

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

MELOUKA Boubaker, KADDOURI Dris, BERROUTI Abdelaziz

-THEME-

Contribution à l'étude de problème des dépôts d'asphaltènes : le cas du puits BKO3 (Champs Haoud Berkaoui)

Soutenue le : 29 / 05 / 2014 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	Mr. ARBAOUI Ali	MA	UKMO
Rapporteur:	M ^{elle} . BOUHADDA Mebarka	MA	UKMO
Examineurs:	Mr. BRAHMIA Nabil	MA	UKMO

Année universitaire: 2013-2014

REMERCIEMENTS

Nous remercions, en premier lieu, **Allah** le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur M^{elle}. Bouhadda Mebarka pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations.

Je tiens à remercier M^{elle}. HAJADJ Souad pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

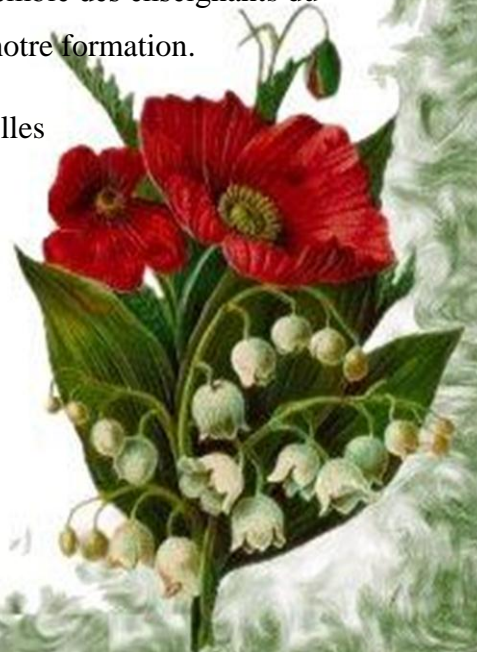
Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. BRAHMIA Nabil qui ont accepté d'examiner mon travail.

Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Rhourde-Nouss et Haoud Berakoui, en particulier, Mr. Kamel LAHBIB, Mr. Hakim BOUROUROU, Mr. Ahmed SALHI, Mr. Hani.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département production qui ont contribué à notre formation.

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

Boubaker & Dris & Abdelaziz



DÉDICACE



Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère et mon cher père

A mes frères et ma sœur

A mes oncles et mes tantes

La famille MELOUKA

Tous mes amis en particulier : ALI, ABDERAHIM, DASSI,

MOUSSA, ADEL, HAMZA, M^{ed} AMINE.

A tous mes collègues de la promotion Master II

Production

A tous ceux qui mon aider de prés ou loin pour la

réalisation de ce Modest travail.



BOUBAKER

DÉDICACE



Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère et mon cher père

A mes frères et ma sœur

A mes oncles et mes tantes

La famille KADDOURI

Tous mes amis en particulier : ABDERAHIM, BOUBAKER,

AMARA, ELARBI, ABDELAZIZ.

A tous mes collègues de la promotion Master II

Production

A tous ceux qui mon aider de prés ou loin pour la

réalisation de ce Modest travail.



DRIS

DÉDICACE



Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère et mon cher père

A mes frères et ma sœur

A mes oncles et mes tantes

La famille BERROUTI

Tous mes amis en particulier : DRIS, BOUBAKER, ILYAS,

RAMI, MOUNIR, FARES

A tous mes collègues de la promotion Master II

Production

A tous ceux qui mon aider de prés ou loin pour la

réalisation de ce Modest travail.



ABDELAZIZ

ملخص

النفط والغاز يشكلان المواد الأولية الأكثر طلبا في العالم، فهي تلعب دورا هاما جدا في الاقتصاد العالمي سواء بالنسبة إلى الدول المستهلكة أو الدول المنتجة .

الترسبات الاسفلتية التي تتشكل أثناء إنتاج النفط الثقيل الذي يحتوي على نسبة عالية من الأسفلت، وأيضا في حالة النفط الذي يحوي نسبة ضئيلة من الاسفلت، تشكل هذه الترسبات مشكلة كبيرة، لأنه يؤثر بشدة على إنتاج ونقل النفط السائل، بالإضافة أيضا إلى الضرر على التشكيل حيث يسد مسرى الإنتاج والمنشآت السطحية كآبار نقل البترول والصمامات وغيرها.

تاريخ الآبار، والعوامل الحرارية التي تساهم في تشكل الترسبات، وتحليل عينات الموانع والترسبات المختلفة المستخرجة تسمح بفهم جيد وتحديد طبيعة الضرر؛ وموقعه، وطريقة التعامل معه، وصياغة المذيب المناسب لمعالجة الضرر.

مفاتيح الكلمات: إنتاج، الضرر، ترسبات اسفلتية، مذيب، معالجة.

Résume

Le pétrole et le gaz constituent la matière première la plus demandée dans le monde entier, donc ils jouent un rôle très important dans l'économie mondiale, soit pour les pays consommateurs soit pour les pays producteurs.

Les dépôts d'asphaltènes qui se forment au cours de l'exploitation d'huile lourde avec taux élevé en asphaltènes, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes et représentent une véritable calamité, parce qu'il est influé gravement sur la production et le transport de fluides pétrolifères aussi en plus de l'endommagement de la formation un bouchage dans la colonne production et l'installation de surface.

L'historique du puits, les paramètres thermodynamiques qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés permettent de bien comprendre et déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement.

Mots clés : Production, endommagement, dépôts d'asphaltènes, solvant, traitement.

Table des matières

Remerciement	I
Dédicaces	II
Résumé	III
Listé figure	VI
Listé tableau	XI
Symboles- Notation- Abréviations	XII
Introduction générale	

Chapitre I : Généralité sur l'endommagement

I.1. Signification et définition de l'endommagement.....	3
I.2. Notion de skin.....	3
I.2.1. Définition.....	3
I.2.2. L'origine de skin.....	4
I.2.3. L'effet de skin sur la perméabilité	5
I.2.4. L'effet de skin sur la productivité.....	5
I.3. Localisation des endommagements.....	6
I.3.1. Au fond du puits.....	6
I.3.2. A la paroi du puits	6
I.3.3. Aux abords du puits	6
I.4. L'origine de l'endommagement de la formation.....	7
I.4.1. Endommagement dû aux opérations sur puits.....	7
I.4.2. Endommagement dû aux perforations.....	8
I.4.3. Invasion du filtrat de ciment.....	8
I.4.4. Endommagement dû à la stimulation.....	8
I.4.5. Endommagement dû à l'absence de contrôle des solides.....	8

I.4.6. Endommagement dû à l'injection d'eau.....	8
I.4.7. Endommagement dû à la formation.....	8
a). Dépôts de sel.....	9
b). Dépôts des Paraffines	9
c). Dépôts des sulfates.....	9
d). Migration des fines.....	9
e). Dépôts organiques (les asphaltènes)	9
I.5. Détection des endommagements.....	9
a). Echantillonnages et analyses de laboratoire	9
b). Les Essais de puits.....	9
c). Historique complet des puits.....	10
e). Analyse du système de production	10
I.6. le traitement d'endommagement.....	13
I.6.1. Acidification.....	13
I.6.2. fracturation hydraulique.....	13

Chapitre II : Dépôts des asphaltènes

II.1. Définition, composition et structure des asphaltènes.....	14
II.1.1. Définition des asphaltènes.....	14
II.1.2. Composition des asphaltènes.....	14
II.1.3. Structure moléculaire des asphaltènes.....	16
II.2. Caractérisation des asphaltènes.....	17
II.3. Conditions de floculation et déposition des asphaltènes.....	17
II.4. Les problèmes de dépôts d'asphaltènes.....	17
II.5. Localisation de déposition des asphaltènes.....	18
II.6. Le traitement des asphaltènes.....	19
II.6.1. Traitement mécanique par grattage.....	19
II.6.2. Traitement chimique.....	20

Chapitre III : Etude d'un cas (puits BKO3)

III.1.présentation de la région de haoud berkaou.....	21
III.1.1. Situation géologique	21
III.1.2. Situation géographique	21
III.1.3. Les champs de la région.....	22
III.1.4. Etude du champ de haoud berkaoui	24
III.1.5. Etat actuel du champ	26
III.1.6. Les problemes techniques d'exploitation	26
III.2.Etude d'un cas (puits BKO3).....	26
III.2.1. Résultat de test de jaugeage	26
III.2.2. Résultats de l'analyse Nodal	27
III.2.3. Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes.....	30
III.2.3.1.Traitement mécanique avec grattage	30
III.2.3.2. Traitement chimique.....	31
III.2.4. Historique de traitement de puits BKO3.....	32
III.2.5. Traitement de puits BKO3 avec le Reformat.....	33
III.2.6 BKO3 après traitement	34
III.2.7. Impact du problème sur la production.....	36
III.3.Les solutions proposées.....	37

Conclusion et recommandations

Annexes

Références bibliographiques

Liste des figures

Figure. I.1. Les perforations	4
Figure. I.2. La pénétration partielle.....	4
Figure. I.3. Influence du skin sur la perméabilité.....	5
Figure. I.4. Influence du skin sur la productivité.....	5
Figure. I.5. Localisation de colmatage.....	6
Figure. I.6. Point de fonctionnement.....	11
Figure. I.7. Position des différents nœuds.....	11
Figure. II.1. Schéma d'un dépôt d'asphaltène.....	14
Figure. II.2. Schéma d'une composition d'asphaltènes.....	15
Figure. II.3. Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen ²³	16
Figure. II.4. déposition Asphaltènes.....	18
Figure. II.5. Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes.....	19
Figure. II.6. Gauge Cutter (outil wire line).....	20
Figure. III.1. Situation géographique de Haoud Berkaoui.....	22
Figure. III.2. Coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui.....	25
Figure. III.3. Résultats l'analyse Nodale avant traitement de puits BKO3	28
Figure. III.4. Profil de température en fonction de profondeur avant traitement.....	28
Figure. III.5. Bouchage du tubing 2"7/8 et des perforations.....	30
Figure. III.6. Histogramme de solubilité.....	31
Figure. III.7. L'historique de production et de traitement.....	32
Figure. III.8. Analyse Nodale après traitement de puits BKO3	34

Figure. III.9. Profil de température en fonction de profondeur après traitement.....	35
Figure. III.10. L'état de puits BKO3 avant et et traitement.....	35
Figure. III.11. Jours de production et d'arrêt du puits BKO3 depuis la mise en exploitation février 2009 jusqu'en juin 2013.....	36

Liste des tableaux

Tableau.II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes.....	15
Tableau.III.1. Les caractéristique des champs de Haoud Berkaoui.....	23
Tableau.III.2. Résultats des tests de Jaugeage.....	27
Tableau.III.3. Les résultats des tests de laboratoire de BJSP.....	31

Liste des abréviations

BJSP	Byron Jackson Service aux puits
CTU	Unité de Coiled Tubing
HBK	Haoud Berkaoui
IPR	Inflow performance relation
IFP	Institut Français du Pétrole
IAP	Institut Algérien du Pétrole

Notions et symboles

BHP	pression de fond	kg/cm ² ou bar
D	Diamètre	mm ou inch
GOR	Rapport du gaz sur l'huile	sm ³ /sm ³
h	Epaisseur de réservoir	m
H	Hauteur (épaisseur) de réservoir	m

INTRODUCTION

Introduction

Le pétrole et le gaz constituent la matière première la plus demandée dans le monde entier, donc ils jouent un rôle très important dans l'économie mondiale, soit pour les pays consommateurs soit pour les pays producteurs.

L'exploitation de ces richesses qui se trouvent à des cotes profondes nécessite l'installation d'un système qui va assurer la production de ces réserves vers la surface avec un débit optimum en toute sécurité.

Néanmoins, cette production peut être diminuée à cause de la chute de pression ou de la diminution de la perméabilité. Cette dernière peut être le résultat de dépôt des matière organique dans les perforations comme les dépôts d'asphaltènes qui se forment au cours de l'exploitation, d'huile lourde avec taux élevé en asphaltènes, mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes et représentent une véritable calamité, parce qu'il est influé gravement sur la production et le transport de fluides pétrolifères aussi en plus de l'endommagement de la formation un bouchage dans la colonne de production et les installation de surface.

Ces dernières années, le problème de dépôt d'asphaltènes semble généraliser presque sur tous les champs pétroliers algériens où de nombreux puits ont vu leur potentiel tellement réduit que certains parmi eux sont fermés.

