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

N° Série:..... /2020

Université Kasdi Merbah Ouargla

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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Académique

Présenté Par :

HALLADJ Mohamed Salah, DEGLA Okba, MEDDAHI Abdelmoumen -THÈME-

Etude comparative de la performance de la perforation par la Surgi-jet dans les puits pétroliers

Soutenue le : 09 / 2020 devant la commission d'examen

Jury:			
Président	Mr. HADJADJ Sadok	MCB	Université Ouargla
Examinateur	Mr. ROBEI Sarra	MAA	Université Ouargla
Encadreur	Mme. HAFSI Fadila	MAA	Université Ouargla

Année universitaire 2019/2020

Résumé :

Dans les puits pétroliers il est nécessaire de réaliser une opération de perforation pour rétablir la meilleure liaison possible entre le réservoir et le puits. Il existe plusieurs méthodes pour la réaliser, parmi ces méthodes il y'a les anciennes, elles consistent à descendre des canaux à charges explosives (charges creuses). Elles posent un problème majeur qui est l'endommagement des tunnels de perforation donc chute de la productivité. Les nouvelles méthodes de perforation utilisent la surgi jet qui fonctionne à base de sable pour réaliser cet objectif. Elles sont utilisé pour préserver les tunnels et diminuer l'endommagement.

Le but de notre mémoire est de comparer cette dernière méthode dans deux différents puits de brut. L'un a réussi l'opération et l'autre n'a pas, en tenant compte également à la fin cette opération dans les puits de gaz du champ Hassi R'mel.

Mots clés : Perforation conventionnelle, Perforation jet Surgi jet, Puits de gaz, Puits de brut, Hassi R'mel.

Abstract :

In petroleum wells it's necessary to achieve an operation of perforation to re-establish the best possible link between the reservoir and the well. Several methods exist to achieve it, among these methods, there is the old one, it consists of descending channels to explode shells (hollow shells). They pose a major problem which is the damage of perforation tunnels, therefore a drop in the productivity.

The new method of perforation is the surgi jetting that functions in the basis ofsand. They are used to preserve tunnels and decrease damage.

The goal of our project is to compare this last method in two several petroleum wells. One who succeeded the operation and the other not. Making sure also at the end to talk a bit about this operation in Hassi R'mel's gaswells.

Key words : Conventional Perforating, surgi jetting Perforating, gas wells, Oil wells, Hassi R'mel.

ملخص:

في الآبار البترولية من الضروري اجراء عملية التثقيب، لاستعادة أفضل اتصال ممكن بين الخزان و البئر.
توجدعدة طرق لتحقيق ذلك، من بين هذه الطرق هناك الأساليب القديمة التي تعتمد على إنزال قذائف محملة بمواد.
هذهالطرق تتسبب في مشكل رئيسي وهو الضرر الذي تلحقه بأنفاق الثقب وبالتالي انخفاض في الإنتاجية.
الطرقالجديدة تستعمل النفث الموجه باستعمال الرمل أساسا لتحقيق ذلك. يتم استخدامها للحفاظ على سلامة الانفاق وتقليل الضرر.
الهدف من مذكرتنا هو المقارنة بين هذه العملية الاخيرة في بئري نفط مختلفين. الاول نجحت فيه العملية والآخر لا، اخذا بعين الاعتبار في النهاية هذه العملية في آبار غاز حقل حاسي الرمل.

الكلمات المفتاحية:تثقيب تقليدي،تثقيببالنفثالموجه، آبار الغاز،آبار النفط ، حاسي الرمل.

Remerciement

Nous voudrions témoigner tout particulièrement nos reconnaissances à Madame **HAFSSI FADILA**, Professeur à l'Université Kasdi Merbah Ouargla, qui a dirigé ce mémoire. Nous lui exprimons nos vifs remerciements pour l'aide constante durant l'élaboration de ce travail. Nous la remercions également pour ses conseils, ses compétences scientifiques et sa qualité humaine.

Un merci particulier A **BENJEDDOU MOHAMED,** Employé de l'entreprise national Sonatrach base 24 février Hassi R'mel pour nous avoir accueilli et mis notre disposition tous les moyens nécessaires pour la réalisation expérimentale et pour le bon déroulement de ce mémoire.

Nous adressons tous nos remerciements aux ingénieurs, techniciens et tous les travailleurs du Sonatrach DP Hassi R'mel, pour leur rigueur scientifique et leur professionnalisme.

Nous remercions toutes les personnes que nous n'avons pas pu citer ici et qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Enfin, nous ne pourrions terminer sans remercier nos parents et tous les membres de nos familles respectives de nous avoir soutenu et encouragé pour terminer le présent travail.

Dédicace

Nous dédions cet humble travail :
A nos chers et respectueux parents pour qui vraiment aucune dédicace ne saurait exprimer nos attachements, nos amourset nos affections. Nous vous offrons ce modeste travailen Témoignage de tous les sacrifices et l'immense tendresse dont vous ne cessez de faire preuve. A nos familles en témoignage de nos profonds respects et gratitudes.
A tous nos amis et camarades : nous vous témoignons nos sincères amitiés, veuillez trouver dans ce travail nos profonds hommages.
A tous ceux qui nous ont aidés dans l'élaboration de ce travail.

Halladj Mohamed Salah

Meddahi Abdelmoumen

Degla Okba

Sommaire

Résumés

Remerciement et Dédicace

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des annexes

Symboles et Abréviations

Introduction générale…… 1

Chapitre I : Aperçu sur la perforation et ces méthodes

Introduction…….. 3

I.1 Définition de la perforation…… 3

I.2 La perforation conventionnelle ……... 3

I.2.1 Mécanisme de perforation du casing……5

I.2.2 Supports des charges creuses……... 7

I.2.3 Type de canon …….. 8

I.2.3.1 Canons transportés par câble ……9

I.2.3.2 Support de charges pour tubing descendu par câble…… 9

I.2.3.3 Canons descendu à l'aide de tubing …… 10

I.2.4 Performances de charges …… 11

I.2.5 Types de charges …… 12

I.2.6 Les problèmes de la perforation conventionnelle ……...12

I.3 La perforation surgi jet …….. 13

I.3.1 Recommandations de la société de service …… 13

I.3.2 L'opération surgi jetting…… 13

I.3.3 Les fluides utilisés et les additifs …… 14

I.3.4 Déroulement de l'opération …… 16

I.3.5 Problèmes de la perforation par la surgi jet …… 17

I.4 Autres procédés de perforation …….. 18

I.5 Paramètres relatifs à la perforation …… 18

Conclusion …….. 20

Chapitre II :Analyse des endommagements et notion de skin

Introduction 21
II.1 Signification de l'endommagement 21
II.2 Localisation de l'endommagement 21
II.2.1 Au fond du puits 21
II.2.2 Aux abords du puits 21
II.3 Les raisons principales de l'endommagement 22
II.3.1 Endommagement dû à la formation 23
II.3.1.1 Dépôts de sel 23
II.3.1.2 Dépôts organiques (asphaltènes) 23
II.3.1.3 Dépôts minéraux (sulfates) 23
II.3.1.4 Migration des fines 24
II.3.2 Endommagement dû aux opérations sur puits 24
II.3.2.1 Le colmatage des perforations 24
II.3.2.2 Formation des émulsions 24
II.3.2.3 Changement de mouillabilité 24
II.3.2.4 Gonflement des argiles 25
II.3.2.5 Colmatage dû à la stimulation 25
II.3.3 Endommagement dû aux perforations 25
II.3.3.1 Invasion du filtrat de ciment 25
II.3.4 Endommagement dû à l'injection d'eau 25
II.4 Détection des endommagements 26
II.5 Notion de skin (Coefficient d'endommagement) 26
II.5.1 Définition 26
II.5.2 Différents origines du skin 27
II.5.3 Effet de skin sur la productivité 30
II.5.3.1 Notion de l'indice de productivité 30
II.6 Expression de l'endommagement 33
II.6.1 Puits idéal 33
II.6.2 Puits endommagé 34
II.6.3 Expression de l'endommagement 35
Conclusion 36

Chapitre III :Présentation des champs

Introduction..... 37

III.1 Champ de Hassi R'mel 37
III.1.1 Situation géographique 37
III.1.2 Situation géologique 38
III.1.3 Historique du HRM 39
III.1.4 Caractéristiques des réservoirs 41
III.2 Champ de Bir Rebaâ Sud-Ouest (BRSW)..... 42
III.2.1 Situation géographique..... 42
III.2.2 Situation géologique 42
III.2.3 Données géologiques et pétro physiques du champ 43
Conclusion 44
Chapitre IV :Partie pratique
Introduction..... 45
IV.1 Application au puits G (champ de Hassi R'mel) 45
IV.1.1 Données générales sur le puits 45
IV.1.2 Discussion sur le processus surgi jet (puits G) 47
IV.1.3 Analyse et résultats de l'opération..... 48
IV.1.4 Interprétation 49
IV.2 Application au puits N (champ de BRSW) 50
IV.2.1 Données générales sur le puits 50
IV.2.2 Déroulement de test 51
IV.2.3 Les graphes de test 52
IV.2.4 Analyse de plot de horner (graphe semi log) 53
IV.2.5 Interprétation 54
IV.3 Perforation surgi jet dans les puits de gaz 54
Conclusion 54
Conclusion générale et recommandations 55
Bibliographies
Annexes

Liste des figures

FIGURE I.1 : Représentation schématique d'unechargecreuse ……4

FIGURE I.2 : Pistolet perforant dans le fonddepuits ……5

FIGURE I.3 : Les étapes d'explosion deschargescreuse…….. 6

FIGURE I.4 : La forme finaledesperfos ……7

FIGURE I.5 : Exemple de supportcylindriquecreuse ……7

FIGURE I.6 : Exemple de support sansprotectionextérieure …… 8

FIGURE I.7 : Typesdecanons ……8

FIGURE I.8 : Canons transporterparcâble …… 9

FIGURE I.9 : Support de charges pour tubing descenduparcâble …….. 10

FIGURE I.10 : Canons descendus à l'aidedetubings …….. 10

FIGURE I.11 : Les essais de l'opération àlasurface …… 13

FIGURE I.12 : Perforation par lasurgijet …… 14

FIGURE I.13 : Vue explicatif de différentes phasesdepénétration ……. 17

FIGURE I.14 : Les essais de la performancedel'opération ……. 17

FIGURE I.15 : Schéma des différents paramètres lies àlaperforation ……19

FIGURE II.1 : Localisationdesendommagements …….. 22

FIGURE II.2 : Les pertes de charges dusau skin ……. 26

FIGURE II.3 : L'endommagement au niveaudes perforations ……. 28

FIGURE II.4 : Effet de l'écoulementconvergent …….. 28

FIGURE II.5 : Effet del'écoulementpoly-phasique …… 30

FIGURE II.6 : L'effet de l'endommagement surlaproductivité …….. **32**

FIGURE II.7 : Evolution de la pression de fond après fermeture (puitsidéal)……**33**

FIGURE II.8 : Evolution de la pression de fond après fermeture (puitsendommagé)**... 34**

FIGURE II.9 : Présentation de la chute de pression dueàl'endommagement …… **34**

FIGURE III.1 : Situation géographique champ deHassiR'mel…….. **37**

FIGURE III.2 : Situation géologique champ deHassiR'mel…….. **38**

FIGURE III.3 : SN Repal gisement de gaz HassiR'mel …… **40**

FIGURE III.4 : Caractéristiquesdes réservoirs ……**41**

FIGURE III.5 : Niveauxréservoirs …….. **41**

FIGURE III.6 : Limites géologiques de bassin deBerkine……..**43**

FIGURE IV.1 : Situation géographique du puits G champ de Hassi R'mel……**45**

FIGURE IV.2 : Localisation du puits G par rapport aux autres puitsdusud ……...**46**

FIGURE IV.3 : Résultat de tubage perforé par lasurgijet …….. **49**

FIGURE IV.4 : Situation géographique et localisation du puits N champBRSW ……...**50**

FIGURE IV.5 : Graphe des deux phasesdetest ……...**52**

FIGURE IV.6 : Plot de horner (graphe semilog) …….. **52**

.

Liste des tableaux

TABLEAU III.1 : Données géologiques et petro physiquesduchamp **44**

TABLEAU IV.1 : Les intervalles de lapremièreperforation **47**

TABLEAU IV.2 : Les intervalles de la perforation par lasurgijet **47**

TABLEAU IV.3 : Résultats du jaugeage avant laperforation **48**

TABLEAU IV.4 : Résultats du jaugeage aprèslaperforation..... **48**

TABLEAU IV.5 : Le déroulement de test endébit..... **51**

Liste des annexes

Annexe 1 : Position des puits de gaz et d'anneau d'huile du champ HRM.

Annexe 2 : Complétion puits G champ de HRM.

Annexe 3 : Première opération DST puits G.

Annexe 4 : Résultats géologiques.

Annexe 5 : Coupe géologique régionale du bassin de Berkine.

Annexe 6 : Histoire de production du champ BRSW.

Annexe 7 : DepthPro tool de HALLIBURTON.

.

Symboles et Abréviations

Q : Débit

P : Pression

K : Perméabilité

KS : Perméabilité aux abords de puits

h : Hauteur du réservoir

t : Temps

m : Pente

KH : Conductivité

Pg : Pression de gisement

Pwf : Pression de fond dynamique

Δp : Perte de charge

Δps : Pertes de charges du au skin

d : densité

μ : Viscosité

β : Facteur volumétrique de fond

α : Coefficient dépend de l'unité utilisée

re : Rayon de drainage

rw : Rayon du puits

Re : Rendementd'écoulement

Rp : Rayon de pénétration

OD : diamètreextérieur

S : Facteur de skin

IP : Indice de productivité

IPr : Indice de productivité réel

IPh : Indice de productivité théorique

HRM : Hassi R'mel

BRSW : Bir Rbaa Sud-Ouest

CTH : Centre de traitement des hydrocarbures

TCP : Tubing conveyed perforating

HF : Acide fluorhydrique

PH : Potentiel hydrogène

RIH : Run in hole

SPF : Shots per foot

TAGI : Trias argileux gréseux inferieur

TAGS : Trias argileux gréseux supérieur

AD : Anti dépots

PLT : Production logging tool

DST : Drill steam test

CTU : Coiled tubing

GOR : Rapport (gaz / huile)

WOC : Water Oil Contact

Introduction générale

Les puits sont les principaux investissements dans le développement des champs des hydrocarbures. Durant le forage de ces puits, et lorsque on atteint la couche productrice, on doit choisir le type de liaison couche trou. Il y a des puits qui ont des liaisons couche trou directe et d'autre indirecte (cuvelés).

Vu les caractéristiques de la roche réservoir tel que la consolidation et la compaction qui sont pas toujours bonnes, des problèmes d'éboulement, d'effondrement des parois de puits et de venue de sable sont générés, presque tous les puits forés sont cuvelés pour éviter ces problèmes, et aussi pour réaliser des opérations de stimulation, de nettoyage de fond de puits et d'éviter les percés d'eau et de gaz.

Dans ces puits cuvelés, il est nécessaire de réaliser une opération de perforation.
Le but de cette opération est de rétablir (à travers le cuvelage et la gaine de ciment) la meilleure liaison possible entre le réservoir et le puits. Il existe plusieurs méthodes pour la réaliser, parmi ces méthodes, il y a des méthodes anciennes qui sont basées généralement sur le travail au câble (wireline électrique) ou au tube (coiled tubing), ce type consiste à descendre des canaux a charges explosifs (les charges creuses), l'utilisation de ces charges pose parfois des problèmes comme les risques de sécurité. Le transport de ces charges explosifs nécessitent des escortes militaires qui ne sont pas toujours disponibles, implicitement une perte de temps, d'où NPT (No Production Time). Afin d'éviter ces problèmes, les grandes sociétés de services cherchent d'autre moyens et des méthodes nouvelles de perforation, l'une de ces méthodes et la perforation par la surgi jet on utilisant le sable pour réaliser cette objectif.

Le choix des techniques de perforation se pose principalement sur les caractéristiques du puits (cuvelage, ciment, etc…), et les caractéristiques du réservoir.

L'objectif et la méthodologie de l'étude :

- Voir la performance de la perforation par la surji jet et la comparer entre deux diffèrent puits de bruts le premier au champ de Hassi R'mel el le deuxième au champBRSW.
- Voir si cette opération est parfois nécessaire dans les puits de gaz du champ Hassi R'mel ou non etpourquoi.

Pour cela le plan de travail est le suivant :

- Dans le premier chapitre on a mis en évidence les fondamentaux des perforations, citer le déroulement de l'opération de perforation et ces différentestechniques.
- Dans le deuxième chapitre on a déterminé les différents types d'endommagement et tous les effets du skin qui peuvent se présentés aux abords dupuits.
- Suivi par le troisième chapitre qui est une simple présentation des champsd'étude.
- Dans le quatrième chapitre on est passé à l'étude comparative entre le puits Nsitué dans la région sud du champ Hassi R'mel et le puits G du BRSW afin de discuter le phénomène au puits de gaz de la première région en particulier et tous le puits du Sahara algérienne en général.

Introduction :

Dans les puits cuvèles il est nécessaire de réaliser une opération de perforation, il existe plusieurs méthodes pour la réaliser, parmi ces méthodes il y'a une méthode conventionnelle à l'aide des explosifs, qui est basé généralement sur le travail au câble (wire-line électrique), ce type consiste à descendre des canaux à charges explosifs (les charges creuses), qui se diffères d'une société à une autre du coté analyse et design et d'une méthode à une autre du coté géométrie et performance des charges. Et une méthode plus développée par un nouvel outil qui utilise l'effet d'érosion par le sable pour traverser l'enveloppe métallique (l'acier de casing) et de pénétrer dans laformation.

I.1 Définition de la perforation:

La perforation est l'opération qui permet d'établir une communication des fluides entre le fond du puits (producteur ou injecteur) et la formation par la création des trous dans le casing qui passent à travers le ciment jusqu'à la formation. Elle est nécessaire et obligatoire sur les puitscuvelés.

I.2 La perforation conventionnelle :

Une charge creuse (fig.I.1) est constituée par une masse d'explosif de forme géométrique simple comportant une cavité ouverte, variable, coaxiale à la direction d'amorçage et destinée à provoquer une focalisation de puissance par la rencontre des ondes de choc venues des parois de cette cavité. Le revêtement métallique des parois se trouve en fait soumis, au choc de l'onde d'explosive et l'intense pression de celle-ci entraîne son effondrement régulier qui converge vers l'axe de la cavité. Les particules détachées des parois par l'impact de l'onde explosive sont portées à très haute température et constituent une masse en fusion animée d'une vitesse considérable qui s'échappe sous forme d'un jet effilé dans la direction de propagation de ladétonation.

