gulf Professional Publishing, Mars, 2016.
- [6] « VARET. G. « CARACTERISATION DES BRUTS LOURDS EN PRESENCE DE SOLVANT ». Thèse de doctorat en physique, Université de PAU et des PAYS de l'ADOUR, France, 2012. »
- [7] « GUILLE. V. « Étude de structure des solutions d'Asphaltènes et d'un résidu sous vide safaniya ». Thèse de doctorat en chimie-physique, Université Henry Poincaré de Nancy 1, France, 1996. »
- [8] « CHIBANE. R. « Etude de la déposition des Asphaltènes dans la périphérie du champ de Haoud Berkaoui ». L'Institut Algérien du Pétrole (IAP). Novembre .2013. »
- [9] « Benchaa. A, Oubira. A.H. « Etude du problème des asphaltènes caractérisant la zone 1 au champ pétrolier d'Hassi Messaoud ». Mémoire de Master en production des hydrocarbures, 2017. »
- [10] « Daoudi. M « Gisement de Hassi Messaoud : Anatomie d'un géant ». <https://www.linkedin.com/pulse/gisement-de-hassi-messaoud-anatomie-dun-g%25C3%25A9ant-mohamed-daoudi/?trackingId=AGp6NM99TtCoUOA%2F%2FanIGw%3D%3D>. Septembre, 2023 . »
- [11] Ancheyta. J, Trejo. F, Mohan. S. « Asphaltene ». CRC Press, 2010.
- [12] « Schlumberger. « PIPESIM Fundamentals Training and Exercise Guide ». Schlumberger, 2006. »

ANNEXE

Position de MDZ700 :



Histoire des interventions dans le puits MDZ700:

SUIVI DES ARRETS DES PUIITS

PUITS: MDZ700

SONATRACH - DIVISION PRODUCTION
DIRECTION REGIONALE DE HASSI MESSAOUD
DIRECTION ENGINEERING & PRODUCTION

Date Fermeture	Date Ouverture	Nature des Arrêts
14-09-2018 08:00	14-09-2018 17:30	PASSAGE SUR COLLECTE APRES NETTOYAGE
15-09-2018 08:00	15-09-2018 08:55	REOUVERTURE APRES TRAVAUX EN TETE
12-02-2019 23:05	15-02-2019 13:45	REOUVERTURE APRES TRAVAUX SUR COLLECTE
28-02-2019 09:30	28-02-2019 10:30	REOUVERTURE APRES TRAVAUX EN TETE
09-06-2019 08:00	09-06-2019 16:00	PASSAGE SUR COLLECTE APRES NETTOYAGE
17-10-2019 09:00	17-10-2019 14:00	PASSAGE SUR COLLECTE APRES NETTOYAGE
05-11-2019 07:30	05-11-2019 12:40	PASSAGE SUR COLLECTE APRES NETTOYAGE
01-01-2020 08:20	01-01-2020 15:15	REOUVERTURE APRES TRAVAUX SUR COLLECTE
03-05-2020 08:00	03-05-2020 14:00	PASSAGE SUR COLLECTE APRES NETTOYAGE
07-05-2020 08:00	07-05-2020 23:40	PASSAGE SUR COLLECTE APRES NETTOYAGE
28-05-2020 13:55	21-05-2020 17:15	REOUVERTURE SUR COLLECTE
22-06-2020 08:30	01-07-2020 08:00	REOUVERTURE SUR COLLECTE
02-07-2021 09:00	02-02-2021 09:15	REOUVERTURE APRES TRAVAUX EN TETE
08-11-2021 07:00	09-11-2021 14:20	PASSAGE SUR COLLECTE APRES STM
10-11-2021 08:30	10-11-2021 08:55	REOUVERTURE APRES TRAVAUX EN TETE
13-11-2021 15:00	13-11-2021 15:30	REOUVERTURE APRES TRAVAUX EN TETE
21-09-2022 07:15	21-09-2022 12:30	REOUVERTURE APRES NETTOYAGE
10-11-2022 08:00	14-11-2022 17:15	PASSAGE PUIITS SUR COLLECTE
10-01-2023 08:00	20-01-2023 16:00	REOUVERTURE APRES NETTOYAGE
21-01-2023 08:00	21-01-2023 18:30	REOUVERTURE APRES NETTOYAGE
11-04-2023 08:00	11-04-2023 14:00	NETTOYAGE SUR TORCHE + COLLECTE
11-01-2024 08:00	12-01-2024 11:30	PASSAGE SUR COLLECTE APRES STM

La complétion de MDZ700 :