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

L'objectif de ce travail est d'étudier ce problème rencontré dans les champs de Haoud Berkaoui en présentant les mécanismes de détection et les procédés appliqués pour traiter ce problème ainsi de proposer d'autre procédés plus économiques.

Ce travail comporte trois chapitres :

- Dans le premier chapitre, nous présenterons des généralités sur l'endommagement.
 - Dans le deuxième chapitre, nous présenterons les compositions et les conditions de déposition des asphaltènes ainsi que les moyens de lutte contre ce phénomène.
-

- Le troisième chapitre représente le cas du puits BKO3 foré dans les champs Haoud Berkaoui. Le problème de dépôt asphaltène est rencontré dans ce puits.

Enfin, cette étude se termine par une conclusion et quelques recommandations.

CHAPITRE I

Généralité sur l'endommagement

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, sa localisation, son origine ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production.

I.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 voire même le tubing de production.

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

L'endommagement d'une formation peut revêtir plusieurs formes dont on citera :

- Un aspect mécanique du aux particules solides ayant pénétré dans la formation (particules provenant de la formation elle-même, particules introduites et transportées par l'invasion des fluides étrangers lors des divers opérations effectuées dans le puits).
- Un aspect physico-chimique dû à l'action du filtrat sur la formation elle-même et/ou sur les effluents qui y sont contenus.
- Un aspect organique dû à l'action du filtrat, ou du chlorures d'hydrogène lors des traitements sur les fractions lourdes de certains bruts.

Eventuellement, un endommagement peut être causé à la suite d'une combinaison des facteurs cités ci-dessus. [1]

I.2. Notion De Skin

I.2.1. Définition :

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente les degrés d'endommagement total d'un puits sans toute fois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits lui-même qui est caractérisé par le coefficient appelé communément le Pseudo-Skin.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{skin}) localisée aux abords du puits.

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

I.2.2. Origine de skin :

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

- Les perforations

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360 °, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin **Sp**, appelé coefficient d'effet pariétal et qui est fonction du nombre des perfos, de leurs répartition et leurs puissance de pénétration.

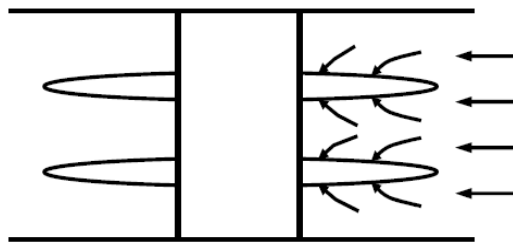


Figure. I.1 : Les perforations

- La pénétration partielle

La perforation d'une partie seulement de la hauteur du puits provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits. Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin **Sc**) qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée.

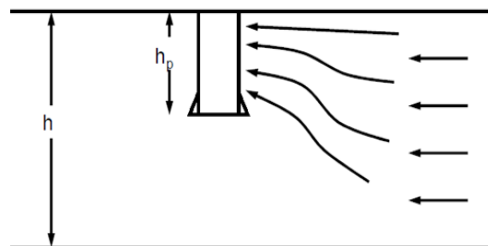


Figure. I.2 : La pénétration partielle

- Endommagement global

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

$$S = S_e + S_p + S_c$$

Se : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice)

Sp : la perte de charge due aux perforations

Sc : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle

I.2.3. 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 :

$$S = \left(\frac{k_i}{k_e} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w}$$

S : skin

K_i : perméabilité du réservoir.

K_e : perméabilité de la zone endommagée.

r_e : rayon de la zone endommagée

r_w : rayon du puits

On voit que si :

$S > 0$, La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement)

$S < 0$, Correspond à une amélioration.

$S = 0$, $K_e = K$ (pas d'endommagement).

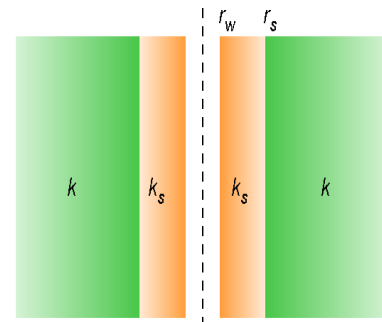


Figure. I.3: Influence du skin sur la perméabilité

I.2.4. Effet de skin 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 L'équation d'IPR :

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

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

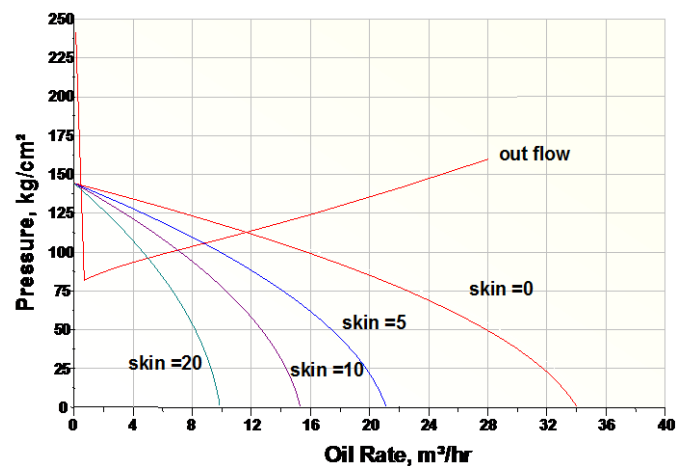


Figure. I.4 : Influence du skin sur la productivité

β : facteur volumétrique de fond (bbl/STB). [2]

I.3. Localisation des endommagements

La figure (I.5) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

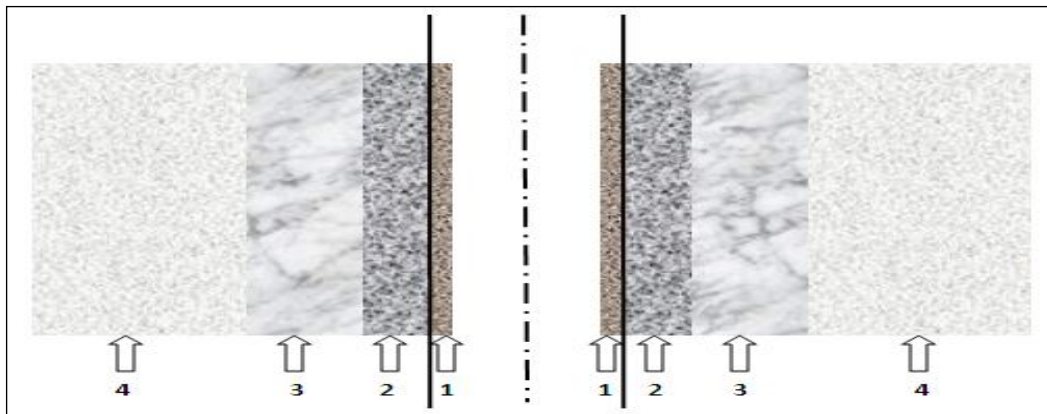


Figure. I.5 : Localisation de colmatage (source : D.Veillon; la liaison couche-trou)

- 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.

I.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 (asphaltènes, paraffines, sels ...).

I.3.2. A la paroi du puits

Sous forme de cake externe formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

I.3.3. Aux abords des puits

Sous forme de cake interne et externe (zone 1 et 2) la figure (I.5) 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.

Notons que au-delà du cake interne se trouve la zone envahie (zone 3) la figure (I.5), par les filtrats de la boue et celui du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Gonflement et /ou délitage des argiles.
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

I.4.L'origine de l'endommagement de la formation

Le diagnostic de l'origine et du 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.

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

I.4.1. Endommagement dû aux opérations sur puits

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 en causant : le colmatage des perforations, le changement de mouillabilité et la formation d'une émulsion.

- Formation d'émulsion et sludges due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et celle de formation. Les émulsions peuvent être dissociées, par contre les sludges, ils sont très difficiles à dissoudre, un moyen de prévention est plutôt utilisé :
- Changement de mouillabilité dû à l'adsorption en surface des roches par les fluides de forage, work-over et de snubbing.
- Gonflement des argiles qui est due à l'invasion du filtrat des boues à base d'eau, work-over et les fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et l'argile, qui se gonfle et réduit sévèrement la perméabilité.

I.4.2. 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.

I.4.3. Invasion du filtrat de ciment

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

I.4.4. Endommagement dû à la stimulation

L'acidification : l'acidification peut générer de nombreux problèmes tels que :

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

La fracturation : après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

I.4.5. Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation de sable en fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits et la zone à produire. A cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateurs,

I.4.6. Endommagement dû à l'injection d'eau

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :

- De précipité ou de dépôts (les asphaltènes ; paraffine,...) suite à la baisse des seuils de solubilité ;
- D'émulsion ;
- Des dépôts de sulfates dus à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

I.4.7. Endommagement dû à la formation

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

a) Dépôts de sel : le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (Sulfates de Baryum).

b) Dépôts des paraffines : Il s'agit de dépôts cristallins d'une autre nature, considérons des pétroles contenant de 2 à 15% de paraffines se solidifiant jusqu'à -20°C.

c) Dépôts des sulfates : Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

d) Migration des fines : Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

e) Dépôts organiques (les asphaltènes) : le dépôt d'asphaltènes est un problème dans la production de champ de Haoud Berkaoui. Il cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

Les conditions de déposition d'asphaltènes sont discutées plus tard. [1]

I.5. Détection des endommagements

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

a) Echantillonnages et analyses de laboratoire : L'identification des causes exactes d'un endommagement et par conséquent de choisir une solution appropriée ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

b) Essais de puits : Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe.

c) **Historique complet des puits** : L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques d'endommagement, exemple : pénétration partielle.

d) **Analyse du système de production** : Connue sous le nom de l'analyse nodale, cette méthode consiste en une analyse complète de l'ensemble du système de production, liaison couche-trou, équipement et activation inclus, ce qui la rend efficace spécialement en cuvelage perforé. [3]

Dans les paragraphes suivant, on va expliquer la technique de l'analyse nodale.

L'analyse nodale est un outil utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par de la pression statique de réservoir et finissant avec le séparateur).

C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits, elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50 et la méthode d'analyse de système a été appelée "*analyse nodale*".

La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré).

➤ **Procédure d'application de l'analyse nodale**

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissants les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud.

➤ **Le point de fonctionnement du puits**

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système.

Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

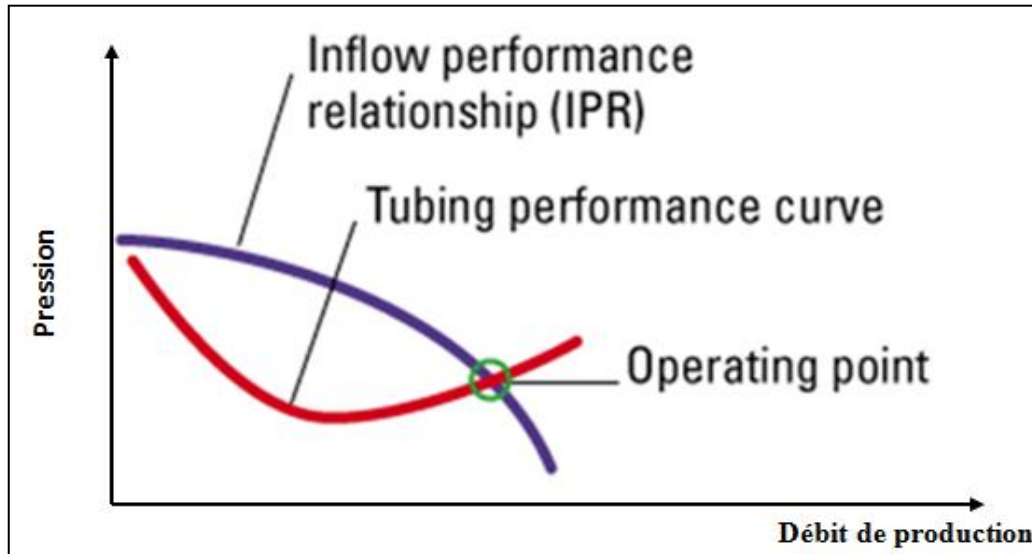


Figure. I.6. Point de fonctionnement

➤ **Concept de l'analyse nodale**

Afin de résoudre tout le système de production, des nœuds sont placés le long du système, ces nœuds sont définis par différentes équations ou corrélation.

