

N° Série : .../2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

**KHABET DIT KAMEL Oussama, DAHMANE Oussama, AIT AMRANE Mohamed
Nabil**

-THEME-

**EVALUATION D'ENDOMMAGEMENT D'UN RESERVOIR PAR
INTERPRETATION D'ESSAIS DU PUIIS ET TRAITEMENT DE LA
MATRICE**

Soutenu le : 21 /06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. OUZZAZI Moamed	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. HADJADJ Sadok	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mme. HAFSI Fadila	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

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

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur **Mm HAFSI Fadila** pour le temps qu'elle nous a consacré et l'aide qu'elle nous a apporté malgré ses occupations, ses conseils et ses critiques considérables et constructives.

Nous tenons aussi à remercier **Mr BOURIHANE Khaled ingénieur réservoir** et toute l'équipe de département **EP** au sein de **Groupement Berkine Sonatrach**.

Nous tiendrons à remercier **Mr OUAZZAZI Mohamed** pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Nous présentons également nos profondes reconnaissances à **Mr HADJAJ Sadouk** qui a accepté d'examiner notre travail.

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

Enfin, tous nos remerciements à nos familles et nos amis de la FHC qui ont collaboré pour nous aider et nous encourager.

Oussama , nabil et Oussama

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

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

A mes chers parents, qui me donne toujours l'espoir de vivre et pour son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études

A mes chers frères et ma sœur pour leur appui et leur encouragement

*A toute la famille **KHABET** pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,*

A tous mes amis d'université et de travail

*A mes binômes **Nabil** et **Oussama***

Merci d'être toujours là pour moi

KB** **Oussama

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

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

A mes chers parents, qui me donne toujours l'espoir de vivre et pour son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études

A mes chers frères et ma sœur pour leur appui et leur encouragement

A mes grands-parents que dieu les garde

*A toute la famille **DAHMANE** et **BECHAREF** pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,
A tous mes amis l'université et d'enfance*

*A mes binômes **Nabil** et **Oussama***

A la source de mon bonheur et de ce que mon cœur désire

Merci d'être toujours là pour moi

D Oussama

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,

A mes chers frères et sœurs pour leur appui et leur encouragement,

A mes grands-parents que dieu les garde,

A toute la famille AIT AMRANE pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,

A mes amis de l'université et d'enfance,

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,

Merci d'être toujours là pour moi.



Résumé

Ce travail est réalisé sur le champ Hassi Berkine, qui se trouve au Sud-Est d'Algérie et qu'est connu par la déposition des sels et asphaltés, c'est le cas dans le puits HBNSE-01 ces dépositions ont provoqué une chute remarquable dans la production.

Pour cela, un essai de remonté de pression (Build up) a été réalisé pour confirmer le problème. Les résultats du test ont donné une valeur positive du skin et une diminution de l'index de productivité, ce que signifie l'influence de ces dépositions sur les caractéristiques pétro physiques du puits. Afin de résoudre ce problème, on a décidé une intervention sur le puits par le lavage et squeeze de saumure, à l'intention d'éliminer ce dépôt et rétablir la production du puits souhaitée. Enfin, les résultats de la production rétablis après la réalisation de l'opération mentionnée ont été très satisfaisants avec une gaine de 2000 BBL/D.

Mots clés : essai de puits, Skin, Index de productivité.

Abstract

This work is being carried out on the Hassi Berkine field, which is located in the south-east of Algeria and is known to have salt and asphalt deposits, as in the case of the HBNSE-01 well, which have caused a remarkable drop in production.

Therefore, a build up test was carried out to confirm the problem. The results of the test gave a positive skin value and a decrease in the productivity index, which indicates the influence of these deposits on the petro-physical characteristics of the well. In order to solve this problem, it was decided to intervene on the well by washing and squeezing brine, with the intention of eliminating this deposition and restoring the desired production of the well.

Finally, the results of the production restored after carrying out the mentioned operation were very satisfactory with a benefits of 2000 BBL/D.

Key words: well test, skin, productivity index.

ملخص

تم تنفيذ هذا العمل في حقل حاسي بركين، المتواجد جنوب شرق والمعروف بترسبات الأملاح والأسفلت، كما هو الحال في البئر ح.ب.ج.ش/01 حيث تسببت هاته الترسبات في انخفاض ملحوظ في الإنتاج. تم إجراء اختبار تراكم الضغط لتأكيد المشكلة. أعطت نتائج الاختبار قيمة موجبة لمعامل الضرر وانخفاض في مؤشر الإنتاجية، مما يعني تأثير هذه الرواسب على الخصائص البتر وفيزيائية للبئر، مما أثر بدوره على الإنتاج اليومي للبئر ح.ب.ج.ش/01. لحل هذه المشكلة، تقرر التدخل عن طريق غسل المحلول الملحي وعصره بقصد التخلص من هذه الرواسب واستعادة الإنتاج المطلوب للبئر.

أخيراً، كانت نتائج العملية المذكورة جد مرضية، حيث قدرت زيادة الإنتاج في البئر بحوالي 2000 برميل يوميا.

كلمات مفتاحية: اختبار الآبار، معامل الضرر، معامل الإنتاجية

Liste des figures

FIGURE. I.1: SITUATION DE BIRE-BERKINE[1]	4
FIGURE. I.2: SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP HASSI BERKINE[1]	5
FIGURE. I.3: LA DEPOSITION DU TAGI FLUVIAL PLAIN [1]	9
FIGURE. I.4: LA DEPOSITION DU TAGI DANS LE BASSIN DELTAIC [1]	10
FIGURE. I.5: STRATIGRAPHIE DE TAGI [1].....	11
FIGURE. I.6: LES COUCHES STRATIGRAPHIQUES DU BLOC 404 [1].....	12
FIGURE. I.7: ÉVOLUTIONS DE CAPACITE DE LA PRODUCTION DU CHAMP HBNS [2]	15
FIGURE. II.1: PRINCIPES DES ESSAIS DES PUIITS	17
FIGURE. II.2: ESSAI EN DEBIT (DRAW DOWN). [5].....	19
FIGURE. II.3: ESSAI EN FERMETURE (BUILD UP). [6]	20
FIGURE. II.4: CALAGE DES COURBES TYPES	23
FIGURE. II.5: DIAGNOSTIC ET INTERPRETATION D'UN ESSAI DE PUIITS	25
FIGURE. II.6: VALIDATION DU MODELE ET DES PARAMETRES	26
FIGURE. III.1: LOCALISATION DES ENDOMMAGEMENTS	29
FIGURE. III.2: LE SKIN	35
FIGURE. III.3: LES PERFOS	36
FIGURE. III.4: L'EFFET DE PENETRATION PARTIELLE	36
FIGURE. III.5: INFLUENCE DU SKIN SUR LA PRODUCTIVITE	39
FIGURE. III.6: GAUGE CUTTER (OUTIL WIRE LINE)	40
FIGURE. III.7: HISTOGRAMME DE L'EFFICACITE DU TRAITEMENT [8].....	41
FIGURE. III.8: LOCALISATION DES DEPOTS	44
FIGURE. III.9: OPERATION COILED TUBING	45
FIGURE. III.10: (A) DISPERSION DES NUCLEUS FORMES ET (B) STABILISATION DES DEPOTS EN CROISSANCE.....	47
FIGURE. IV.1: HISTORIQUE DE PRODUCTION DU PUIITS HBNSE-01 [18]	50
FIGURE. IV.2: IMPLANTATION DU PUIITS HBNSE-01 SUR LE BLOC 404 [19].....	51
FIGURE. IV.3: FICHE TECHNIQUE DE LA COMPLETION PUIITS HBNSE-01 [19]	53
FIGURE. IV.4: ENREGISTREMENT DES PRESSIONS SUR 2 DEBITS DIFFERENT AVEC BUILD-UP [20] ..	57
FIGURE. IV.5: GRAPHE DE L'EVOLUTION DE PRESSION ET DEBIT EN FONCTION DU TEMPS [20]	57
FIGURE. IV.6: LOG-LOG PLOT HBNSE-01 [20]	57
FIGURE. IV.7: RESULTAT ISSUS DE SOFTWARE SAPHIR [20]	58
FIGURE. IV.8: EVALUATION D'AMELIORATION DE LA PRODUCTION APRES LE TRAITEMENT [3]	63

Liste des tableaux

TABLEAU.I.1: DIFFERENT ET NATURE DU CHAMP CONSTITUE BLOC 404 [3].....	6
TABLEAU. I.2: CARACTERISTIQUE DU RESERVOIR DU BLOC 404[3].....	13
TABLEAU. III.1: LA COMPOSITION DU REFORMAT [6].....	42
TABLEAU. IV.1: INFORMATION GENERALE SUR LE PUIT HBNSE-01 [19].....	51
TABLEAU. IV.2: EQUIPEMENT IMPORTANT INSTALLE	54
TABLEAU. IV.3: OPERATIONS ANNEE 2019	54
TABLEAU. IV.4: RESULTATS DES TESTS REALISE DANS LES DERNIERS 20 JOURS AVANT BUILD-UP [20].....	55
TABLEAU. IV.5: DONNEE INSERER DANS SAPHIR	58
TABLEAU. IV.6: PARAMETRES DU RESERVOIR OBTENU PAR SAPHIR.....	58
TABLEAU. IV.7: PRODUITS CHIMIQUES UTILISES DANS L'OPERATION	60
TABLEAU. IV.8: RAPPORT DEROULEMENT DE L'OPERATION [19].....	60

Liste des abréviations et symboles

Mt : Million tonne	1
Mb/j : Million baril par jour	1
Ourhoud : Association pétrolière entre Sonatrach et plusieurs multinationales pétrolières dans le bassin Berkine	4
MLN : Menzel Ledjmet Nord	4
Km : Kilomètre	4
Km² : kilomètre carré unité de superficie	4
BRN: Bir Rebaa Nord	4
Psi : pound per square inch	5
md : Mili darcy unité mesure la perméabilité	5
TAGI : Trias argilo-gréseux inférieur	5
HBN : Hassi Berkine nord	5
MMCF : million cubic feet	5
BOPD : Bareel oil per day	5
BKN QBN : Quoubba nord	6
RBK Rhoud Berkine	6
HBNSE: Hassi Berkine nord sud est	6
E : Berkine nord est	6
BKE : Berkine est	6
bb/d : Baril par jour	6
CPF : Center Production Facilities	12
DCC : Document Control Center	12
dst : Drill Stem Test	16
Pr : Pression de réservoir	16
Q : Débit	17
S : Skin	18
r_i : Rayon d'investigation .	18
k_o : Perméabilité dans la zone d'huile	18
k_w : Perméabilité dans la zone d'eau	18
C : Capacité du puits	20
ct : Compressibilité totale	22
h : Hauteur du réservoir	22
μ : Viscosité	22
Φ : Porosité	22
CaCO₃ : carbonate de calcium	30
BaSO₄ : sulfate de baryum	30
NaCl : Chlorure de sodium	30

Sp : La perte de charge due aus perforations	33
Se : l'endommagement réel aux abords du puits	34
Sc : L'étranglement de l'écoulement du a la pénétration partielle	34
IPr : productivité réelle en (m³ /h)/ (Kg /cm²)	35
IPth : productivité théorique de même dimension	35
CBP : Composite bridge plug	46
BBLS/D : Bareels standars per day	46
MMSCF/D : Million standard cubic feet per day	46
FGSSE : Field gathering system south esat	51
VX spectra-65mm : Le diametre de venturi utiliser dans se puits	51
SCSSV : surface controlled subsurface safety valve	51
MPFM : Multi phase flow meter	51
BHP : Bottom hole pressure	51
RKB : Rotary Kelly Bushing	55
IFWT : In field well test	56
NH₄Cl : Chlorure d'amonium	56
SWR : Salt wash brine	56
THF : Tubing head flange	57
BHA : Bottom hole assembly	57
WHP : well head pressure	57
RIH : Runing in hole	57
BOP : Blow out pressure	57
CT : Coild tubing	57
FLP : flow line pressure	57
MHA : Motor hole assembly	57
POOH : pull out of hole	58
SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition	58

Table des matières

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations et symboles

INTRODUCTION GENERALE	1
I. GENERALITES SUR CHAMPS HBNS.....	4
I.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE.....	4
I.2 HISTORIQUE DU CHAMP HBNS.....	5
I.3 CADRE GEOLOGIQUE	7
I.3.1 Aspect structural du gisement [1].....	7
I.3.2 Aspect stratigraphique [1].....	7
I.3.3 Géologie du TAGI dans le bloc 404 [1]	7
I.4 CARACTERISTIQUES DU RESERVOIR.....	13
I.5 COMPOSITION DU CHAMP HASSI BERKINE	14
I.5.1 Les puits [2]	14
I.5.2 Les satellites [2]	14
I.5.3 Base industriel [1]	14
I.6 HISTORIQUE DE PRODUCTION DU CHAMP HASSI BERKINE.....	14
II. GENERALITES SUR LES ESSAIS DES PUITES.....	17
II.1 INTRODUCTION	17
II.2 PRINCIPES DES ESSAIS DES PUITES.....	17
II.3 BUT DES ESSAIS DES PUITES.....	17
II.4 TYPES DES ESSAIS DES PUITES	18
II.4.1 Essai en débit (Draw-Down)	18
II.4.1.1 Les avantages.....	19
II.4.1.2 Les inconvénients	19
II.4.2 Le test BUILD UP	19
II.4.2.1 Les avantages de test Build up	20
II.4.2.2 Les inconvénients de test Build up.....	20
II.4.3 Essais injection et test fall off.....	20
II.4.4 Essai d'interférence ou pulse :	21
II.4.5 DST (Drill Stem test)	21

II.4.5.1	Application de DST.....	21
II.5	PRESENTATIONS DE METHODES D'INTERPRETATION.....	21
II.5.1	Méthodes conventionnelles.....	21
II.5.2	Méthodes des courbes types et de dérivée.....	22
II.5.2.1	Planches de Courbes types.....	22
II.5.2.2	La dérivée.....	23
II.5.2.3	Le logiciel KAPPA SAPHIR.....	24
II.6	ETAPES D'INTERPRETATIONS DES ESSAIS DES PUITES.....	24
II.6.1	Diagnostic (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression).....	24
II.6.1.1	Interprétation (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification).....	25
II.6.1.2	Validation : (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc.)	25
II.7	CONCLUSION.....	26
III.	NOTION SUR L'ENDOMMAGEMENT DE LA MATRICE.....	28
III.1	INTRODUCTION.....	28
III.2	SIGNIFICATION DE L'ENDOMMAGEMENT.....	28
III.2.1	Définition de l'endommagement.....	28
III.2.2	Les différents types d'endommagement.....	28
III.2.3	Localisation d'endommagement.....	29
III.2.3.1	Au fond du puits.....	29
III.2.3.2	Aux abords du puits.....	30
III.2.4	Les endommagements rencontrés à Hassi berkine.....	30
III.2.4.1	Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over).....	31
III.2.4.2	Endommagement dû à la formation productrice (production du gaz ou pétrole)	32
III.2.5	Détection des endommagements [5].....	34
III.2.5.1	Echantillonnages et analyses de laboratoire.....	34
III.2.5.2	Historique complet des puits.....	34
III.3	NOTION DE SKIN (COEFFICIENT D'ENDOMMAGEMENT).....	35
III.3.1	Définition.....	35
III.3.2	Origine de skin [4].....	35
III.3.2.1	Les perforations.....	35
III.3.2.2	La pénétration partielle.....	36
III.3.3	Endommagement global.....	36
III.3.4	Effet de skin sur la productivité.....	37
III.3.4.1	Notion de l'indice de productivité [6].....	37
III.3.4.2	Effet de skin sur la productivité.....	38

III.4	GENERALITES SUR LES TRAITEMENTS	39
III.4.1	Traitement des asphaltées.....	39
III.4.1.1	Problèmes causé par les dépôts d’asphaltées. [6]	39
III.4.1.2	Traitement mécanique	40
III.4.1.3	Traitement Chimique.....	41
III.4.2	Traitement de sel	42
III.4.2.1	Dépôt de sel	42
III.4.2.2	Localisation des dépôts	43
III.4.2.3	Détection et suivi des dépôts.....	44
III.4.2.4	Moyens de destruction et de prévention.....	44
III.5	CONCLUSION	47
IV.	ETUDE DE CAS PUITTS HBNSE-01	49
IV.1	HISTORIQUE DE PRODUCTION DU PUITTS HBNSE-01	49
IV.2	SITUATION GEOGRAPHIQUE DU PUITTS HBNSE-01	51
IV.3	INFORMATION GENERALE SUR LE PUITTS HBNSE-01.....	51
IV.4	FICHE TECHNIQUE DU PUITTS HBNSE-01.....	52
IV.4.1	Equipements important installer dans la complétion.....	54
IV.4.2	Les opérations réaliser en 2019 puits HBNSE-01	54
IV.5	PROBLEMATIQUE DU PUITTS HBNSE-01	54
IV.6	INTERPRETATION DE TEST DU PUITTS PAR SAPHIR.....	56
IV.6.1.1	Résultat obtenu après le test Build-up	57
IV.6.2	Conclusion tirer des tests du puits HBNSE-01.....	59
IV.7	SOLUTION PROPOSE DE LA PROBLEMATIQUE	59
IV.7.1	Les produits chimiques utilisés dans cette opération	59
IV.7.2	Rapport déroulement de l’opération HBNSE-01.....	60
IV.8	EVALUATION DU PUITTS APRES L’OPERATION REALISER	62
	CONCLUSION GENERALE	64
	REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE	65

INTRODUCTION GENERALE

Le premier contact de l'homme avec le pétrole remonte à 4000 ans avant Jésus Christ. Le pétrole figure d'ailleurs dans les anciens documents historiques tels que le Code d'Hammourabi, le pétrole du latin Petra qui signifie pierre et oléum huile, soit « huile de pierre », est une roche liquide carbonée, ou huile minérale.

L'Algérie est classée en 2019 le 16^{ème} producteur de pétrole, le 10^{ème} producteur de gaz naturel et le 7^{ème} exportateur de gaz naturel au monde.

En 2019, l'Algérie a produit 64,3 **Mt** (millions de tonnes) de pétrole, soit 1,49 **Mb/j** (millions de barils par jour).

Une fois, un puits de pétrole foré et complété, il est mis en production par déplétion naturelle c'est-à-dire à l'aide de la pression propre du gisement. Le producteur doit connaître les conditions et l'état des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du puits et du réservoir. Beaucoup de cette information peut être obtenue à partir des essais de puits.

L'analyse des essais des puits par une simple définition est l'extraction d'informations à partir des données de pression et de débit mesurées dans un puits de production. A cet effet, un suivi hebdomadaire et instantané des paramètres du puits producteur ou injecteur est dispensable, en parallèle les essais des puits réguliers est la technique la plus précis qui nous aide à déterminer la cause principale d'une chute de production tel que le skin, l'index de productivité, la perméabilité horizontal...etc.

A partir de l'interprétation des essais de puits plusieurs solutions peuvent être envisagées (traitement de la couche, réduction de débit, abandon d'une zone, changement de zone, fermeture du puits, activation, maintien de pression,).