Le principe des perforations à charge creuse est disponible dans n'importe quelle documentation technique ou commerciale du fournisseur. L'ingénieur de la complétion doit faire en sorte que le choix des charges réponde aux conditions du puits tout en fournissant une efficacité de perforationmaximum.

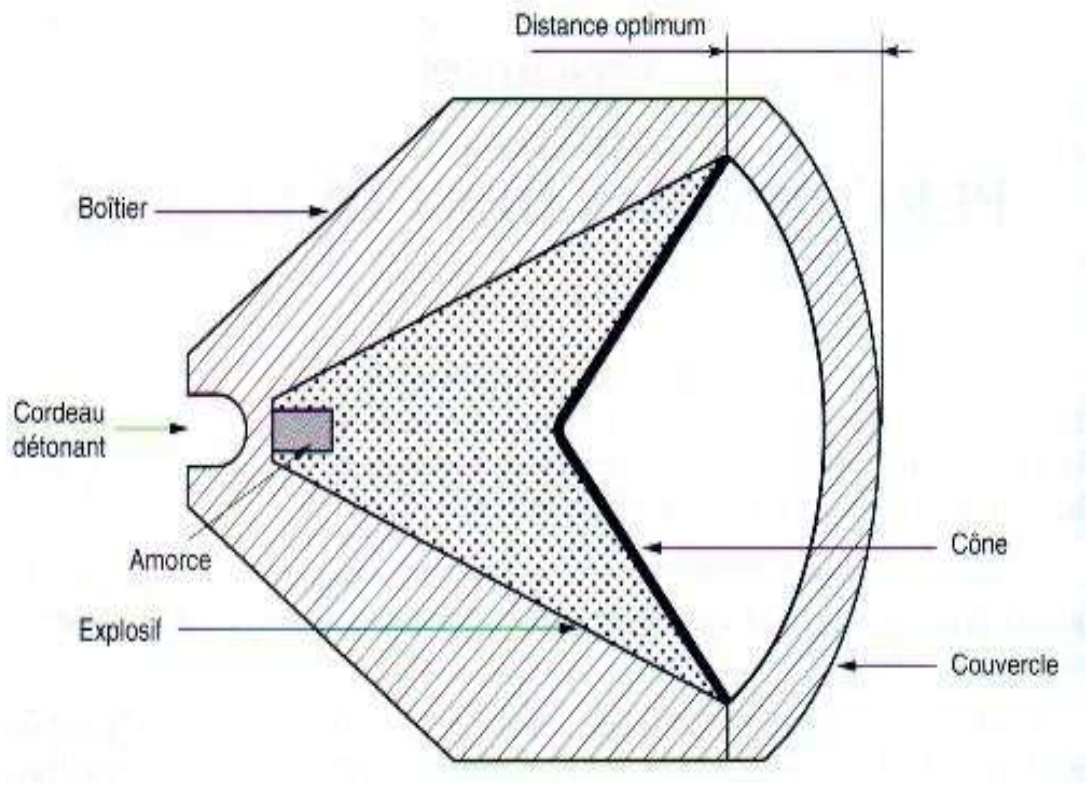


FIGURE I.1 : Représentation schématique d'une charge creuse.

Les performances de chaque type de charge sont disponibles chez le fournisseur. Le cordon détonateur qui relie toutes les charges au détonateur dans la tête de puits doit correspondre aux explosifs sélectionnés.

Le détonateur est amorcé par une décharge électrique, lorsque le wire line est utilisé ou par une goupillé de mise à feu opérée par une tête de tir mécanique ou hydraulique, lorsque l'on descend les charges dans le puits avec les tubings (TCP). [1]

Avantages:

Utilisable dans :

- les zones à mauvaisecimentation
- les formations nonconsolidés.
- les zones à percéd'eau/gaz.
- Cette technique ne coute paschère.

Inconvénients:

- Produit une faible pénétration qui ne permet pas de dépasser la zone endommagée.

I.2.1 Mécanisme de perforation du casing:

La technologie précédente utilise un pistolet perforant pour faire les tunnels. Le pistolet cylindrique est descendu en bas du cuvelage ou de la colonne de production jusqu'à ce qu'il soit vis-à-vis de la zone du réservoir. Les balles ou les explosifs sont porté par le perforateur et visent les parois du fond du puits, après le tire les trous deviennent doux et ronds (fig I.2). La charge formée par la vitesse élevée crée une pression très élevée de choc de 1.5 million de livre par pouce carré; à l'entrée du tunnel 150.000 livres par pouce carré pulvérisent la roche adjacente, détruisent la cimentation entre les grains, et créent des tunnels qui sont en général 0.25 à 0.4 pouce de diamètre et de 6 - 12 pouces delongueur.

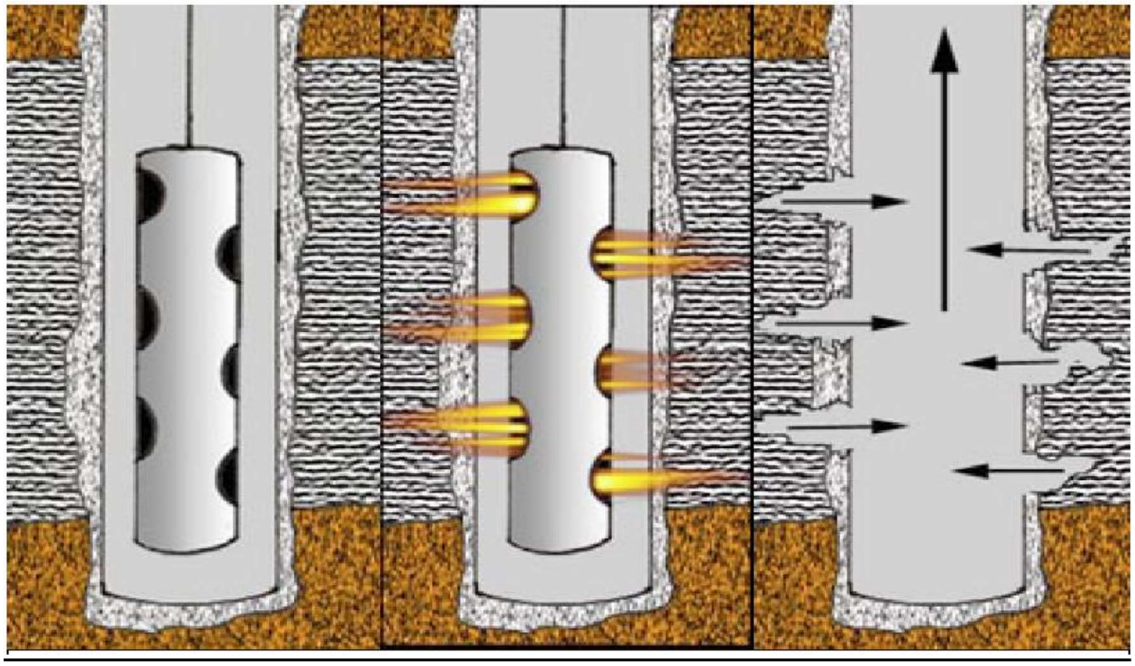


FIGURE I.2 : Pistolet perforant dans le fond de puits.

Une fois les charges en place, misent dans le canon, elles sont descendues dans le puits, la détonation commence à la 1ere phase qui correspond à l'amorçage du détonateur. Ceci génère une onde de choc se déplaçant à 7000m/sec à travers le détonateur.

À ce moment, la zone touchée par les charges se dilate sur l'extérieur pendant que le liner est compressé à l'intérieur. L'action combinée des deux forces génère une augmentation de la vélocité à l'arrière du liner, ce qui fait partir un jet de particule qui perfore à la fois le casing, le ciment et la formation. La perforation est possible grâce à un niveau de pression élevée, associée à un jet violent de gaz etde matière pulvérisée qui

pénètrent et chassent les matières rencontrées. La qualité d'une charge consiste en une production d'un long et violent jet de gaz associé à une vélocité importante. La performance des perforations au fond d'un puits est cruciale pour la réussite d'une complétion.

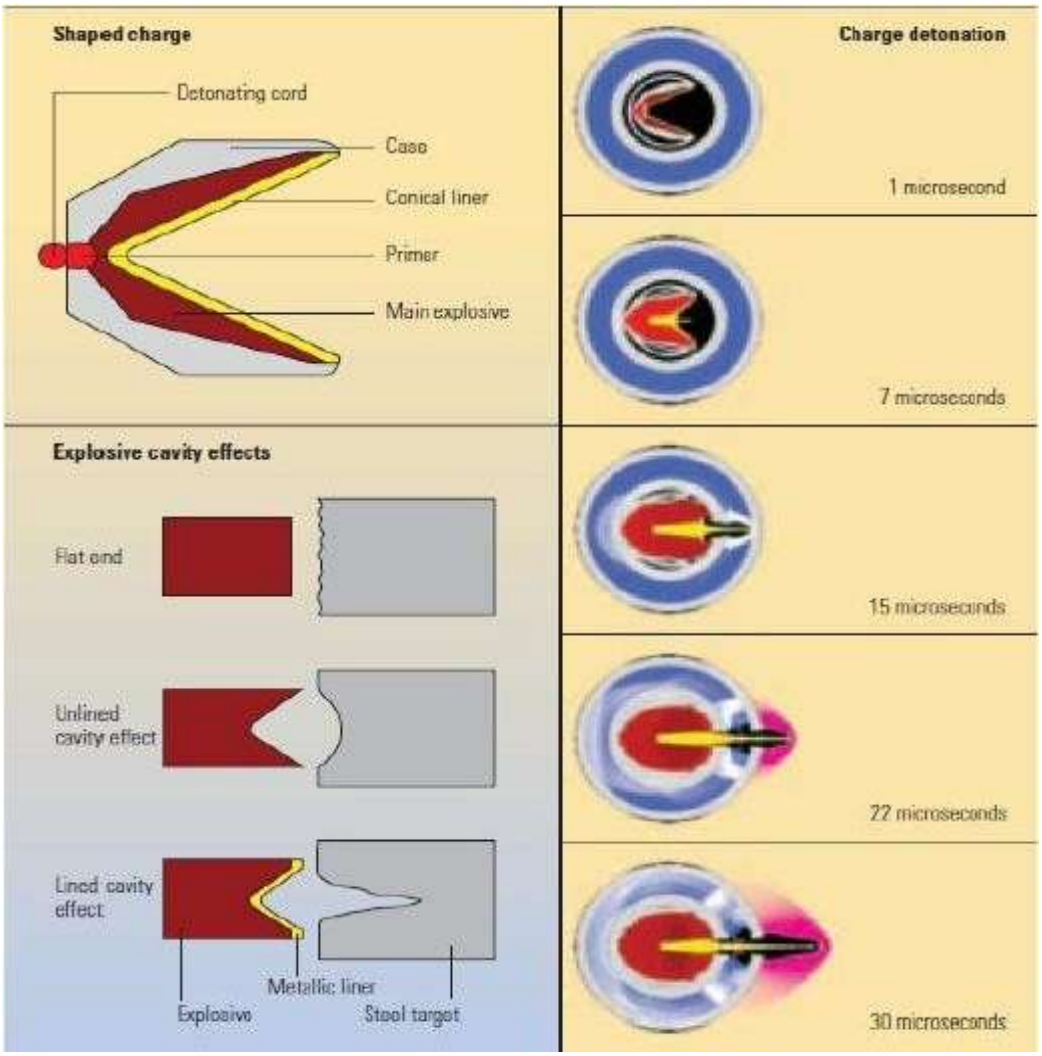


FIGURE I.3 : Les étapes d'explosion des charges creuses. [2]

La perforation est possible grâce à un niveau de pression élevée, associée à un jet violent de gaz et de matière pulvérisée qui pénètrent et chassent les matièresrencontrées.

La qualité d'une charge consiste en une production d'un long et violent jet de gaz associé à une vélocité importante. La performance des perforations au fond d'un puits est cruciale pour la réussite d'unecomplétion.

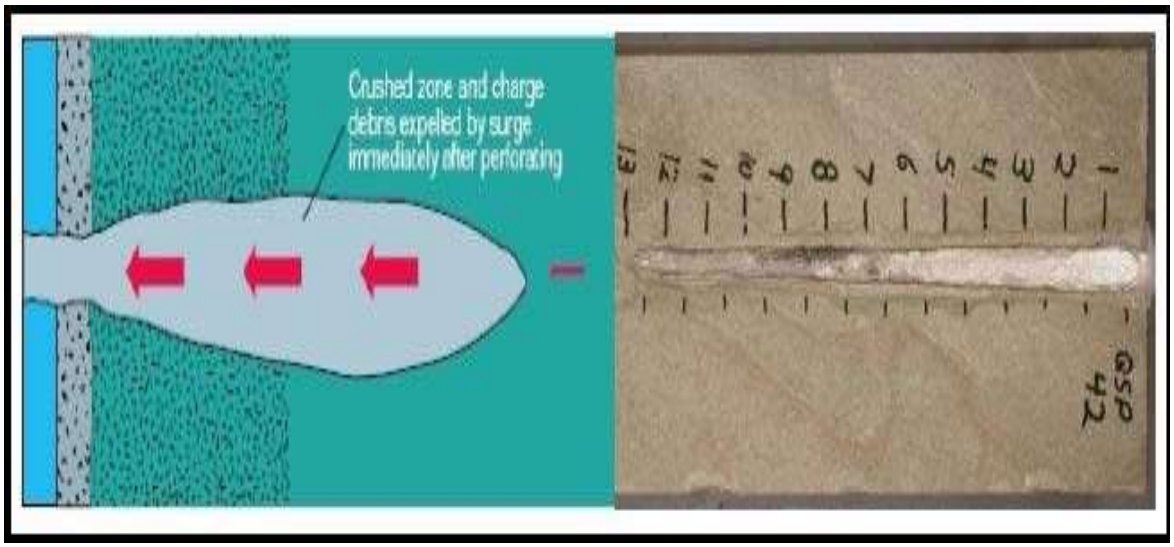


FIGURE I.4 : La forme finale des perfos.

I.2.2 Supports des charges creuses:

On peut imaginer différentes classifications des supports de charges. Celle qui est retenue ici correspond à la plus courante, compte tenu des méthodes de complétion utilisées et des systèmes de tir, et se subdivise en deux grandes catégories :

- **Les supports cylindriques creux (hollow carrierguns)**

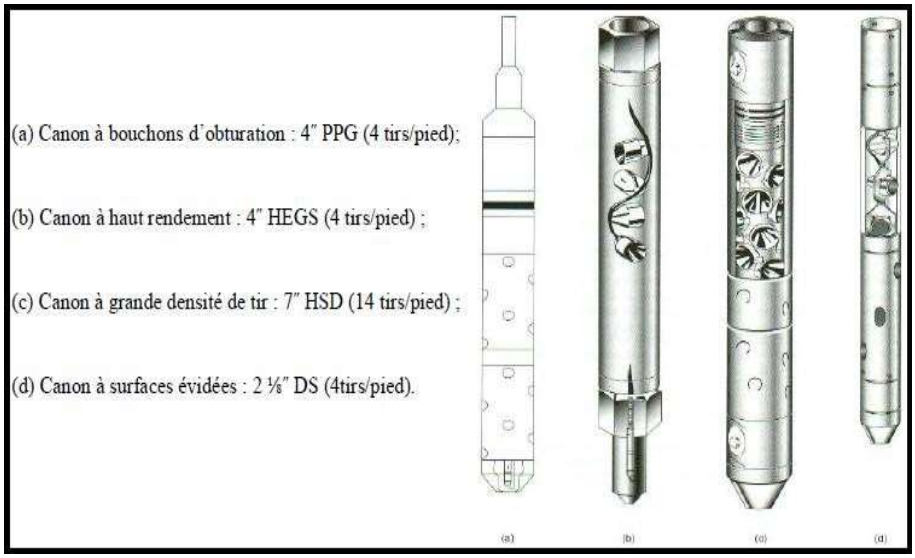


FIGURE I.5 : Exemple de support cylindrique creuse.

- **Les supports sans protection extérieure (exposedguns)**

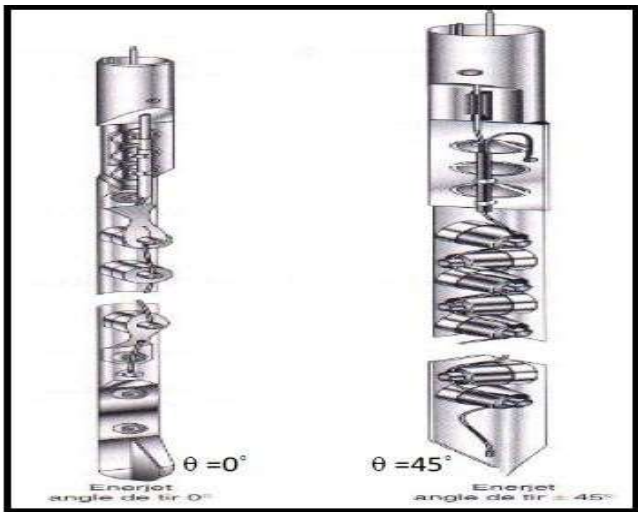


FIGURE I.6 : Exemple de support sans protection extérieure.

I.2.3 Type de canon:

Il y a 3 types de canons perforateurs :

- Canons pour casings transportés parcâble.
- Support de charges pour tubings descendu parcâble.
- Canons descendus à l'aide de tubing(TCP).

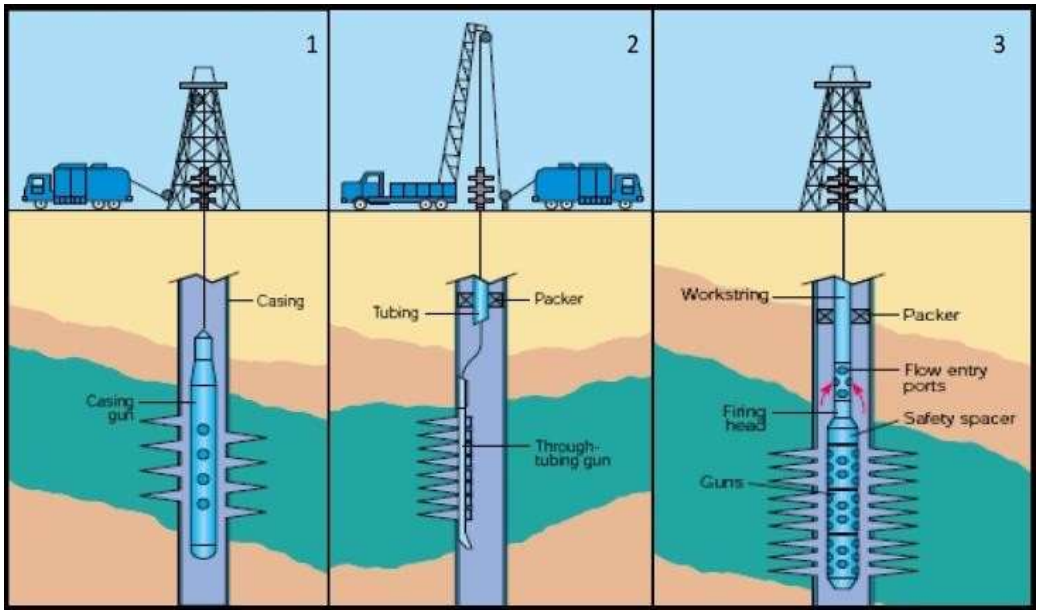


FIGURE I.7 : Types de canons.