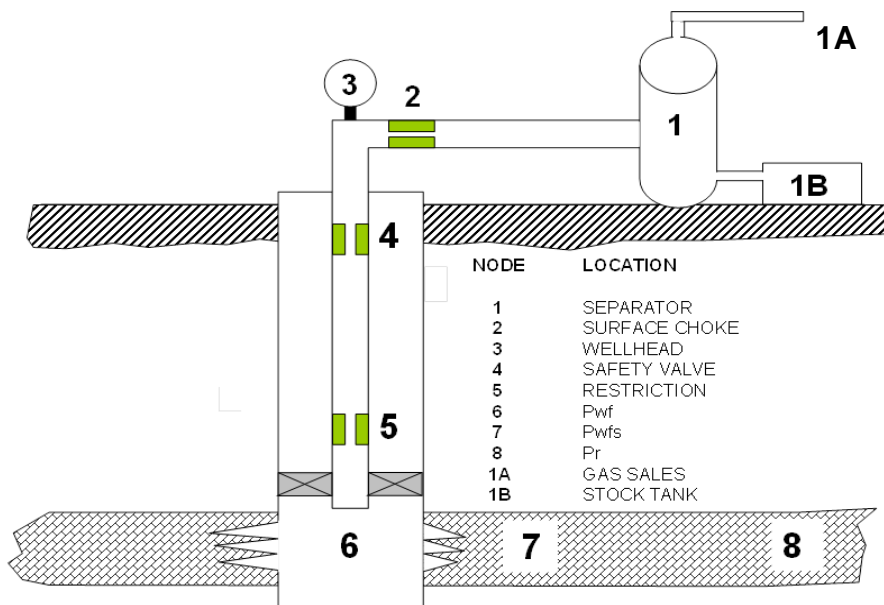


Figure. I.7. Position des différents nœuds

Les nœuds sont classés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, et la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont la pression de gisement \bar{P}_r et la pression de séparation P_{sep} ou la pression de tête P_{wh} si le puits est commandé par la Duse.

➤ Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

➤ Application de l'analyse nodale

Certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- Evaluation des puits stimulés.
- Choix du diamètre du tubing.
- Le skin du puits.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations. [4]

I.6. Le traitement d'endommagement

I.6.1. Acidification

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité des puits producteurs d'huile et de gaz. Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés à des pressions d'injection inférieures à la pression limite de fracturation de la roche, pour éviter de by passer l'endommagement-dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits. Elle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne.

Les formations à perméabilité dégradées sont candidates à une restauration par acidification. [5]

I.6.2. Fracturation hydraulique

On entend par fracturation hydraulique le procédé qui consiste à créer une conductivité dans une roche, à partir d'un puits par l'injection de fluide porteur d'un agent de soutènement à des pressions suffisamment élevées. Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact).

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. [6]

CHAPITRE II

Dépôts des asphaltènes

Ce chapitre représente les caractéristiques des dépôts d'asphaltènes, sa structure, les conditions de sa déposition, les problèmes provoqués par ce dépôt et enfin les méthodes utilisées pour l'enlever.

II.1. Définition, composition et structure des asphaltènes

II.1.1. Définition des asphaltènes

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.). [7]

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. Leur structure chimique est un anneau aromatique avec de l'oxygène, de l'azote et du soufre présents dans les ramifications hétérocycliques et de l'oxygène dans les groupements alkyles. [8]



Figure. II.1. Schéma d'un dépôt d'asphaltènes (source : Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut)

II.1.2. Composition des asphaltènes

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 et le Vanadium sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables.

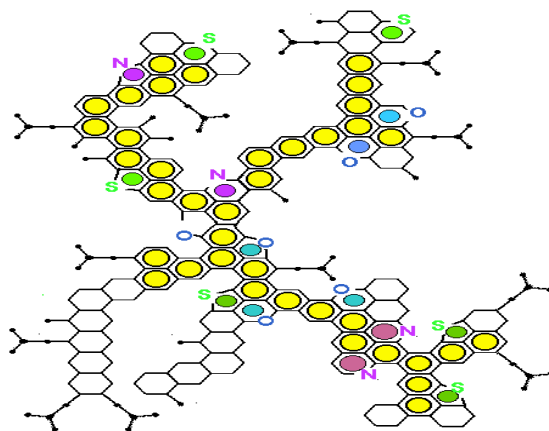


Figure. II.2. Schéma d'une composition d'asphaltènes (source IFP Energies Nouvelles).

Le tableau suivant donne les compositions élémentaires des asphaltènes:

Composition élémentaire	Poids (%)
C	82 ± 3%
H	8.1 ± 0.7%
N	0.6 – 3.3 %
S	0.3 – 10.3 %
O	0.3 – 4.9 %
V	1 – 1200 (PPM)
Ni	1 – 150 (PPM)

Tableau.II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes. (Source : SPE International 71060)

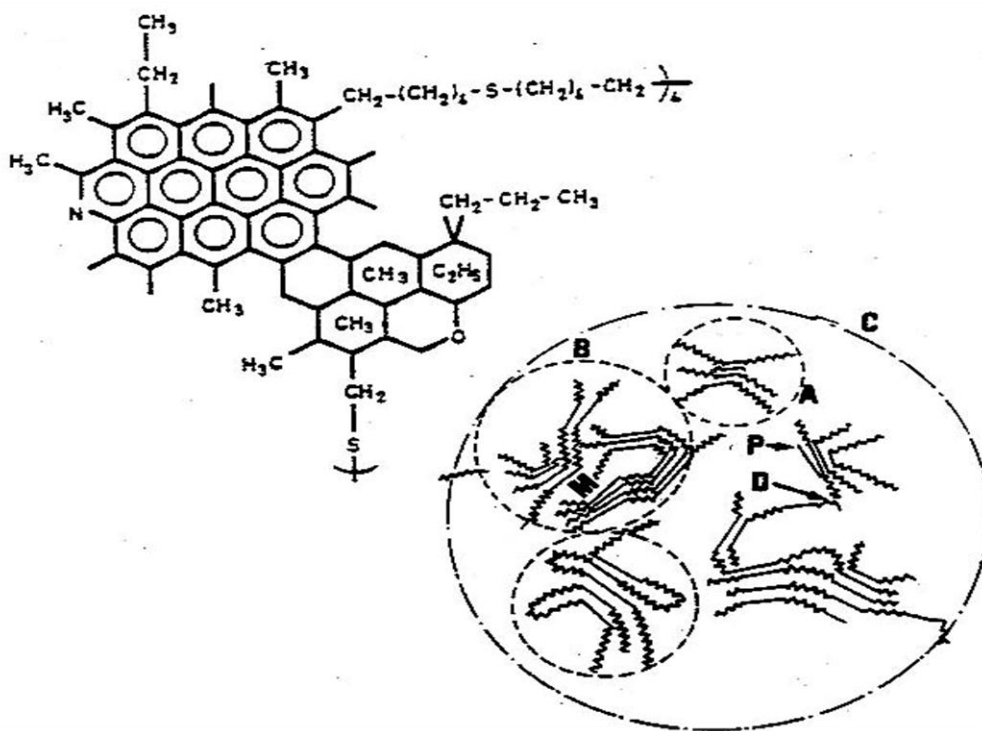
II.1.3. Structure moléculaire des asphaltènes

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.

La structure des asphaltènes est montrée dans la figure (II.3). 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". [9]



A – Particule; B – Micelle; C – Agrégat; M – Atome Métallique;

P – Porphyrine D – Liaison faible

Figure. II.3. Structure des asphaltènes selon le modèle de Yen²³. (Source : SPE International 71060)

II.2. 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).

II.3. Conditions de floculation et de dépôt des asphaltènes

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 d'asphaltènes.
- L'injection de CO_2 utilisé pour améliorer la productivité a aussi conduit à la précipitation des asphaltènes.
- L'eau de formation et d'injection.

II.4. Les problèmes de dépôts d'asphaltènes

La formation de dépôt asphalténique constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. 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 (II.4).
- Dysfonctionnement des équipements.



Figure. II.4. déposition Asphaltènes (source: 2007Petroskills LLC. All Rights Reserved)

II.5. Localisation des dépôts d'asphaltènes

La précipitation d'asphaltènes est toutefois pas limité 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, la figure (II.5).

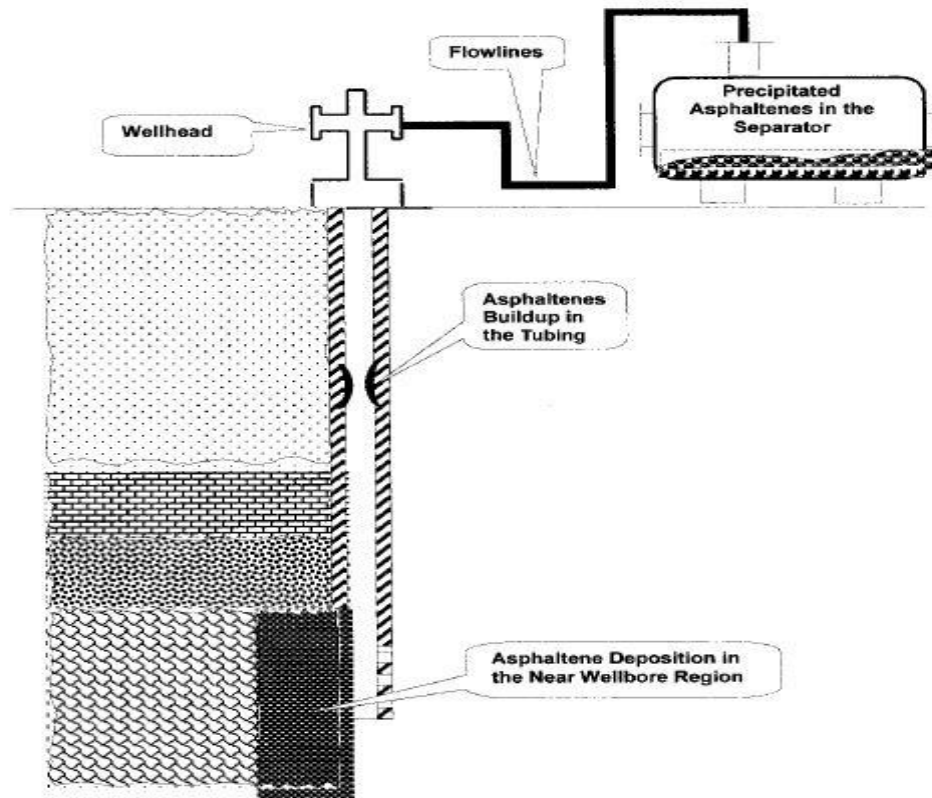


Figure. II.5. Les emplacements possibles de déposition des asphaltènes (source : Jianxin Wang ; p & Sc Group PRRC, New Mexico Tech, Oct 2000)

II.6. Le traitement 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:

II.6.1. Traitement mécanique par grattage

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.

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”.
- Asphaltene and paraffin “Hook”.

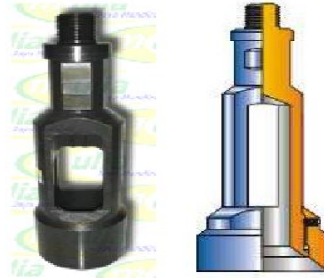


Figure.II.6. Gauge Cutter (outil wire line).

II.6.2. 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.

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).

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.

Benzène:

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

Xylène et le toluène:

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

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 dangereux (point d'inflammabilité -5°C).

[10]

CHAPITRE III

Etude d'un cas (puits BKO3)

Dans ce qui suit, on va aborder les points suivants :

- Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK).
- L'étude de cas du puits BKO3 est choisie comme candidat pour le traitement avec le dissolvant (Reformat).
- Proposition des solutions concernant les dépôts d'asphaltènes.

III.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

III.1.1. Situation géologique

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée Nord-Est/Sud-Ouest, cette dernière 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 08 à 10 Km au Nord-Est.

III.1.2. Situation géographique

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt, la figure (III.1).