D'autre part, la stimulation joue un rôle vital dans l'activité de la division engineering production aux niveaux du champ Hassi Berkine.

Depuis le début du développement du champ Hassi berkine, chaque année, des dizaines de puits sont stimulés dans le but d'éliminer les endommagements causés à la formation, afin de restaurer la productivité ou amélioré l'injectivité des puits et optimiser la production du champ.

INTRODUCTION GENERALE

C'est dans ce contexte que nous venons présenter ce travail intitulé «Évaluation de l'endommagement de réservoir par interprétation d'un essai de puits et traitement de la matrice».

Ce mémoire est organisé de la façon suivante :

- ❑ Le premier chapitre présent des généralités sur le champ de Hassi berkine ;
- ❑ Le deuxième chapitre présent des généralités sur les essais des puits et les méthodes d'interprétations ;
- ❑ Le troisième chapitre présent des généralités sur la stimulation ;
- ❑ Le dernier chapitre présent l'étude de cas ;
- ❑ Et on termine par une conclusion générale de ce travail ;

CHAPITRE I
GENERALITE SUR LE CHAMP HASSI
BERKINE (HBNS)

I. GENERALITES SUR CHAMPS HBNS

I.1 Situation géographique

Le bassin de Berkine se présente comme étant un grand bassin intra-cratonique situé au nord de l'Afrique et constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin (celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Libye et au sud de la Tunisie (**figure I.1**)

Le bloc 404 est délimité par les axes géographiques suivants

- ☐ Longitude : 07° 50' E et 08° 25' E
- ☐ Latitude : 30° 40' N et 31° 05' N

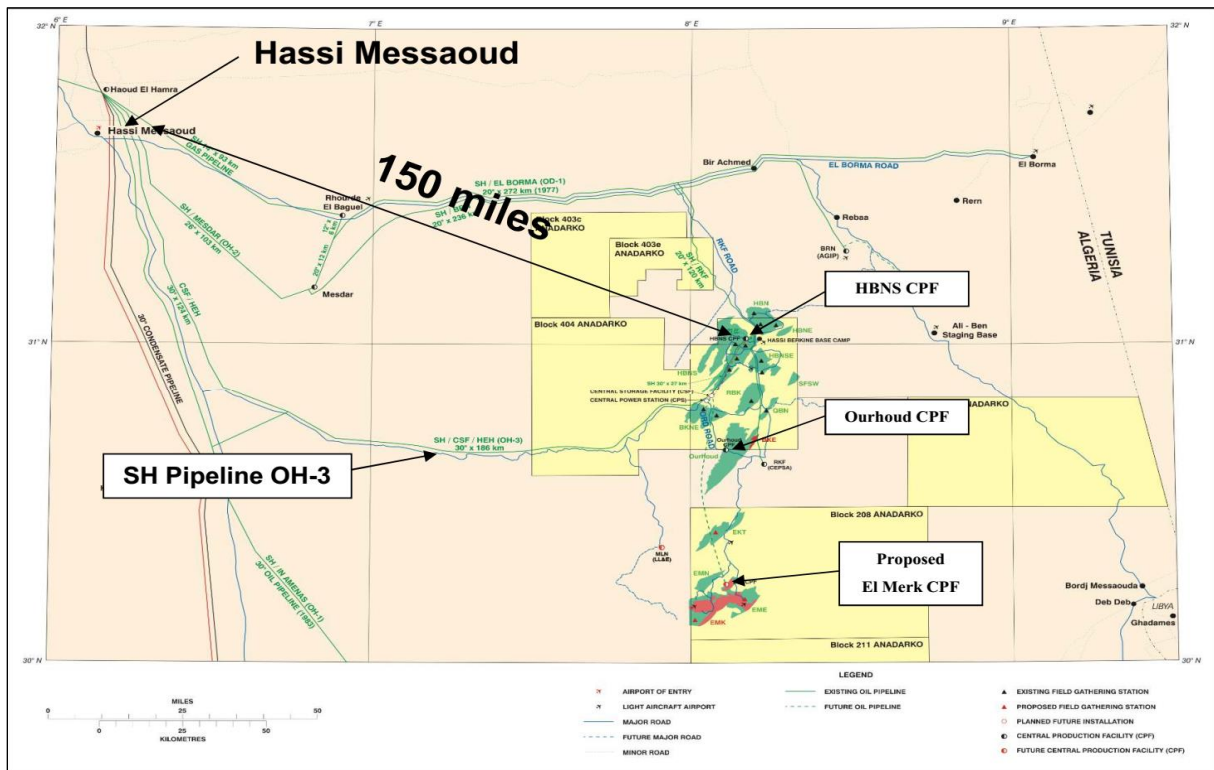


Figure. I.1: Situation de Bire-Berkine[1]

Les puits qui font l'objet de la présente étude sont implantés au niveau du bloc 404 (**figure I.2**) qui est situé à 1100 **Km** d'Alger, à 300 **Km** au Sud- Est de Hassi Messaoud, à 114 **Km** de la frontière Tunisienne et à 160 **Km** de la frontière Libyenne.

Le champ de HASSI BERKINE Nord-Sud (HBNS) est situé à 50 Km au Sud-ou est de l'Organisation Ourhoud, 60 m de BRN (Bir Rebaa Nord), 140 Km de MLN (Menzel Ledjmet Nord).

Le Groupement (Sonatrach-Anadarko) est présent actuellement sur deux blocs (404 et 208), d'une superficie d'environ 22.500 Km², qui sont destinés à l'exploitation. Jusqu'à présent, les efforts déployés par le Groupement ont abouti à des résultats satisfaisants quant aux réserves récupérables de l'huile qui sont estimées approximativement à 2,8 milliards de barils. [1]

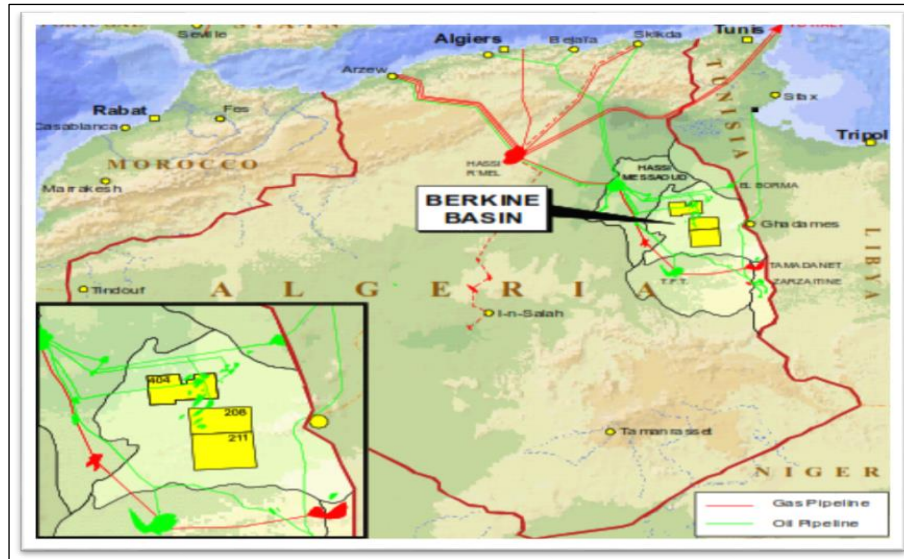


Figure. I.2: Situation géographique du champ Hassi berkine[1]

I.2 Historique du champ HBNS

Le champ de Hassi Berkine a été découvert en février 1994, avec le forage et l'évaluation du puits **HBN-1**. Le puits Hassi Berkine 1 était le quatrième puits foré par Anadarko Algeria Corporation avec ses partenaires Lasmo Oil Algeria Limited et Maersk Oil Algeria AS. Le champ **HBN** est situé dans le coin Nord- Est du bloc 404 dans une zone composée de dunes à bas-relief avec occasionnellement quelques dunes de moyen à haut relief.

Le forage du **HBN-1** a commencé le 16 novembre 1993, la profondeur maximum de 3440m a été atteinte le 16 janvier 1994.

L'objectif principal était les grès du Trias Argilo-Gréseux Inferieur (**TAGI**) qui s'étaient avérés productifs dans le puits. Le réservoir **TAGI** dans le puits **HBN-1** consiste en deux couches de grès ayant une épaisseur total de 23m. Trois carottes de 27m ont été coupées dans ce puits. Les résultats du test et les indices trouvés dans les carottes indiquent tous que le réservoir pénètre complètement dans la colonne des hydrocarbures. La porosité

moyenne des zones déterminées par l'analyse conventionnelle des échantillons de carotte était à peu près 19%. La moyenne des perméabilités de carottes était de 552md.

Le test de puits a été effectué dans le **TAGI** à travers des intervalles perforés de 3238 m-3248 m et 3255- 3272 m. Le débit obtenu est de 4900 **BOPD** et 6.3 **MMCF** avec une duse 3/4" de diamètres et une pression de 1330 **Psi**, le puits a été complété en tant que producteur d'huile le 4 février 1994.

Pour le développement du champ le groupement Berkine (Sonatrach/Anadarko) a foré et complété plus de 300 puits dans le bloc 404.

Les champs dans le bloc 404 sont actuellement en production, la quantité produite dépasse les 90 000 **bbbl/d** d'huile. Le bloc 404 inclut plusieurs champs actuellement en production (**Tableau I.1**) en savoir : **HBN, HBNS, HBNSE, RBK, QBN, BKNE** et **BKE** tous les champs, produisent à partir du **TAGI**. La récupération d'huile est accélérée et maximisée par l'injection de l'eau et de gaz.

Tous les puits de développement (producteurs et injecteurs) sont verticaux, seulement les grès supérieurs et moyen du **TAGI** contiennent de l'huile, ils possèdent une épaisseur total à voisinant les 100m et l'épaisseur utile s'étend de 18 à 40 m. la qualité du réservoir est bonne avec des porosités de 14 à 18% et une perméabilité changeant de 400 à **700md**.

[2]

Tableau.I.1: Diffèrent et nature du champ constitue bloc 404 [3]

Nom du champ		Date de découverte	Réservoir	Hydrocarbure	Plan de déplétion du réservoir
HBNS	Hassi berkine sud	JAN-95	TAGI	Huile noir	Gas / Water flood
HBN	Hassi berkine nord	FEV-94	TAGI	Huile noir	Gas / Water flood
HBNSE	Hassi berkine sud est	MAI-97	TAGI	Huile volatile	Gas / Water flood
BKNE	Berkine nord est	MAI-96	TAGI	Huile volatile	Gas / Water flood
RBK	Rhoud berkine	FEV-97	TAGI	Huile noir	Water flood
QBN	Quoubba nord	AVR-97	TAGI	Huile noir	Water flood
BKE	Berkine est	JUIN-94	RKF/F6	Gaz condensa	Déplétion naturelle
BKNE-B	Berkine nord est-B	Aout-03	TAGI	Huile noir	Gas / Water flood
HBNSE-12	Hassi berkine sud est - 12	Mai-04	TAGI	Huile volatile	Déplétion naturelle

I.3 Cadre géologique

I.3.1 Aspect structural du gisement [1]

Le mécanisme principal de piégeage dans le bloc 404 est structural. Le gisement est d'âge triasique, sa profondeur moyenne est d'environ 3000 m. il possède une structure anticlinale asymétrique au relief très peu prononcé et un réseau de failles orienté SO/NE.

Le bloc 404 a été soumis à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales, de même direction, leur rejet peut atteindre jusqu'à 200 m, de plus des petites failles subdivisent les divers champs en série de petit bloc.

I.3.2 Aspect stratigraphique [1]

Le bassin de Berkine fut affecté par le cycle orogénique hercynien. Ce dernier a permis le dépôt d'une surface érodée dite discordance hercynienne, séparant ainsi deux séries de deux ères différentes :

La série Paléozoïque, de l'ère primaire qui comprend les roches mères ;

La série Mésozoïque, de l'ère secondaire, qui renferme les principaux réservoirs du bloc 404.

I.3.3 Géologie du TAGI dans le bloc 404 [1]

Les réservoirs du bloc 404 font partie du **TAGI** (Trias Inferieur Argilo- Gréseux) qui recouvre immédiatement la discordance hercynienne et sont reconnus comme les réservoirs les plus importants dans le bassin du Berkine. Les grès de réservoir ont été déposés dans un environnement fluvial et localement modifié par des processus éoliens, lacustres et deltaïques.

Le faciès dominant dans le réservoir se compose de chenaux fluviaux verticalement empilés et latéralement accrus. L'environnement du dépôt est interprété pour être celui d'un large tresse-plat qui change légèrement en un système à méandre vers les couches supérieures du **TAGI**.

Le **TAGI** a été subdivisé en couches inférieures nommé (L), couches du milieu (M) et couches du haut (U), avec le U et le milieu supérieur M étant encore subdivisé en trois (03) sous couches (U-3, U-1b, U-1a et M-1a, M-1b, M respectivement). Cet arrangement a été adopté car il est géologiquement raisonnable, facilement ré-actualisable et englobe la plupart des principales hétérogénéités dans le réservoir pour le modèle du réservoir.

Les couches moyennes et supérieures sont séparés par une couche en schiste relativement mince mais latéralement persistant nommé M-2. Cette couche change d'épaisseur dans la direction Nord- Est du champ, mais peut habituellement être bien identifié dans chaque puits.

La couche mince U-2 qui composée de schiste sépare l'U-1b et U-3. Cette couche est généralement moins de 50cm d'épaisseur, et elle est absente dans certains puits.

De plus la couche inférieure (L) est plus épaisse dans le domaine HBNSE que dans la région HBNS, les couches inférieures de **TAGI** s'épaississent vers l'est à travers le bloc 404. Le sable dans cet intervalle du réservoir peut être localement de bonne qualité, mais cette couche possède une perméabilité faible car elle est composée aussi de grès argileux et du schiste. Au-dessus de la couche L et M les grès moyens sont généralement plus important, la perméabilité est élevée (400 à 700md), la porosité entre (14 à 18%), et les deux couches représentent un système de dépôt dit fluvial en tresse.

La couche du **TAGI** supérieur (U), représente moins un environnement fluvial qu'un environnement lacustre. La qualité du réservoir est variable dans le **TAGI**, en particulièrement dans la couche U-3 ou cette dernière représente un environnement lacustre/chott avec quelques entrées deltaïque. La présence des sables du réservoir U-3 moins est assurée voir les **figures (I.1), (I.4), (I.5) et (I.6)**

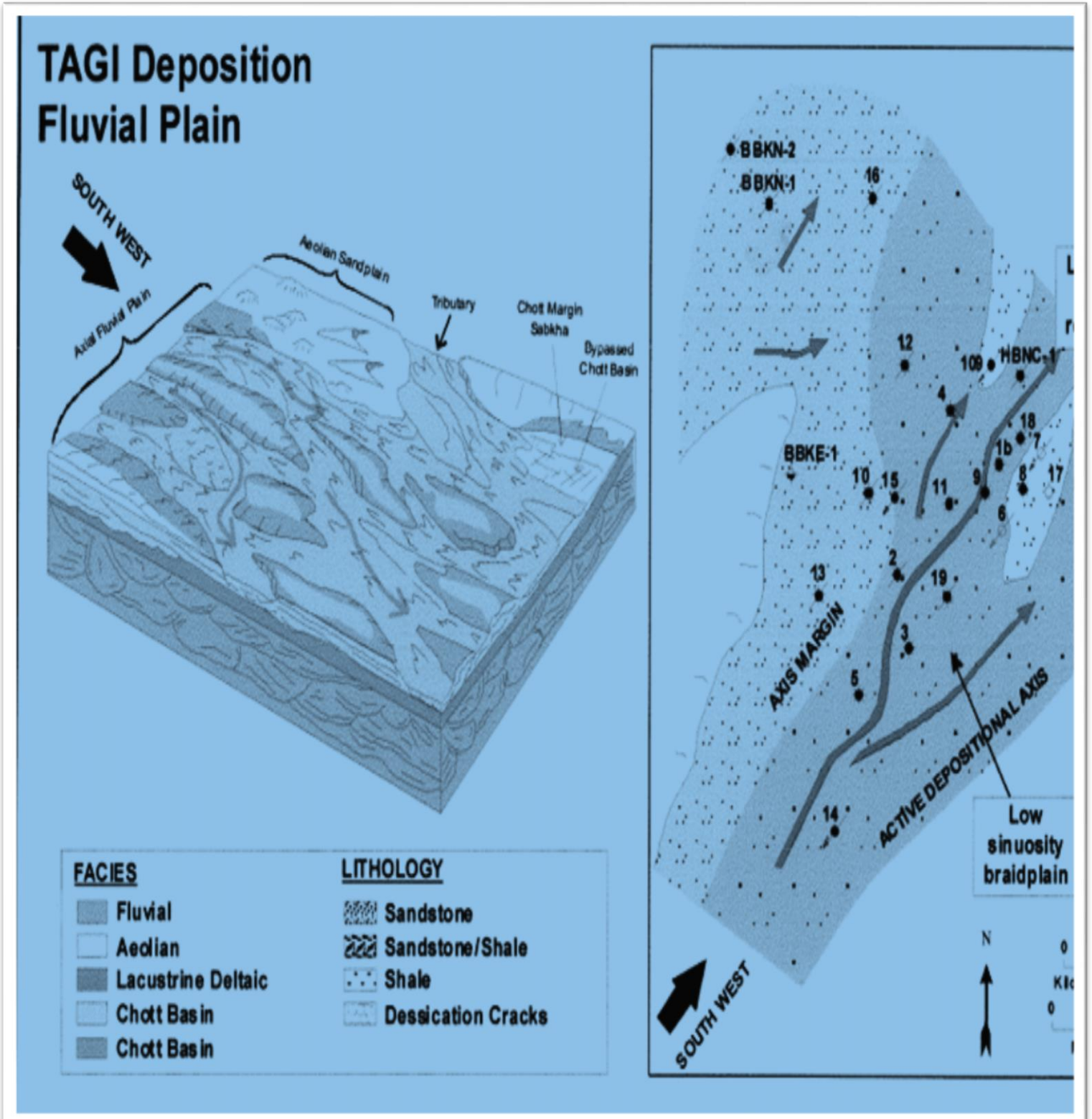


Figure. I.3: La déposition du TAGI fluvial plain [1]