I.2.3.1 Canons transportés par câble "wire-line conveyedguns'':

Ces types de canons sont généralement descendus dans le puits avant l'installation de la colonne de production. En conséquence, un déséquilibre hydrostatique ne peut normalement pas être applique, bien que dans des complétions simples à gros diamètres et certains canons de ce type peuvent être descendus à l'intérieur du tubing avec un déséquilibreshydrostatiques.

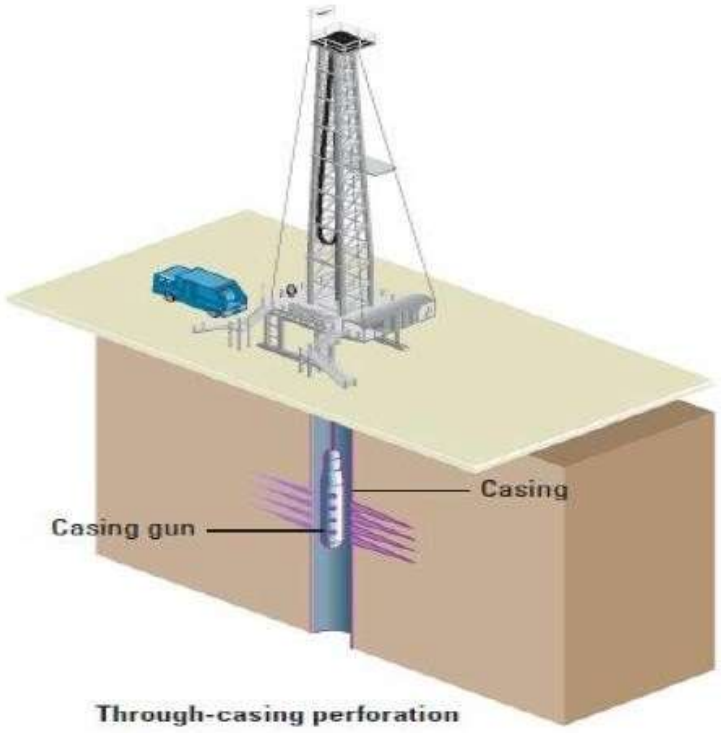


FIGURE I.8 : Canons transporter par câble.

I.2.3.2 Support de charges pour tubing descendu par câble "through-tubing Hollow Carrier Guns '':

Ces canons sont une version plus petite que les canons de casing qui peuvent être descendus dans les tubings; la dimension des charges est donc plus petite, d'où de performances inférieures à celles des autres canons. Les perforations se font seulement sur 0° ou 180° avec un maximum de 4 charges par foot sur un canon de 2.1/8'' et de 6 charges par foot pour un canon de 2.7/8'' de diamètre extérieur.

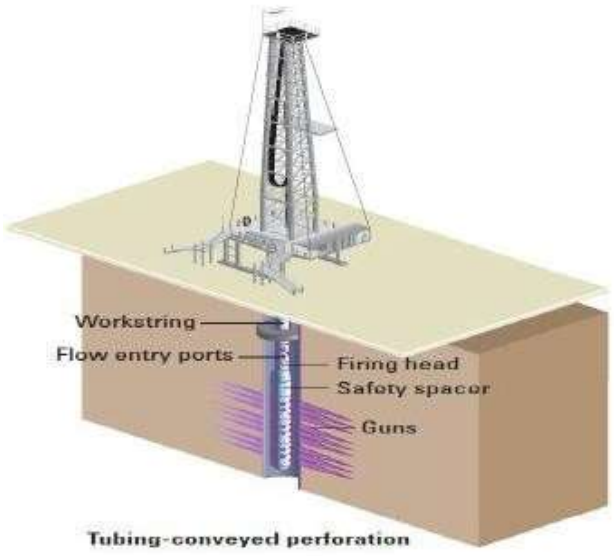


FIGURE I.9 : Support de charges pour tubing descendu par câble.

I.2.3.3 Canons descendus à l'aide de tubings "Tubing Conveyed Perforating ":

Les canons TCP sont une variante des canons de casing qui sont descendus à l'aide de tubings permettant d'installer une longueur de canon beaucoup plus importante. Un longueur de plus de 1000ft est possible (spécialement utile dans les puits horizontaux) ainsi que la perforation sous une extrême dépression sans risque pour les canons de remonter hors du trou.

Dans les opérations de complétion ces canons peuvent être descendus et suspendus à la bonne profondeur avant l'installation de la colonne de production ou être descendus au travers du tubing à l'aide d'une unité coiled tubing.

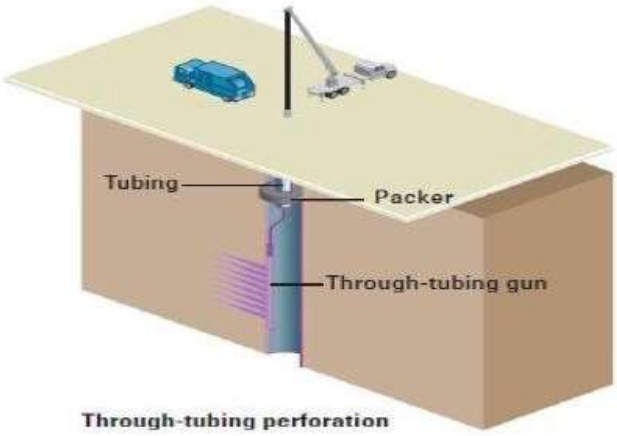


FIGURE I.10 : Canons descendus à l'aide de tubings.

- **Avantages de TCP:**

✓ Suppression d'une opération au câbleélectrique

✓ Possibilité de perforer sous dépression avec des charges de caractéristiqueséquivalentes aux canons de casing de grosdiamètre.

Les principaux problèmes associés avec les TCP sont :

✓ Le positionnement des canons est plusdifficile.

✓ Le puits doit être foré plus profond pour loger la longueur des canons s'ils sontlargués au fond du puits après la mise àfeu.

✓ Une mise à feu ratée a un cout trèsélevé.

✓ La détection de la mise à feu estincertaine.

I.2.4 Performance de charges:

- **Pénétration :**

En général, le meilleur est le résultat, il doit au minimum dépasser l'espace endommagé lors du forage. Toutefois, pour obtenir un impact à forte densité, les canons peuvent être limités par la dimension des charges qui peuvent être installées, ce qui aura un effet sur la pénétration.

- **Diamètre du trou :**

Le diamètre du trou obtenu est en fonction du type de casing et doit être :

✓ Entre 6 mm et 12 mm pour des complétionsnormales.

✓ Entre 15 mm et 25 mm pour des complétions de type filtre à graviers "Gravelpacked''.

✓ Entre 8 mm et 12 mm si les fracturations doivent être exécutées là où des billes d'étanchéité sontutilisées.

- **Perforation en surpression "overbalanced'':**

Si le puits doit être perforé en surpression, un contrôle strict du fluide utilisé sera alors nécessaire pour s'assurer qu'il est compatible avec le type de formation et les fluides du réservoir. Les fluides doivent aussi être propres pour éviter tout dommage dans la formation.

- **Perforation en sous pression "underbalanced'' :**

Pour optimiser le nettoyage des perforations, une situation de sous pression peut être utilisée. Un niveau de déséquilibre (baisse de pression hydrostatique) est basé sur un nombre important d'études sur le gisement là où des perforations de type TCP doivent être utilisées.

➢ **Nombre de coups par foot "Shot density'':**

Le nombre de coups est homogène. Les formations isotopiques devront avoir un minimum de 8 coups par foot mais ne doivent pas excéder la fréquence de laminage des argiles. Si les perforations se font à l'aide de canons descendus dans les tubings, cela se fera en plusieursfois.

Un nombre de coup par foot plus important est demandé :

✓ Quand la perméabilité verticale estfaible.

✓ Quand il y a un risque d'avoir du sable avec les fluides ensurface.

✓ Quand il y a un risque de vélocité important ce qui entraine desturbulences.

✓ Quand un filtre a gravier "Gravel packed''estprévu.

I.2.5 Types de charges:

Les différents types de charge utilisés pour la perforation sont plus nombreux parmi Lesquelles on cite 3 types selon l'historique de découverte :

La power jet est la plus utilisé car elle a plusieurs avantages :

➢ Pénétration Plusgrande.

– Augmentation de la productivité et le rayon effectif dupuits.

– Réduit la chute de pression au travers deperfs.

➢ Retarde la déposition des paraffines etasphalténes.

➢ Amélioration de la qualité desPerforations.

– Plus grande densité de coup avec la mêmepénétration.

– Meilleurs pénétration parcoup.

I.2.6 Les problèmes de la perforation conventionnelle:

➢ Le problème d'escorte militaire qui n'est pas toujours disponible pour transporter les canons explosifs. Á cause de ce problème cette opération n'est pas toujoursfacile.

➢ Cette opération nécessite une opération de stimulation car elle endommageles abords des puits (skin > 0) donc on aura une perte d'argent, une Perte de temps et une perte deproduction.

I.3 La perforation Surgi jet :

Le développement en technologie de pompage de puissance élevée fournit un nouvel outil qui remplace le pistolet perforant courant. Ce nouvel outil utilise l'effet d'érosion par le sable pour traverser l'enveloppe métallique (l'acier de casing) et de pénétrer dans la formation.

I.3.1 Recommandation de la société de service:

La société de service recommande de perforer la colonne de 7" (casing) par Surgi jetting. Avant le travail de surgi jet on lui recommande de corréler les profondeurs à l'aide de l'outil de DepthPro (détecteur des joints). Les essais en surface sur les roches ont également confirmé l'augmentation de la perméabilité des roches perforées par la surgijet.

FIGURE I.11 : Les essais de l'opération à la surface.

I.3.2 L'opération surgi jetting :

Avant l'opération de surgi jetting, il est nécessaire de passer par l'opération DepthPro, cette opération consiste à descendre un outil avec le Coiled Tubing pour déterminer exactement l'intervalle de perforations (détecteur de joints). À la gamme de vitesse de 26 - 33 ft/min.

Quand l'outil passe par le tubing, l'eau traitée doit être pompé par l'outil à 0.5 bbl/min. Pendant l'opération, le logiciel enregistre exactement la profondeur et la pression en fonction de profondeur.

Le surgi jet perforant est déplacé avec l'unité de Coiled Tubing à 2" attaché dans son extrémité le corps de l'outil de surgi jet d'un diamètre de 2"½. Le diamètre de jet est de 3/16", 120°entre les becs. Durant l'opération, il y a 7 zones de traitement, on jette à

travers l'intervalle de 3576,5 jusqu'à 3582,5 m, la distance entre ces zones est 3 ft, la durée de perforation de chaque zone est 21 minutes. [3]

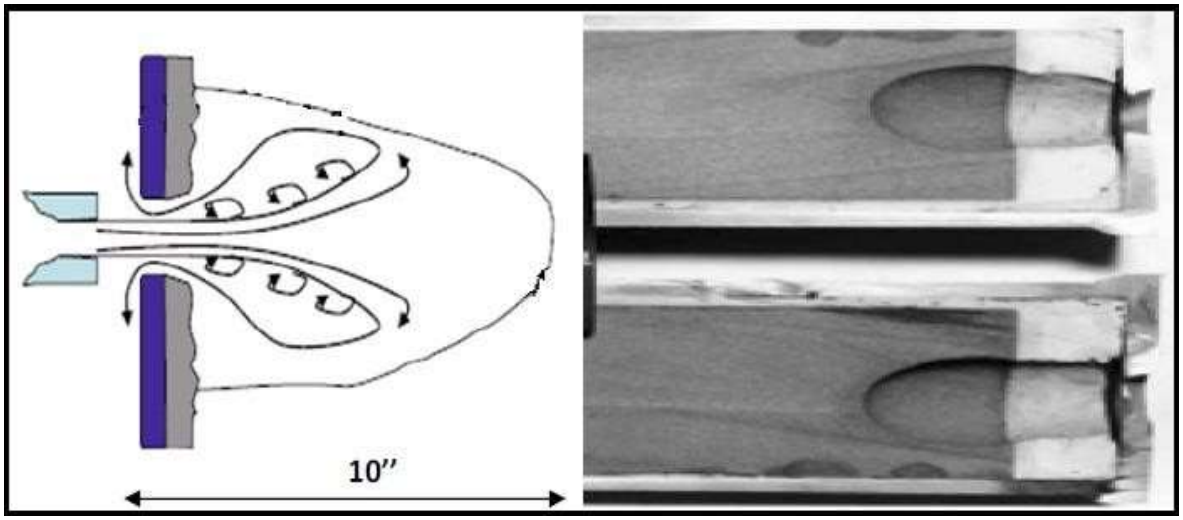


FIGURE I.12 : Perforation par la surgi jet.

I.3.3 Les fluides utilisés et les additifs:

- **Les fluides (L'eau traitée):**

C'est une eau douce traité avec 2 % à 5 % ClayFix, (chlorure d'ammonium), plus des agents tensio-actifs, des agents pénétrants, des dissolvants mutuels, des stabilisateurs d'argile, des moussants, des réducteurs de frottement ou des agents gélifiants selon les exigences des paramètres du travail.

Le but principal de l'eau traitée est d'empêcher le gonflement d'argile si l'eau traitée contacte des argiles de formation.

Dans la stimulation avec l'acide de puits a traité, l'eau traitée peut être employé comme moyen de nettoyage avant et après l'acidification. [4]

- **Les additifs :**

✓ ***ClayFix :***

CLAYFIX est un produit argile stabilisant qui empêche l'endommagement des formations sensibles à l'eau. Il peut s'ajouter à l'eau douce pour faire une solution qui est compatible avec l'acide HF et les formations contenant des minerais d'argile.

Son utilisation en même temps que l'acide à haute fréquence est couvert par Haliburton. Tous les avantages d'employer le KCl s'appliquent également à CLAYFIX.

En plus de ces avantages, CLAYFIX est également compatible avec des solutions d'à haute fréquence et les produits de réaction de l'acide de haute fréquence.

CLAYFIX est un sel acide et abaisse le PH de l'eau douce légèrement. Si une solution neutre de CLAYFIX est nécessaire, le PH pourrait être ajusté avec de l'hydroxyde d'ammonium. Avant l'acidification le PH neutre peut être nécessaire dans quelques processus de sable consolidé.

✓ ***LOSURF-300:***

L'agent tensio-actif LOSURF-300 non ionique est exceptionnellement souple et efficace. Les basses concentrations d'agent tensio-actif de LOSURF a une l'excellente rendement avec un enfonce de 30 minutes ou moins, dans une variété de fluides de traitement et de formation.

L'efficacité de Cet agent tensio-actif a été prouvée dans un certain nombre d'applications comprenant les solutions d'acide chlorhydrique.

Cette tension réduite fournit un meilleur mouillage de la surface de la roche pendant le traitement et d'un nettoyage plus rapide après traitement.

✓ ***PEN-88HT :***

Pen-88HT forme une micro émulsion qui est une dispersion stable d'un fluide dans des autres. Ce mélange est un agent pénétrant particulièrement conçu pour l'usage en fluides aqueux.

L'utilisation de cet additif dans les formations endommagées réduira la pression exigée l'injection requise pour pomper des fluides dans la formation et pour permettre à des fluides de stimulation de pénétrer dans la formation et d'entrer en contact près wellbore damage.

Pen-88HT peut également être efficace dans des puits plus anciens.

✓ ***WG – 11:***

WG -11 est un modifiant chimique, agent gélifiant (hydroxypropylique de guar de bas-résidu (HPG)), pour les fluides aqueux. WG-11 est économique et peut être employé dans la plupart des systèmes aqueux de gel.

WG-11 a été conçu pour les hydrates à un PH=8 pour la réduire au maximum possible.

Dans le travail de coiled tubing, WG-11 est employé économiquement comme un agent de viscosité pour former les pilules de gel qui sont employées pour séparer les étapes liquides. Les mousses de gels WG-11 sont plus stables, visqueux et résistants au pétrole.

I.3.4 Déroulement de l'opération:

- Remplissage du coiled tubing et des lignes extérieures avec de l'eau traitée pour l'essai depression.
- Essai de pression du 7" et 9 5/8" 1.500 psi et à 500 psirespectivement
- Essai de pression du coiled tubing à 8.000 psi pendant 15minutes.
- Ouverture de la vanne latérale pour examiner la circulation et évaser lepuits.
- Ouverture de la vanne maitresse et préparation de la descente dans le puits (RIH : run in hole) avec le coiledtubing.
- RIH jusqu'à la profondeur 11.820 ft (3.602,6 m), avec une vitesse de 80 ft/min. et injection de 500 gallons de Hi Vis Gel Pill (c'est un gel à hauteviscosité).
- Réglage de l'outil de surgi jet à la profondeur 11.754 ft(3582,5m).
- Apres l'essai du taux de pompe à 3 BPM, à 6000 psi. On commence le pompage du gel à 3 BPM à 6000psi.
- L'addition du sable (1.7772 livres du sable de 100 mesh) dans le gel (1.772 gallons) pour charger le coiledtubing.
- Dans la 1ere étape à 11.754 ft. On pompe 2.500 gallons de gel avec 2.500 livres du sable de 100 mesh. À 3BPM à 6000psi.
- Tirage de 3 ft à la 2éme étape à 11.751 ft.et pompage de 2.500 gallons de gelavec 2.500 livres du sable de 100 mesh. À 3BPM à 6000 psi. Et la même chose pour les autres étapes.
- Apres ils vident le coiled tubing par l'injection de 1.848 gallons degel.