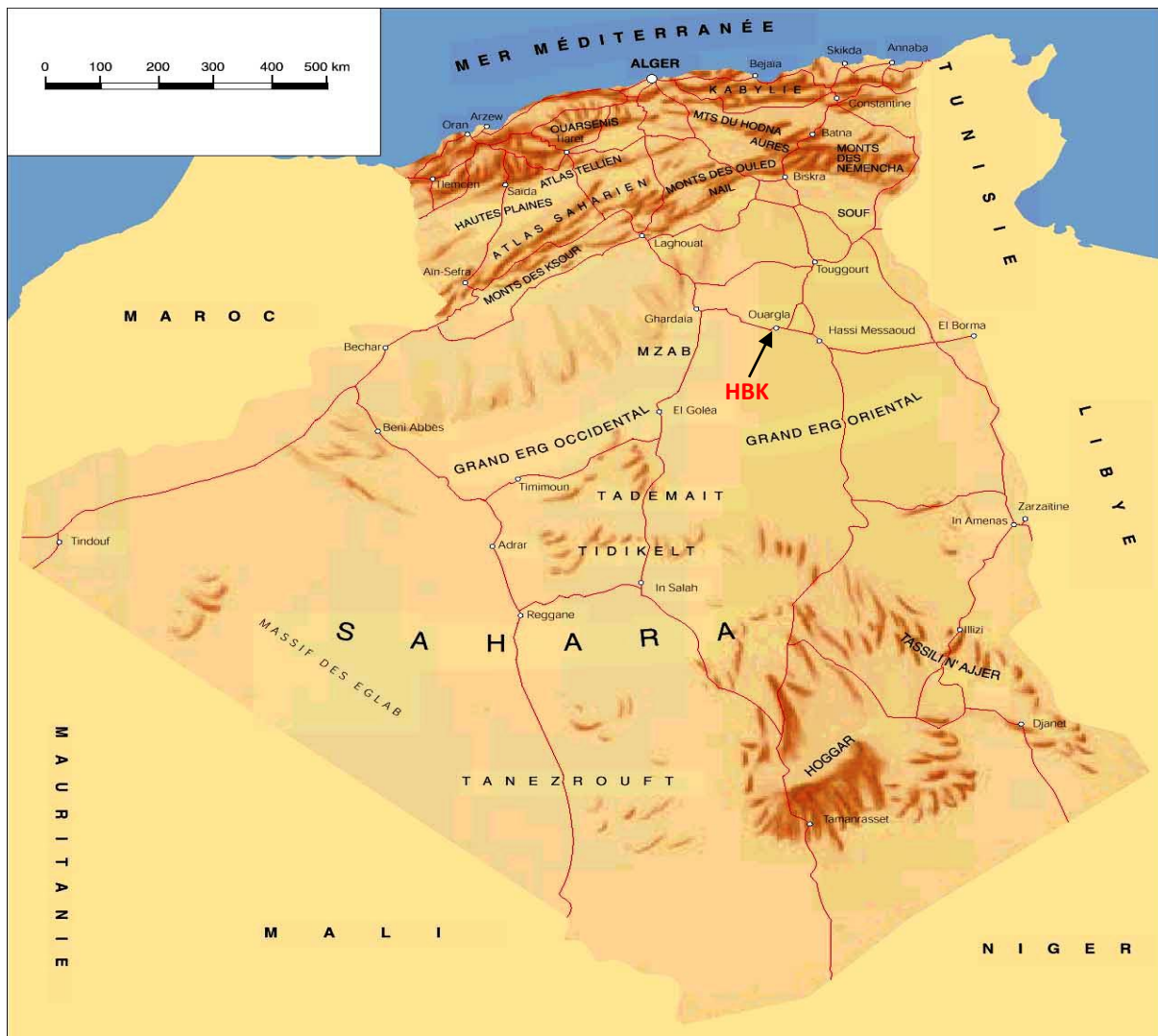


Figure. III.1. Situation géographique de Haoud Berkaoui

III.1.3. Les champs de la région

Les champs de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont :

- **Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :**

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions stn³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage 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 (dans certains zones).

- **Champ de Benkahla(BKH) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de mer.

Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

- **Champ de Guellala(GLA) :**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m.

Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

- **Les champs périphériques :** Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'GOOSSA (N'GS)
- MELLALA (MEL)
- DRAA TAMRA (DRT)
- HANIET EL BAIDA (HEB)

❖ Les caractéristiques pétrophysiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous :

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	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 (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

Tableau.III.1. Les caractéristique des champs de Haoud Berkaoui

III.1.4. Etude du champ de haoud berkaoui

- **Caractéristiques du réservoir :**

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact.

- **Aperçu sur les trois réservoirs du champ :**

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont:

- **Série inférieure :**

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

- **Trias argilo- gréseux T1 :**

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

- **Trias argilo- gréseux T2 :**

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir.

Age	Prof Moyenne		Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur
TERTIAIRE	Mio-Pliocène	113	Mio-pliocène		Gres et Argiles	113
		SENONIEN	346	S. Carbonaté		Calcaire dolomique
	536		S. Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile	
				S. Salifere		sel massif
CRETACE	SUP	737	Turonien		calcaire crayeux	211 m
		807	Cenomanién		argile grise, anhydri. bliche, dol. mame	
		948	Albien		Gres fin à moy. à intercal d'arg. brun-rou et sable gr. à la base	496 m
	INFÉRIEUR	1444	Aptien		Dolomie et mame	23
		1467	Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et mame.	483 m
		1805	Neocomien		Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.	
		JURASSIQUE	SUP	1950	MALM	
MOY	2181		Dogger argil.		Argile indurée.	241 m
	2314		Dogger Lag.		Anhyd. et dolomie	
LASS	2432		(Anhydritique Massive)		Anhydrite massive, blanche intol. de dolomie et argile.	872 m
	2684		Sel massif I		sel massif hyalin	
	2734		Horizon "B"		Argile dolomitique	
	2761		Sel + Anhydr		sel massif p. arg. plastique	
	2988		Sel Massif III		Sel massif incolore à rose	
	3246	Argiles Sup.		Arg. plastique salifere calcaire dolomitique		
TRIASS	ARGILO-GRESSEUX TRASS	3304	Argilo-sal. S4		sel incolore	60
		3364	argile inf.		Argile silteuse	13 m
		3377	T2		Grès fin argilo-silteux	13 m
		3390	T1		Grès Argileux	48 m
		3438	Andesites		Andesite altérée	28 m
		3528	Serie Infer.		Grès fin à moyen	57
		DEVONIEN inf	3585	Devonien Inf.		Argiles noires. grès fin à moyen
SILURIEN	3678	Silurien radioa.		Argiles noires radioactives, fossil-	33 m	
ORDOVICIEN	DALLE DE MIRRATA 3711			Grès quartzite et Argiles	16 m	
	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT 3727			Argiles noires, micro-conglomé	96 m	
	GRES D'OUED SARET 3823			Argiles noires, passées Grès	57 m	
	ARGILES D'AZEL 38808			Argiles noires, passées Grès	46 m	
	GRES D'OUARGLA 3926			Argiles noire, passées Grès	103 m	
	QUARTZITES DE HAMRA 4029			Quartzite et grès quartzite fissurés	97 m	
	GRES D'EL ATCHANE 4126			Grès fin, intercalations argileuses	71 m	
	ARGILES D'EL GASSI 4197			Argiles noires silteuses, grés-argileux	>9.5 m	

Figure. III.2. Coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui

III.1.5. Etat actuel du champ

Actuellement plus de 78 puits (entre producteur et injecteur) sont forés sur le champ, dont quelques puits sont fermés à cause des raisons techniques.

La quantité de production dans champs Haoud Berkaoui environ **5875 stm³ /j**

III.1.6. Les problèmes techniques d'exploitation

Parmi les problèmes rencontrés dans le champ de Haoud Berkaoui :

- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- Venu d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts organique (asphaltènes), et dépôts de sel.

III.2. Etude d'un cas (puits BKO3)

Le puits **BKO3** foré en **2005**, n'est relié à la production de la région Haoud Berkaoui qu'en **2009**. L'objectif du forage étant d'exploiter les quartzites d'alhamra, grés d'el atchane et la série inférieure, le réservoir est actuellement mis en production au niveau de la série inférieure. Les deux autres réservoirs sont d'aucun intérêt pétrolier.

BKO3 est un puits producteur d'huile, il est complété d'un Tubing 2''7/8 ancré à 3259,95 m et d'un Liner 4''1/2 cimenté et perforé. On distingue deux réservoir, l'un est quartzite de Hamra qui est actuellement abandonné et avec bouchon de ciment allant entre 4232,45 et 3699,00 m, et l'autre est le réservoir SI perforé de 3525 à 3525 m qui constitue l'objectif principal pour la production de l'huile.

Le puits **BKO3** 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.

Les étapes suivantes ont été faites afin d'identifier ce problème et de montrer son effet sur la production:

- Test de jaugeage.
- Analyse nodale.

III.2.1. Résultat de test 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 **7,099 à 4,65 m³/h**.

Date de mesure	D Duse (mm)	Q Huile (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			T huile (°c)
				tête	Pipe	séparateur	
Avant l'endommagement <u>20/03/2010</u>	10	7,099	198	57,5	15	14,7	37,8
pendant l'endommagement <u>15/09/2010</u>	10	4,65	155	37	16	16	30,8

Tableau.III.2. Résultats des tests de Jaugeage

III.2.2. Résultats de l'analyse Nodale

L'analyse nodale est appliquée sur le puits BKO3 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 PERFORM pour faire l'analyse nodale.

➤ Aperçu sur le logiciel (PERFORM)

Le PERFORM (Performance) pour l'analyse de système de production, 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.

Les étapes de logiciel PERFORM sont présentées dans l'annexe A3.

Pour simuler les performances de BKO3, nous avons utilisé le logiciel PERFORM et le test de jaugeage réalisé le 15/09/2010 les résultats de la pression du fond donnée par le logiciel PERFORM est indiqué dans les figures. III.3.