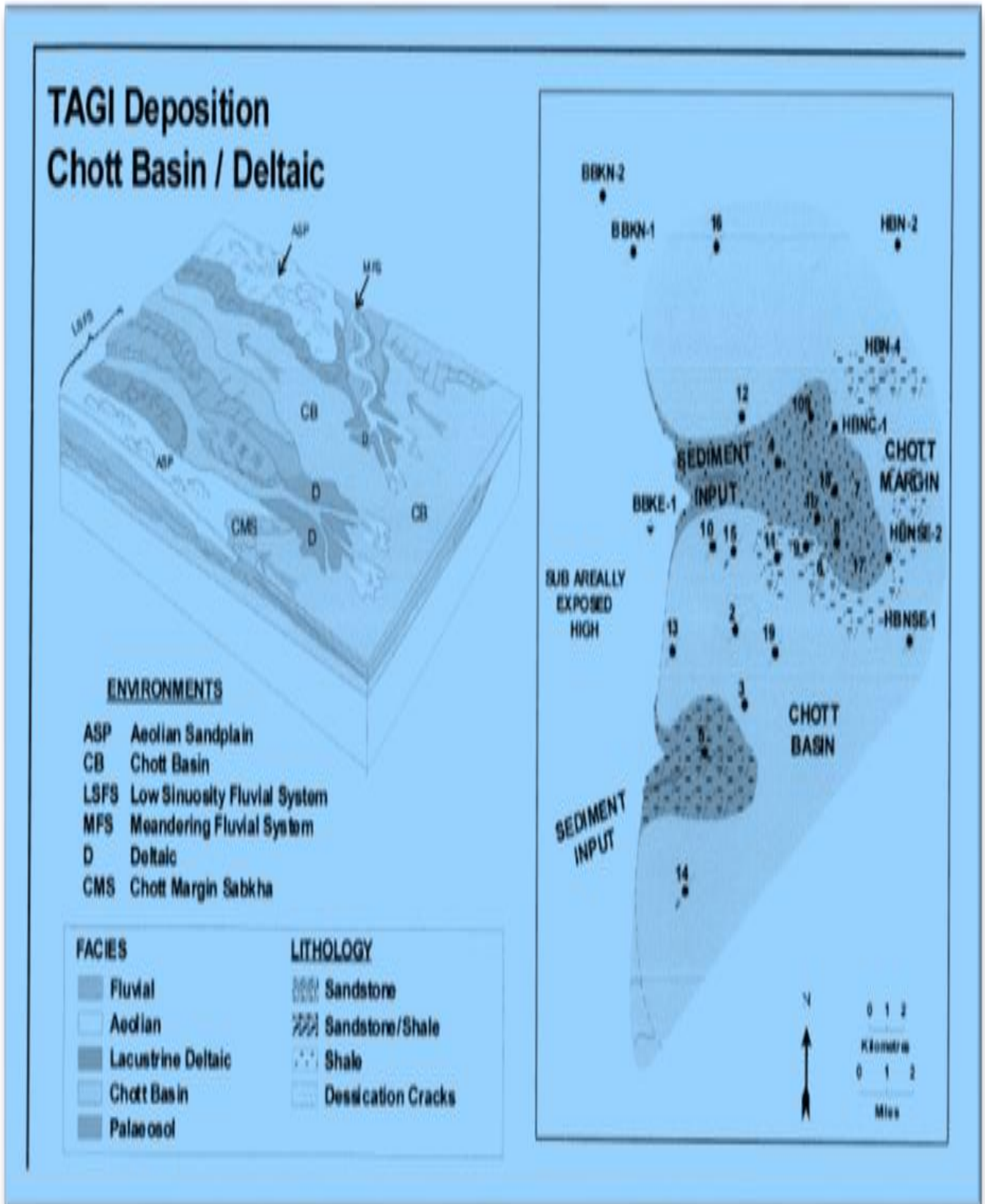


Figure. I.4: La déposition du TAGI dans le bassin Deltaic [1]

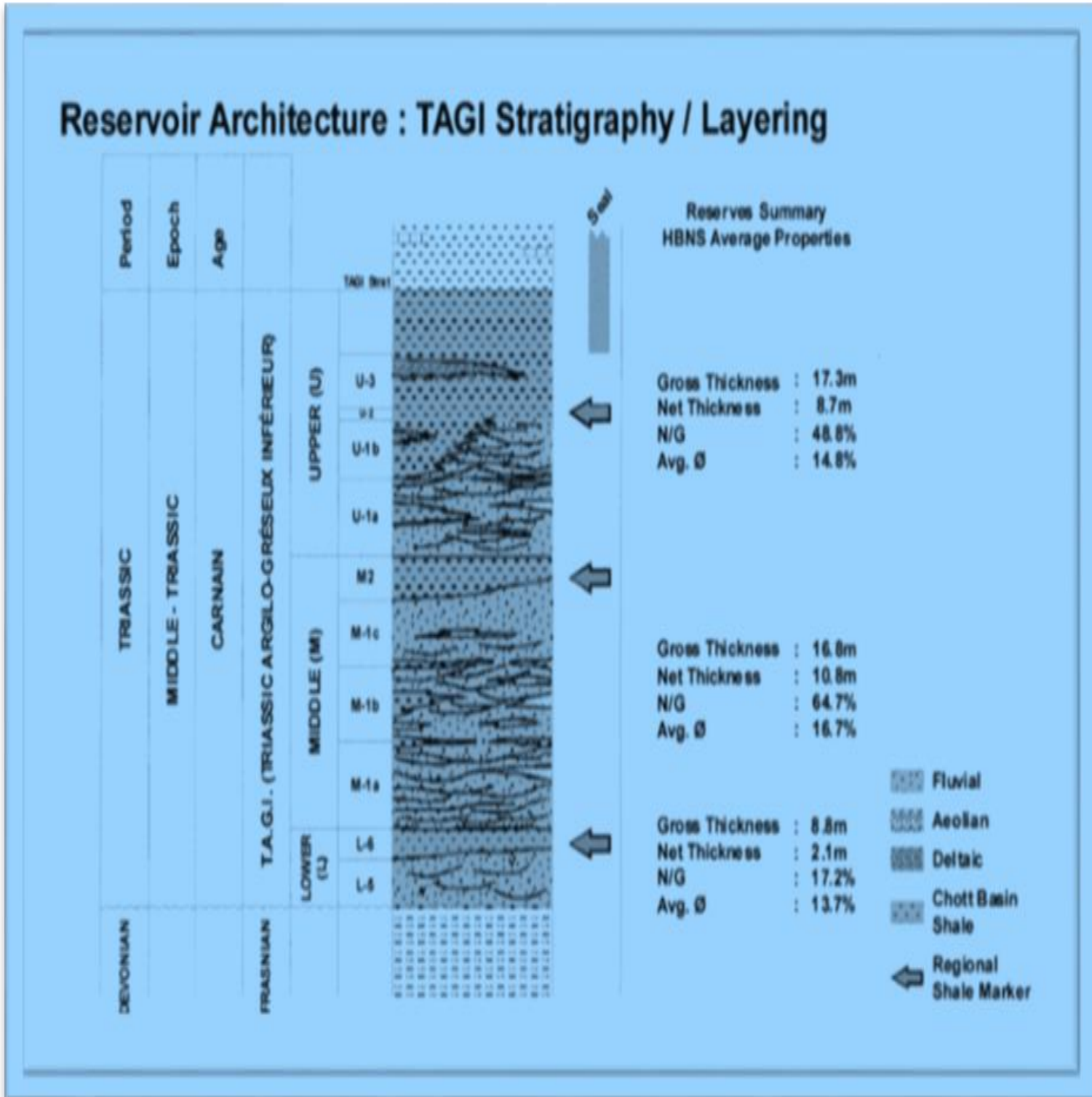


Figure. I.5: Stratigraphie de TAGI [1]

Généralité sur le champ Hassi berkine HBNS

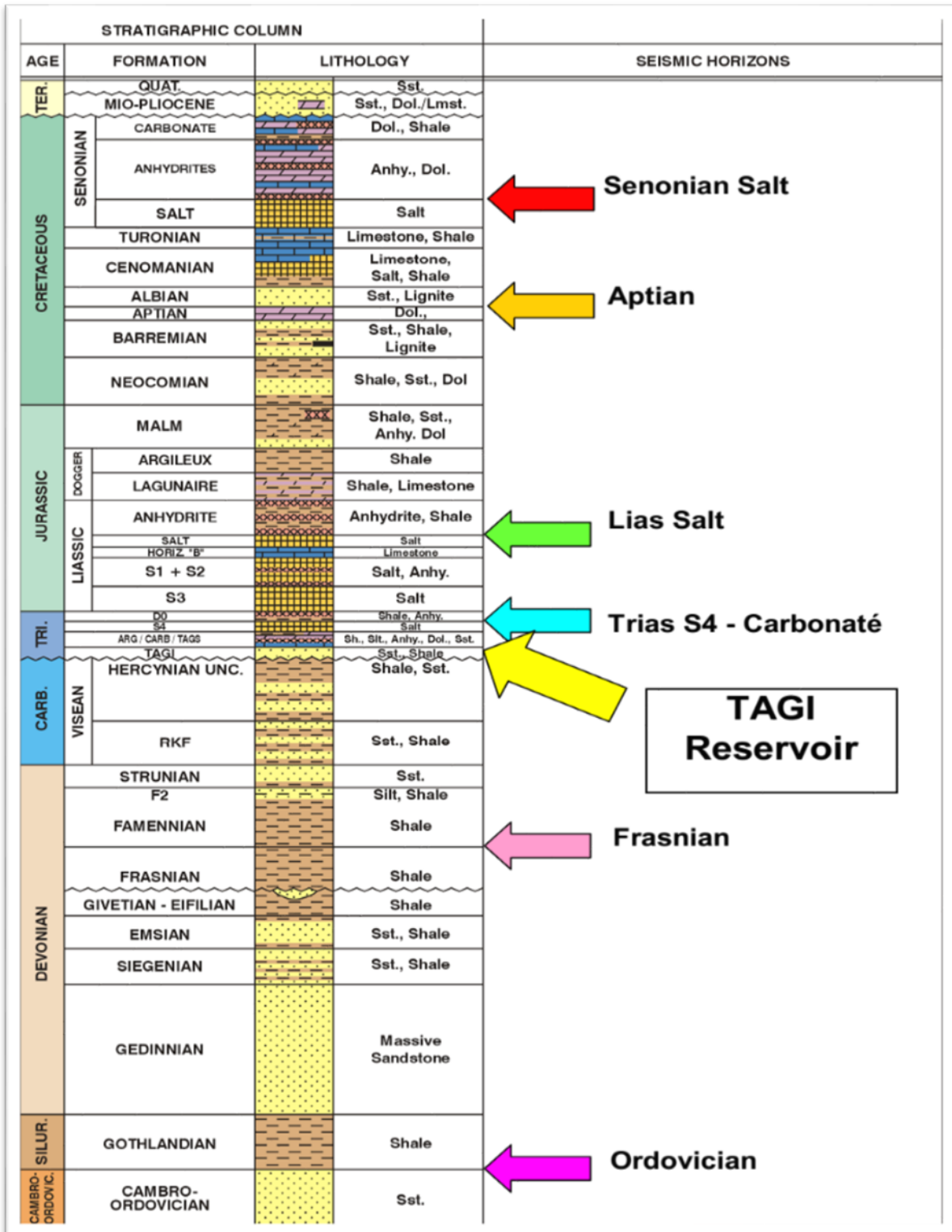


Figure. I.6: Les couches stratigraphiques du bloc 404 [1]

I.4 Caractéristiques du réservoir

Ce **Tableau I.2** résume les différentes caractéristiques du réservoir existant dans bloc

404

Tableau. I.2: Caractéristique du réservoir du bloc 404[3]

Nom des champs		HBNS	HBN	HBNSSE	RBK	BKNE Est	BKNE Ouest	BKE	QBN
Réservoirs	TAGI/ Str /RKF	TAGI	TAGI	TAGI	TAGI	TAGI	TAGI	RKF	TAGI
Type d'huile		Black oil	Black oil	Volatile	Black oil	Black oil	Volatile	Gas/ condensat	Black oil
Densité huile	API	43	43	46	39	48	48	48	41
Densité gaz	Air=1	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
Boi	rb/stb	1.65	1.65	2.2	1.15	1.28	2.71	Z=1.024	1.26
Viscosité (Pr, Tr)	Cp	0.	0.6	0.201	1.072	0.42	0.098	/	0.61
GOR	Scf/bbl	1150	1150	2200- 2300	220- 325	475	3025	Gas/ condensat	400
Profondeur datum	au M	3056	3087	2962	/	3093	/	/	/
pression réservoir	de Psi	5140	5140	4955	5048	5182	5192	5234	5117
Température de réservoir	°F	197	197	199	211	212	212	219	218
Pression de tête	Psi	1000- 1400	1100- 1600	1925- 2225	1100- 1200	1100- 1200	2000- 2400	2000	1150
Pression de ligne	Psi	800	800	900	600	1100	1100	1100	1150
Pression séparateur	Psi	600	600	600	600	600	600	600	600
Pression de bulle	Psi	3000	3000	3895	1404	1853	4237	4990	1594
Salinité	PPM NaCl (10 ³)	209	209	209	209	209	209	235	209
CO ₂	Mol%	0.04	0.04	0.36	0.33	0.44	0.6	1.12	0.59
H ₂ S à partir du séparateur Gaz	PPm	0	0	0	0	0	0	0	0

I.5 Composition du champ Hassi Berkine

I.5.1 Les puits [2]

- Puits producteurs d'huile (OP) : **64** puits ;
- Puits producteurs d'eau (WS) : **07** puits ;
- Puits injecteurs (eau & gaz) (WAG) : **38** puits ;
- Puits injecteurs d'eau (WI) : **25** puits ;
- Puits injecteurs de gaz (GI) : **17** puits ;
- Puits inactive (IW) : **14** puits ;
- Manifolds : **13**
- Pompe multi phase : **02**

I.5.2 Les satellites [2]

Des satellites sont installés pour regrouper des puits et permettre ainsi de déterminer la production et la valeur des différents composants véhiculés par le brut pour chaque puits, ces satellites sont au nombre de 4 : **HBNSE, BKNE, RBK** et **QBN**.

I.5.3 Base industriel [1]

Elle comprend **CPF**, Local HSE, Local de logistique, Centre de formation, Local d'incendie ;

- Entrepôt, Ateliers de maintenance ;
- Whare house (services du département maintenance) ;
- Sous station **CPF** ;
- Bloc administratif, Centre de documentation **DCC** (Document Control Center).

I.6 Historique de production du champ Hassi Berkine

Figure I.7 nous résumons l'évolution de capacité de production depuis sa première mise en service jusqu'au avril 2021

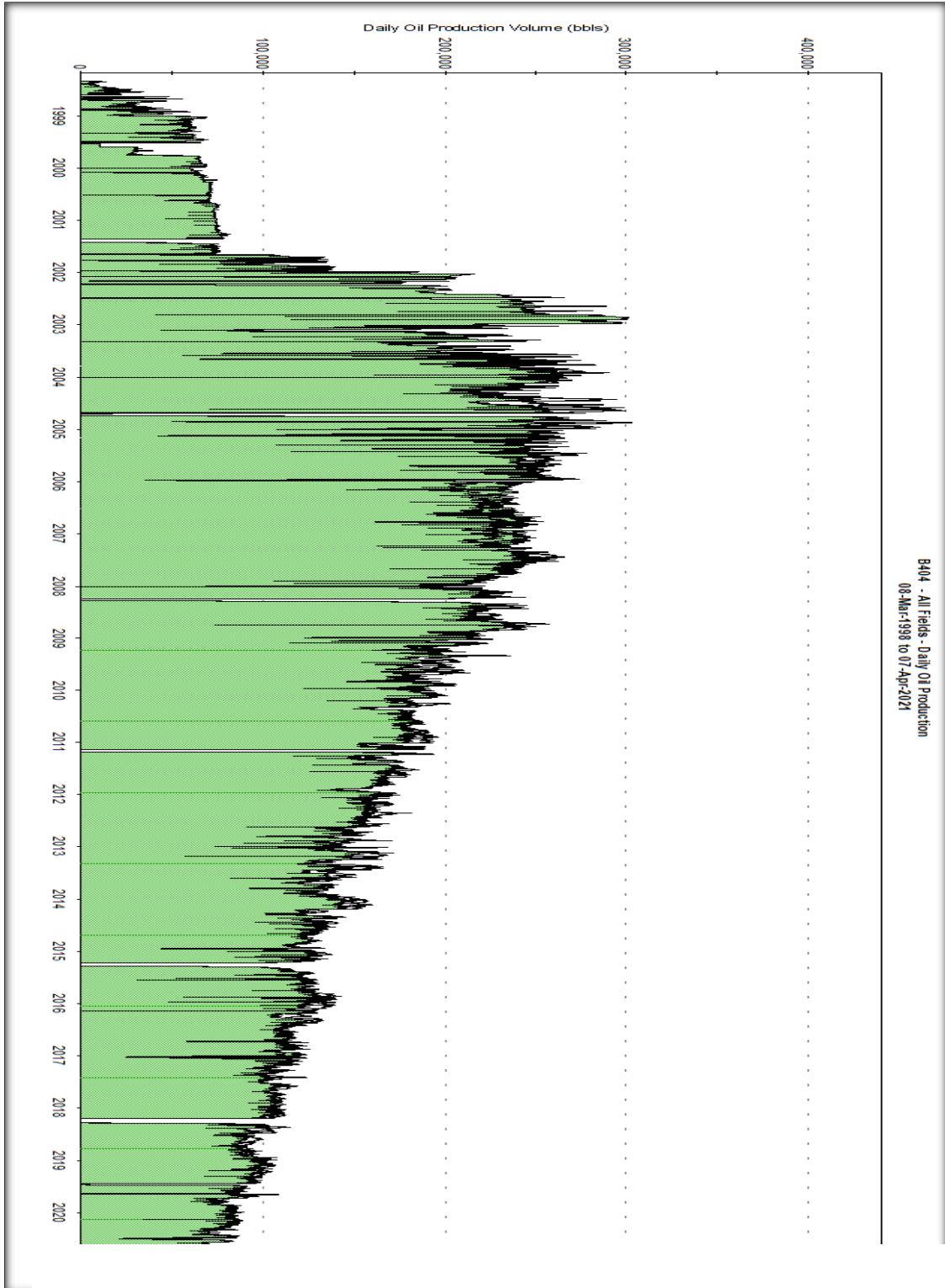


Figure. I.7: Évolutions de capacité de la production du champ HBNS [2]

CHAPITRE II
GENERALITE SUR LES ESSAIS DES
PUITS

II. GENERALITES SUR LES ESSAIS DES PUITES

II.1 Introduction

Pour que le producteur puisse comprendre le concept du réservoir et afin d'avoir les paramètres pétro physiques d'une part et de vérifier l'état des abords de puits et évaluer les opérations effectuées sur le puits d'autre part, il est impérativement nécessaire d'exécuter un essai de puits suivi de l'interprétation des résultats obtenus en utilisant plusieurs méthodes d'interprétation.

Afin d'évaluer les paramètres de production de ces puits pour les exploiter dans de bonnes conditions, il faut effectuer ce genre d'essai des puits ou Wells testing considérés comme des tests spéciaux et c'est l'une des techniques les plus répondues dans le domaine pétrolier.

L'objectif de ce chapitre est de développer une compréhension de base d'essai de puits et des techniques associées d'interprétation.