Lentement RIH à 11.820 ft, ils circulent 6.000 gallons de l'eau traitée pour nettoyer le puits, et ils injectent 500 gallons de Hi Vis Gel Pill.[5]

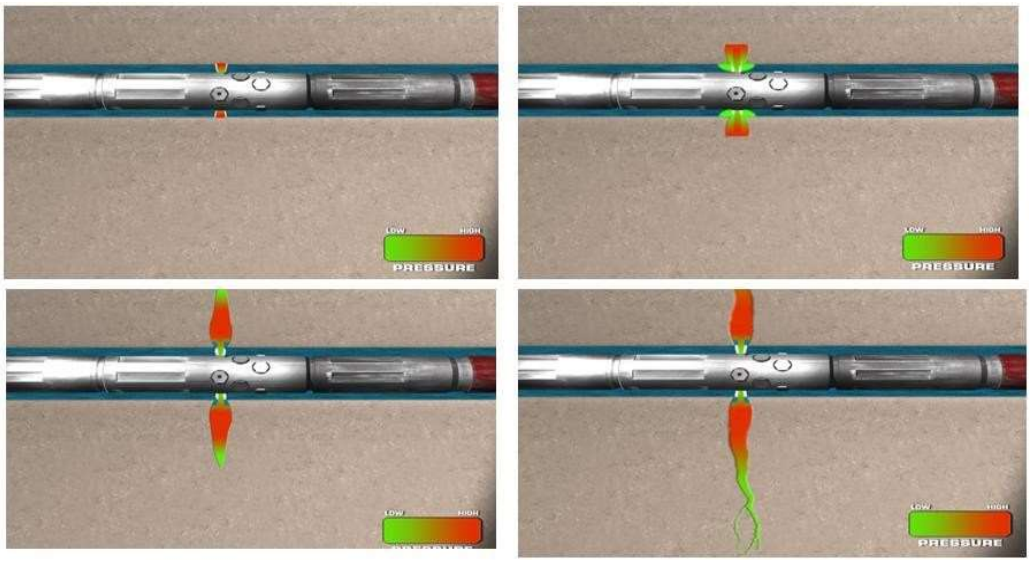


FIGURE I.13 : Vue explicatif de différentes phases de pénétration.

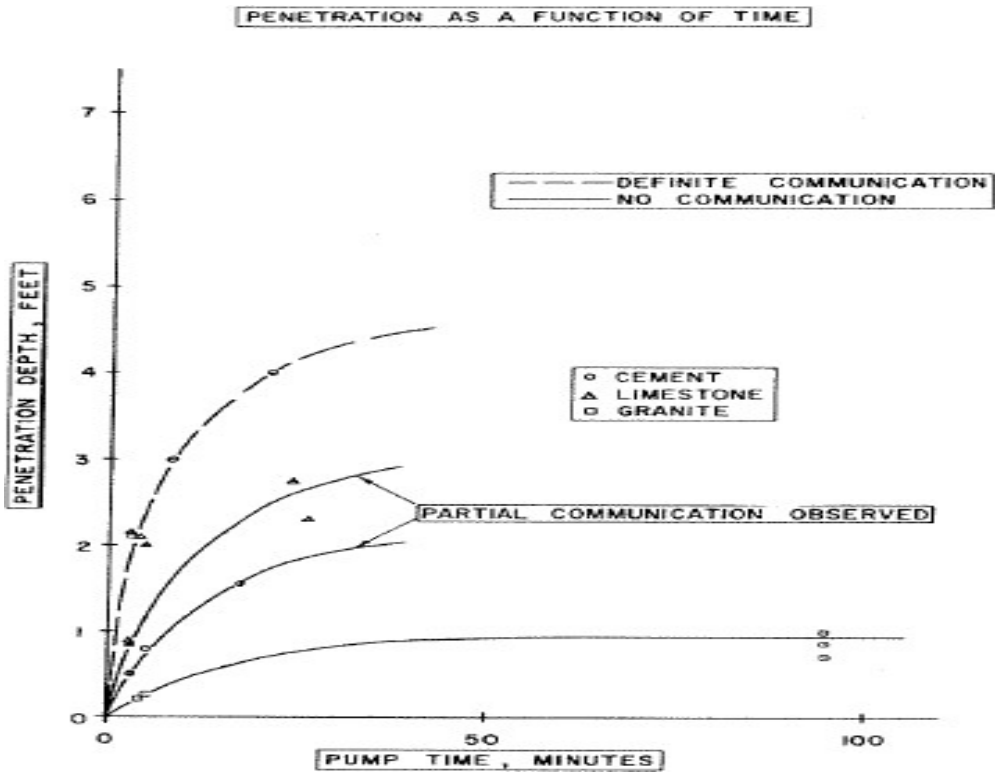


FIGURE I.14 : Les essais de la performance de l'opération

I.3.5 Problèmes de la perforation par la surgi jet:

- Cette opération n'est pas réalisable dans les réservoirs à faibleépaisseur.
- Le cout est trèsélevé.

I.4 Autres Procédés de perforation:

D'une façon générale ceux-ci ne sont guère ou pas employés. On mentionnera [6] :

- le perforateurhydraulique.
- le fraisagemécanique.

I.5 Paramètres relatifs à la perforation:

Chaque opération de perforation se caractérise par différents paramètres, qui influent sur la performance de l'opération.

Ces paramètres sont illustrés sur la figure :

- **Densité de tir (Shot Density):**

C'est le nombre de charge par unité de longueur, Shots Per Foot (SPF), Les plus courantes se situent entre 1 et 4 SPF mais, avec certains dispositifs elles peuvent atteindre 12 voire même un peu plus.

- **Espacement (Spacing) :**

L'espacement est la distance longitudinale séparant deux charges successives sur un canon. Il est donc directement en fonction de la densité de tir.

- **Écartement (Clearance) :**

Il indique la distance existant entre une charge et la paroi intérieure du casing dans la direction du tir. Son effet peut être important.

- **Diamètre d'entrée (Entry Hole):**

C'est le diamètre du trou effectué par une perforation et mesuré à l'entrée de sa cible.

- **Angle entre deux charges (Phasing):**

Ce facteur indique l'angle de décalage des charges entre elles, selon quelles sont disposées dans une ou plusieurs directions. On le représente par un ou plusieurs angles tels que : 0°, 90° ou 180°. La dénomination 135°/45° indique un angle entre deux charges de 135° dans le plan horizontal et un angle de 45° dans un plan vertical.

- **Pénétration (Perforation Length):**

C'est la longueur de la cavité réalisée par une perforation.

- **Rendement de perforation (Core Flow Efficiency):**

CFE c'est le rendement d'une perforation réelle par rapport à celui d'une perforation « idéale » effectuée mécaniquement.

➢ **Rendement de la productivité:**

C'est le rendement de la productivité effective d'un intervalle perforé à la productivité théorique du même intervalle « en trou ouvert ».

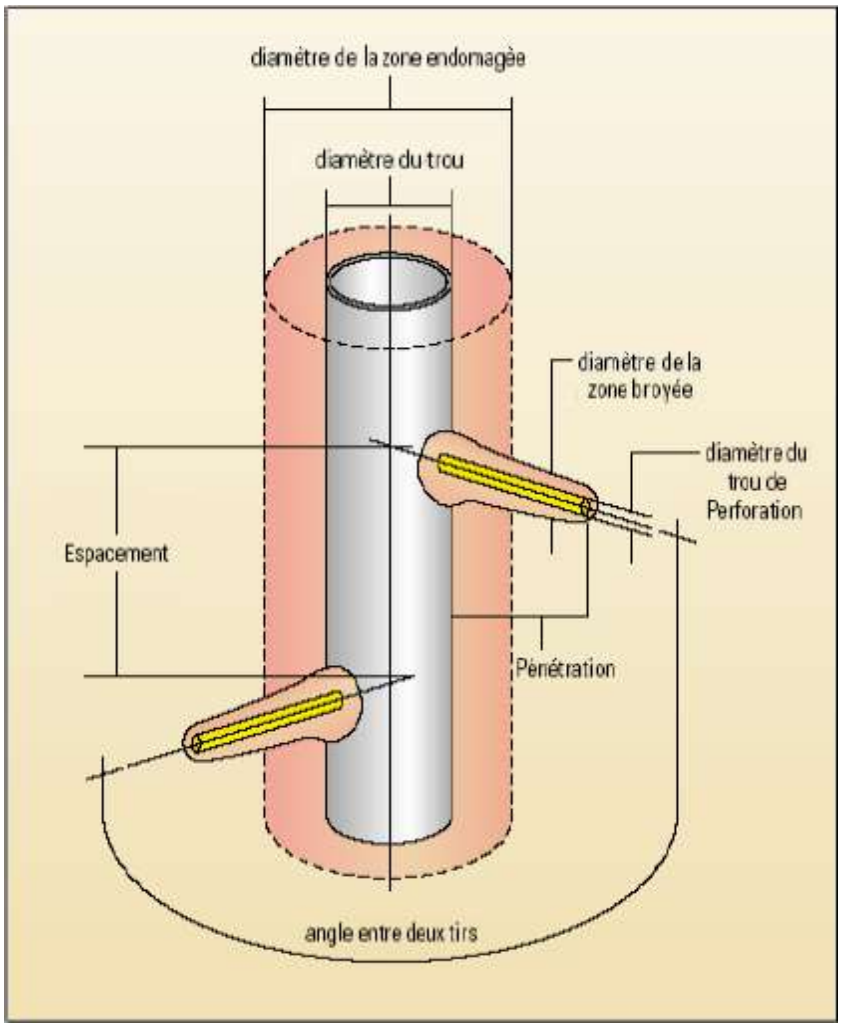


FIGURE I.15 : Schéma des différents paramètres lies à la perforation.

Remarque :

Des différences importantes peuvent exister entre les charges, dues à un certain nombre de facteurs .On relèvera en particuliers :

✓ **L'explosif :** Quantité, nature.

✓ **La configuration de la charge :** Géométrie, positionnements du cône,encombrement.

✓ **Le cône lui-même :** Angle, épaisseur,nature.

Conclusion :

Le choix des techniques de perforation se pose principalement sur les caractéristiques du puits (cuvelage, ciment, etc…), et les caractéristiques du réservoir. Il est alors indispensable d'établir un programme de perforation, commençant par une étude diagraphique pour bien préciser les intervalles à intérêt, puis on choisit la méthode et les dispositifs de perforation convenables aux conditions depuits.

Introduction:

La Perforation est la seule façon d'établir des tunnels conducteurs qui relient les gisements de pétrole ou de gaz aux puits de forage. Cette activité explosive élevée peut créer des effets négatifs, comme endommager les alentours de tunnels de perforation. Ces dommages et les différents paramètres relatifs au perforation, (comme la longueur de pénétration et l'angle entre les trous …etc.), ont un impact direct sur la chute de pression près d'un puits et, par conséquent, sur la production. L'objectif principal de perforation est d'optimiser ces paramètres et de minimiser les dommages induits. Et pour diminuer les effets de ces derniers, il faut mettre en évidence le Skin qui est un facteur utilisé comme une mesure des anomalies de l'écoulement aux abords dupuits.

II.1 Signification de l'endommagement:

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il 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 et l'installation de surface.

II.2 Localisation de l'endommagement:

II.2.1 Au fond du puits:

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d`origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipité (sels, paraffines, asphaltènes).

II.2.2 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 laformation).

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

- **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 milieupeu

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 enplace.

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

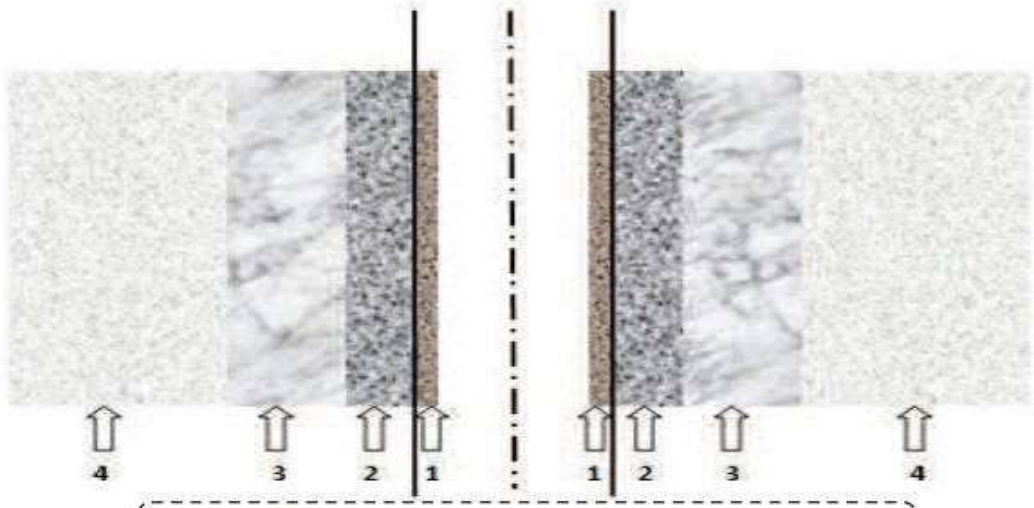


Fig. I.1 Localisation des endommagements

- 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.

FIGURE II.1: Localisation des endommagements.

II.3 Les raisons principales de l'endommagement:

Les différentes causes de l'endommagement dans le champ de Hassi R'mel sont les suivantes [7]:

II.3.1 Endommagement dû à la formation :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par le nettoyage de fond.

II.3.1.1 Dépôts de sel:

Le sel, a été dès le début de la mise en production de champs de Hassi R'mel un des principaux problèmes. Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par le nettoyage defond.

II.3.1.2 Dépôts organiques (asphaltènes):

Les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation.

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfs, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/etpression).
- Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de champ peut activer l'entassement desasphaltènes.

II.3.1.3 Dépôts minéraux (sulfates):

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation.

Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit Nouvellement utilisé, le SulfaStim.

II.3.1.4 Migration des fines:

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

II.3.2 Endommagement dû aux opérations sur puits(forage, work-over…):

La présence de certains produits dans la boue de forage peut provoquer la formation des émulsions. Vu la pression hydrostatique, le filtrat de boue a tendance de pénétrer dans le réservoir et les particules solides se déposent sur la paroi du puits sous forme de cake.

II.3.2.1 Le colmatage des perforations:

Au cours des opérations de Work-Over, un filtre cake se forme toujours dans les perforations provoquant un bouchage.

II.3.2.2 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 deréservoir;
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau deréservoir.

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.

II.3.2.3 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 présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de sludge ou d'émulsion) peuvent altérer la

mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

II.3.2.4 Gonflement des argiles:

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion. Ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité.

II.3.2.5 Colmatage dû à la stimulation:

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions Secondaires de l'acide choisi et ses additifs suite au mauvais choix de ceux-ci ou leur évacuation incomplète ou retardée.

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement Par le fluide transportant les agents de soutènement (gel defrac).

II.3.3 Endommagement dû aux perforations :

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

II.3.3.1 Invasion du filtrat de ciment:

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

II.3.4 Endommagement dû à l'injection d'eau:

L'injection d'eau dans le champ de Hassi R'mel 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 (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de laformation.

II.4 Détection des endommagements:

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

- Echantillonnage et analyses delaboratoire.
- Essais depuits.
- Historique complet despuits.
- Diagraphie de production (PLT…)

II.5 Notion de Skin (Coefficient d'endommagement) :

II.5.1 Définition:

Le skin est un facteur sans dimension déterminé par les essais de puits. Il représente les pertes de charge aux abords de puits par rapport aux pertes de charge totale, c'est-à-dire le degré d'endommagement total d'un puits d'où inclus l'endommagement de la formation (skin effect) et les autres types d'endommagements mécanique (pseudo skin effect), qui provoque une perte de charge supplémentaire.

$$S = \frac{kh}{141.2qBu}\Delta Pskin \ldots\ldots\ldots\ldots 1$$

la perte de charge due à l'effet de skin est aussi la différence entre la perte de charge due à l'effet de skin est aussi la différence entre la Pwf, etPwf,.

$$\Delta Ps = Pwf - Pwfreelle \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots 2$$

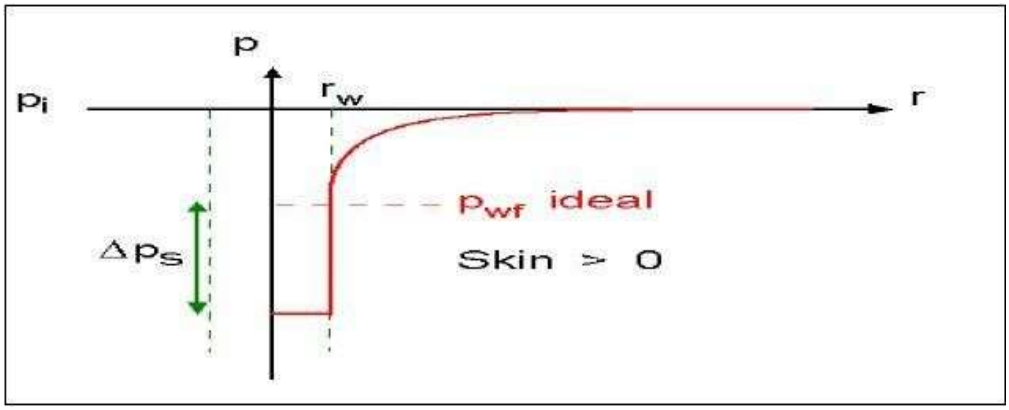


FIGURE II.2 : Les pertes de charges dus auskin.

II.5.2 Différents origines de skin:

Le skin, mesuré lors des essais de puits, est considéré comme la somme du skin dû au colmatage de la formation et des pseudo- skins. Il résulte en fait de plusieurs facteurs, tel que [8] :

$$S = Sc + Sp + Se + Sd + Sm + Sfrac \ldots\ldots\ldots\ldots 3$$

- S: skin total.
- Sc: dû au colmatage proprement dit de la formation.

Skin mécanique (pseudo- skin), englobe:

- Sp : dû aux perforationselles-mêmes.
- Se: dû à l'effet d'étranglement lorsque la couche n'est pas perforée sur toute sa hauteur (pénétrationpartielle).
- Sd: dû à l'effet dedéviation.
- Sm: dû à l'effet de turbulence (écart à la loi deDarcy).
- $Sfrac$: dû à l'effet de fracturationhydraulique.

✓ **Skin du au colmatage (endommagement du a la formation):**

L'endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagements (Dépôts de sels, Dépôts d'Asphaltènes, Dépôts des sulfates, Gonflement des argiles, Migration des fines).