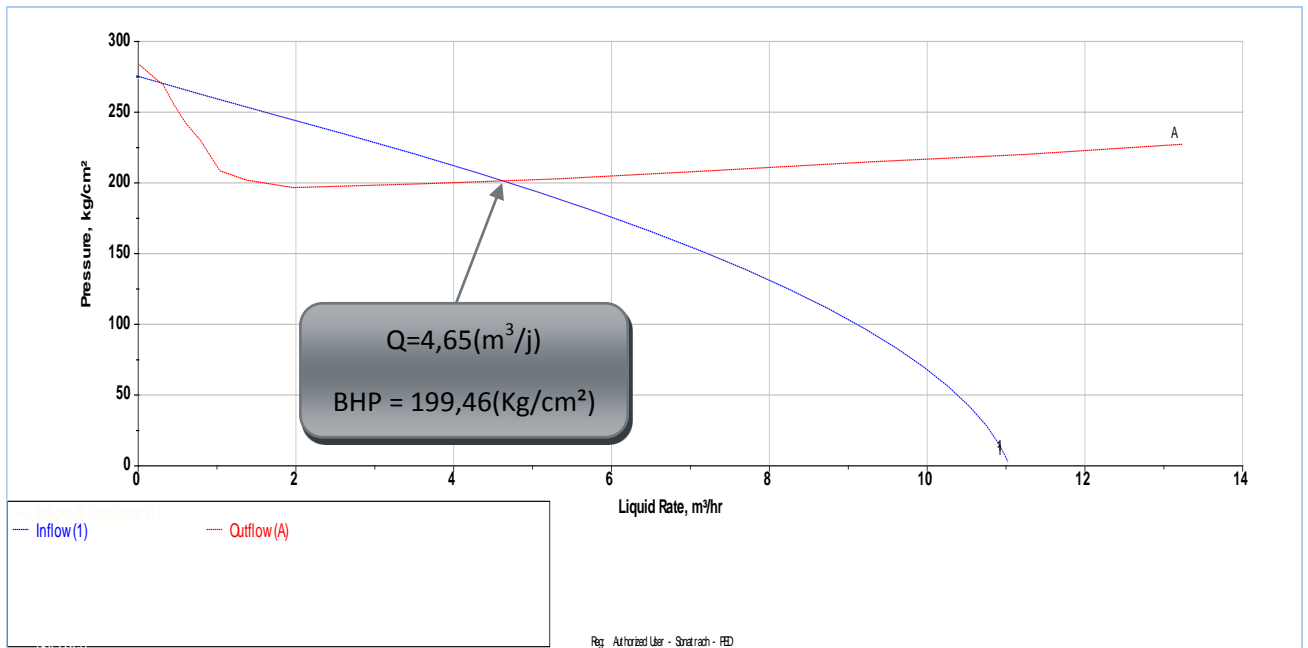


Figure. III.3. Résultats l'analyse Nodale avant traitement de puits BKO3

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

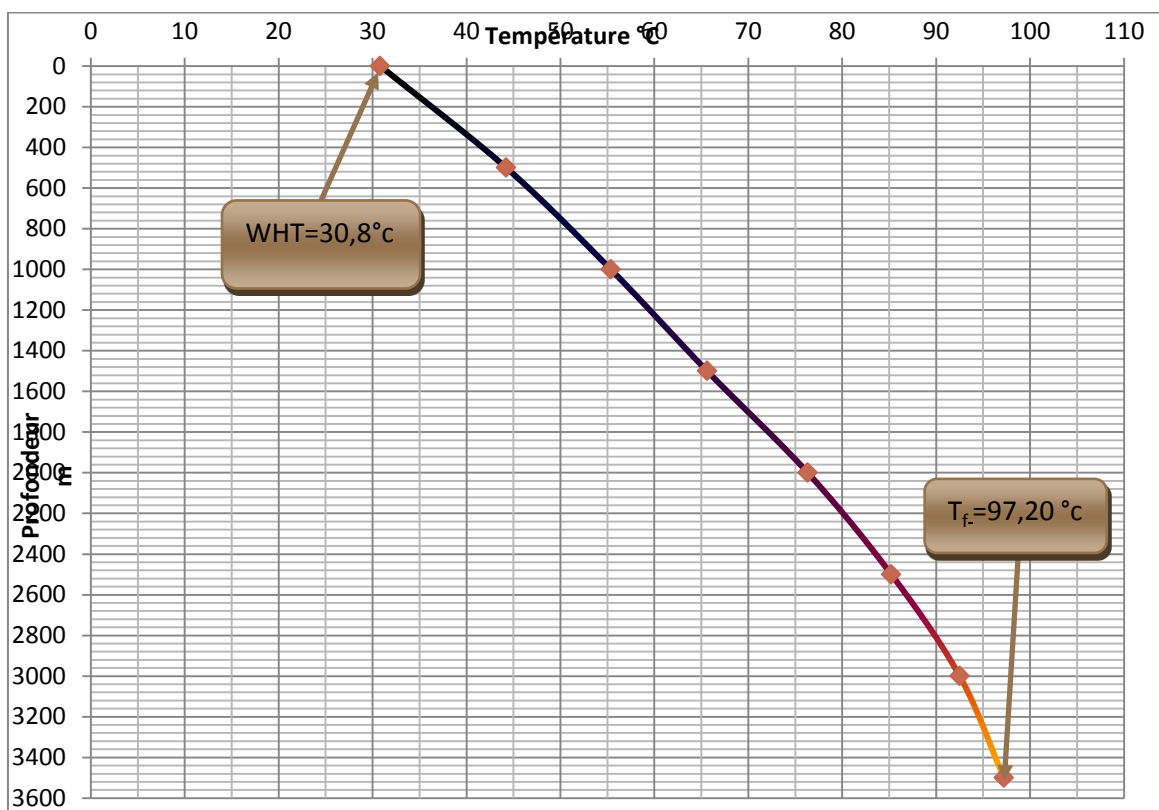


Figure. III.4. Profil de température en fonction de profondeur avant traitement

D'après le profil de température montré dans la figure (III.4), on note que la température du fond correspond à Z=3550 m est de **97,20 °c**.

Les résultats de test jaugeage et le profil de température ont montrés que le débit, la pression de tête et température du fond du puits BKO3 ont subi une chute énorme provoquée par un bouchage dans le tubing de production et des perforations.

Afin de connaitre la nature du dépôt dans le tubing une prise d'échantillons est réalisée par le service Wire Line. (Le 20/09/2010 - Halliburton)

OPERATION WIRLE LINE (cuillérage) :

- ✓ Assemblage train wire line avec Sand Bailer 50 mm.
- ✓ Montage BOP, SAS et Stuffing box.
- ✓ Test équipements
- ✓ Ouverture vanne de curage.
- ✓ Commencer la descente.
- ✓ Sand Bailer à la cote du bouchage, prise d'échantillon.
- ✓ Remonter train Wire Line en surface.
- ✓ Démontage équipements et sécuriser le puits.

L'échantillon récupéré par le cuillérage avec Sand bailer durant cette opération et envoyé au laboratoire de Halliburton Hassi Messouad pour analyse de l'échantillon a montré qu'il s'agit d'un problème d'un dépôt organique plus précisément des dépôts d'asphaltènes.

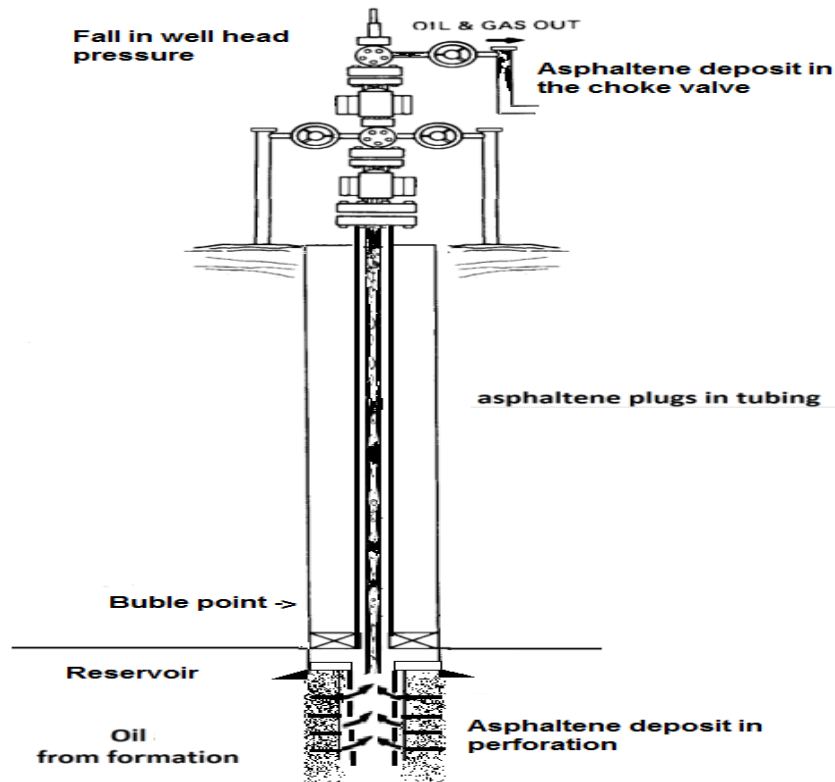


Figure. III.5. Bouchage du tubing 2"7/8 et des perforations

III.2.3. Traitement de problème des dépôts d'asphaltènes

III.2.3.1. 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 coincements 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 le puits BKO3 pour cette raison l'opération de grattage a été arrêtée et remplacée par une méthode de traitement chimique.

III.2.3.2. 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 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 :

Fluide	Reformat pur	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 %

Tableau.III.3. Les résultats des tests de laboratoire de BJSP

La figure (III.6) représente l'histogramme de la solubilité des solvants utilisés à savoir : l'HCL et le Reformat.

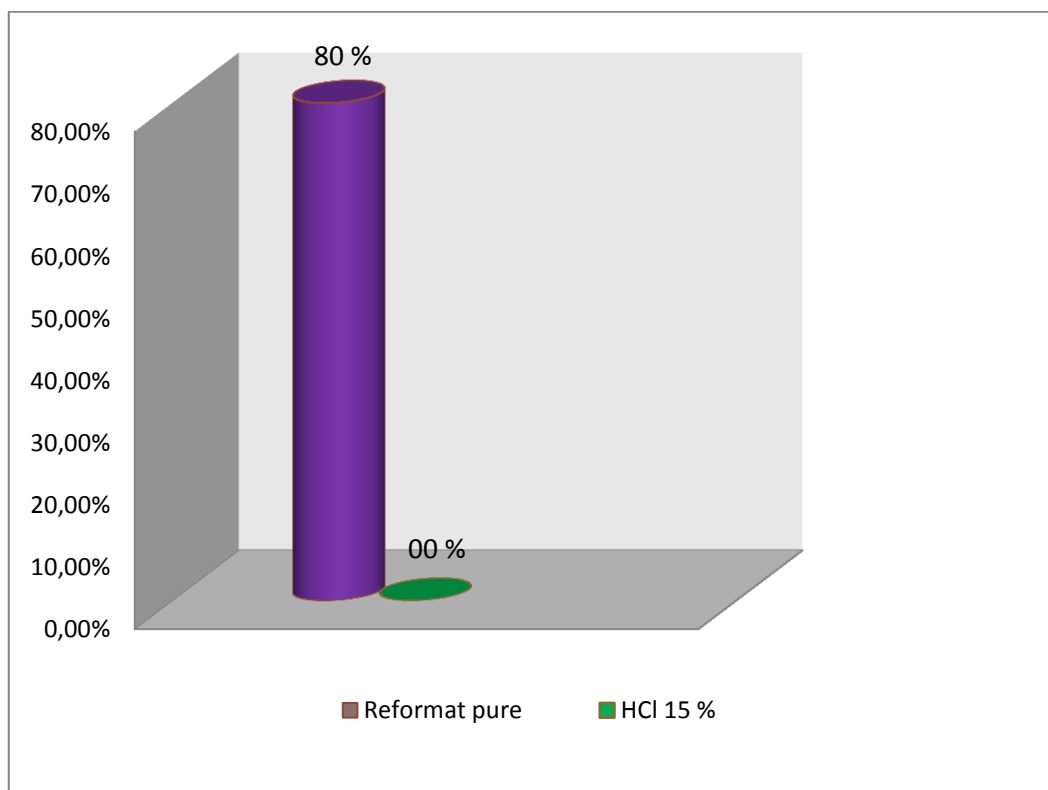


Figure. III.6. Histogramme de solubilité

Le solvant choisi pour le traitement de dépôts d'asphaltène dans le puits **BKO3** 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 reformat est un solvant dangereux.

III.2.4. Historique de traitement de puits BKO3

Jusqu'à présent, le problème de dépôt d'asphaltènes est posé dans le puits BKO3. 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 2009 et les différents traitements sont illustrés dans la figure III.7.

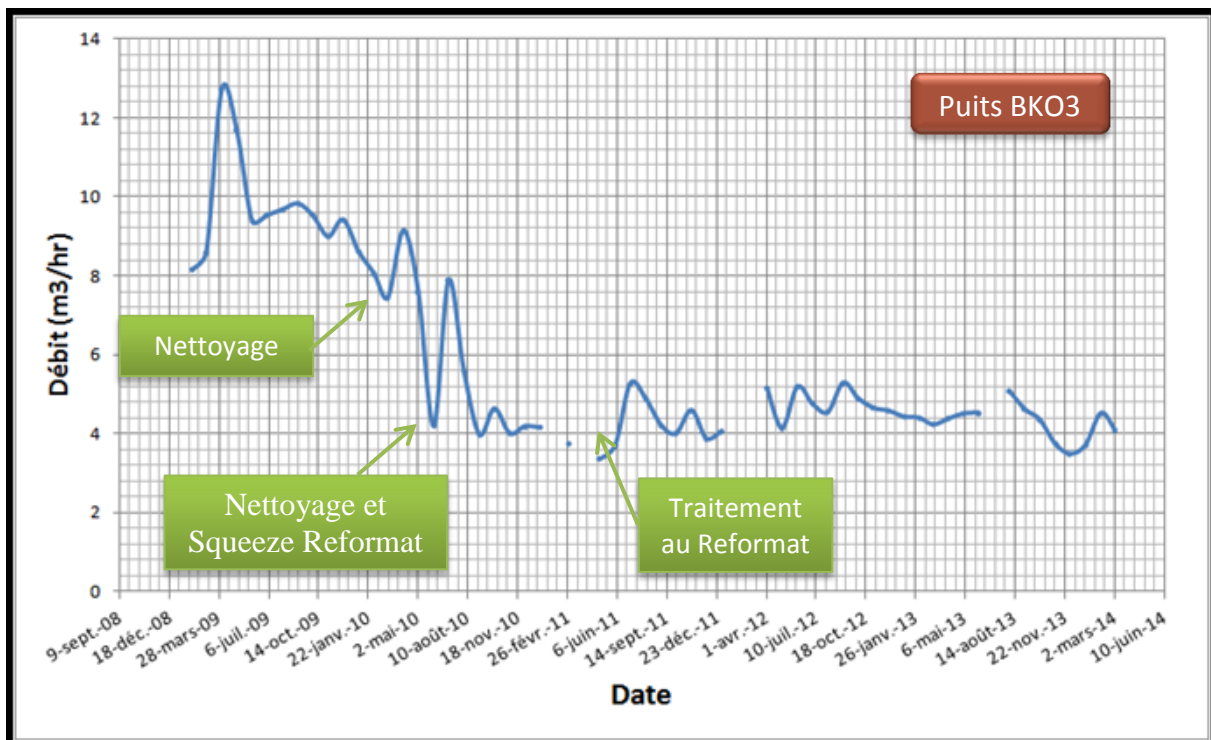


Figure. III.7. L'historique de production et de traitement

Le puits BKO3 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.2.5. Traitement de puits BKO3 avec le Reformat

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 Reformat 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 Reformat 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.