II.2 Principes des essais des puits

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour Provoquer une perturbation des pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son Interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits [3]

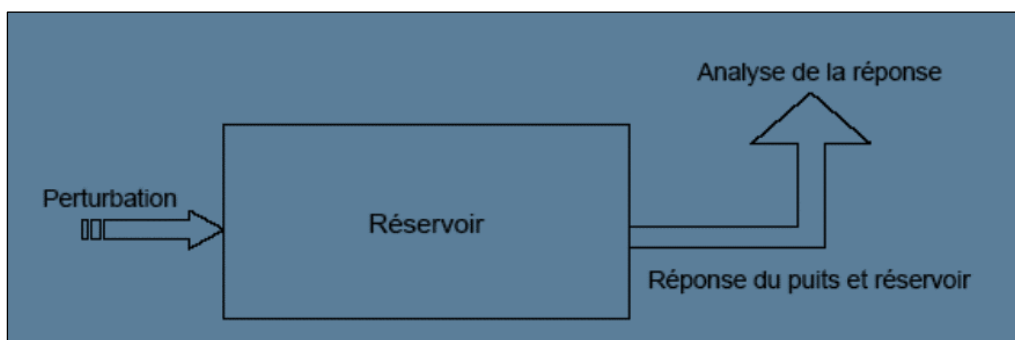


Figure. II.1: Principes des essais des puits

II.3 But des essais des puits

D'une façon générale, le but d'un test de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir, à savoir :

- Perméabilité du réservoir.
- Degré d'endommagement du puits (l'effet de Skin).
- La pression du réservoir P_r .
- Les limites géométriques du réservoir.
- Le type du réservoir.
- Caractérisation d'une fracturation du réservoir.
- Evaluer les communications entre les puits. [3]

Ces paramètres enregistrés et calculer est utilisé pour :

- ✓ Evaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits.
- ✓ Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production.
- ✓ Déterminer le taux de production efficace de chaque puits
 - Dédire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques. . [4]

II.4 Types des essais des puits

On peut classer les essais de puits par plusieurs critères :

- Selon la chronologie de test : On a les tests (dst), tests potentiels, et tests périodiques ;
- Selon le nombre de puits rentrant dans le test : On a les tests à un seul puits (build up, draw-down, fall-off) ; et les tests à plusieurs puits (test d'interférence ; pulse test) ;
- Selon le type de puits : test des puits producteurs et des tests des puits injecteurs ;
- Selon le mode de test : en fermant le puits (build-up et fall-off) en ouvrant le puits (draw-down et test injectivité) en plusieurs fermetures et ouvertures successives (dst, interférence test et pulse test).

II.4.1 Essai en débit (Draw-Down)

Est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à débit constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement.

L'objectif principal de Draw-Down est d'obtenir :

- Le skin total
- La perméabilité effective ou totale du réservoir

- L'efficacité de l'écoulement
- L'aire de drainage
- La position des failles
- La limite et la forme de réservoir
- Les caractérisations des fractures naturelles ou artificielles
- Rayon de drainage de l'écoulement

II.4.1.1 Les avantages

L'avantage principal d'un Draw down est qu'on ne perd pas de production durant le test.

II.4.1.2 Les inconvénients

Impossible de maintenir le débit constant.

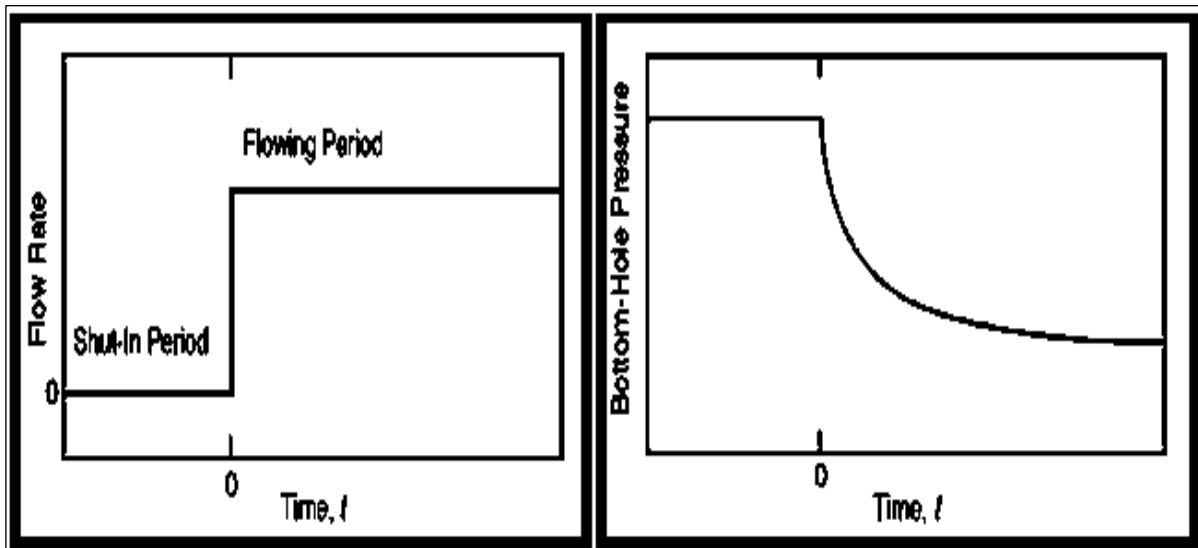


Figure. II.2: Essai en débit (Draw Down). [5]

II.4.2 Le test BUILD UP

Où La remontée de pression est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits, l'essai build up décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits. [6]

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et analyser :

- La perméabilité effective de réservoir.
- Le taux d'endommagement de la formation.
- La pression moyenne de réservoir.
- Les limites de réservoir. (Les failles)

- ❑ Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité)

II.4.2.1 Les avantages de test Build up

Ce test est préférable par rapport aux d'autres tests pour les raisons suivantes :

- ✓ Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$)
- ✓ La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond

II.4.2.2 Les inconvénients de test Build up

- ✓ Perte de la production durant le test
- ✓ Redistribution des fluides dans le puits durant le test rend l'analyse des données difficile lorsque la vanne de fermeture de fond n'existe pas
- ✓ Nécessite un débit constant pendant la période qui précède la fermeture

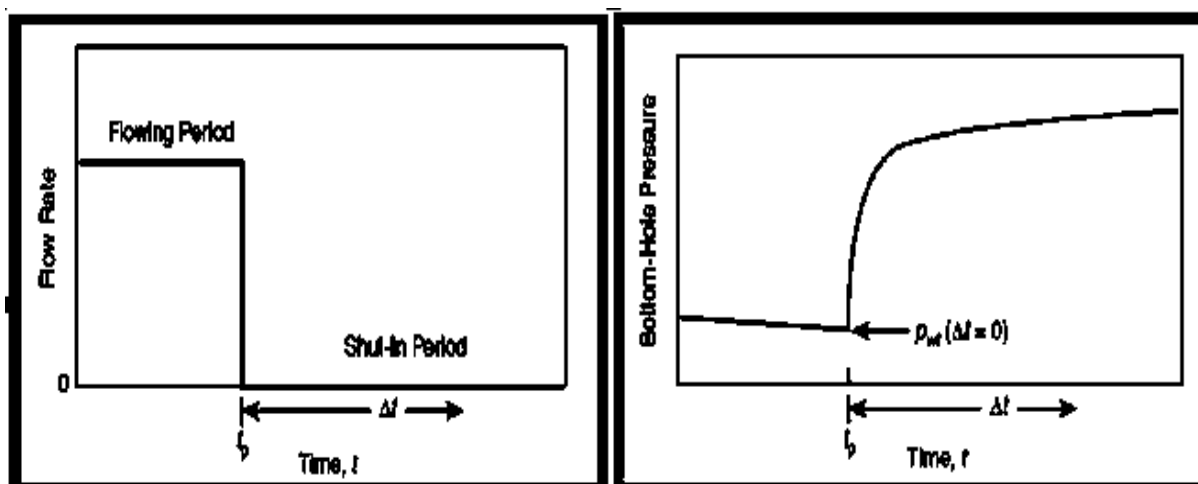


Figure. II.3: Essai en fermeture (Build Up). [6]

II.4.3 Essais injection et test fall off

Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente, après la fermeture, elle diminue. Les propriétés des fluides injectés sont différentes de celles du fluide en place.

L'objectif de fall off test réalisé sur un puits injecteur est de déterminer les paramètres suivants :

- ❑ La capacité du puits.
- ❑ La perméabilité dans la zone d'injection k_w .
- ❑ La perméabilité dans la zone à huile k_o .
- ❑ Le skin du puits S .
- ❑ Le rayon d'injection r_i .

II.4.4 Essai d'interférence ou pulse :

C'est un test réalisé entre plusieurs puits pour étudier la communication entre les couches productrices des puits, Le principe est d'enregistrer la perturbation de pression causée Par l'ouverture d'un puits dans les puits avoisinant. [7]

Les équipements de test d'interférence :

- Enregistreurs de pression de fond.
- Equipement wire-line pour descend les enregistreurs.

II.4.5 DST (Drill Stem test)

C'est la mise en production d'un puits juste après son forage par une complétion provisoire, à travers un train de test, dont le but est de déterminer les paramètres de la couche productrice et de décider sur le type de complétion définitif à descendre dans le puits. [7]

II.4.5.1 Application de DST

Les applications de DST sont les suivantes :

- ✓ Mettre le puits en éruption contrôlée
- ✓ Echantillonnage
- ✓ Etendue de gisement

II.5 Présentations de méthodes d'interprétation

Ces méthodes peuvent être classées en deux grandes familles :

- Les méthodes conventionnelles.
- Les méthodes utilisant les courbes types :
 - ✓ Méthode de la dérivée
 - ✓ Utilisation de l'outil informatique (Software Saphir)
 - ✓ Méthode de tiab's direct synthesis. [6]

II.5.1 Méthodes conventionnelles

Les méthodes conventionnelles ont été mise au point à partir des années 30.Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70 qui ont vue l'arrivée des courbes types.

Ces méthodes consistent à tracer les droites et pentes correspondant à chaque type d'écoulement ensuite utiliser les équations adéquates pour calculer les paramètres du puits et du réservoir. Le diagnostic du type d'écoulement est donc nécessaire. [8]

Les méthodes conventionnelles présentent certains inconvénients :

- Difficultés de diagnostiquer un écoulement.
- Plusieurs données ne sont pas prises en compte.
- Difficulté de tracer la bonne droite.

II.5.2 Méthodes des courbes types et de dérivée

Ces méthodes sont apparues dans les années 1970. Mais n'ont été diffusées et n'ont pris toute leur extension que dans les années 1980.

Elles sont apparues dans un premier temps sous la forme de planches de courbes utilisant des paramètres sans dimension.

A partir de 1983, ces méthodes courbes types ont été fortement améliorées par l'utilisation simultanée de la dérivée de la pression. Elles ont en commun d'interpréter d'un seul coup la globalité de l'évolution de pression enregistrée au cours d'un essai de puits.

L'avantage de l'utilisation des courbes types est d'interpréter d'un seul coup la totalité des données de pression et de sa dérivée, ce qui permet de déterminer la succession des écoulements visibles dans l'essai. Il peut donc apporter un diagnostic sur le puits et le réservoir. [6]

II.5.2.1 Planches de Courbes types

Il existe plusieurs courbes types utilisées pour interpréter les essais, parmi lesquelles celles de Gringarten et Al sont les plus complètes et les plus utilisées dans la littérature pétrolière.

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction de temps à l'échelle logarithmique pour une configuration réservoir-puits données. Elle est générée à l'aide d'un modèle analytique et est représentée en grandeur adimensionnelle.

Leurs principaux objectifs sont :

- Situer le début du droit semi-log.
- Prendre en compte toutes les mesures de pression enregistrées.
- Apporter une estimation des paramètres habituels (**Kh**, **C**, **S**) pour confrontation avec les résultats d'analyse semi-log.
- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Ω , λ).
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests.

II.5.2.2 La dérivée

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent de l'effet d'écrasement lié à la représentation logarithmique (difficulté d'observer des faibles variations relatives de la pression) Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage.

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

- ❑ Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisent par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0.5 de la planche.
- ❑ Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont situés sur une droite de pente 1. Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche.

Il ne reste plus qu'à lire le libellé de la courbe type exprimée par une valeur de $CD \exp(2s)$. La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte, **la figure II.4** montre cette méthode. [9]

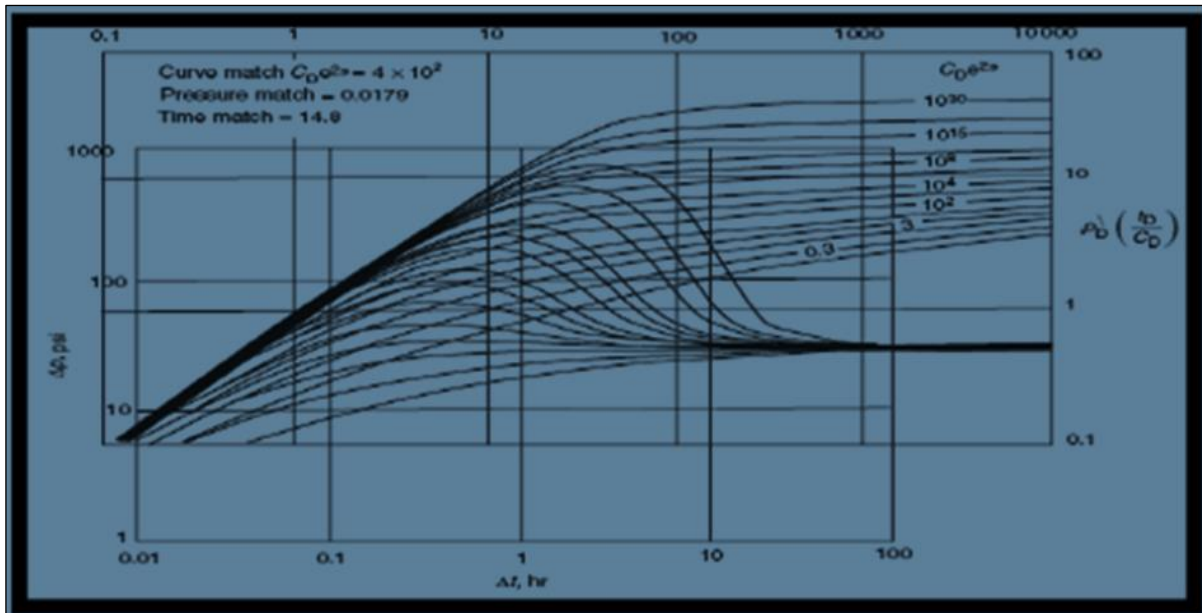


Figure. II.4: Calage des courbes types

II.5.2.3 Le logiciel KAPPA SAPHIR

La connaissance des paramètres du réservoir permet de faire des prévisions de la production et de prendre des décisions concernant la complétion et la gestion du réservoir en général. C'est pour cette raison que l'interprétation des essais de puits a marqué le cours de l'histoire, ces dernières années ces techniques ont subi une évolution rapide commençant par les méthodes conventionnelles, avec l'utilisation de courbes types puis par l'avènement de la dérivée de la pression et l'introduction des outils informatiques parmi lesquels qui permet de faire des analyses sur les essais de puits.

Le Saphir est un outil d'interprétation du Well Test basé principalement sur la méthode de la dérivée de pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillé de production, On y trouve en plus de la partie analytique la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires, il est employé pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique.

L'interprétation sur ce logiciel est réalisée de la façon suivante :

- Entrer les enregistrements du test ainsi que les caractéristiques du puits (Φ , ct , h , q , μ ...etc.) déterminés à la pression moyenne du réservoir.
- Le modèle qui correspond au test est choisi en fonction de la géologie de la zone (fissure, faille...etc.) qui entoure le puits.

Dans les interprétations du test de puits deux types de courbes sont utilisées. Tracer la courbe log-log de toutes les données sur test pour identifier les régimes de débit et sélectionner le modèle du réservoir le plus approprié avec la courbe de dérivée (courbe de diagnostic).

II.6 Etapes d'interprétations des essais des puits

L'interprétation d'un essai de puits englobe plusieurs étapes qui servent au diagnostic, à l'interprétation et enfin à la validation des résultats. [8]

Généralement la démarche est la suivante :

II.6.1 Diagnostic (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression)

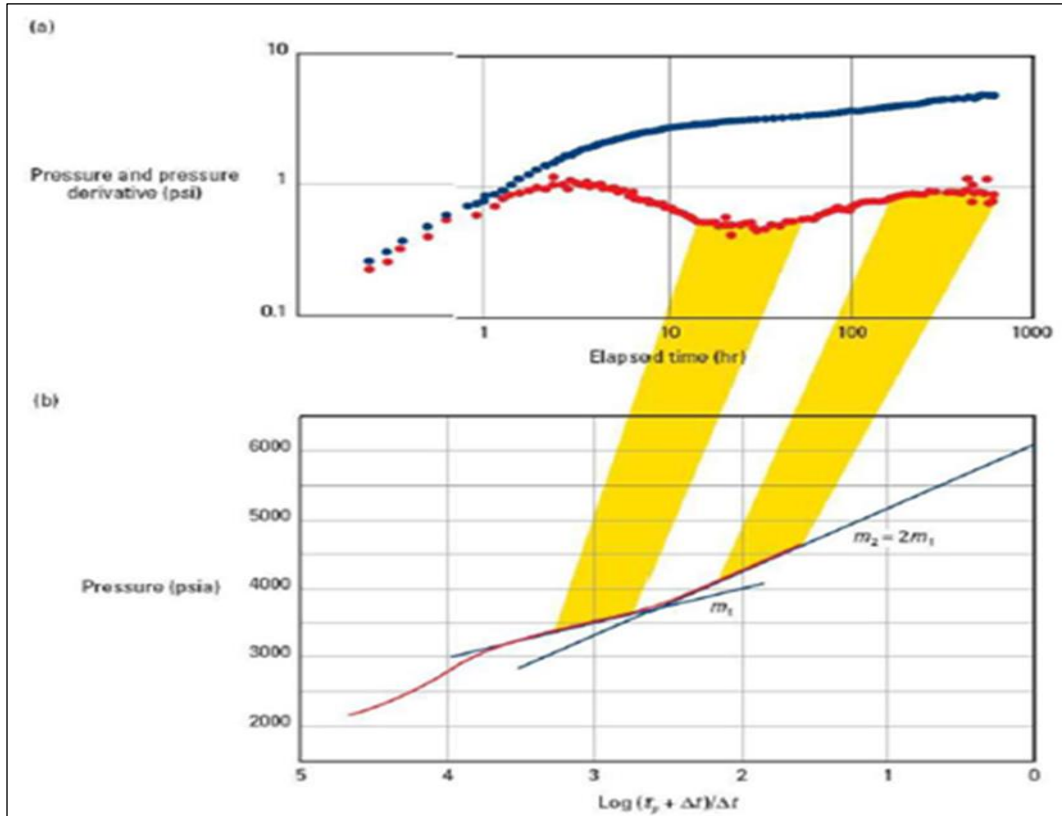


Figure. II.5: Diagnostic et Interprétation d'un essai de puits

Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation. [5]

II.6.1.1 Interprétation (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification)

C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles. [5]

II.6.1.2 Validation : (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc.)

L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.