✓ **Skin mécanique (pseudo skin) :**

Pas tous les valeurs positives du skin obtenu par les essais de puits sont dus aux colmatages au niveau de la formation, il y a d'autres contributions qui ne sont pas liées à la formation mais peuvent être résulté de la complétion ou de la configuration du puits. Ces facteurs sont appelés "pseudo-skin" qui sont généralement des facteurs mécanique, résultant des obstructions à l'écoulement de fluide. Leurs valeurs doivent être sous tractée de la valeur de skin total estimé par les essais de puits pour obtenir le skin réel de la formation.

- **Skin dû aux perforations:**

La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits, dit le colmatage des perforations. Sp : Effet de perforation, dû la pénétration des charge et à leur densité detir.

$$\boldsymbol{Sp = \frac{1-Rp}{Rp}\left(Ln\frac{re}{rw} - 0.75\right)} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{4}$$

re : Rayon de drainage. rw : Rayon du puits. Rp : Rayon de pénétration.

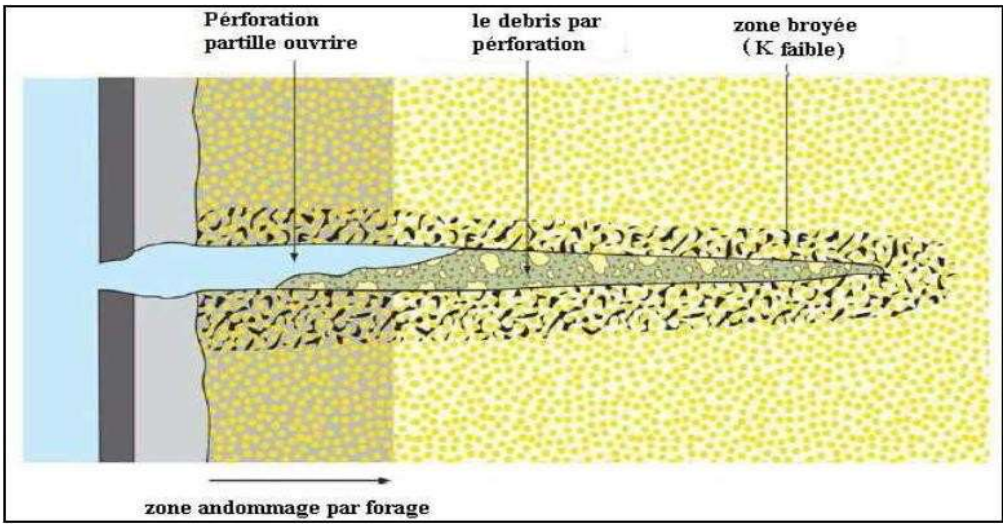


FIGURE I1.3 : L'endommagement au niveau des perforations.

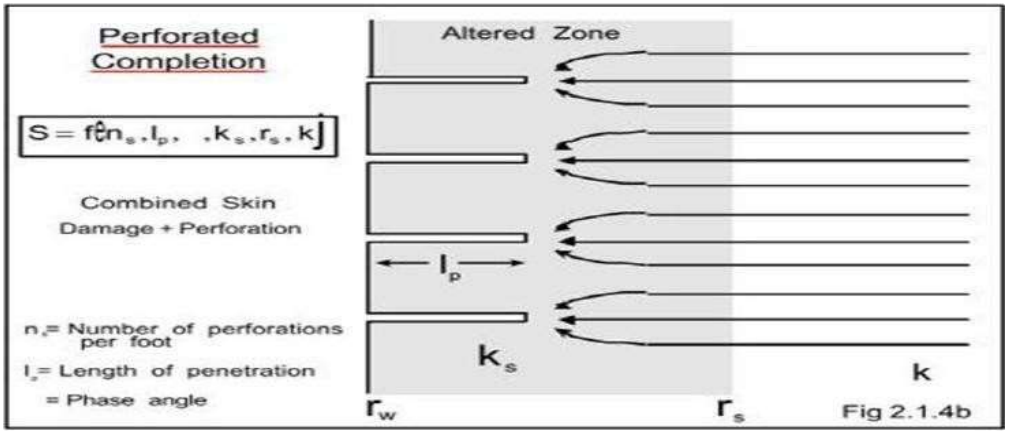


FIGURE II.4 : Effet de l'écoulement convergent.

- **Skin de pénétration partielle:**

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une hauteur 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. Brons et Marting ont prouvé que la déviation d'écoulement radial dû à la restriction dans l'entrée des fluides mène à une chute de pression additionnelle près du puits, ce qui peut être interprété comme un pseudo-skin. Le skin de pénétration partielle SPP dépend de plusieurs éléments :

- La fraction de la hauteur du réservoir qui a étéperforée.
- L'anisotropie de perméabilité duréservoir.
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon dupuits.
- La position desperforations.

- **Skin de déviation:**

Certains puits sont forés avec un angle d'inclinaison pour des raisons :

- De drainage (fortesinclinaison).
- Géologiques (perpendiculairement au pendage descouches)
- Techniques dans le cas des side tracks (faiblesinclinaisons).

L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits. Elle contribue à un skin négatif. Trois paramètres ont une influence :

- L'inclinaison du puits par rapport à la normale au pendage (α angled'inclinaison).
- L'anisotropie de perméabilité :kV/kH.
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon dupuits.

- **Skin dû à l'écoulement poly phasique:**

Cet effet prend de l'ampleur quand on est en présence de gaz (pression inférieure à celle de point de bulle ou en percée de gaz d'injection), en présence de production d'eau (percée, coning,… etc.) ou en écoulement tri-phasique qui est le cas le pluscompliqué.

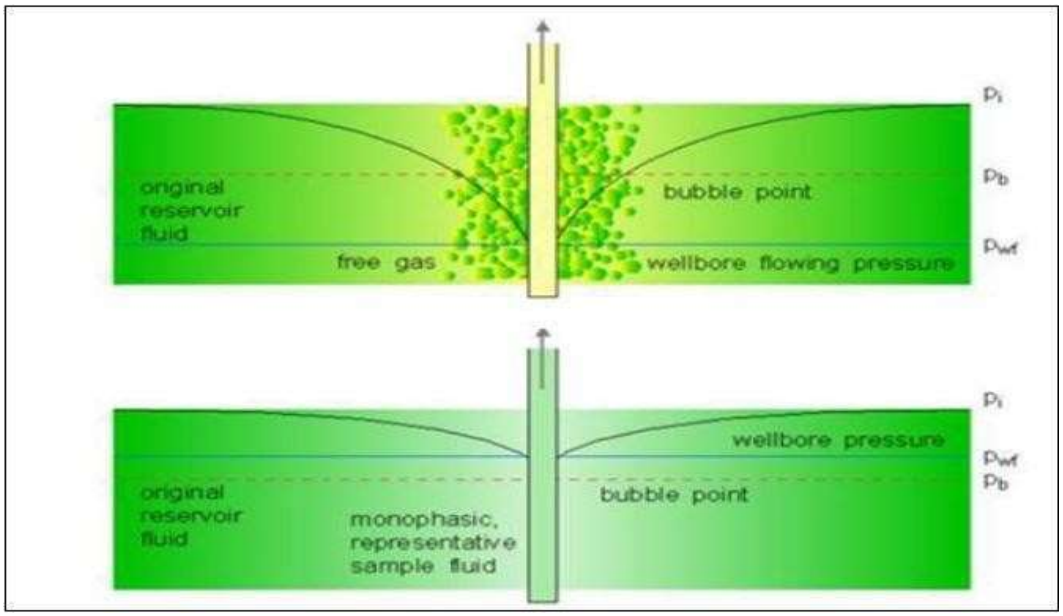


FIGURE II.5 : Effet de l'écoulement poly-phasique.

- **Endommagement dû à la fracturation hydraulique :**

La fracturation hydraulique est le seul moyen de stimulation par le quel on peut ramener le skin à des valeurs négatives jusqu'à -5. Le skin géométrique autour de puits fracturé est donné par la corrélation suivante :

$$\boldsymbol{Sfrac = 0.81 - ln\frac{Xf}{2}} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{5}$$

Le rayon effectif à l'écoulement pour ce type de fracture est égal à Xf/2.

II.5.3 Effet de skin sur la productivité:

II.5.3.1 Notion de l'indice de productivité:

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 :

$$\boldsymbol{IP = \frac{Q}{Pg - Pf}} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{6}$$

Il existe deux types d'IP :

- IPr : productivité réelle en (m^3 /h)/ (Kg/cm^2);
- IPth : productivité théorique de mêmedimension.

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

$$\boldsymbol{IPo = \alpha \frac{hk}{\mu\beta ln\frac{re}{rw}}} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{7}$$

Où :

α : coefficient dépend des unités utilisés ;

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:

$$\boldsymbol{IPo = \alpha \frac{hk}{\mu\beta\left(ln\frac{re}{rw}+S\right)}} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{8}$$

➢ On définit le rendement d'écoulement (Re) comme étant le rapport entre le débit réel obtenu et le débit théorique que donnerait le puits idéal dans les mêmes conditions defond:

$$\boldsymbol{Re = \frac{Q}{Qo} = \frac{IP}{IPo} = \frac{ln\frac{re}{rw}}{ln\frac{re}{rw}+S}} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{9}$$

➢ On remarque que la productivité d'un puits (IP) est en fonction de la perméabilité et de la conductivité(KH).

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

Si un réservoir présente : S > 0 Alors ΔPs est élevé, K réduit, IP faible, d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

- La connaissance de l'IPR et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité dupuits.

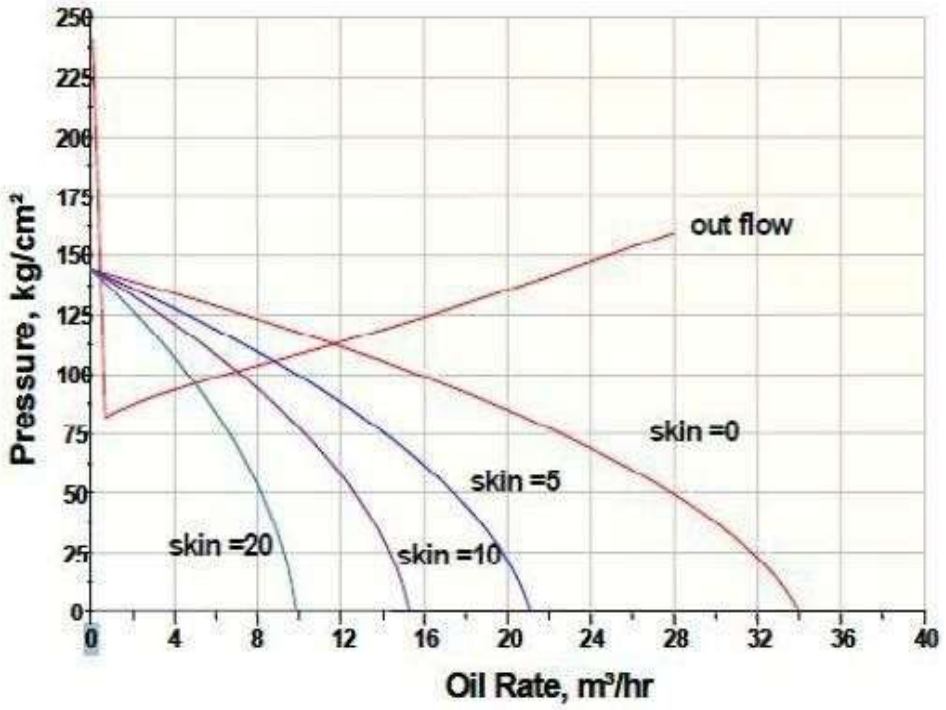


FIGURE II.6 : L'effet de l'endommagement sur la productivité.

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

$$Q = \frac{kh(Pg - Pwf)}{141.2\mu\beta\left(ln\frac{re}{rw} + S\right)} \ldots\ldots\ldots\ldots\ 10$$

Où :

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

K : perméabilité (md) ;

h : hauteur du réservoir (ft) ;

Pg : pression de gisement (psi) ;

Pwf: pression de fond dynamique (psi) ;

μ : viscosité d'huile (cp);

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

re : rayon dedrainage(ft);

rw : rayon du puits (ft) ;

S : skin total (sans dimension).

II.6 Expression de l'endommagement:

II.6.1 Puits idéal :

On définira un puits idéal comme un puits de rayon **a**, ouvert sur toute la hauteur **h** de la couche dont la perméabilité **K** n'a pas été altérée.

Si après un temps **T** de production à un débit constant **Qf** on ferme le puits, l'évolution de la pression au fond du puits **Pwf (t)**, à l'instant **(T+Dt)** pourra s'écrire comme suit :

$$\boldsymbol{Pwf(t) = Pg - \frac{\mu Qf}{4\pi hk} ln\left(\frac{T+\Delta t}{\Delta t}\right)} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{11}$$

La représentation graphique en cordonnées semi-logarithmiques de la variation de pression est une droite dont la pente permet de calculer la transmissivité du réservoir.

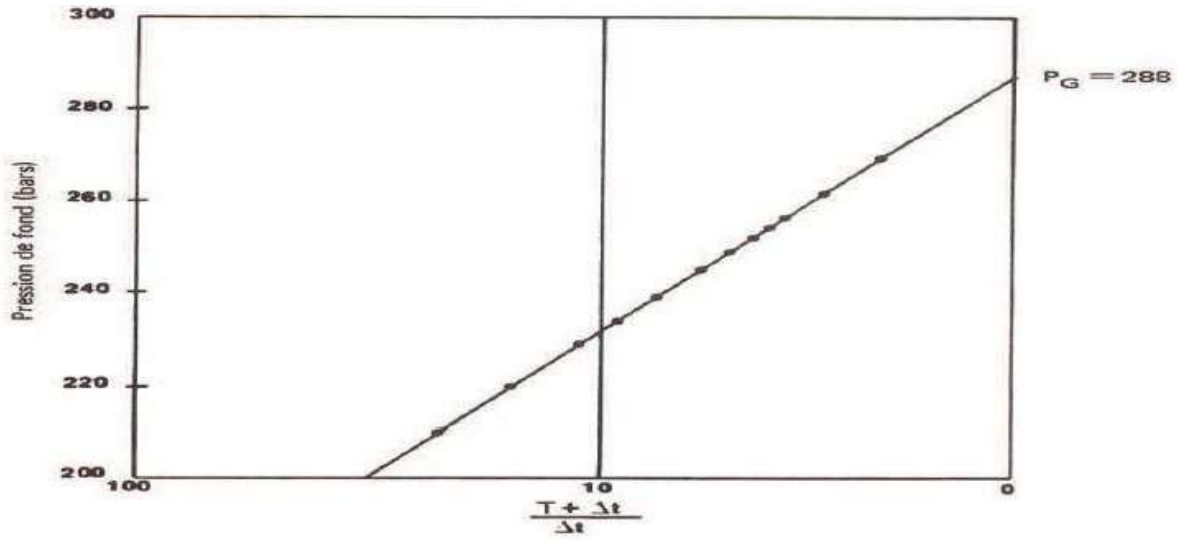


FIGURE II.7 : Evolution de la pression de fond après fermeture (puits idéal).

II.6.2 Puits endommagé:

Dans le cas d'un puits endommagé la transmission de la pression n'est pas uniforme à travers tout le réservoir, elle est affectée par l'hétérogénéité locale se trouvant aux abords immédiats du puits (de 3 à 5 ft), à savoir que la perméabilité aux abords du puits **KS** devient différente de la perméabilité lointaine **K** .

En conséquence toute diminution de perméabilité aura un effet similaire à une perte de charge additionnelle "**ΔPs**" aux abords du puits dû à l'effet pariétal (effet de skin).

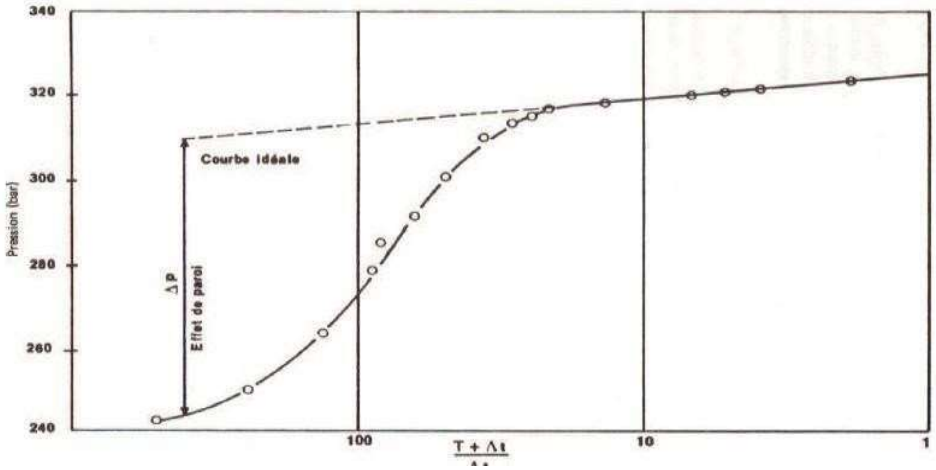


FIGURE II.8 : Evolution de la pression de fond après fermeture (puits endommagé).

Dans la pratique, la courbe d'évolution de pression d'un puits ne coïncidera pas avec la courbe d'un puits idéal.

La figure ci-dessous montre la chute de pression due à l'endommagement.

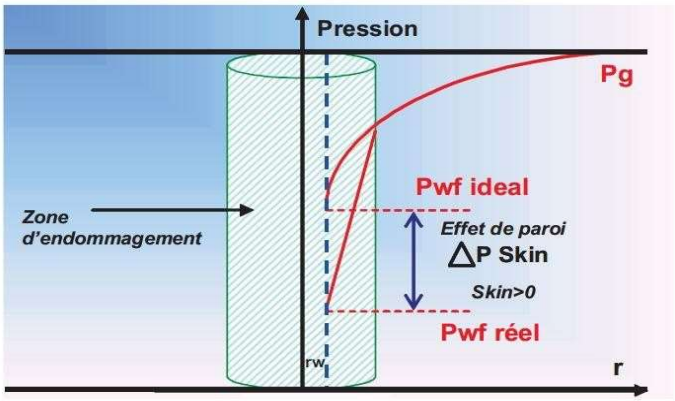


FIGURE II.9 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.

II.6.3 Expression de l'endommagement :

- Une des expressions de l`endommagement peut être le rapport:

$$\frac{\boldsymbol{IP}\ colmaté}{\boldsymbol{IP}\ théorique} \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{12}$$

- La perte de charge due à l'effet de skin est la différence entre la pression de fond de puits idéal et la pression de fond de puits réelle:

$$\Delta \boldsymbol{P}\ skin = \boldsymbol{Pwf}\ idéal \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{13}$$

- Cette perte de charge est calculée par l'équation suivante:

$$\Delta \boldsymbol{P\ skin} = \boldsymbol{S}\ \left(\frac{\boldsymbol{aQo\mu o\beta o}}{\boldsymbol{kh}}\right) \ldots\ldots\ldots\ldots \mathbf{14}$$

Avec : a est un constant dépend des unités utilisés :

a = 1/2π (en unités SI) ;

a = 141,2 (en unités pratiques US) ;

a = 18,66 (en unités pratiques métriques).