III.2.6. BKO3 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 III.8 et figure III.9.

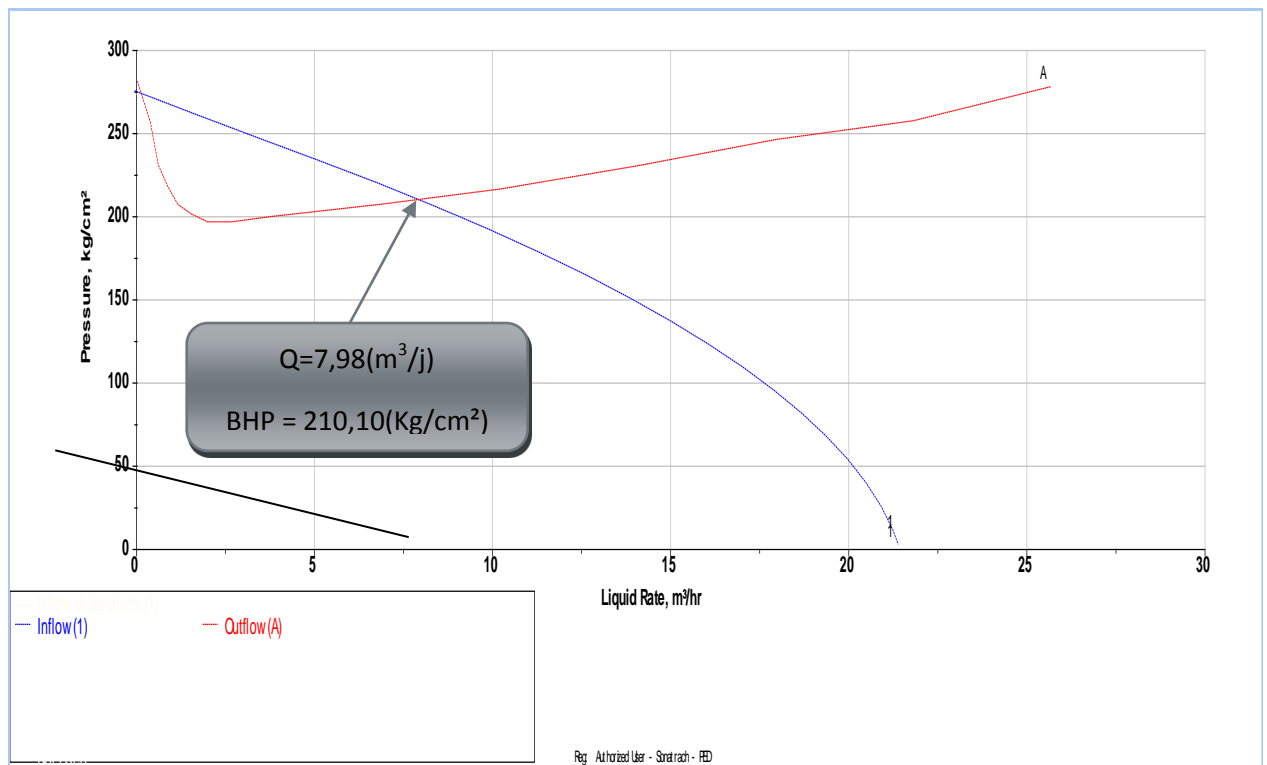


Figure. III.8. Résultats analyse Nodale après traitement de puits **BKO3**

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.

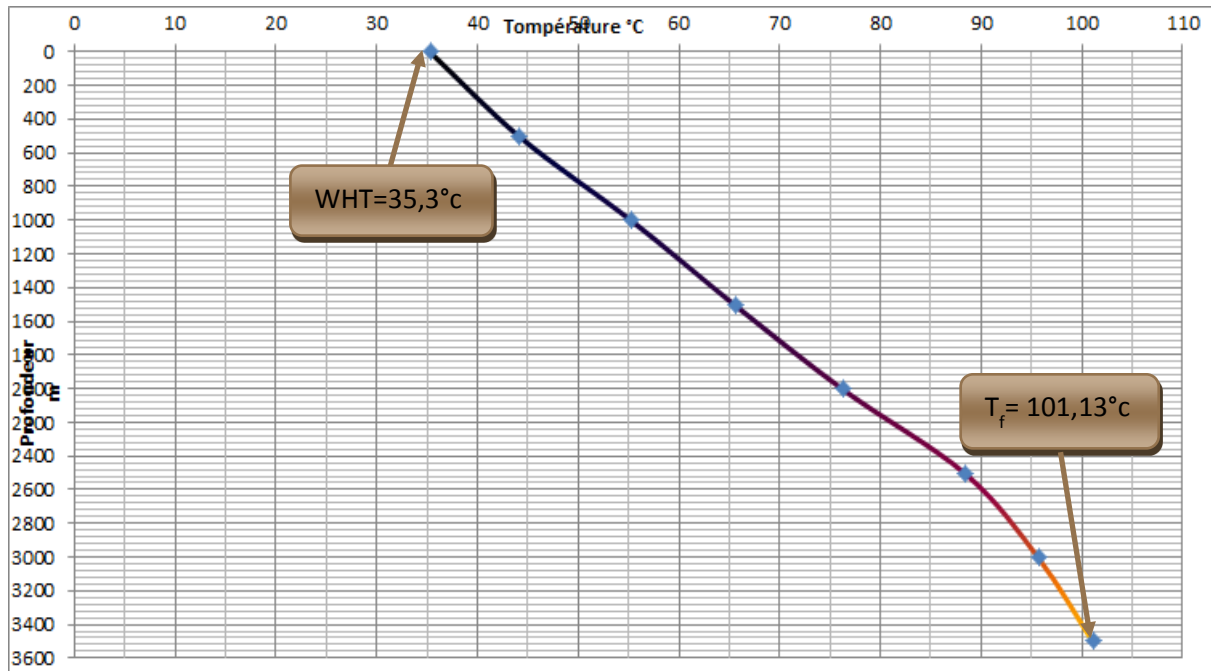


Figure. III.9. Profil de température en fonction de profondeur après traitement

Après le traitement du puits par squeeze (injection sous pression) de Reformat pur, on enregistre une amélioration importante de débit de 4,65 m³/h à 7,98 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 (III.10) montre l'état de puits BKO3 avant et après traitement.

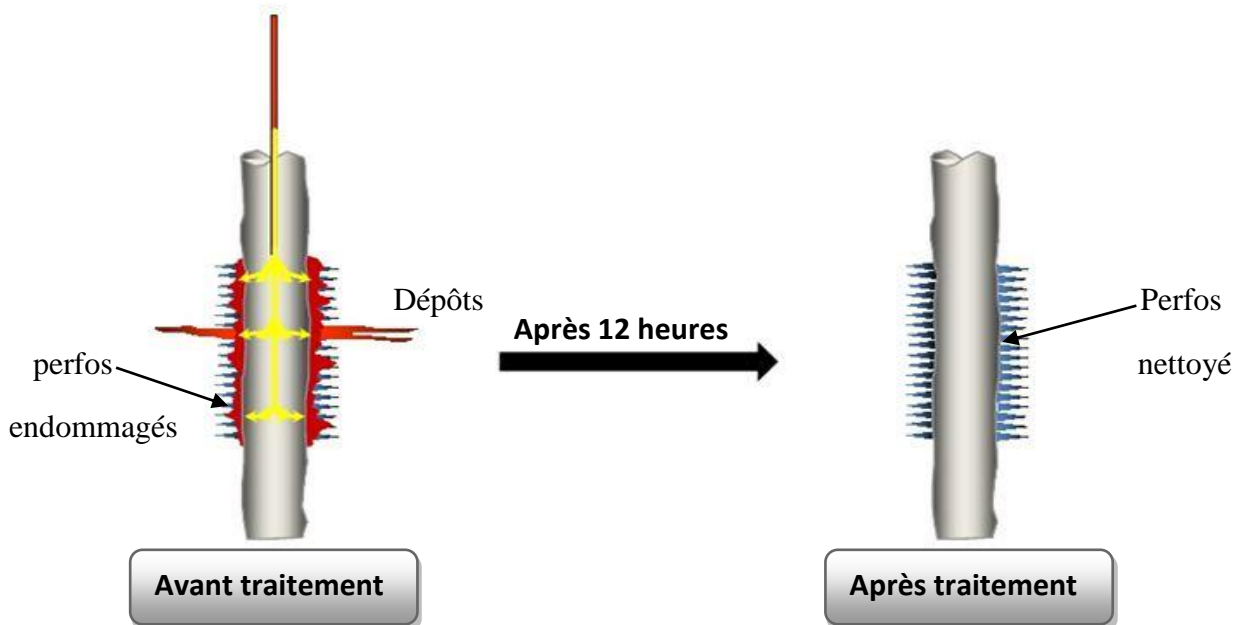


Figure. III.10. L'état de puits BKO3 avant et après traitement

III.2.7. Impact du problème sur la production

L'état de production du puits BKO3 depuis son ouverture jusqu'à juin 2013 est représenté de la figure ci-dessous. On voit qu'environ 26 % de cette période est considérée comme un temps mort. C'est à cause de dépôt d'asphaltène dans les perforations et le tubing de ce puits.

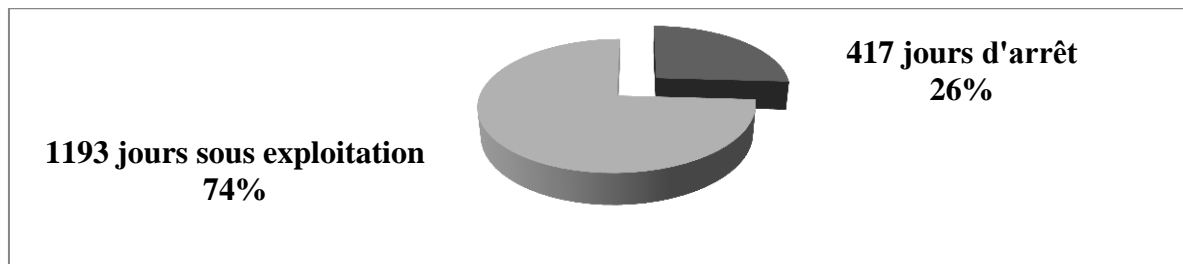


Figure. III.11. Jours de production et d'arrêt du puits BKO3 depuis la mise en exploitation février 2009 jusqu'en juin 2013

Les conséquences de ce problème sont les suivantes :