Un dernier ajustement des paramètres est la plus part du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements. [5]

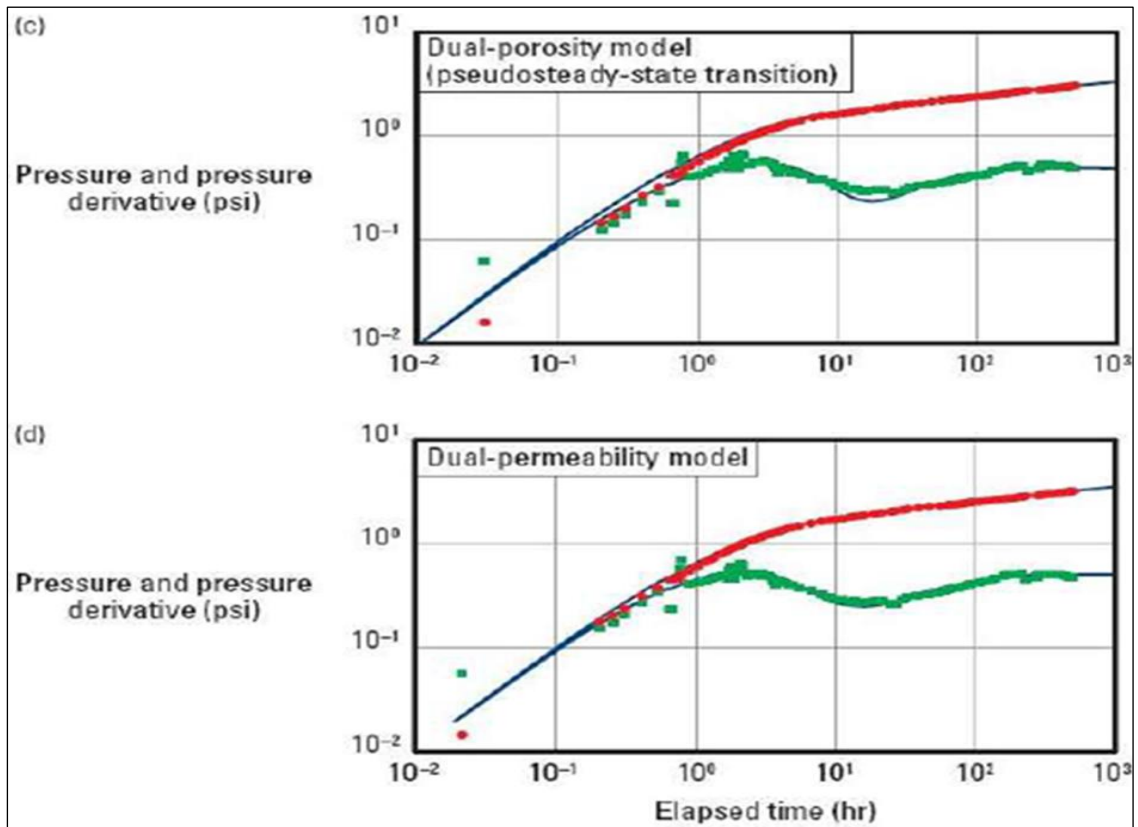


Figure. II.6: Validation du modèle et des paramètres

II.7 Conclusion

Un essai de puit est une opération délicate qui doit être préparé avec précision afin :

- ✓ D'obtenir le maximum d'informations ;
- ✓ De travailler avec le maximum de sécurité.

Il faut noter tous les informations relatives au déroulement effectif de l'essai.

CHAPITRE III
NOTION SUR L'ENDOMMAGEMENT
DE LA MATRICE

III. NOTION SUR L'ENDOMMAGEMENT DE LA MATRICE

III.1 Introduction

La stimulation de réservoir est une activité principale dans l'industrie pétrolière. Le but principal de la stimulation est de maximiser la valeur actualisée nette sur le forage de puits et l'investissement de la complétion, par l'augmentation du taux de production d'hydrocarbures et l'augmentation de la durée de vie économique du réservoir, aussi elle vise à éliminer l'endommagement et le colmatage aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche. Ce chapitre donne une vue théorique sur le traitement des asphaltées et des dépôts de sel et un aperçu sur l'endommagement qui peut exister dans un puits.

III.2 Signification de l'endommagement

III.2.1 Définition de l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production, peut être un bouchage partiel ou complet des alentours du puits, qui réduit la perméabilité originale du puits [4].

III.2.2 Les différents types d'endommagement

Dans le cas d'un endommagement provoqué par l'injection ou la production, nous retrouvons en général trois types de dépôts :

- ❑ De fines particules qui s'accumulent pour obstruer les pores. Cette accumulation est due à la mise en mouvement et au transport de particules par l'écoulement. Elle est donc dépendante du débit d'injection.
- ❑ Des dépôts inorganiques créés par la précipitation de minéraux qui sont généralement associés à des percées d'eau. A l'exception du carbonate de calcium, on ne peut pas les éliminer chimiquement et donc requièrent un traitement mécanique.
- ❑ Des dépôts organiques pour lesquels on distingue deux catégories :
 - ✓ Des dépôts de paraffines qui apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation en général liée à une baisse de la température, par exemple

lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. Le seul moyen de dissoudre la paraffine est d'élever la température de la formation au-dessus de sa valeur d'origine, ce qui est techniquement difficile ;

✓ Des dépôts d'asphaltées sont déclenchés par des chutes de pressions brutales ou des perturbations de l'équilibre chimique, par exemple, l'injection de fluides au pH extrêmes.

Par conséquent, l'acidification peut engendrer ce type d'endommagement. Un moyen de limiter ce dépôt est d'utiliser des solvants aromatiques tels que le xylène

III.2.3 Localisation d'endommagement

La **figure III-1** suivante présente les différentes zones de l'endommagement

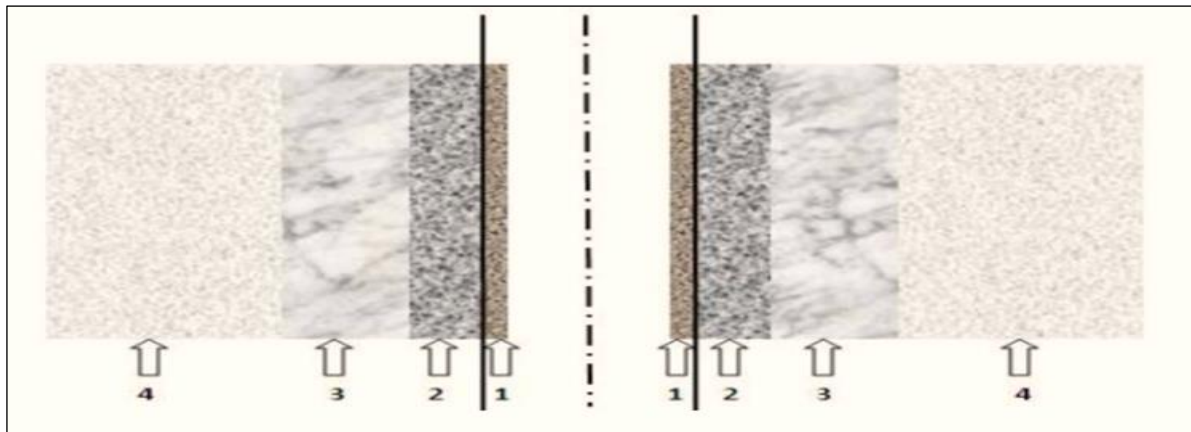


Figure. III.1: Localisation des endommagements

- ❑ **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

III.2.3.1 Au fond du puits

On trouve généralement des dépôts constitués par des sédiments d'origine (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltées).

III.2.3.2 Aux abords du puits

☐ **Cake externe (zone 1)** : Le cake externe est formé des particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou (pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation). Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

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

☐ **La zone envahie (zone 3)** : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

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

III.2.4 Les endommagements rencontrés à Hassi berkine

La formation des endommagements est causée par physico-chimique, chimiques, biologiques, hydrodynamiques et les interactions thermiques de formation poreuse, particules, fluides et déformation mécanique de la formation sous contrainte et cisaillement du fluide. Ces processus sont engendrés lors des opérations de forage, de production, de Workover et de fracturation hydraulique. Les Indicateurs d'endommagement incluent une dégradation de la perméabilité, du coefficient skin et de diminution des performances du puits. D'où, la réduction de la productivité pétrolière et gazière des réservoirs et l'exploitation non économique. Alors, il est indispensable de développer des méthodes expérimentales et analytiques pour comprendre et prévenir et/ou contrôler les endommagements engendrés.

Parmi les endommagements les plus rencontrés au Groupement berkine on peut citer :

III.2.4.1 Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over)

❑ Le colmatage des perforations

Au cours des opérations de Workover ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations provoquant un bouchage.

❑ Changement de mouillabilité

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présentent surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des sludges ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

❑ Formation des émulsions

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

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

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

- ✓ Gonflement des argiles

Il est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, de Work-Over et des fluides de complétion (phénomènes d'interactions argile -fluide de forage), ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent sévèrement la perméabilité Filtrat du fluide de forage (invasion par la boue)

L'endommagement par la boue est représenté par la zone 3, il peut être causé par :

- ✓ Un effet physique des particules de la boue qui remplissent les pores de la matricielle, ce qui résulte une chute de pression de la formation (réduisant la perméabilité).
- ✓ Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche.

❑ Colmatage dû à la stimulation

La stimulation est un traitement mécanique et chimique ayant pour objectif :

- ✓ La restauration de la productivité d'un puits si celle-ci a diminué ;
- ✓ Améliorer la productivité d'un puits qui était initialement mauvaise ;

Les opérations classiques de stimulation des puits (lavage, grattage et traitement matriciel par acidification des puits endommagés). Mais malheureusement cette opération peut provoquer un colmatage du skin.

- ✓ Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions secondaires de l'acide choisi avec les incompatibilités des agents et les produits chimiques utilisés.
- ✓ Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

❑ Endommagement dû à l'injection d'eau

L'injection d'eau est très nécessaire soit pour le maintien de pression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

- ✓ Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- ✓ Blocage par des dépôts de sulfates dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

III.2.4.2 Endommagement dû à la formation productrice (production du gaz ou pétrole)

❑ Dépôts des sels minéraux

Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (**NaCl**) dont la répartition est comme suit : 2/3 **NaCl** et 1/3 d'autres sels tels que :

- ✓ Les carbonates de calcium : **CaCO₃** ;
- ✓ Les sulfates: **BaSO₄ (H₂O), BaSO₄, SrSO₄**;
- ✓ Les produits de corrosion du fer : **FeS, Fe₂O₃, FeCO₃**.

Malgré l'injection continue de l'eau par des concentrations contrôlées et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter causant des fois la fermeture totale des puits.

❑ Dépôts organiques (Asphaltes)

Des petites quantités d'asphaltes ont été remarquées dans les puits depuis leur mise en production. Ils se déposent dans le tubing et même dans le milieu poreux.

Le dépôt des asphaltes causent un grand problème de production.

- ✓ Réduction de la perméabilité de la formation ;
- ✓ Diminué le taux de production et de pompage à cause de la forte viscosité d'asphaltée ;
- ✓ Affecter la performance d'inflow dans le puits de forage ;
- ✓ Restriction du diamètre du tubing et réduit la performance d'outflow ;
- ✓ L'encrassement de la vanne de sécurité de fond ;
- ✓ Accumulation des débris solides dans les réservoirs de stockage et dans les autres équipements de surface.

Les causes de déposition des asphaltes sont liées au changement de pression, de température et la composition chimique de brut.

- ✓ Les asphaltes vont se déposer là où la pression est au-dessous du point de bulle du brut.
- ✓ Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltes.

❑ 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 ce qui baissent la productivité.

Ces fines particules colloïdales migratoires ont une dimension comprise entre 1 nm et 10 µm.

Les principales causes de libération des fines particules colloïdales sont expliquées par le changement de la chimie des solutions (pH, force ionique ou addition de tensio-actif). La diminution de la force ionique augmente le pH et cause un changement dans les forces agissant sur les particules colloïdales et la surface de la matrice, Cette mobilisation est causée par l'expansion de la double couche électrique autour des particules d'argiles chargées négativement. Une augmentation de la vitesse d'écoulement favorise la libération des fines.

III.2.5 Détection des endommagements [5]

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

- ✓ Echantillonnage et analyses de laboratoire ;
- ✓ Historique complet des puits ;
- ✓ Essais de puits ;
- ✓ Analyse du système de production.

III.2.5.1 Echantillonnages et analyses de laboratoire

La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'en identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée. Cela ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

Réservoir

Des essais obligent de disposer d'échantillons valables de terrain, c'est-à-dire de carottes même si certains sont ensuite réduits en poudre pour des raisons expérimentales (compatibilité de la roche avec les différents fluides,...).

Effluents

De nombreuses causes de colmatage ont les effluents des puits comme origine : émulsions, sludgs, dépôts minéraux et organiques. Ceux-ci doivent donc également être échantillonnés, que ce soit lors d'un test de formation ou en cours d'exploitation. Cette disposition est simple, son intérêt est vital et les résultats de laboratoire tout à fait fiables.

III.2.5.2 Historique complet des puits

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'informations de toutes nature pour aider à détecter les causes d'endommagement. On distinguera :

- ✓ Les phases forage et complétion ;
- ✓ La phase exploitation.

Phases forage et complétion

Les mécanismes d'endommagement sont nombreux durant ses deux phases initiales et il importe de bien les connaître. En général leur détection, du moins partielle en cas de cumul, peut être relativement rapide.

Phase exploitation

Cette phase est normalement de longue durée et permet, à défaut d'une détection suffisamment avancée, de procéder de mesure des courbes de production.

III.3 Notion de skin (coefficient d'endommagement)

III.3.1 Définition

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin (voir figure III-2).

. C'est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits. [4]

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

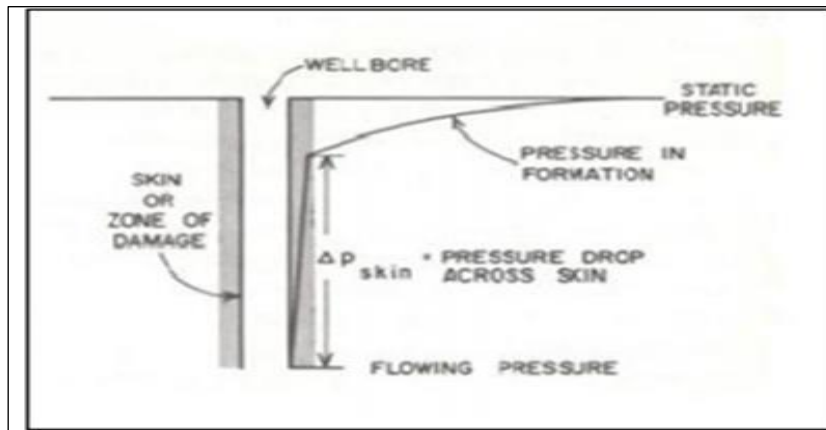


Figure. III.2: Le Skin

III.3.2 Origine de skin [4]

Le skin à plusieurs origines dont les plus importants sont :

III.3.2.1 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 S_p appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perfos, de leurs répartitions et leurs puissances de pénétration (voir figure III-3).

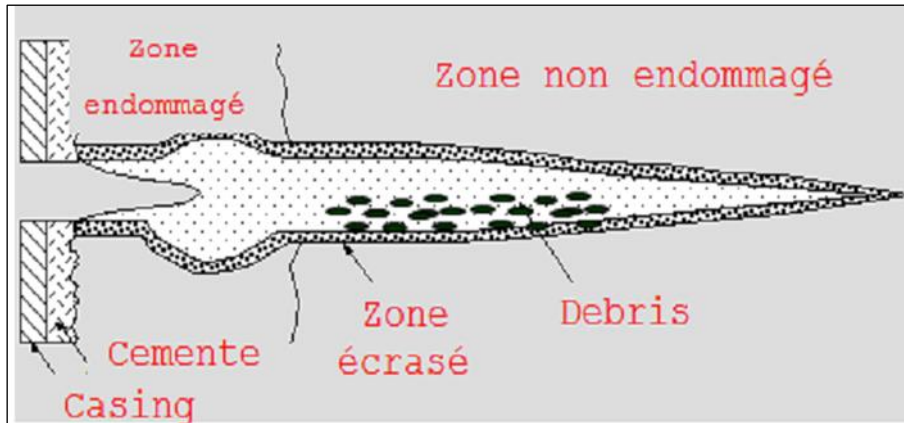


Figure. III.3: Les perfos

III.3.2.2 La pénétration partielle

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une épaisseur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Ceci sera le cas lorsque l'on voudra se prémunir contre des venues d'eau ou de gaz prématurées, ou que l'on se trouvera en présence d'une barrière argileuse.

Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin S_c) qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée (voir figure III-4).

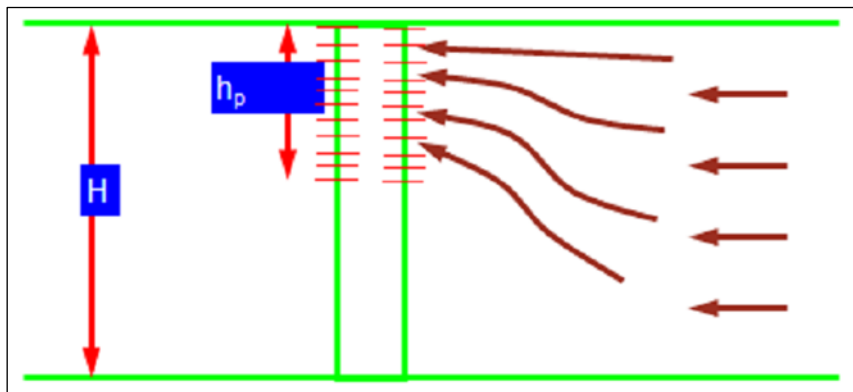


Figure. III.4: L'effet de pénétration partielle

III.3.3 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.

$$S = S_e + S_p + S_c \dots \dots \dots \text{III-1}$$

- ✓ **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.

III.3.4 Effet de skin sur la productivité.

III.3.4.1 Notion de l'indice de productivité [6]

L'indice de productivité (IP) d'un puits est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent par :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_F} \dots\dots\dots \text{III-2}$$

Il existe deux types d'IP :

- ✓ **IPr** : productivité réelle en (m³ /h) / (Kg /cm²).
- ✓ **IPth** : productivité théorique de même dimension.

L'indice de productivité théorique (IPO) est donné par :

$$IP_0 = \alpha \frac{hk}{\mu\beta \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots \text{III-3}$$

Où :

α : coefficient dépend de l'unité utilisée.

H : la hauteur de la couche productrice.

k : la perméabilité.

μ : la viscosité du fluide.

β : facteur volumétrique de fond.

re : le rayon de drainage.

rw : le rayon de puits.

En ce qui concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits est regroupé sous la forme de terme "S" (skin factor) de la manière suivante :

$$IP_0 = \alpha \frac{hk}{\mu\beta \ln \left(\frac{r_e}{r_w} + s \right)} \dots\dots\dots \text{III-4}$$

En pratique Ln (re/rw) est souvent compris entre 7 et 9, d'où la forme simplifiée :

$$Re = \frac{IP}{IP_0} = \frac{7}{7+S} \text{ à } \frac{9}{9+S} \dots\dots\dots \text{III-5}$$

□ **Remarque**

Un skin de 7 à 9 correspond donc à une capacité de débit diminuée de moitié. Inversement, un skin de -3.5 à -4.5 (suite à une stimulation par exemple) correspond à une capacité de débit multipliée par deux.