- Si l'on introduit l'effet de paroi dans l'expression de la pression de fond du puits en système infini, on obtient :

$$\boldsymbol{Pwf(t) = Pg - \frac{\mu Qf}{4\pi hk}\left[ln\left(\frac{kh}{\emptyset \mu Crw^2}\right) + 0.80907 + 2S\right]} \ldots \mathbf{15}$$

On peut calculer l'effet de paroi (le skin) et la perte de charge à partir des résultats des tests de remontée de pression (Build-up), qui nous donne l'évolution de la pression du fond en fonction du temps pendant la fermeture du puits.

Conclusion :

L'endommagement a des différentes causes et il est peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'à lasurface.

Le Skin est un facteur sans dimensions qui est peut être obtenu à partir d'un essai de puits et qui est prévu pour décrire les changements dans la zonenear-wellbore.

Introduction :

Dans ce chapitre on va présenter notre deux champs d'étude En premier lieu le champ de Hassi R'mel le plus grand champ de gaz en Afrique. Et après Bir Rebaâ Sud-Ouest (BRSW) l'un des champs de bassin de Berkine qui fait partie de l'Erg oriental du Sahara Algérienne.

III.1 Champ de Hassi R'mel:

III.1.1 Situation géographique:

Hassi R'mel, porte du désert se trouve, à 550km au sud d'ALGER et à 100km au sud de la ville de LAGHOUAT , il est compris entre les méridiens 2°55` et 3°50` Est et les parallèles 33°15` et 33°45` Nord.

Géographiquement, cette région est limitée par le grand ERG OCCIDENTAL au Sud et à l'Ouest, L'Atlas Saharien au Nord et la région de TOUGOURT à l'Est.
L'altitude moyenne de la zone est de l'ordre de 750m.
Les coordonnées Lambert Sud Algérien (LSA) sont :
X: 510000à590000m / Y: 200000 à 310000m

Il fait un climat sec de faible pluviométrie de 140mm/an et une humidité moyenne de 19 en été et 34 en hiver. Les amplitudes thermiques sont importantes variant entre -5°C en hiver et 45°C en été, les vents dominants sont de direction Nord-Ouest. Le champ de Hassi R'mel s'étend sur 4800km² de surface.

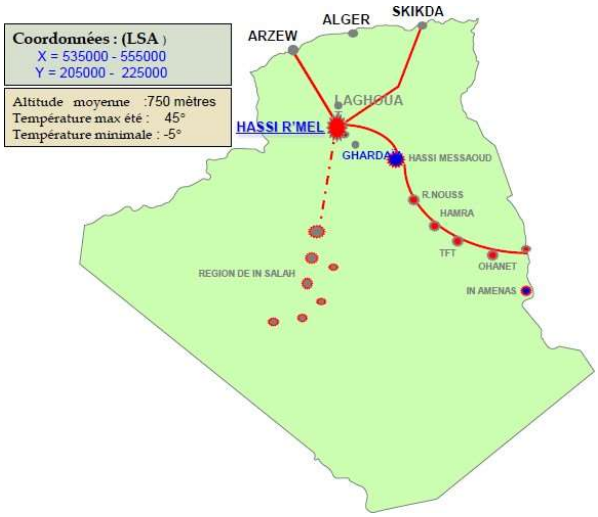


FIGURE III.1 : Situation géographique champ de Hassi R'mel.

III.1.2 Situation géologique:

Le champ de Hassi R'mel est une structure anticlinale orientée Nord-Est / Sud-Ouest, situé à l'extrémité Occidental de la Province Triasique. Cet anticlinal est greffé sur un relief paléozoïque érodé jusqu'au Cambro-Ordovicien.

La structure est limitée au Nord par la flexure Sud-Atlasique, au Sud par les structures de HASSI R'MEL SUD et DJEBEL BISSA à l'Est par la dépression de OUED MYA et à L'Ouest par deux sillons profonds.

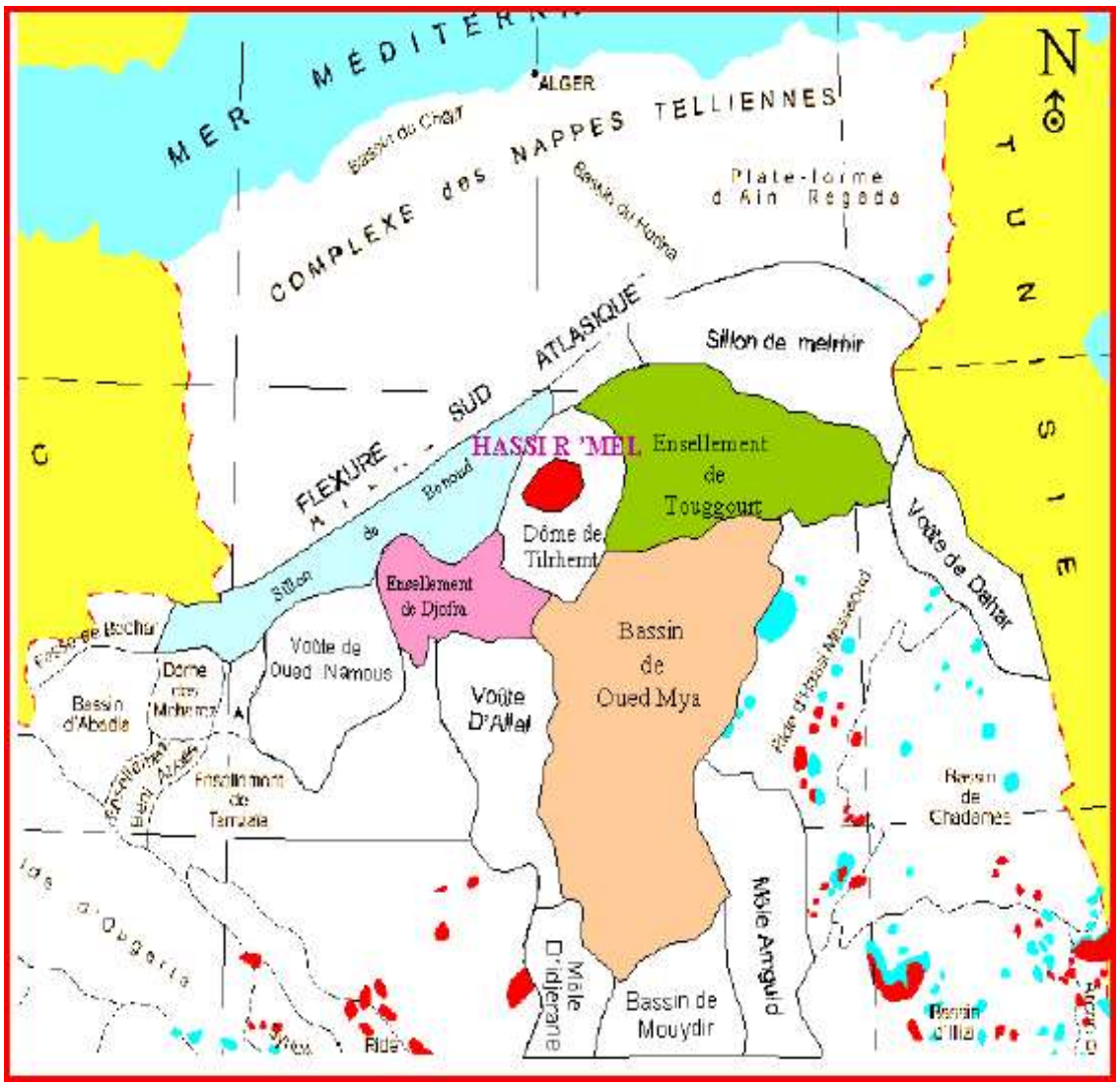


FIGURE III.2 : Situation géologique champ de Hassi R'mel.

La structure de Hassi R'mel apparaît comme un grand anticlinal ondulé, de direction NNE-SSE, affecté par un réseau assez dense de failles. Les dimensions de cette structure sont de l'ordre de 70 km du nord au sud et 50 km de l'ouest vers l'est.

La structure de Hassi R'mel est caractérisée par l'individualisation de trois zones marquées par de nombreuses culminations et dépressions d'ampleur variable.

1-Zone sud: Formée par une série d'ondulations de dimensions notables (5x10km), de forte amplitude verticale (50m) et affecté par de nombreuses failles de rejet parfois important(100m)

2-Zone centre: Structuralement haute, elle apparaît comme un plateau faiblement ondulé pour les formations mésozoïques. Par contre, l'importance des chutes structurales des flancs Est et ouest lui assurent une bonne fermeturestructurale.

3-Zone nord: ou périclinal nord du champ. Cette zone est fortement affectée par les mouvements tectoniques particulièrement pour les formations post jurassiques. Des failles assez profondes ont donné naissance à des horts et grabens et favorisant le dépôts du mio-pliocène.

III.1.3 Historique du HRM:

Une large compagne sismique déclenchée en1952, non loin du BORDJ-NILI-TILGHEM, a permis de déclarer une zone pouvant marquer un anticlinal. Cette compagne a été suivi d'un premier sondage Berriane-1implanté à l'Est de la structure qui a révélé la présence d'un niveau réservoir dans les sédiments argilo-grès-salifère reposant sur les terrains paléozoïques érodés, surmontés par une sériecarbonatée.

Ces sédiments argilo-salifères et grèseux furent attribués au Trias. C'est ainsi que S.N. Repal (figure III.3) reprit en 1956 son premier sondage d'exploration. Ce dernier mit en évidence l'existence d'un gaz humide sous une très forte pression dans les grès du Trias à une profondeur de 2123m. Le sondage fut implanté sur le sommet d'un anticlinal.

Les sondages qui s'en suivent ont permis d'étudier avec précision les faciès des niveaux géologiques.

La C.F.P.A, voulant déterminer l'extension des réservoirs vers le Sud, avait implanté des sondages de délimitation AE1, AE2, AF1, AF2 et AF3 ou seuls, les puits AF1et AF2

Implantés au Sud de GHARDAIA ont rencontré le réservoir. Le puits HR8 réalisé en 1958 fut le premier à avoir rencontré des indices d'huile dans le gisement, ce qui a permis la découverte d'une accumulation d'huile dans le flanc Est de la structure (puits HR38).

Dans les années 70-80 d'autres puits implantés à L'Est et Hassi R'mel Sud mettaient en évidence la présence d'une accumulation d'huile connue sous le nom anneaud'huile.

Par la suite, la SONATRACH a élargi le programme de développement du gisement par l'implantation des puits à travers toute la structure. Parallèlement à cette action, des forages de reconnaissance sont lancés dans la prospection de la zone périphérique du gisement.

Les enregistrements diagraphiques nous ont permis de découper le réservoir en trois niveaux argileux d'épaisseur variable.

Actuellement, le champ est en plein développement, il compte plus de 450 puits producteurs de gaz et d'huile avec ceux puits injecteurs.

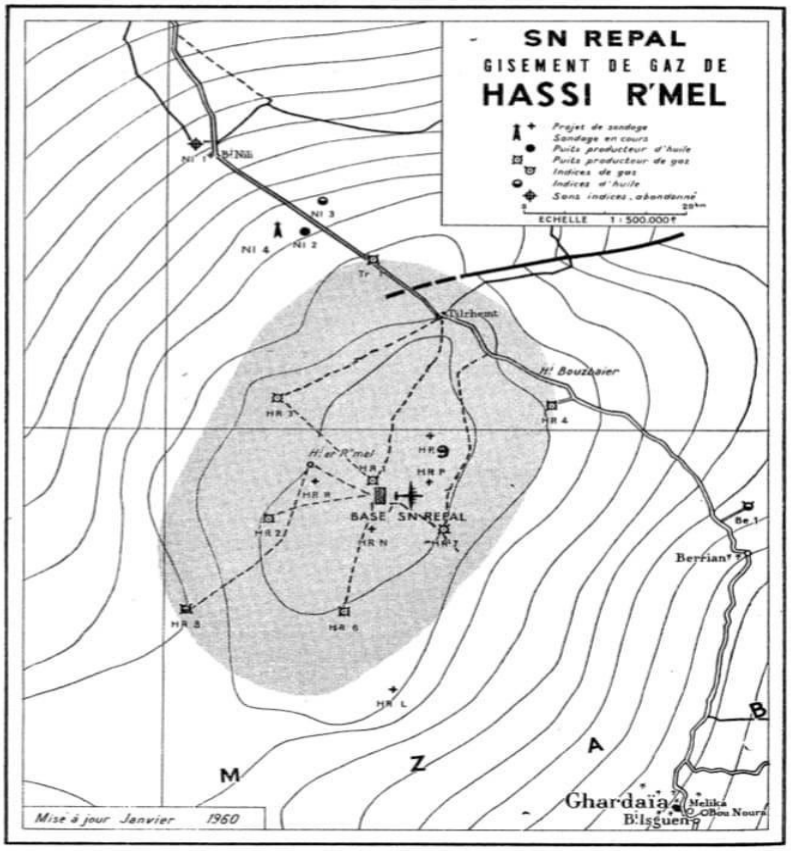


FIGURE III.3 : SN Repal gisement de gaz Hassi R'mel. [9]

III.1.4 Caractéristiques des réservoirs:

Le réservoir de gaz humide du champ de Hassi-R'mel est situé dans le Trias Argilo-gréseux d'une hauteur d'environ de 120 mètres. Il est constitué par la superposition de trois(03) niveaux gréseux «A», «B», «C» d'épaisseurs et caractéristiques variables, sépares par des passées d'argile (figure III.5).

Niveaux / Caractéristiques	A	B	C
Hauteur (m)	15 à 35	10 à 20	10 à 60
Porosité (%)	15	15	20
Perméabilité (mD)	250	200	800
Réserves en places initiales (Milliards de m³)	1 700,46 54%	409,37 13%	1 039,17 33%
Réserves récupérables (Milliards de m³)	1 403,63	337,91	857,78

Réserves initiales:- en place : 3 149 Milliards de m³
- récupérables : 2 599,32 Milliards de m³

FIGURE III.4 : Caractéristiques des réservoirs.

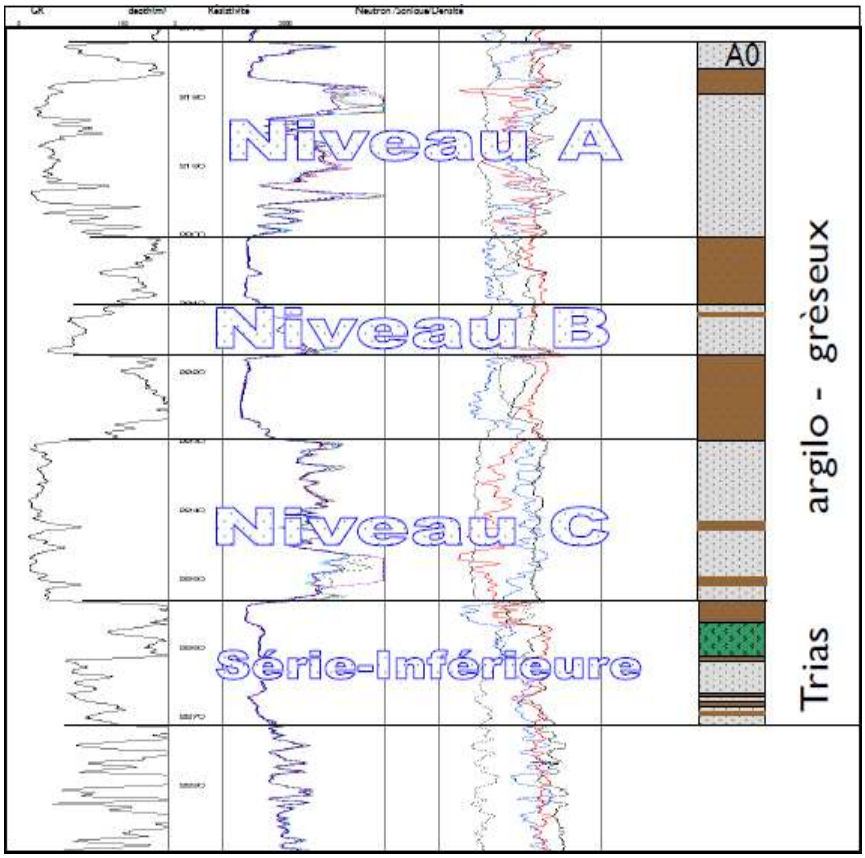


FIGURE III.5 : Niveaux réservoirs.

III.2. Champ de Bir Rebaâ Sud-Ouest (BRSW):

III.2.1. Situation géographique :

Le champ BRSW est l'un des champs de bassin de Berkine qui fait partie de l'Erg oriental du Sahara Algérienne, il comportant plusieurs gisements d'huile et de gaz, avec d'importantes perspectives pétrolières.

Le champ BRSW occupe la partie nord de dépression Berkine-Ilizi, entre les latitudes : 29°10' et 32°50' Nord, et les longitudes 5°55' et 9°50' Est.

Le bassin de Berkine (nomme Ghadamès en Libye et Syrte en Tunisie) s'étend sur trois pays :

- L'Algérie Orientale a l'Ouest sur environ 120.000km².
- La Libye occidentale ou Tripolitaine a l'Est sur200.000km².
- Le Sud de Tunisie auNord.

III.2.2. Situation géologique:

Le champ de BRSW (Bir Rbea South West) se trouve dans la concession 403)Grand Erg Oriental) a environ 7Km au SW du champ de BRN, dans la partie Nord du bassin de Berkine. Ce champ est divise en deux compartiments, Main Area et Outer Area.

Les limites naturelles, géologiques de ce vaste bassin sont (figure III.6) :

- **Au Nord** la bordure Sud du Mole de Dahar, zone haute très marquée au Paléozoïque dans le prolongement Oriental de la voute de Tilrhemt-Mole de Talemzane.
- **A l'Ouest** le prolongement structural vers le Mole damguid-El Biod qui correspond au tend structural majeur gassi Touil-Rhoude elBaguel.
- **Au Sud** le flanc Nord du Mole d'Ahara qui formait, au Paléozoïque inferieur, un seuil entre les bassins de Ghadamès au nord et Ilizi au sud. Au Mésozoïque cette limite correspond approximativement a la bordure Sud du bassinTriasique.
- **A l'Est** le bassin de Syrte, avec une série de failles et de fosses en gradins de directionNO-SE.