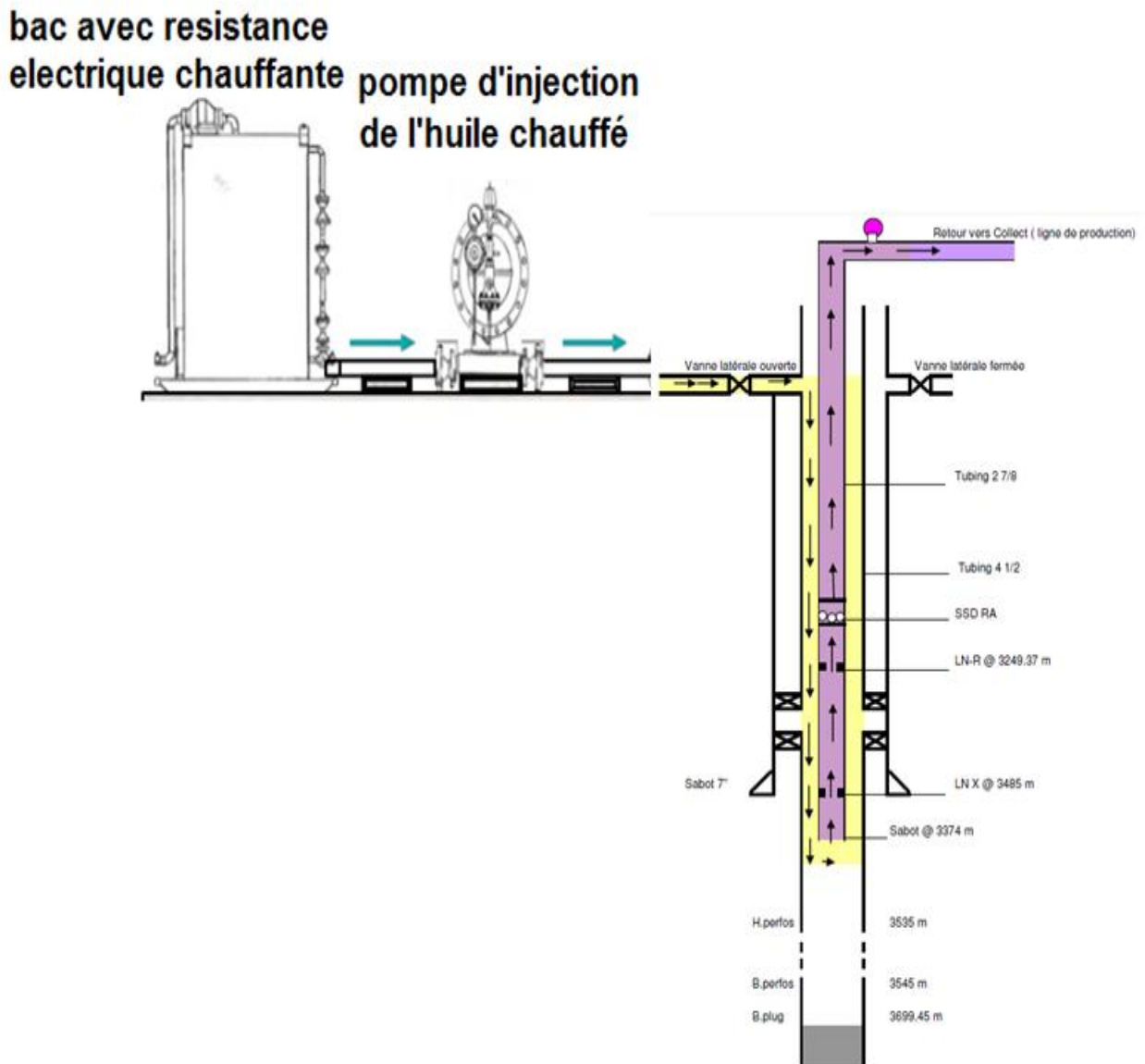
- Baisse du débit de production moyen de 8 à 4.5 m³/h
- Perte de production d'au moins 45000 m³ (minimum 30 million \$ avec un débit moyen de 4.5 m³/h et un prix de baril de 106 \$)
- Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits et des arrêts
- Augmentation des dépenses d'exploitation (pompage de 268 m³ de reformat dans les opérations de CTU et Squeeze soit 536 million + le coût des interventions sur le puits)
- Baisse de la pression de tête
- Coincement des outils Wire Line à l'intérieur du puits
- Difficulté de réaliser des opérations de mesure de PFS, PFD ou Bild Up.

III.3. Les solutions proposées

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

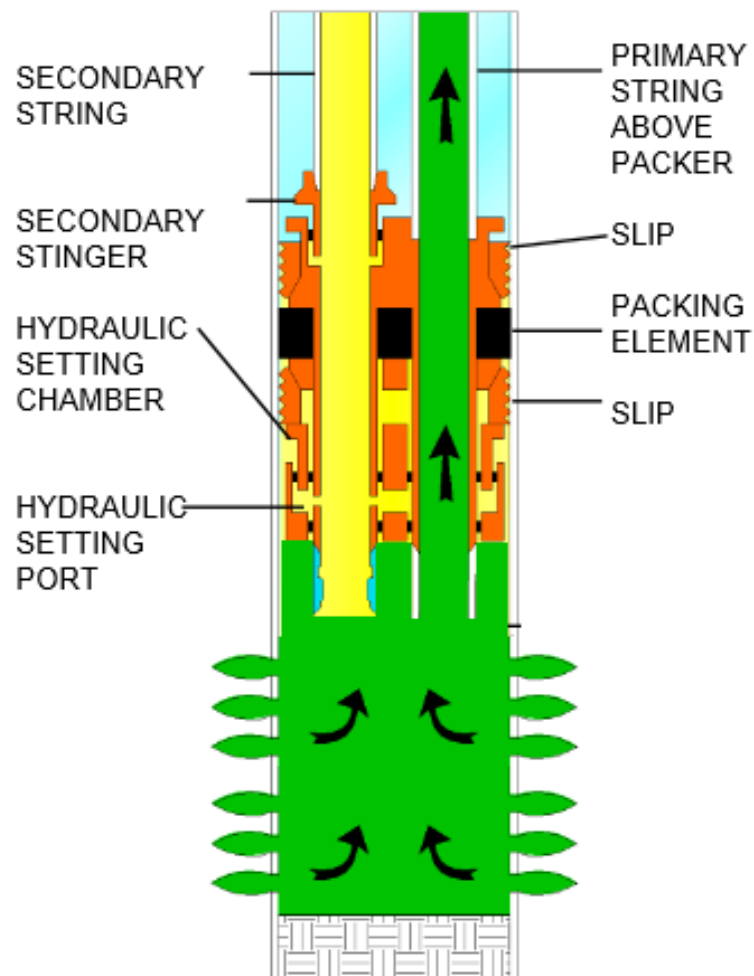
a) Circulation de l'huile chaude

Pour décoller les dépôts des parois du puits et fondre la partie paraffinique présente dans le dépôt colmaté au paroi de la conduite, un volume d'huile chauffée, 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.



b) Double complétion

Utilisation d'une double complétion qui produit du même réservoir. L'huile est produite à partir d'un des deux tubing. Lorsque le tubing est bouché, il est fermé tandis que le deuxième tubing est mis en service. Cette technique permet de nettoyer le tubing bouché sans que la production soit interrompue.



CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

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

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre et déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement. Après avoir tester la solubilité des asphaltènes, dans différents solvants.

D'après cette étude, on a trouvé que le Reformat pur est le solvant le plus utile contre ces dépôts asphaltènes et il donne des résultats traitement du puits BKO3 d'améliorer la pression de fond à partir de 199,46 bars à 210,10 bars et la température du fond 97.20°C à 101.13°C ainsi que le débit 4,65 m³/h à 7,98 m³/h, mais le coût de ce traitement est relativement élevé.

Afin d'éliminer et retarder la déposition des asphaltènes et dans le but de parvenir à une meilleure productivité dans le puits BKO3, nous recommandons de tenir en compte les points suivants :

1) Effectuer un test Bild Up pour:

- Déterminer le skin d'endommagement des abords du puits.
- Estimer le rayon de l'endommagement créer par la déposition des asphaltènes.

2) Mesure de la quantité d'asphaltène dans l'huile standard pour:

- Déterminer l'intervalle de précipitation des asphaltènes.
 - Prévoir si le réservoir va endommager ou non.
-

- 3) Utiliser la technique du pistonnage 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.
 - 4) Contrôler l'évolution des asphaltènes dans les puits.
 - 5) Optimiser le diamètre de la duse.
 - 6) Faire un contrôle périodique du débit.
-

ANNEXE

A2. L'exécution du travail

A2.1. Les équipements

1 unité de Coiled Tubing de 1.5".

1 unité de pompage.

2 citernes de reformat.

2 citernes d'eau douce.

1 BHA Conventiennelle avec un HP jetting Noozle.

1 Motopompe (HSE)

A2.2. Les produits

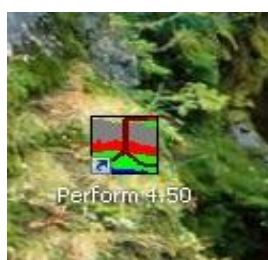
40 m³ d'eau traitée (avec du KCL)

27 m³ Reformat.

12 m³ d'azote liquide.

A.3. les étapes le logiciel PERFORM

Perform



Perform 4:50

Annexe

Les étapes :

Well Description

Company: sonatrach

Well Name: okp12

Reservoir: ben kahlla

Field Name: berkaoui

Location: ouargla

Analyst: belarouci

Comments: okp12 puit d'huile avec gas-lift convontionelle

Date: 04/04/2004

Navigation: Back, Help, OK, Cancel, Next

Taper next

Analysis Settings

Analysis Type: System, Gradient, Pipeline/Flowline Only, Gas Lift Optimization

Fluid Type: Oil, Gas

Flow Direction: Production, Injection

Node Position: Bottomhole, Wellhead, Separator

Downhole Network: Multi-Layered Reservoir, Multilateral Well, Handle Crossflow Calculations

Output Rate Units: Liquid

Horizontal Well Geometry:

Applications: Coiled Tubing [Unloading], Velocity Strings

Calculation Limits: Flow Rate: 50000 Bbl/D, Pressure: 10000.0 psig

Reservoir IPR: User enters PI

Completion Type: Open Perforations

Vertical Wellbore Correlation: Hagedorn & Brown (1963) oil

Flowline/Pipeline Correlation: None Calculated

Navigation: Back, Help, OK, Cancel, Next, Min, Max

Choisir le type d'analyses (système, Gradient Gas Lift optimisation) type de fluide puit next.

Annexe

Remarque tu peux changer les unités comme tu veux dans la barre outil

Fluid Properties

Fluid Data | PVT Correlations | PVT Lab Data | Gas Composition

Producing Conditions

Oil Gravity: 35.0 °API
SG Gas: 0.650 (air=1)

Gas Ratio

GOR: 0.0 scf/bbl
GLR: 0.0 scf/bbl

Water Properties

Water Cut: 0.0000 %
Sp Gravity: 1.070 (Fr Wtr=1)
Salinity: 92710 ppm

Gas Impurities

CO2: 0.0000 %
H2S: 0.0000 %
N2: 0.0000 %

Bubble Point

Pressure: 14.650 psia
Soln GOR: 0.0 scf/bbl
Calc from producing GOR/GLR
Dead Oil (No gas considered)

Generated PVT Properties

Import File (Comp./Black Oil):
Browse...

Gravity of produced oil or condensate. Min: 5.0 Max: 60.0

Entrez tous les data de propriétés de vos fluides (les données sont dans le rapport de l'opération de jaugage de puits) next.

Reservoir Data

Name: Reservoir

IPR Type: User enters PI

Correct for Vogel below bubble point.

Reservoir Pressure: 0.0 psia
Reservoir Temp: 0 °F
Productivity Index: 0.000 bfpd/psi

Horizontal Well Geometry

Min: Max:

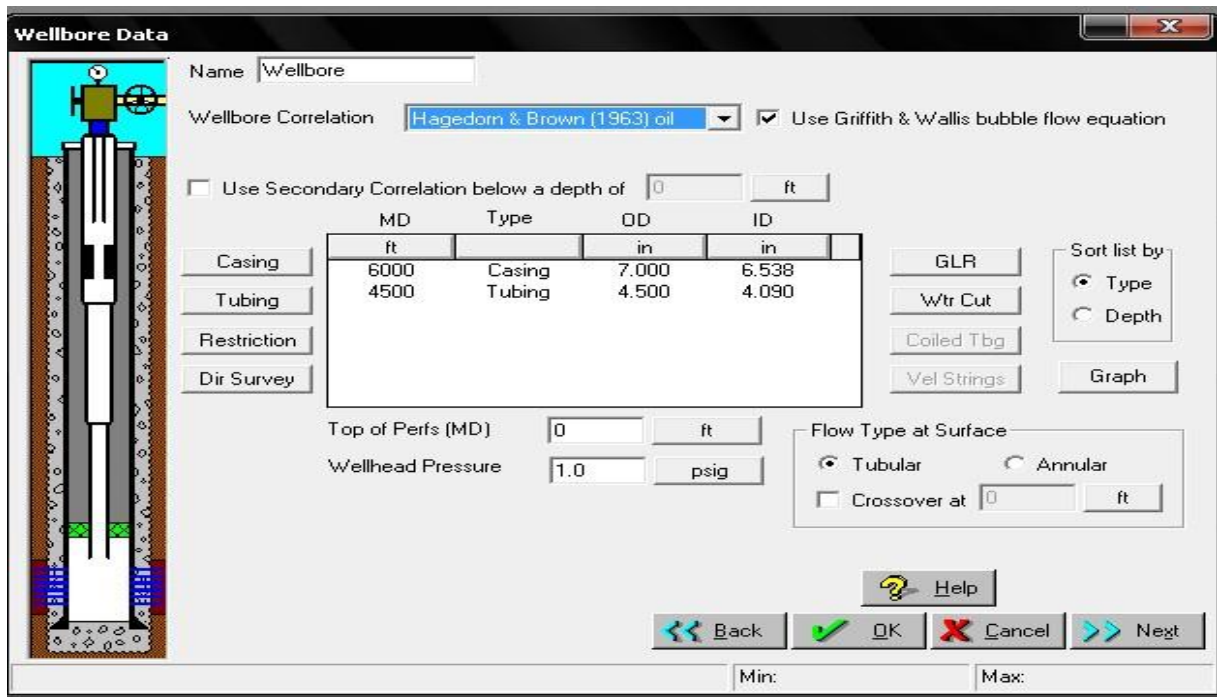
Dans la zone bleu tu choisis entre Darcy (monophasique) ou Vogel (biphasique).