III.3.4.2 Effet de skin sur la productivité

La connaissance de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile l'équation d'IPR s'écrit :

$$q = \frac{hk(P_g - P_{wf})}{141.2\mu\beta\left(\ln\frac{r_e}{r_w} + s\right)} \dots\dots\dots \text{III-6}$$

Où

Q : débit d'huile conditions de fond (bbl/day).

K : perméabilité (md).

R_w : rayon du puits (ft).

h : hauteur du réservoir (ft).

S : skin total (sans dimension).

μ : viscosité d'huile (cp).

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

P_g : pression de gisement (psi).

P_{wf} : pression de fond dynamique (psi).

Re : rayon de drainage (ft).

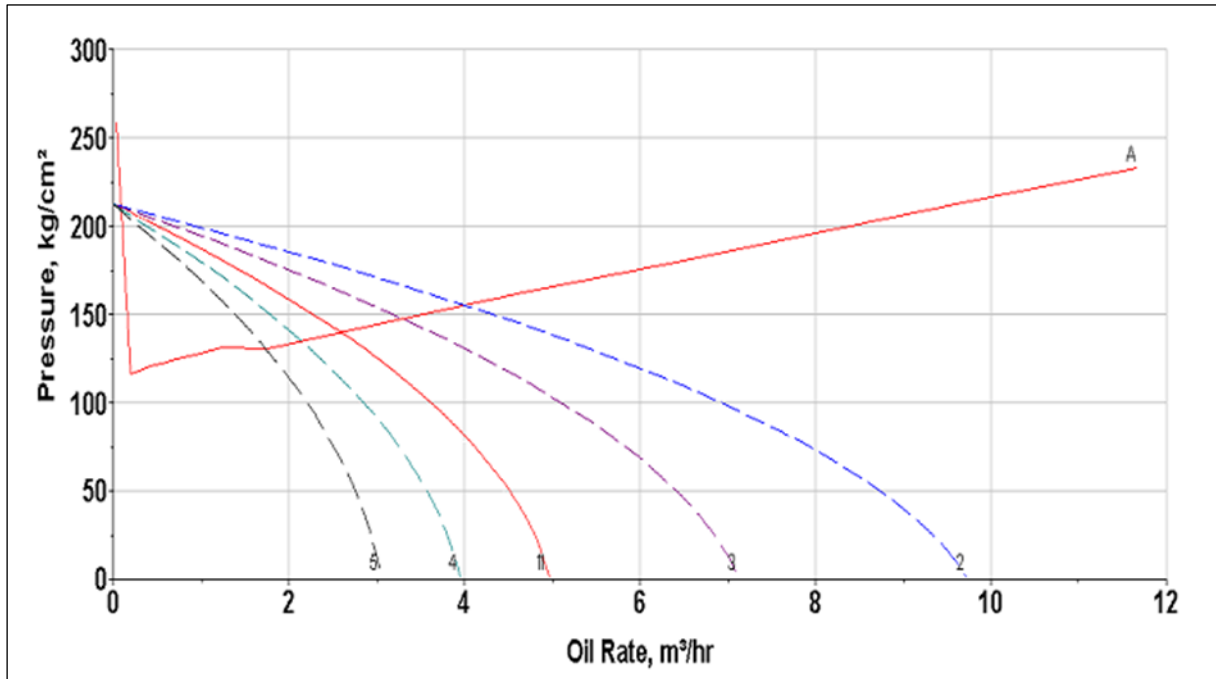


Figure. III.5: Influence du skin sur la productivité

Le graphe précédent représente l'influence du skin sur la productivité, en trace la courbe de pression en fonction de débit. Alor on remarque que la relation entre le débit et le skin est une relation inverse.

III.4 Généralités sur les traitements

III.4.1 Traitement des asphaltées

Afin de remédier au problème de dépôts d'asphaltées qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier, plusieurs solutions curatives appliquées sont dans le champ pétrolier

III.4.1.1 Problèmes causé par les dépôts d'asphaltées. [6]

Les asphaltées représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physicochimiques du brut. Les dépôts d'asphaltées causent également le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante.

On peut résumer ces problèmes dans les points suivants :

- ✓ Réduction de la perméabilité de la formation ;
- ✓ Réduction de la productivité des puits ;
- ✓ L'encrassement de la vanne de sécurité de fond ;
- ✓ Dysfonctionnement des équipements ;
- ✓ Bouchage des canalisations de transport ;
- ✓ Bouchage dans le tubing et les installations de surface ;
- ✓ Restriction du diamètre du tubing.

III.4.1.2 Traitement mécanique

☐ Raclage :

Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de „ Wire line,„ à l'aide d'un gratteur (**voir figure III-6**).

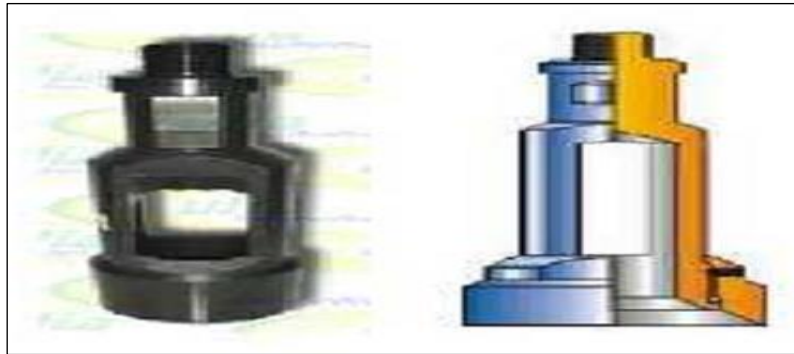


Figure. III.6: Gauge Cutter (outil wire line)

☐ Utilisation des vibrations :

Dans ce cas, l'utilisation des ultrasons a été suggérée par certains auteurs, qui ont préconisé la formation d'ondes sonores ou ultrasonores par des soupapes placées en tête des puits et manœuvrées par l'échappement du pétrole brut lui-même. L'ébranlement qui en résulterait se transmettrait par le tuyau, décollerait les dépôts et les empêcherait de se former. Ces solutions sont parfois difficiles et coûteuses. [7]

☐ 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 asphaltées. [7]

III.4.1.3 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 xylène et le toluène et les solvants chlorés. En se basant sur les tests de laboratoire effectués sur 3 échantillons (Traitement de la roche réservoir endommagée par les différents mélange de solvants et détermination du gain de perméabilité) à différents rapports a donné les résultats suivants. [14]

- ✓ Gain moyen au Reformat = 54.86% ;
- ✓ Gain moyen au Reformat/Xylène 75/25 = 58.66% ;
- ✓ Gain moyen au Reformat/Xylène 85/15 = 58.06% ;
- ✓ Gain moyen au Reformat/Xylène 95/5 = 55.13% ;
- ✓ Gain moyen au Xylène seul = 32%.

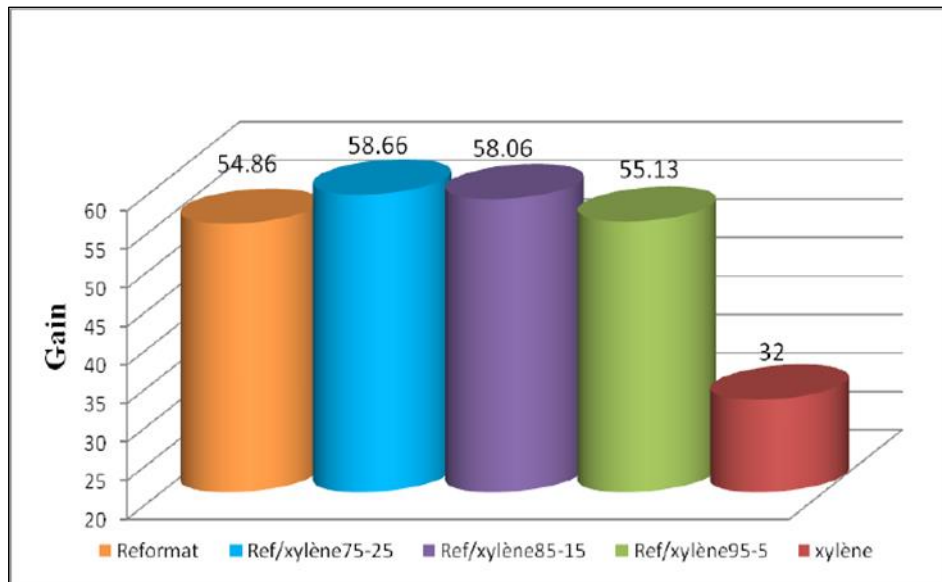


Figure. III.7: Histogramme de l'efficacité du traitement [8]

☐ Reformat :

C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts d'asphaltées 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.

Caractéristiques de Reformat :

- ✓ Densité = 0,778 ;
- ✓ Point d'inflammabilité = -5 °c.

☐ Composition du Reformat :

Le reformat est un distillat de pétrole produit localement en Algérie. Il est obtenu à partir de la charge de 1^{er} distillation, essentiellement constitués par les paraffines, des naphènes et des aromatiques. [9]

Tableau. III.1: La composition du Reformat [6]

Composé	Pourcentage en poids
Paraffine	42%
Naphtène	05%
Aromatique	53%

☐ Xylène et le toluène :

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

☐ 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).

☐ Benzène :

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

☐ Solvants chlorés :

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage mais représente des dangers pour la santé. [9]

III.4.2 Traitement de sel

III.4.2.1 Dépôt de sel

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ un des principaux problèmes d'exploitation. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (NaCl) .Pour remédier aux conséquences liés au dépôt de sel, de diverses technique préventives et curatives ont été appliquées dont on cite :

- ✓ Le travail au câble ;
- ✓ Lavage à l'eau (périodiquement ou continu) ;

- ✓ Lavage de la crépine et des perfos avec jetting (CTU) Malgré l'injection continu de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter provoquant ainsi la fermeture totale des puits
- ✓ les principaux dépôts se trouvent :
 - Sur les parois de tubing à différents niveaux ;
 - Les liners entre les perforations sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond ;
 - Au niveau de la vanne SSV ;
 - Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contact de l'eau injectée avec le fluide produit ;
 - Au niveau de la duse réglable ;
 - Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température ;
 - Au point de contact du gaz décanté à 20° C et l'effluent qui a une température de 100°C. [10]

III.4.2.2 Localisation des dépôts

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium (le sel le plus rencontré au niveau de l'anneau d'huile), la solubilité varie dans le même sens que la température et la pression. Il est donc logique de penser que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface....

En effet, pour qu'il y soit dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple :

- ✓ Parois rugueuses pour permettre l'accrochage.
- ✓ Turbulences favorisant le contact des cristaux avec les parois.
- ✓ Potentiel électrique des parois de signe contraire de celui des gouttelettes d'eau chargé de cristaux.
- ✓ Vitesse d'écoulement modérée permettant les dépôts des cristaux lorsque ceux-ci ont atteint une certaine taille....

Il n'est donc pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent.

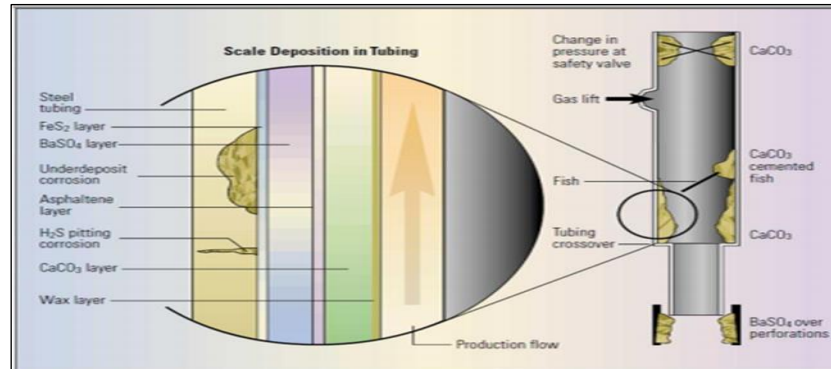


Figure. III.8: Localisation des dépôts

III.4.2.3 Détection et suivi des dépôts

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine).

En tête de puits, l'équipe de production, à chaque ronde, relève les paramètres suivants

- ✓ Pression de tête ;
- ✓ Pression de ligne (en aval de la duse) ;
- ✓ Température de l'effluent ;

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires ;
- ✓ La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage ;
- ✓ L'état des duses (éventuellement).

C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante).

III.4.2.4 Moyens de destruction et de prévention

Les moyens existant pour lutter contre les dépôts de sels sont :

☐ Le travail au câble (wire-line) :

C'est la méthode qui met en œuvre les moyens d'intervention les plus légers et les plus rapides. Le matériel de travail au câble utilisé permet de gratter le tubing et les équipements de fond, de casser par battage les bouchons de sel rencontrés et de contrôler le puits jusqu'au fond.

☐ Coiled tubing :

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits.

Cette intervention consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing, ce qui permet de dissoudre les dépôts et les bouchons de sel dans le tubing. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon de sel.



Figure. III.9: Opération Coiled tubing

Les lavages à l'eau douce :

Ils se font : soit en continu (objectif préventif) ; soit en discontinu (objectif curatif) :

✓ **Le lavage périodique :**

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production. L'opération consiste à envoyer des bouchons d'eau au fonds du puits.

Un volume (allant jusqu'à 10 m³ ou parfois plus) d'eau traitée (eu douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveillent la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant avec son passage les ponts de sel rencontrés. Il perce le bouchon généralement au bout de 8 heures. Après cela le puits est remis en production en le dégorgeant, par le biais de la torche, pour le dégager du bouchon d'eau.

✓ **L'injection continue :**

S'impose lorsque les accumulations sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fonds du puits pour abaisser la concentration de l'eau de gisement.

Cette opération a le mérite de ne pas interrompre la production.

- Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
- Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par le tubing et la production est assurée par l'annulaire.

☐ **Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche :**

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel si y en a ; mais ça agit surtout du fait qu'il reste en partie de l'eau adsorbée dans la roche et sert de diluant de l'eau de gisement après la mise en production. L'effet de cette opération peut prendre une longue période.

- **Remarque :** Cette opération comporte le risque de noyage du puits c'est pourquoi elle est à éviter.

☐ **Traitement par inhibiteurs :**

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci - dessous :

- ✓ Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique du nucléide par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- ✓ Dispersion des cristaux déjà formés : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface.

(Figure III.10 (a))

- ✓ Ralentissement /Blocage de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation. **(Figure III.10 (b)) [11]**

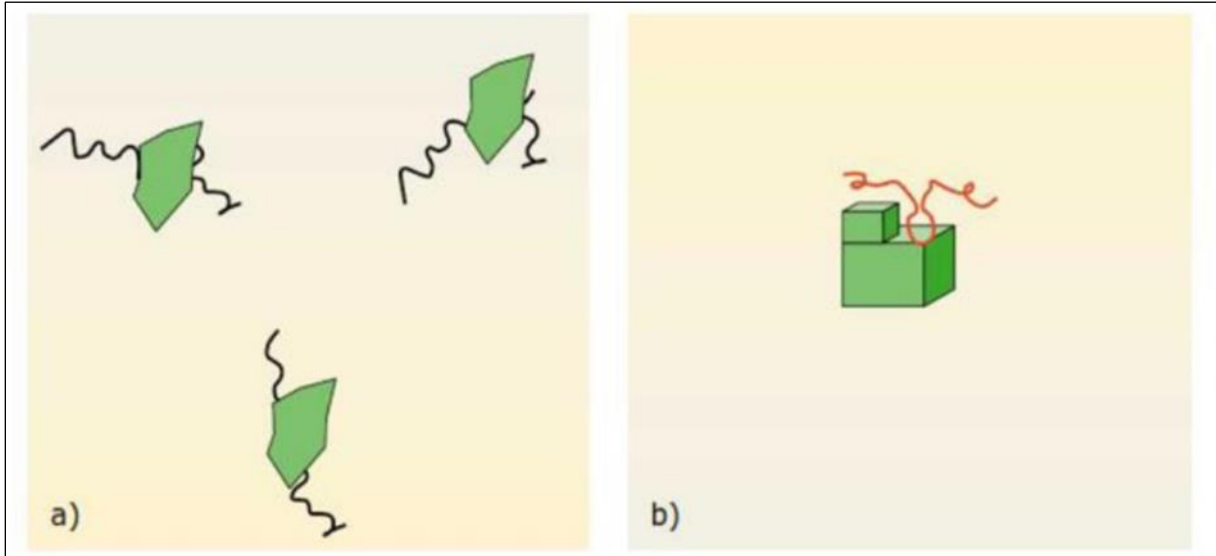


Figure. III.10: (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance

III.5 Conclusion

La formation des dépôts (minéraux et organique) constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le colmatage des tubes et des installations de production sont l'un de ses conséquences.

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre et déterminer la nature des dépôts, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement.