Du point de vue litho stratigraphique, la couverture sédimentaire est plus épaisse que celle du bassin d'Ilizi (supérieure à 6000m). Le bassin de Berkine renferme des gisements d'hydrocarbures aussi bien dans le paléozoïque que dans le Trias.

Du point de vue morphologique, on note l'existence de vastes zones dunaires principalement de grand Erg oriental au centre de notre bassin.

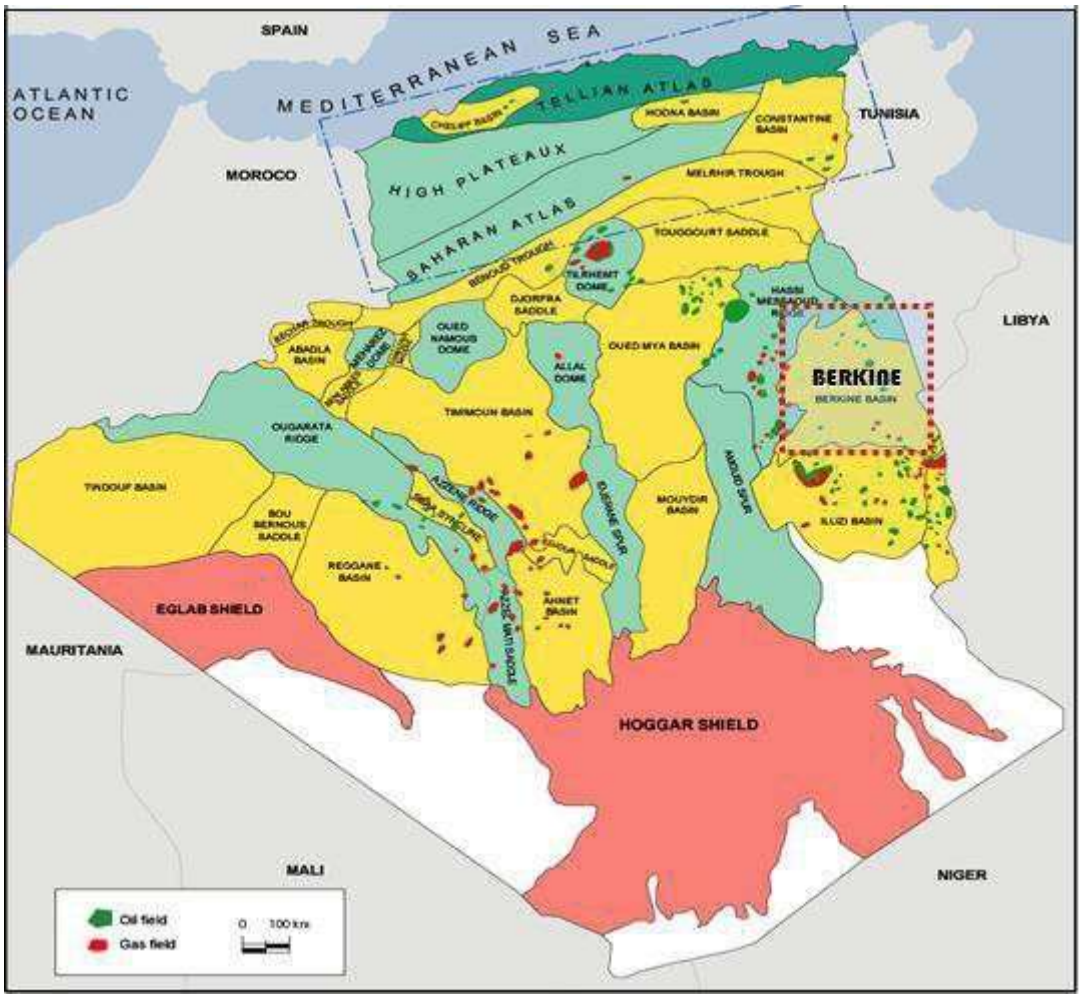


FIGURE III.6 : Limites géologiques de bassin de Berkine.

III.2.3. Données géologiques et pétro physiques du champ:

Le champ de BRSW (Bir Rbaa South West) et compos de quatre réservoirs indépendants du point de vue hydraulique dont les principaux sont [10]:

- Le T.A.G.I 1et 2 (Triasique).

- Le T.A.G.I 3 (Triasique).
- Le Niveau B (Devonien Inf).
- Le Niveau G + T Tadrart (Devonien Inf).

Les principales données géologiques et PVT des réservoirs sont résumées dans le tableau suivant:

TABLEAU III.1 : Données géologiques et petro physiques du champ.

Zone	TOP (mNM)	Epaisseur (mNM)	NTG	WOC (mNM)	Swi (mNM)	Phi (mNM)	K (mNM)
TAGI 1&2	2.975	33	70	2.792	30	6-19	1-240
TAGI 3	2.835	14	40	2.850	35	6-19	1-240
B	3.403	20	30	3.405	35	3-16	5-20
G + T	3.653/3.684	31 / +200	80	3.668	35/20	3-15/5-12	0.1-2/1-240

Conclusion :

L'exploitation du pétrole et des hydrocarbures, est l'un de piliers de l'économie industrielle contemporaine. Et pour cela, Une reconnaissance du champ et du terrain permis de bien choisir l'endroit le plus approprié pour la meilleur réalisation de la plateforme de forage pétrolier. Ainsi qu'une importante production.

Introduction :

Dans cette partie, on va expliquer le déroulement de l'opération de perforation par la surgi jet sur nos deux puits (G du champ Hassi R'mel et N de BRSW) en montrant la justification de l'utilisation et les résultats obtenus . Mais aussi surtout comparer l'état des deux puits avant et après l'opération pour donner l'impression sur l'utilité de cette opération sur les puits de brut. Et à la fin discuter un peu la même opération sur les puits de gaz du champ Hassi R'mel en particulier et du Sahara algérienne engénéral.

IV.1 Application au puits G (champ de Hassi R'mel):

IV.1.1 Donnée générales sur le puits :

- Le puits G se situe au Nord-Est du champ Hassi R'mel wilaya de Laghouat. Ce puits est un puits producteur-huile destiné à accroitre les capacités de production du CTH-SUD. Il a été déjà perforé par une perforation conventionnelle en 2008, c'est pour cela en 2013 SONATRACH a demandé à HALLIBURTON de ré-perforé le même intervalle par une opération surgi jet pour augmenter la production et éviter la stimulation du puits à long terme afin d'éliminer lesparaffines.

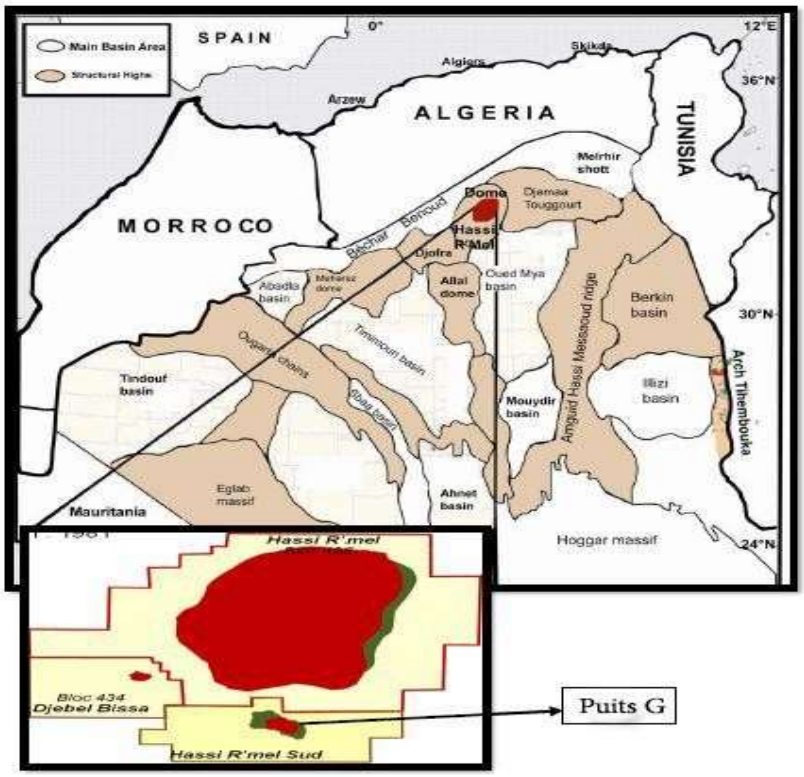


FIGURE IV.1 Situation géographique du puits G champ de Hassi R'mel.

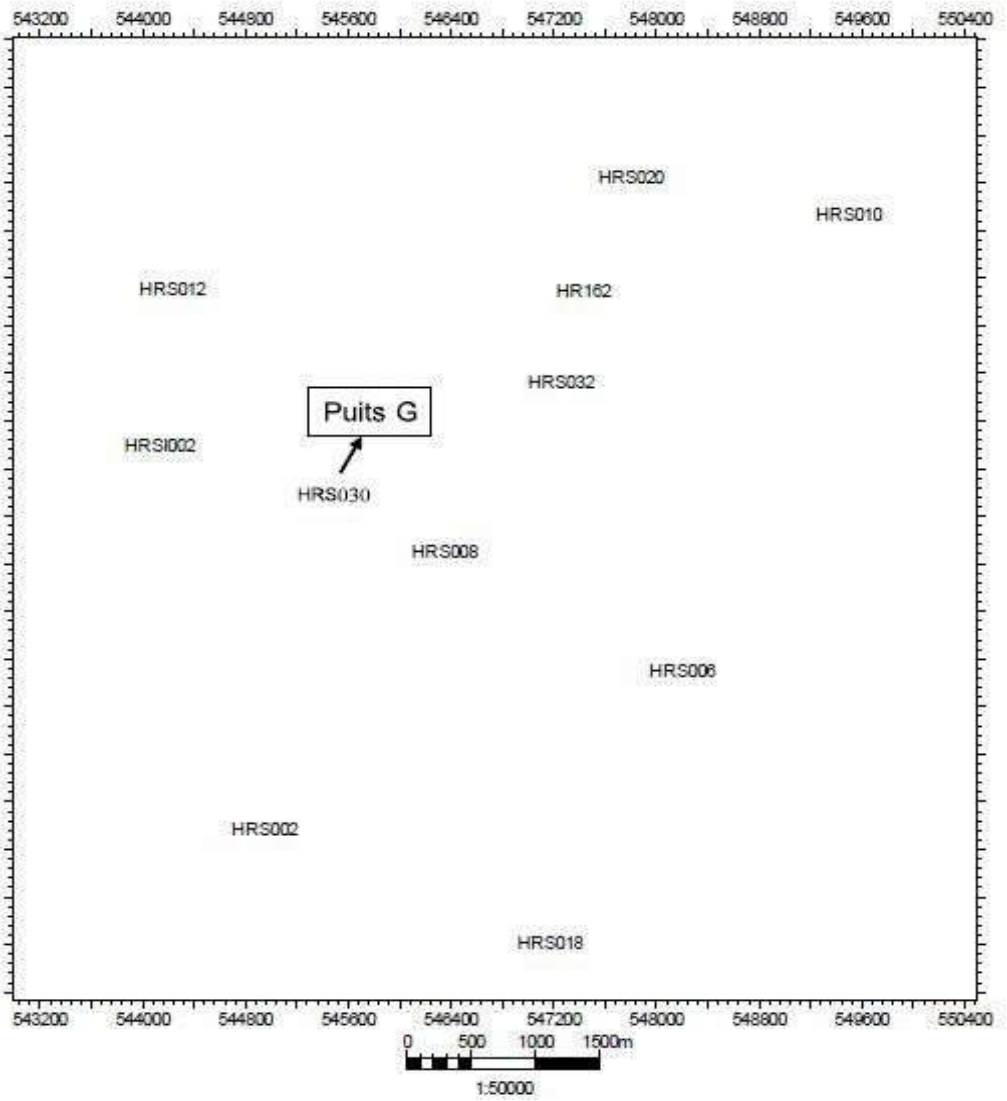


FIGURE IV.2 Localisation du puits G par rapport aux autres puits du sud.

- Actuellement le puits produit 1.8 m^3/h avec un GOR de 86 m^3/m^3.
- Début de forage : 18 Décembre2007.
- Fin de forage : 20 Janvier2008.
- Appareil de forage : TP130.
- Type de puits :Vertical.
- Profondeur finale : profondeur sondeur 2220 m ; - profondeur diagraphie 2223m.
- Puits complété et mise en service le22/02/2011.

- Date Mise à jour :03/03/2011.
- Premiere operation well test (DST) :01/02/2008.
- Ce puits est perforé et ré-perfore dans les intervalles illustré dans les tableaux suivant:

TABLEAU IV.1 : Les intervalles de la première perforation.

Niveau perforé	Date de perforation	Top	Bottom	Observation
(1) SERIE INFERIEURE	31/01/2008	2161.0	2163.0	Canon 2"7/8 SPES
(2) SERIE INFERIEURE	31/01/2008	2166.0	2170.0	Canon 2"7/8 SPES
(3) SERIE INFERIEURE	31/01/2008	2177.0	2179.0	Canon 2"7/8 SPES

TABLEAU IV.2 : Les intervalles de la perforation par surgi jet.

Niveau perforé	Date de perforation	Top	Bottom	Observation
(1) SERIE INFERIEURE	04/06/2013	2161.5	2163.5	Canon 2"7/8 SPES
(2) SERIE INFERIEURE	04/06/2013	2164.5	2169.5	Canon 2"7/8 SPES
(3) SERIE INFERIEURE	04/06/2013	2177.5	2179.5	Canon 2"7/8 SPES

- L'opération a été performée avec 1-3/4''CTU avec pompage du lisier de sable a une concentration de 1lb/gal bien qu'une 2.5'' OD surgi jet tool dressée avec 3x 3/16'' jet nozzles.
- H =9m.

IV.1.2 Discussion sur le processus de surgi jet (puits G):

Au perforation surgi jet un fluide abrasif est pompé à travers des jets haute pression pour empiéter sur les cordes de tubage (casing strings). L'équipement surgi jet est transmis avec le coiled tubing a la profondeur désirée et le sable chargé est pompé a untaux

prédéterminé pour un temps précis cela dépend de la concentration du sable, taux de fluide à pompé et les nombres des cordes de tubage a perforé.

Une profondeur de pénétration de 10 à 12 inch est peut être atteint. La taille de perforation attendue dépend de différents paramètres mais typiquement est 3 fois le diamètre du nozzle, dans la plus part des cas 9/16 a 3/4 inch de la taille des trous.

La taille du jet recommandée varie en fonction de l'application. Deux tailles pour le jetting à des pression élevée sont disponible : 1/4'' pour les applications de fracturation et 3/16'' pour les applications de perforation.

Le choix de la surgi jet tool est maximisée par la taille de tubage pour atteindre un diamètre et une pénétration de perforation optimal. [11]

IV.1.3 Analyse et résultats de l'opération:

L'analyse des résultats du test jaugeage avant et après la perforation sont comme suite [12] :

- **Avantl'opération**

TABLEAU IV.3 : Résultats du jaugeage avant la perforation.

Date	*Q_{huile}(m³/j)*	*Q_{gaz}(m³/j)*	*GOR*	*$P_{tête}$(psi)*	*Q_{eau}(m³/j)*
23/02/2013	**49.3**	**11080**	**225**	**590**	**0**

- **Aprèsl'opération**

TABLEAU IV.4 : Résultats du jaugeage après la perforation.

Date	*Q_{huile}(m³/j)*	*Q_{gaz}(m³/j)*	*GOR*	*$P_{tête}$(psi)*	*Q_{eau}(m³/j)*
04/07/2013	**41.4**	**4306**	**104**	**557**	**0**

D'après les tableaux (IV.3 et Tab IV.4), on remarque :

- ✓ Une diminution de 7.9 m3/j du débit d'huile et de 6774 m3/j de débit de gaz produits;
- ✓ Une diminution remarquable du GOR;
- ✓ Une diminution de pression du tète;
- ✓ Le puits ne produit pas del'eau.

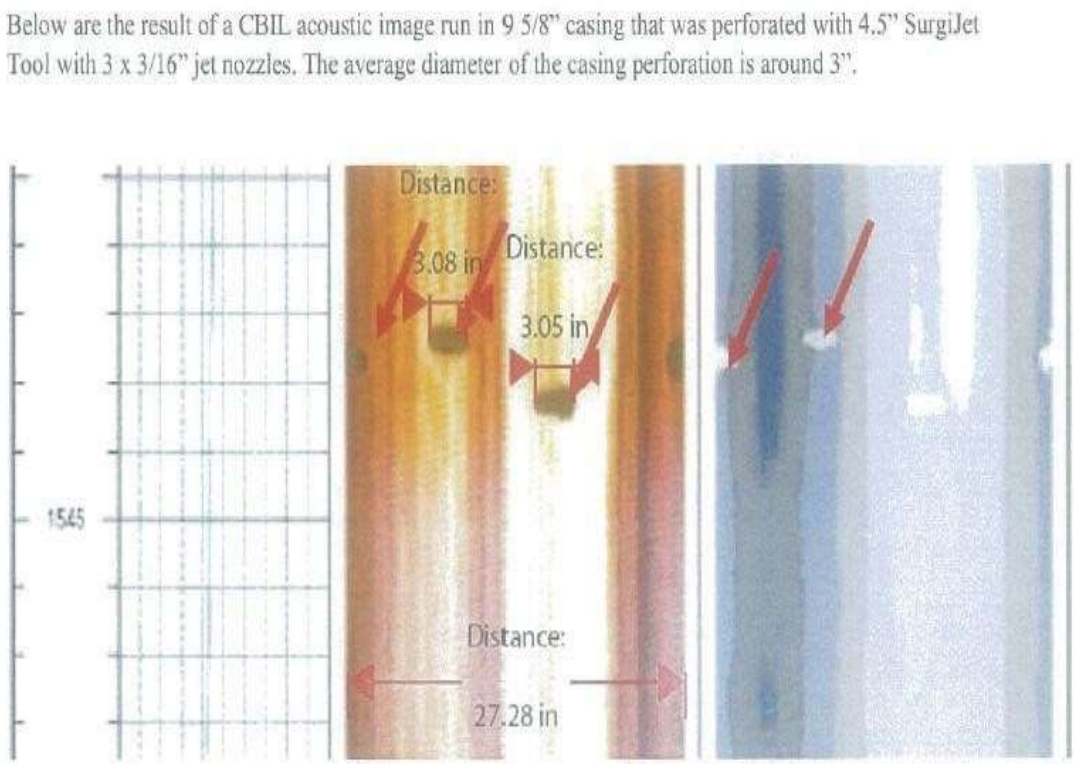


FIGURE IV.3 Résultat de tubage perforé par la surgi jet « puits G champ de Hassi R'mel » . [13]

IV.1.4 Interprétation:

- La diminution du débit huile produit et de pression de tète veut dire une diminution de production ce qui explique que l'opération de perforation n'était pasefficace.
- Une diminution remarquable du GOR, ce qui confirme le bon choix des intervalles perforés donc le problème était soit:

- ✓ Au choix des équipements (surgi jet tooldesign).
- ✓ Au choix des tailles et quantités des jetsa injecté (jetdesign).
- ✓ Au Quantité de sable ainjecté.