Pression de réservoir (PFS pression fond statique)

Température de réservoir (TFS même opération)

Remarque : choisis Darcy et coché sur correct for Vogel

La zone bleu le type de corrélations de perte de charges et entre les autres données de complétion (fiche technique).



GLR : c'est vous avez gas-lift entre le sabot et GLRformation

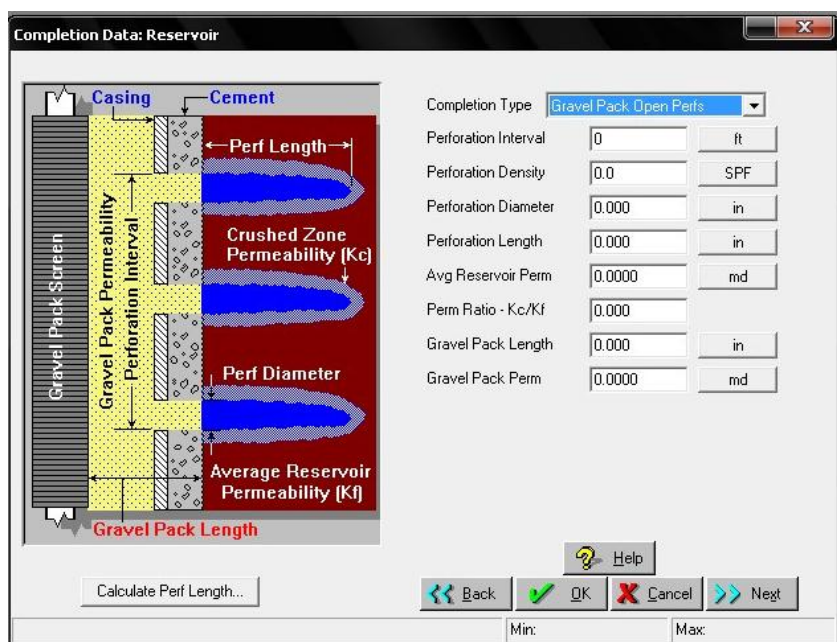
Remarque :

1-Cassing et tubing entre juste le passage de fluide

2-si vous avez le concentrique tu pose comme tubing et tubing comme casing et tu change (flow type at surface =Annular)

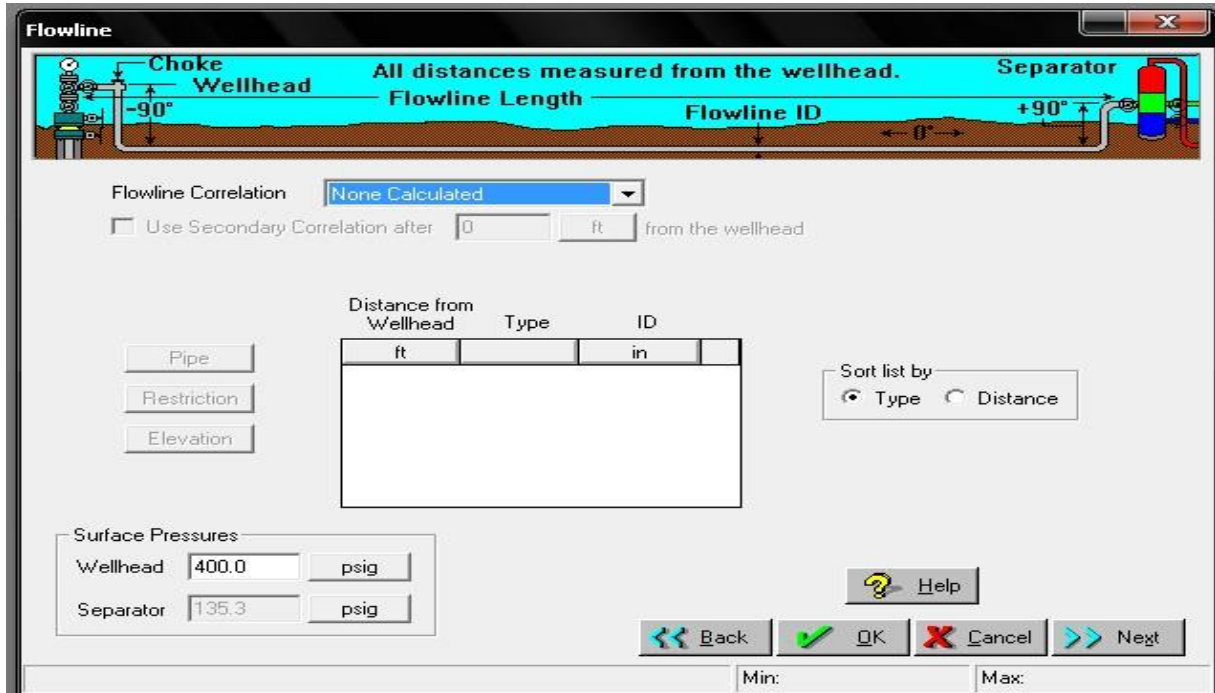
3-tu peux voir la completion (Graph)

4-pression de tete amont (jautage).



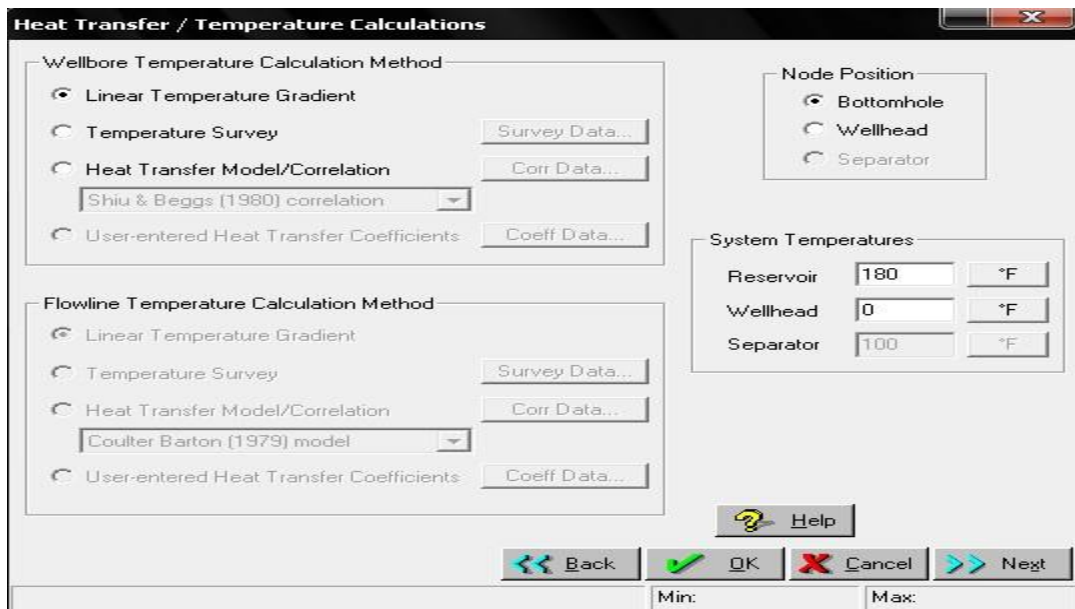
Annexe

Choisir le type de votre complétion les données que vous trouvez dans le logging des perforations
Et les caractéristiques pétro-physiques que vous trouvez dans les résultats de SBU ou LBU Build Up



N'intéresser pas à cette page

Nous intéressons juste de réservoir tête de puits



Tapez juste la pression de tête

La température de réservoir vous avez déjà donnée appuyé sur OK

POUR VOIR VOTRE RESULTAT appuyer sur calcul

Puits show/hide graph

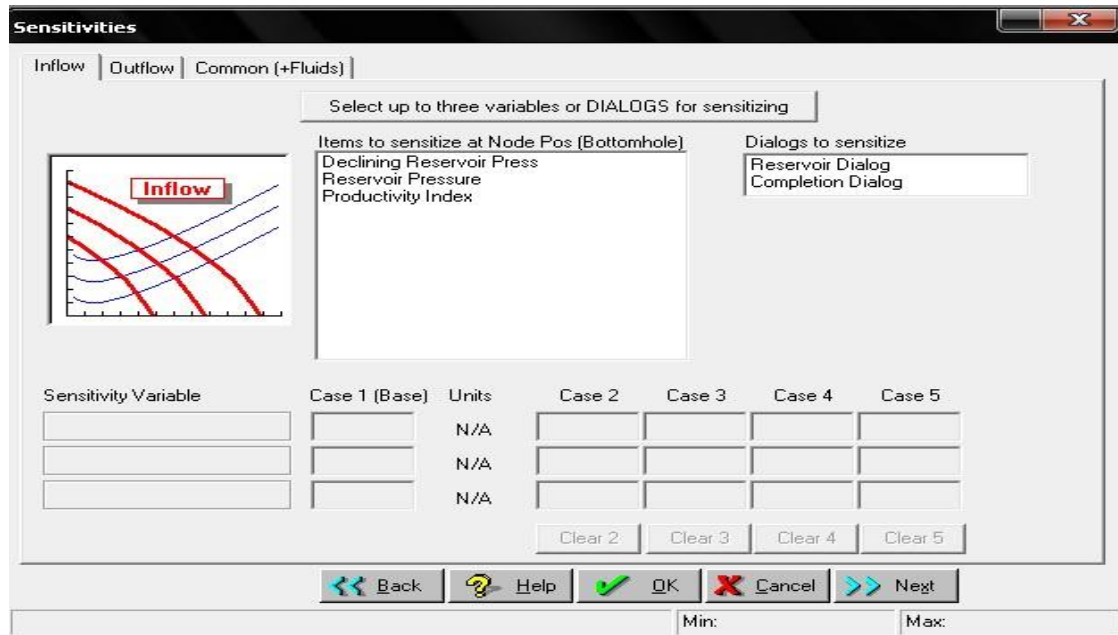
Annexe

Et les calculs dans show/hide report

Faire la comparaison entre vos résultats et le résultat de jaugeage (débit d'oil)

Remarque : pour changer les paramètres de votre réservoir ou la complétion ou le débit de gaz injecte (GLR)....

Il y'a Sensitivités et toujours OK calcul



Les problèmes

Dans le calage de système

- 1- il faut le gradient de pression (PFD)=de pression de PLT (Production Logging Tools).
- 2- débit oil sortie calculer =débit de jaugeage.
- 3- Si tu veux changer votre paramètres il faut cale votre système après sa tu change comme tu veux.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Institut Algérien du Pétrole ; pp 3-8;
- [2] O. BOUAKLINE, M. ELHAICHAR «Amélioration de l'effet de l'endommagement (skin) par l'acidification » Thèse d'ingénieur, université Boumardes 2013, pp 2-6;
- [3] D. Veillon ; «La liaison couche-trou», Editions Technip, France2001, pp 278-299;
- [4] A. DEROUICHE, B. BENLAÏB «Modélisation et optimisation du système de production de la série inférieur» Mémoire ingénieur université Ouargla 2011, pp 10, 13,18;
- [5] M. FANE et A. SOUMARE «Polarisation du champ electromagnetique eresultant» Mémoire ingénieur université Ouargla 2008, Manuel d'acidification des réservoirs 1983 Edition Technip, pp 33;
- [6] W. CHETIOUT « Etude comparative entre la fracturation hydraulique et la reprise en short radius du puits OMO38» Mémoire ingénieur Boumardes 2006, pp 31;
- [7] M. Boukherissa ; «Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action», Thèse de doctorat de l'Université Paul Verlaine - Metz, Novembre 2008, pp 27;
- [8] A. Baba Aissa, S. Laribi et A. Ziada., «Synthèse sur les études concernant le problème des dépôts d'asphaltènes à Hassi-Messaoud(CRD) », JST, Communication, 1996, pp 5;
- [9] H. Amroun «Wettability alteration due to asphaltene deposition in Rourid –Nous sud Est field Algeria », The university of Oklahoma, Graduate Collrge, 2001, pp 13-16;
- [10] IFP Training «formation damage prevention through organic deposit control in hassi messaoud oil field », pp 13, 14, 39.
-