CHAPITRE IV
ETUDE DE CAS PUIITS HBNSE-01

IV. ETUDE DE CAS PUIITS HBNSE-01

IV.1 Historique de production du puits HBNSE-01

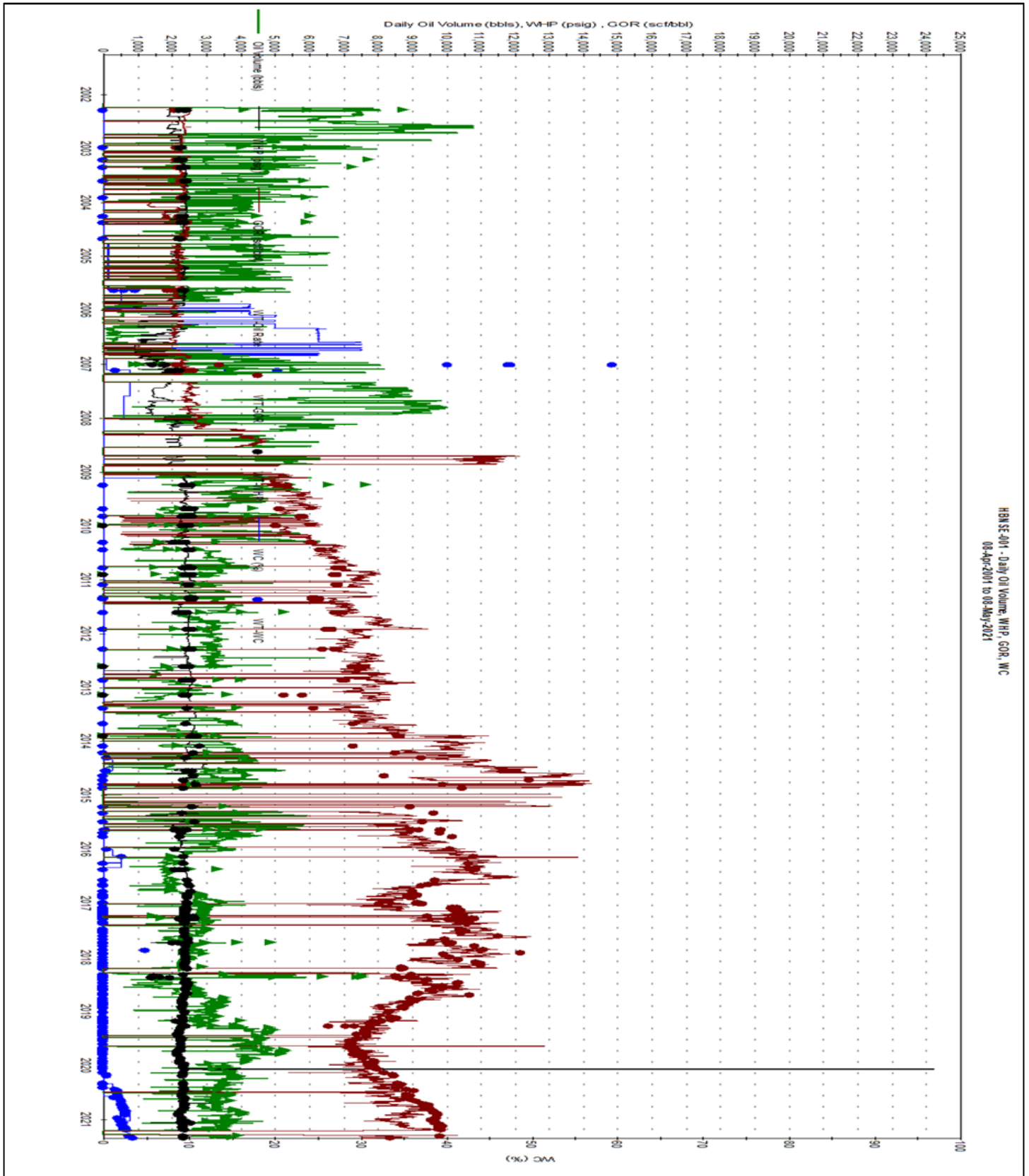
Le puits **HBNSE-01** est mis en production le 02/04/2002 avec un débit d'huile plus de 8000 **BBL/D**, un volume de gaz environ 20,000 **MMSCF/D**, et un volume d'eau qui s'approche à 2500 **BBL/D**. [18]

Comme la plus part des puits du bloc 404 le puits **HBNSE-01** a été perfore sur les deux intervalles U & M

A partir d'avril 2005 le puits a montré une augmentation de water cut causé par l'intervalle M qui provoque une chute de production importante avec l'apparition du problème des dépôts de sel

L'équipe de subsurface a décidé de mettre un **CBP** entre l'intervalle U et M, ce qui a permet de stabiliser la production du puits à partir du début d'année 2007 comme est montré dans la **figure IV-1**

Ensuite par l'effet d'exploitation et la nouvelle capacité du puits qui produise seulement l'intervalle U on remarque une chute de production de l'ordre de 4000 **BBL/D** voir (**figure IV-1**)



HBNSE-01 - Daily Oil Volume, WHP, GOR, WOC
08-Apr-2001 to 08-May-2021

Figure. IV.1: Historique de production du puits HBNSE-01 [18]

IV.2 Situation géographique du puits HBNSE-01

Le puits **HBNSE-01** est situer au niveau satellite **HBNSE**, sud-est du bloc 404 par rapport au **CPF**, se puits est à propos de 15 KM par rapport à **CPF** voir **Figure IV-2**

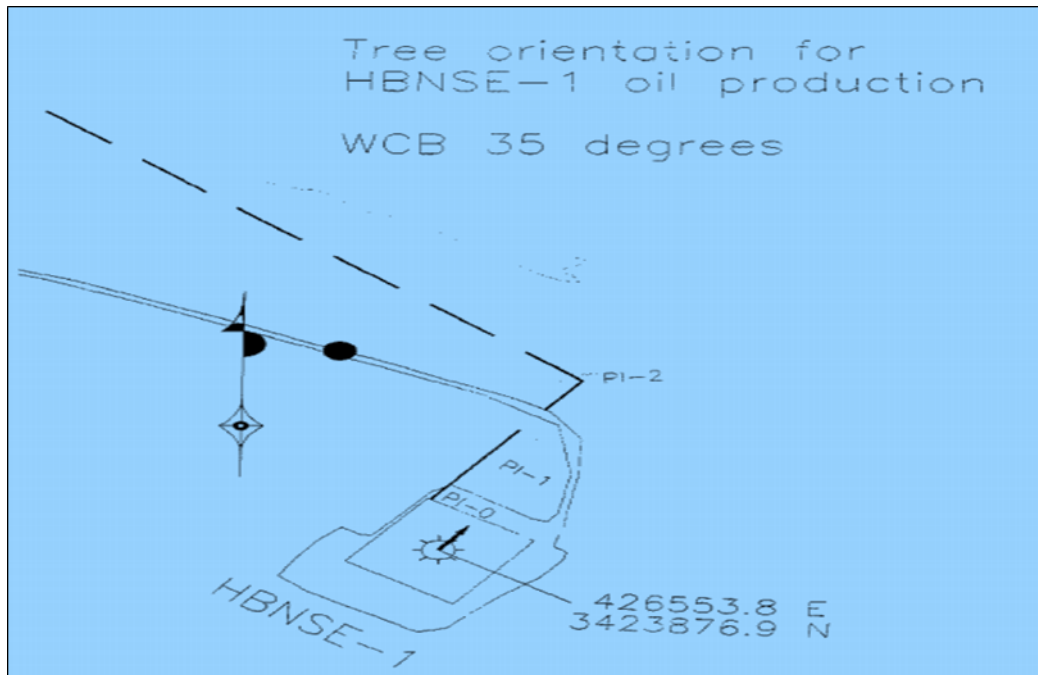


Figure. IV.2: implantation du puits HBNSE-01 sur le bloc 404 [19]

IV.3 Information générale sur le puits HBNSE-01

Ce **tableau IV.1** nous présente des informations générales sur le puits HBNSE-01 tel que la profondeur de forage, l'intervalle de profondeur, le diamètre et les caractéristiques du tubing installé, la dernière intervention réaliser sur puits, la date de complétion et la date de la première mise en service

Tableau. IV.1: Information générale sur le puits HBNSE-01 [19]

Wellname:	HBNSE-1	Well Function:	Oil Producer.
Total Drillers:	3310 m Drillers Depth	Production Tree:	5-1/8" Act FMC.
4.1/2 Liner Top:	2865 m Drillers Depth	Tree Cap:	9.1/2" Otis

Perforated Intervals:

TAGI Upper: 3140.5 m – 3146 m (All perf 6 s.p.f)

TAGI Lower: 3151.5 m – 3156 m

Tubular Information:

4 ½” Liner: 4.1/2” 13.5 lb/ft S-95.

Top of 4 1/2 “Liner: 2865 m/ BRT

Production Tubing: 5 ½” Hydril 563 RFB x4.1/2” Hydril 563 RFB.

Most Recent HUD:

Depth: 2,836 mTHF

Tool Used: 3.6”GC

Date : 01-Mar-21

Date Completion :10/06/97

Date Start-up (mise en service) :02 April 02

IV.4 Fiche technique du puits HBNSE-01

La **figure IV.3** décrit les différentes phases de la complétion et les caractéristiques de chaque équipement de la complétion.

Etude de cas puits HBNSE-01

Depth ft		Description	O.D. ins	I.D. ins	Length m	Depth m
23		RKB to Tubing Hanger			7.14	7.14
24		FMC Tubing Hanger	11	4.778	0.23	7.37
30		5.1/2" Hyd 563 RFB Pup Joint	5.5	4.778	1.69	9.06
67		5.1/2" Hyd 563 RFB Joint	5.5	4.778	11.21	20.27
69		5.1/2" Hyd Pup Joint	5.5	4.778	0.72	20.99
115		5.1/2" Hyd 563 RFB Joint	5.5	4.778	14.19	35.18
124		5.1/2" Hyd Pup Joint	5.5	4.778	2.47	37.65
126		5.1/2" Hyd Pup Joint	5.5	4.778	0.7	38.35
132		5.1/2" Hyd 563 RFB Pup Joint	5.5	4.778	1.94	40.29
138		5.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	6.05	4.778	1.8	42.09
145		5.1/2" Baker TE-5 SCSSSV	8.375	4.562	1.97	44.06
150		5.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	6.05	4.778	1.76	45.82
6792		5.1/2" Hyd 563 RFB Tubing x 151 Jnts Jnts 165 - 151 & 1 -137 - # 46 out.	5.5	4.778	2024.275	2070.095
6802		5.1/2" Hyd 563 RFB Pup Joint	5.5	4.778	3.15	2073.245
6808		5.1/2" x 4.1/2" Hyd 563 RFB Crossover	6.05	3.87	1.75	2074.995
6822		Tubing stretch			4.3	2079.295
9138		4.1/2" Hyd 563 RFB Tubings x 54 Jnts Joints 5 Thru 57	4.5	3.87	705.895	2785.19
9148		4.1/2" Hyd 563 RFB Pup Joint	4.5	3.87	3.15	2788.34
9154		4.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	5.2	3.87	1.78	2790.12
9158		4.1/2" x 3.75" 'CMD' SSD F nipple	5.5	3.75	1.41	2791.53
9164		4.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	5.2	3.87	1.74	2793.27
9203		4.1/2" Hyd 563 RFB Joint # 4	4.5	3.87	11.79	2805.06
9246		4.1/2" Hyd 563 RFB Joint # 3	4.5	3.87	13.04	2818.1
9250		4.1/2" Hyd 563 RFB Pup Joint	4.5	3.87	1.27	2819.37
9256		4.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	5.2	3.87	1.75	2821.12
9258		KC-22 Anchor Latch Seal	5.435	3.92	0.75	2821.87
9263		Baker 'SABL-3' Perm Packer	5.875	3.875	1.65	2823.52
9269		5" Vam Millout Extension	5	3.75	1.59	2825.11
9270		5" Vam x 4.1/2" Hyd RFB Crossover	5.63	3.87	0.4	2825.51
9276		4.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	5.2	3.87	1.78	2827.29
9316		4.1/2" Hyd 563 RFB Joint # 2	4.5	3.87	12.22	2839.51
9322		4.1/2" Hyd 563 RFB Pup Joint	4.5	3.87	1.9	2841.41
9328		4.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	5.2	3.87	1.77	2843.18
9329		4.1/2" x 3.68" 'F' nipple	5.2	3.688	0.48	2843.66
9335		4.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	5.2	3.87	1.76	2845.42
9380		4.1/2" Hyd 563 RFB Joint # 1	4.5	3.87	13.74	2859.16
9386		4.1/2" Hyd 563 RFB Pup Joint	4.5	3.87	1.86	2861.02
9392		4.1/2" Hyd 563 RFB Flow Cplg	5.2	3.87	1.67	2862.69
9398		4.1/2" Tie-Back Seal		3.87	1.98	2864.67
					2864.67	
		Top of 7" Liner - 2133 m (BRT)				
		Top of 4.1/2" Liner - 2865 m (BRT) Drillers Depth - 2863.75 m El Depth				
		Upper Tagi Perfs - 3140.5 - 3146.0 m				
		CIBP inserted between perfs. @ 3150.5m RKB				
		Lower Tagi Pers - 3151.5 - 3156.0 m				
		T.D. (Drillers Depth) - 3310 m				
		P.B.T.D.(Drillers Depth) -3275 m				
		Tubing Volume : 157bbbls				
		A annulus Volume: 162bbbls				
		Updated by Boudjemaa				
		05-04-18				

HBNSE-1

Figure. IV.3: Fiche technique de la complétion puits HBNSE-01 [19]

IV.4.1 Equipements important installer dans la complétion

Dans ce **tableau IV.2** on mentionne les caractéristiques des équipements essentiels installés dans la complétion.

Tableau. IV.2: Equipement important installé

Nom	Profondeur (m)	OD (")	ID (")
5 ½ " Baker TE-5 SCSSV	44.06	8.375	4.562
4 ½ " * 3.75" CMD SSD F nipple	2791.53	5.5	3.75
Baker SA BL-3 Permanent Packer	2823.52	5.875	3.875
4 ½ " * 3.68" F nipple	2843.66	5.2	3.688

IV.4.2 Les opérations réaliser en 2019 puits HBNSE-01

Dans ce **tableau IV.3** nous résumons quelque opération effectuée sur le puits **HBNSE-01** durant l'année 2019

Tableau. IV.3: Opérations année 2019

Moyen utilisée	La date	opérations
Coild Tubing	30-Mar-2019	Brine&solvent squeeze
E-line	12-Jun-2019	Corrosion log
Slick Line	20-Aug-2019	Drift &static BHPsurvey
SlickLine & équipement d'une pompe HP	20-Aug-2019	Set Evo-treieve for leaking tree replacement

IV.5 Problématique du puits HBNSE-01

Du moment ils ont remarqué une chute importante de la production dans le puits **HBNSE-01**, ils ont décidé de faire un test Multi-rate avec un Build-up afin de confirmer la cause exacte de cette chute

L'interprétation du test est faite par la méthode moderne à travers le logiciel Saphir et pour qu'il puisse faire une simulation précise, on insère des résultats des tests réalisé au minimum des dix derniers jours

Le **tableau IV.4** ci-dessous représente des résultats qui sont pris lors du test quotidienne fait par le **MPFM VX spectra-65mm** existant au niveau du manifold connecté par le puits HBNSE-01 (**FGSSE-01**)

Ces résultats représentent le débit d'huile produit dans le puits HBNSE-01 du 07/02/2019 au 28/02/2019

On remarque que durant le dernier jour 28/02/2019, un Build-up est réalisé pendant 7 heures et cette période n'est pas suffisante pour savoir l'affectation de la limite de cet endommagement dans le réservoir par ce que l'équipe de département subsurface a estimé qu'une durée de 7 heures est suffisante à cause de leur connaissance de l'historique de ce puits

Tableau. IV.4: résultats des tests réalisés dans les derniers 20 jours avant Build-up [20]

Date	TOD	Débit d'huile STB /D	Durée Hr
07/02/2019	00 :00 :00	2753	24
08/02/2019	00 :00 :00	2876	24
09/02/2019	00 :00 :00	2880	24
10/02/2019	00 :00 :00	2854	24
11/02/2019	00 :00 :00	2837	24
12/02/2019	00 :00 :00	2986	24
13/02/2019	00 :00 :00	3056	24
14/02/2019	00 :00 :00	2915	24
15/02/2019	00 :00 :00	3024	24
16/02/2019	00 :00 :00	3238	24
17/02/2019	00 :00 :00	3192	24
18/02/2019	00 :00 :00	2820	24
19/02/2019	00 :00 :00	2796	24
20/02/2019	00 :00 :00	2788	24
21/02/2019	00 :00 :00	2837	24

22/02/2019	00 :00 :00	2915	24
23/02/2019	00 :00 :00	2859	24
24/02/2019	00 :00 :00	2864	24
25/02/2019	00 :00 :00	2657	24
26/02/2019	00 :00 :00	2485	24
27/02/2019	00 :00 :00	2337	19.5
27/02/2019	19 :30:00	2693	14.25
28/02/2019	09:45:00	4022	2.2875
28/02/2019	12:02:15	3221	1.96944
28/02/2019	14:00:25	0	6.98056

IV.6 Interprétation de test du puits par saphir

Ce test est un Multi-rate réalisé par une descente de 2 Mano d'enregistrement de pression au fond afin d'assurer le bon fonctionnement lors de l'intervention sur le puits et assurer des résultats fiables.

Comme est montré dans la **figure IV.4** on a enregistré le test sur deux débits différents le premier en duse 3/64" et le deuxième en duse 7/64" en suite la fermeture du puits pendant 7 heures afin d'interpréter ce Build-up

Dans le deuxième graphique on remarque que la différence entre les 2 Mano d'enregistrement de pression est acceptable sauf dans 2 points et ces derniers représentent un changement de débit donc ce changement a créé des perturbations sur l'enregistrement c'est pour cela on voit ces pics de pression.

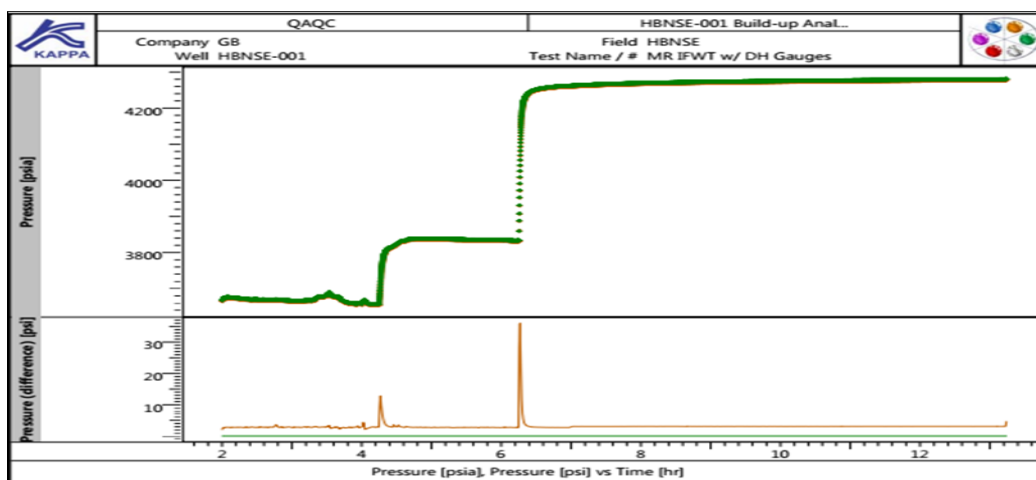


Figure. IV.4: Enregistrement des pressions sur 2 débits différents avec Build-up [20]

IV.6.1.1 Résultat obtenu après le test Build-up

On remarque une diminution de la pression à chaque fois que le débit augmente (DrawDown). Le test est achevé par un Build-up donc une augmentation et puis stabilisation de la pression voir **figure IV.5**.

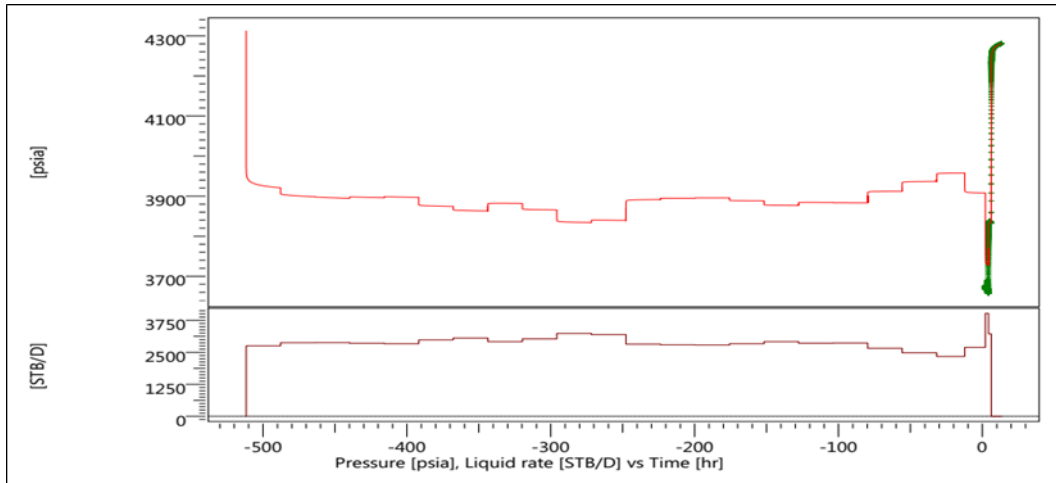


Figure. IV.5: Graphe de l'évolution de pression et débit en fonction du temps [20]

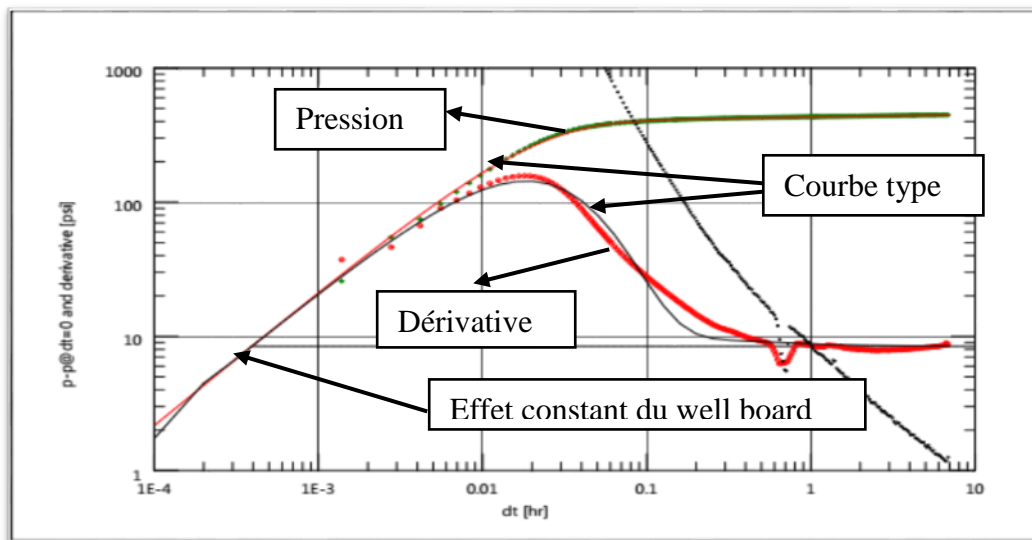


Figure. IV.6: Log-log plot HBNSE-01 [20]

Le **tableau IV.5** décrit les données insérées sur le saphir pour l'identification du puits.

Tableau. IV.5: donnée insérée dans saphir

Date	Puits	Intervalle de formation	Les perfo d'intervalle	Pression initial PI (PSI)
28/02/2019	HBNSE-01	U	3140.5-3146 m RKB	4312

Le **tableau IV.6** nous montre les résultats obtenus par saphir.

Tableau. IV.6: Paramètres du réservoir obtenu par saphir

Porosité ϕ (%)	Well radius rw (m)	Compressibilité Ct (Psi-1)	Facteur volumétrique B (B/STB)	Skin	Perméabilité moyen K _{moy} (md)	ΔP ratio fraction	Index de productivité (STB/D)/PSI
19.7	0.098298	3E-6	1.91139	18.1	649	0.681538	6.8


Main results		Homg-Infinite	
	Company GB Well HBNSE-001	Field HBNSE	Test Name / # MR IFWT w/ DH Gauges
Test date / time	28-Feb-2019	Formation interval	U
Perforated interval	3140.5-3146 m RKB	Gauge type / #	Metrolog
Gauge depth	3138.50 RKB	Analysis date / time	04-Mar-2019
TEST TYPE	Standard	Porosity Phi (%)	19.7
Well Radius rw	0.098298 m	Pay Zone h	5.5 m
Form. compr.	3E-6 psi-1	So	1
Sg	0	Reservoir T	198.266 °F
Reservoir P	4350 psia	Fluid type	Oil
Volume Factor B	1.91139 B/STB	Viscosity	0.226604 cp
Total Compr. ct	2.44697E-5 psi-1	Selected Model	Standard Model
Model Option	Vertical	Well	Homogeneous
Reservoir	Infinite	Boundary	
Main Model Parameters		TMatch	1290 [hr]-1
PMatch	0.0594 [psia]-1	C	0.0118 bbl/psi
Total Skin	18.1	k.h, total	11700 md.ft
k, average	649 md	Pi	4312.02 psia
Model Parameters		Well & Wellbore parameters (HBNSE-001)	
C	0.0118 bbl/psi	Skin	18.1
Reservoir & Boundary parameters		Pi	4312.02 psia
k.h	11700 md.ft	k	649 md
Derived & Secondary Parameters		Rinv	564 m
Test. Vol.	6.80999 MMB	Delta P (Total Skin)	304.592 psi
Delta P Ratio (Total Skin)	0.681538 Fraction		

Figure. IV.7: résultat issu de software saphir [20]

IV.6.2 Conclusion tirer des tests du puits HBNSE-01

L'interprétation a montré un skin de +18 et un IP de 6,8 (le dernier IP utilisé était de 8,5), ce que l'on s'attendait à voir car la production a diminué, comme le montre le récent test Vx.

La période de 7 heures BU était suffisante pour atteindre le régime d'écoulement radial (objectif principal pour ce puits).

Il est recommandé d'effectuer au moins un **IFWT** avec des gauges par an afin de conserver un bon modèle de prospérité calibré et mis à jour.

L'équipe de subsurface n'a pas signalé le dépôt rencontré dans le tubing, mais les puits de voisinage dans la région sont connus pour avoir des problèmes de sel.

Un **SWR** pour un lavage et un squeeze de saumure a été émis et distribué pour une exécution le plus tôt possible (on pense que le gain de production serait d'au moins 500 barils par jour).

IV.7 Solution proposé de la problématique

Le département Subsurface a demandé une saumure et un solvant soient squeeze pour éliminer tout dépôt de sel ou d'asphaltée autour de la formation.

Une saumure à 3 % de **NH₄Cl** et un mélange de xylène (40 % de xylène, 60 % de diesel) devraient permettre d'éliminer les dépôts dans le préfère et la région proche du puits.

A cet effet un programme a été mis par le service puits pour réussir cette recommandation en tenant compte de l'objectif principale par le nettoyage de tubing de production et le lavage des dépôts de sel et d'asphaltée présent dans le préfère du puits.

IV.7.1 Les produits chimiques utilisés dans cette opération

Dans le **tableau IV.7** on trouve les quantités des produits chimiques nécessaires pour cette intervention.

Tableau. IV.7: Produits chimiques utilisés dans l'opération

Produits chimiques	Quantité
inhibé M/P water	180 BBLS
Mélange Xylène (40% xylène + 60% Diesel)	30 BBLS
3% NH4CL saumure	30 BBLS
Déviateur en mousse	5 BBLS

IV.7.2 Rapport déroulement de l'opération HBNSE-01

Le **tableau IV.8** montre les étapes suivies dans cette opération, on respectant les consignes des sécurités adoptent pour ce genre d'intervention.

Tableau. IV.8: Rapport déroulement de l'opération [19]

Temps	Opération
07 : 15	L'arriver sur site / vérification de l'état du puits : WHP =2335 psi ; FLP =1027 psi ; Annulaire= 00 psi ; B annulaire = 00 psi ; T= 68 C
07 : 30	L'équipe sous-traitant est présente avec tout l'équipement recommandé pour cette intervention, rappel des conditions de sécurité nécessaire durant cette opération
07 : 50	Surélevée la tête d'injection avec BOP du CT BHA 2.125" Dimple connecter, MHA C/W DFCV 11/16" Jetblaster Flushing jetblaster par MP water 36 BBLS Tester le fonctionnement du jet nozzle : 1.2 BBL/min ... 4000 psi Connecter CT BHA sur STACK BOP
08 : 15	Connecter le tête d'injection et BOP avec le top cap en assurant l'application de la procédure de sécurité et de faire tous les tests nécessaires sur BOP, la vanne du fond
09 : 00	Début RIH , Laver la tête du puits + SCSSV par MP water V= 7 m/min, MP Water Débit = 1BBL/min La vitesse de passage par SCSSV est 25 m/min Débit = 0.3 BBL/min
09 : 45	A 1200 m THF , test attraction poids = 8 K lbs

Etude de cas puits HBNSE-01

10 : 25	A 2100 m THF, un autre test d'attraction poids = 17 K lbs avec V = 25 m/min & Débit MP Water = 0.3 BBL/min Continuer RIH le jetblaster lave la complétion avec un Débit élevée de MP Water = 1.2 BBL/min Début d'injection de l'azote N2
10 : 40	A 3000 m THF un autre test d'attraction poids = 25 K lbs Continuer RIH, en surface début de conversion du MP Water par saumure et solvant
11 : 00	A 3133 m THF tagged sur le pont de sel, lavage de l'intervalle des perfo depuis 3120 m THF jusqu'au l'arriver à 3136 m THF
12 : 00	Positionner le jetblaster au niveau des milieux de perforation 3133 m THF et fermeture du puits Début de squeeze comme est recommander
12 : 30	Squeeze 15 BBLS de mélange de xylène avec Débit = 1.5 BPM Squeeze 15 BBLS de saumure NH4CL avec Débit = 1.5 BPM Squeeze 05 BBLS de la mousse dérivation avec Débit = 0.5 BPM N2 Débit = 20 LT/MIN Squeeze 15 BBLS de saumure avec Débit = 1.4 BPM Squeeze 15 BBLS de mélange xylène avec débit = 1.4 BPM Pomper 40 BBLS de MP Water pour déplacer le volume existant dans le reel de CT
12 : 30 au 15 : 30	Laisser la saumure et mélange de xylène soaking pour 3 heures Positioner CT a 2400 m THF, kickoff point
16 : 30	Ouverture du puits vers CPF Démarrage de pompage d'azote N2 1m ³ avec un Débit important WHP= 1800 PSI N2 Débit = 20 LT/min
17 : 30	POOH jusqu'au surface
18 : 30	CT en surface, RIG down de l'unité, sécuriser le puits

IV.8 Evaluation du puits après l'opération réaliser

Suite à l'opération réaliser le département subsurface à concentrer ces suivies sur le puits HBNSE-01, et vue l'importance du ce puits et les capacités existant au niveau du ce dernier.

Le département subsurface à décider de ne pas entamer un essai de puits pour confirmer l'efficacité de l'opération effectuer à cause du temps perdu en terme de production lors la période d'essais de puits et aussi vu le résultat obtenue à travers l'outil de télémétrie

SCADA

En effet une gagne de production estimé de plus de 2000 BBL/D voir **figure IV.8**

Cette énorme réussite qui représente 60% de la production avant le traitement réaliser est une preuve de la bonne interprétation d'essais de puits et aussi le traitement efficace réaliser

Enfin pour éviter ce type de problème on doit éviter la perturbation du puits en termes de production et le faire exploiter en débit optimum qui représente une duse 3/64", avec un débit estimé entre 4000 et 4500 BBL/D

Effectuer des essais de puits périodique pour évaluer les pressions du fond.

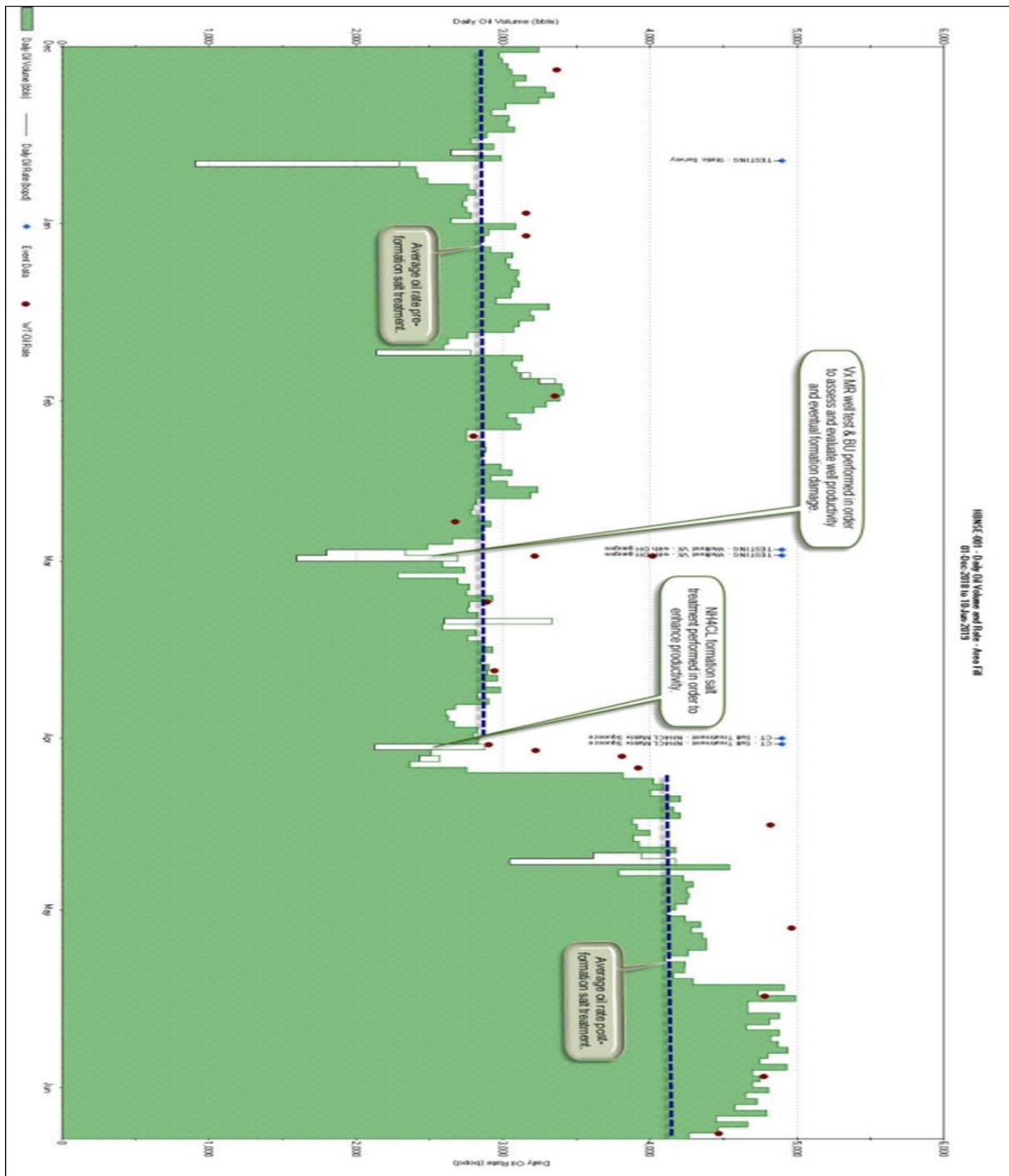


Figure. IV.8: évaluation d'amélioration de la production après le traitement [3]

CONCLUSION GENERALE

L'interprétation des essais de puits représente une étape très importante pour avoir les différents paramètres de production, de réservoir et aussi un outil pour établir des études technico-économiques.

L'application du logiciel Saphir est très simple par rapport aux méthodes conventionnelles et efficace pour déterminer les différents paramètres du réservoir.

Le puits qu'on a étudié HBNSE-01 montre que les dépôts de sel et d'asphalte ont une grande influence sur le comportement du puits en termes de production sur tout sur le skin et l'index de production.

Une bonne interprétation nous a permis de tracer une solution efficace avec un traitement exact qui avait deux objectifs principaux, éliminer les dépôts provoquant le bouchage et n'endommager pas la formation.

Enfin, après la réalisation de l'opération, un gain important en termes de production qui était très important par rapport à l'estimation du département subsurface, qui ont évalué le gain en 500 BBL/D par contre le gain réel était presque 2000 BBL/D ce qui prouve la très bonne interprétation des essais de puits et l'efficacité de l'opération réalisée.

Recommandation

D'après la présente étude, et pour la rendre plus efficace et plus rentable, nous pouvons suggérer les recommandations suivantes :

- ✓ Suivez une exploitation rationnelle et ne pas provoquer des perturbations de pression au niveau du réservoir
- ✓ Effectuer de temps en temps des opérations de dessalage pour réduire la gravité de l'effet des sels
- ✓ **Concernant les essais de puits**

Réaliser des essais de puits avec une durée de fermeture suffisante (moyennes et longues durées) ;

Assurer la stabilisation du débit avant la fermeture du puits pour ne pas affecter les résultats de l'essai.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1]. **Groupement Berkine** . Divers Documents au niveau du DCC .
- [2]. **Departement E&P**. Documentation technique divers.
- [3]. **2000, D.Perrin**. *Les essais de puits : objectif, Matérielle et déroulement général*, ENSPM . 2000.
- [4]. **IFP**. *Formulaire du producteur*. s.l. : Edition Technip, 1970.
- [5]. **Veillon, Dominique**. *La liaison couche trou (Tome 1 et 2)"* . s.l. : Editions Technip,IFP, 2001.
- [6]. *Manuel d'acidification des réservoirs*. s.l. : Edition Technip., 1983.
- [7]. **Boukherissa, Malika**. *Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action*. Metz, : Thèse de doctorat de l'université Paul Verlaine , Novembre 2008.
- [8]. **Fodil, Hadjadj Mohammed**. *Etude du problème des asphaltènes caractérisant la zone 1 au champ pétrolier d'Hassi Messaoud*. s.l. : Projet de fin de formation IAP , 2015.
- [9]. **Bank, Data**. *Sonatrach DP Departement service puits Hassi berkine* .
- [10]. **SONATRACH, DOCUMENT**. *STIMULATION RESERVOIR*.
- [11]. *Choix d'un anti-dépôt de sulfate de baryum* . s.l. : le complexe industriel nord CINA, Mémoire INCH, 2006.
- [12]. **Bath.**. *Introduction To Well Testing*. Schlumberger. . s.l. : England March , 1998.
- [13]. **Bourdet, D**. *Interprétation des essais de puits*. s.l. : ENSPM.
- [14]. —. *Well Test analysis: The use of advanced interpretation models"*. s.l. : ELSEVIER science B.V., 2002.
- [15]. **sonatrach, Documents de**. 2010.
- [16]. **A.Haouali**. *cours des essais de puits*., s.l. : IAP BOUMERDES , 2010.
- [17]. **G.bourdarot**. “ *Essais de puits : méthodes d'interprétation* ”. s.l. : Editions Technip. , 1996.
- [18]. **production, allocation**. *document divers* . s.l. : service production / Groupement Berkine , 2021.

- [19]. meradji, Boudjema. *rapport d'intervention puits*. s.l. : service puits / Groupement Berkine , 2019.
- [20]. Departement Subsurface . *documentation reservoir engineering*.
- [21]. *Documentation technique divers* .:
- [22]. Powerpoint les essais de puits. s.l. : université Kasdi Merbah Ouargla.
- [23]. *Design et interprétation des tests*. s.l. : activité amont Devisions production direction régionale HMD.