IV.2 Application au puits N (champ de BRSW):

IV.2 .1 Donnée générales sur le puits:

- Le puits N est l'un des 13 premiers puits forés du champ BRSW. Il est situé dans la partie Nord-Ouest du champ environ 650m de la faille NE-SW et a environ 800m de la faille ENE-WSW.

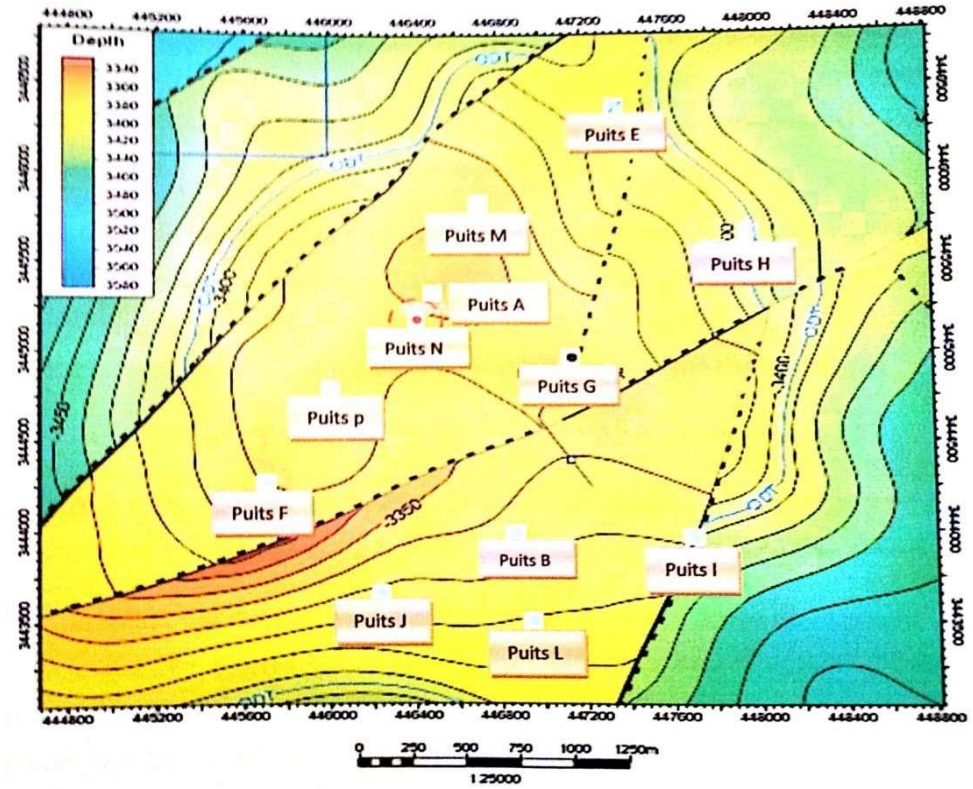


FIGURE IV.4 Situation géographique et localisation du puits N champ BRSW.

- L'objectif principal de ce puits est le niveau B, il sera complété dans ce niveau comme un producteurd'huile.
- Début de forage : 24 Janvier2008.

- Fin de forage : 15 Février2008.
- Type de puits :Vertical.
- Profondeur finale : 3630 m RT ; -3408 mNM.
- Ce puits est perforé dans l'intervalle: 3576.5m - 3582.5m(6mètre).
- **Niv. B :**Les niveaux B4, B3, B2 composés par un faciès principalementargileux.
- **Niv. B1:**Le niveau B1 (Saturé en huile) a été rencontré à la profondeur 3576 m MD (-3355 m TVDSS) à environ 5 m plus en haut par rapport aux puits BRSW-1, avec une épaisseur d'environ6m.
- Phi=12.6%.
- Vis=0.314cp.
- B_0=1.49bbl/st.
- C_t=311.489*10^{-6}psi^{-1}.
- H=6m

IV.2.2 Déroulement de test:

Le déroulement de test en débit (drawdown) est représenté dans le tableau (IV.1) si dessous [14]:

TABLEAU IV.5 : Le déroulement de test en débit (drawdown).

PUITS	DATE		durée	DUSE	FTHP	Q_0	GOR	WC	FBHP	DP
	De	A	(hrs)	(1/64")	bars	(Sm^3/j)	(Sm^3/Sm^3)	%	bars	bars
BRSW14	31/3/2008 7:30	31/3/2008 19:30	12	20	113	221	154	0	347,6	40,600
BRSW14	1/4/2008 9:30	1/4/2008 15:30	6,0	24	107	303	158	0	339,7	48,500
BRSW14	1/4/2008 16:00	1/4/2008 22:00	6,0	32	95	476	159	0	325	63,200

IV.2.3 Les graphes de test:

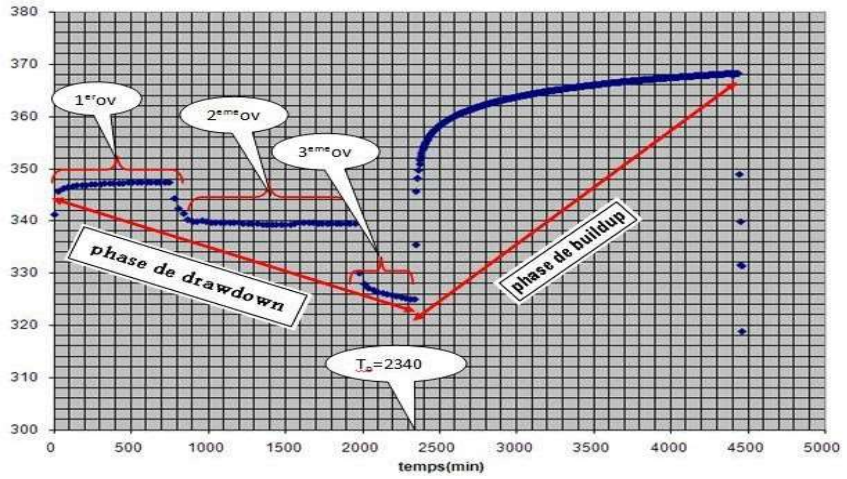


FIGURE IV.5 Graphe des deux phases de test.

La figure représente le graphe des deux phases de test. On voit qu'après la période de drawdon de qui a duré 39h , Le puits est mis en test de buildup pendant 36h .

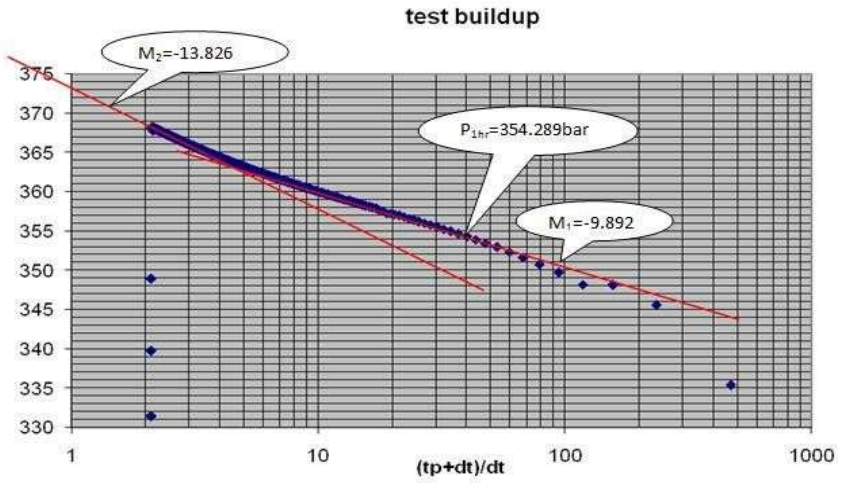


FIGURE IV.6 Plot de horner (graphe semi log).

La figure représente le plot de horner test buildup, la ligne droite est obtenue lors de L'enclenchement et elle est utilise pour obtenir les différents paramètres nécessaires pour notre analyse (pressions, perméabilités, facteur de Skin …)

IV.2.4 Analyse de plot de horner (graphe semi log):

- **Lescourbes**

le trace semi log de la pression P_{ws}en fonction du $(t_p+\Delta t)/\Delta t$ () permet d'obtenir les résultat suivantes :

- ✓ Une droite de pente m_1=-9.892 psi/cycle;
- ✓ Un changement de pente m_2=-13.826 psi/cycle;
- ✓ La pression après 1heure de fermeture est :P_{1hr}=354.289bar;
- ✓ La pression extrapolé est : P^*=373.4bar;
- ✓ T_p=2340min=39hr.

- **Calcule de la perméabilité prochek1**

La perméabilité est calculée par la formule suivante :

k1 h=-162.6*q3*μ0*B0/m1

k1 h=483.877md m

Et puisque la hauteur de la couche est égale à h=6m, en trouve k1= (k1 h)/h

D'où k1=80.646md

- **Calcule de la perméabilité lointainek2**

en applique le même déroulement pour déterminer k1, en trouver , k2=57.699md

- **Calcule deSkin**

Par la formule suivante :

$$S = 1{,}15 \cdot \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_P)}{m} + \log \frac{t_P + 1}{t_P} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + \beta \right] \quad , \beta=3.2275$$

En trouve **S=-2.24**

IV.2.5 Interprétation:

- Le réservoir à des bonnes caractéristiques (k=57,699md pour la zonelointaine)
- La perméabilité proche trouvée par l'interprétation de test de buildup est différent et supérieure de celle de la zone lointaine;
- Le skin trouvée est négatif (S= - 2.24) qui implicitement une stimulation rassoit;
- La seule chose explique la négativité de skin est l'efficacité de la méthode de perforation.
- L'existence de deux pentes est expliquée par l'existence d'unefaille.

IV.3 Perforation surgi jet dans les puits de gaz:

Le gisement de Hassi R'mel est le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie et du continent africain avec plus de 500 puits de gaz et 2400 milliard mètres cube de réserves de gaz totale estimées.

Dans ces puits de gaz du champ de Hassi R'mel en particulier et au sahara algérienne en général, il est préférable d'utilisé la perforation conventionnelle et non par surgi jet car elle n'influe pas sur les performances du puits à cause de la mobilité élevé du gaz. Autrement dit, l'opération surgi jet n'est pas nécessaire pour les puits de gaz. Ces derniers ont l'avantage d'être facile à se démarrer et à produire le fluide d'où la perforation conventionnelle a charge creuse est largement suffisante.

Conclusion :

Dans notre étude on a montré que la perforation par la surgi jet est une opération très efficace dans les puits de brut pour éliminer ou minimiser le problème d'endommagements de perfos posé par l'ancienne méthode de perforation (cas du puits N). Toutefois l'opération est de résultats négatifs l'hors de mauvaise choix techniques et des conditions d'utilisations (Surgi jet tool, jet design, quantité de sable injecté … cas du puits G). Afin de déduire que cette technique n'est pas nécessaire pour les puits de gaz à cause de la bonne mobilité de cedernier.

Conclusion générale

La perforation est la seule façon d'établir des tunnels conducteurs qui relient les gisements de pétrole ou de gaz aux puits de forage. Elle est peut-être de plusieurs manières et méthodes, l'une des méthodes les plus moderne est la perforation par la surgi jet.

L'objectif de notre travail est l'étude de l'efficacité de la méthode surgi jet et son influence sur la productivité des puits pétroliers des champs de : Hassi R'mel, le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie avec plus de 500 puits de gaz ainsi qu'un anneau d'huile de plus de 60 puits. Et les champs BRSW l'un des champs de bassin de Berkine qui comporte plusieurs gisement d'huile et de gaz, avec d'importantes perspectives pétrolières. Mais aussi surtout comparer l'état des puits d'étude avant et après l'opération et déduire les bons choix techniques de cetteopération.

A la lumière des résultats obtenus, on peut conclure que :

- L'ancienne méthode de perforation ou méthode conventionnelle pose le problème de l'endommagement des tunnels deperforation.
- La perforation avec la méthode Surgi jet nous permet d'éliminer ou de minimiser l'endommagement desperfos.
- Puisque la perforation par surgi jet utilise des moyens non explosif donc le risque d'incendie estréduits.
- L'analyse de buildup montre l'efficacité technique de la perforation par surgi jet dans les puits de brut, tel que:

Le puits N : perforé par surgi jet à un skin négatif donc l'opération améliore la productivité d'où on a un gain d'une opération de stimulation.

- La perforation par la surgi jet et parfois de résultats négatifs l'hors de mauvaise maitrise des choix techniques ou des bonnes conditions de l'opération. le cas du puitsG.
- Dans les puits de gaz, il est préférable d'utilise la perforation conventionnelle et non par surgi jet car elle n'influe pas sur les performances du puits à cause de la mobilité élevé dugaz.
- Les inconvénients majeurs de l'opération surgi jet est qu'elle est très couteuse ainsi qu'elle demande un matériel plusdéveloppé.

Recommandations

- La perforation par la surgi jet est recommandée d'après l'étude technique pour ces meilleures performances en termes de bonne pénétration et de productivité avec un faible skin ou elle nous permet d'éliminer ou minimiser l'endommagement des perforations.

- Grace à la souplesse de l'outil coiled tubing et des bons résultats de la perforation par la surgi jet, on recommande de l'utiliser pour les liners cimentais (LCP) et perforés des drains horizontaux aussi pour les mini fracs en augmentant la pressiond'injection.

Bibliographies

[1]et [6]Importance of perforating process and its technics by Jawad Farid Dalhousie University Halifax Faculty of Engineering Petroleum Engineering Program, Nova Scotia February, 2012 .

[2]Mémoire fin d'étude « la re-perforation des puits du champ de Rhoude Noss » 2015 université de Kasdi MerbahOuargla.

[3] et [14]Mémoire fin d'étude « Etude comparative technico-économique de la performance de la perforation conventionnelle et perforation par la surgi jet Groupement SH-Eni » 2018 université de Kasdi MerbahOuargla.

[4] et [5] et [13] Documentations de la sociétéHALLIBURTON 2013.

[7]et [12]Documentations SONATRACH DP Hassi R'mel DépartementEngineering.

[8] Fiorentino calpo. Formation damage, gas and oil magasine2009.

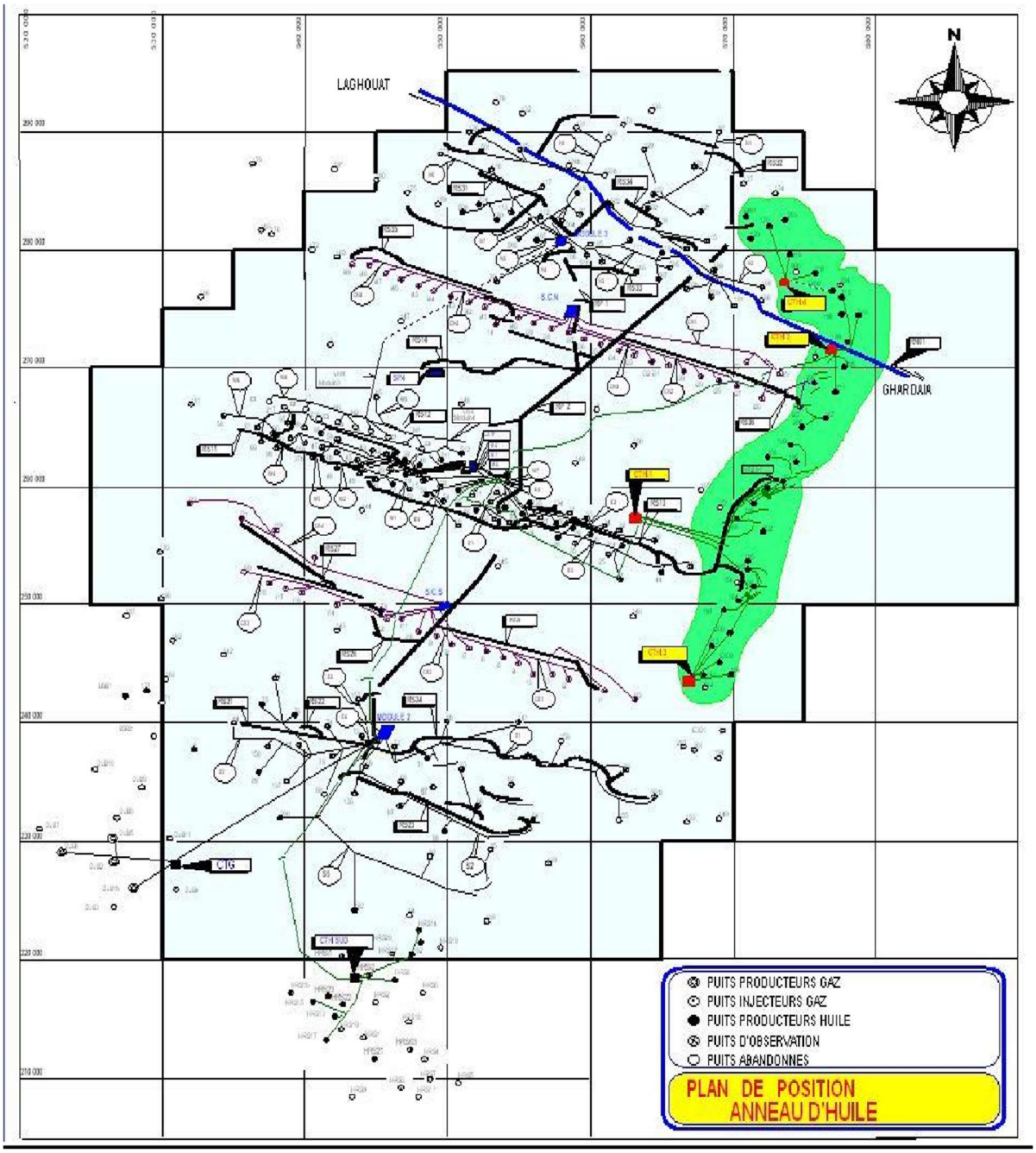
[9] Documentations SONATRACH DP Hassi R'mel Département Géologie études / www.senat.fr.

[10] Documentations Groupement SH-Eni ChampBRSW.

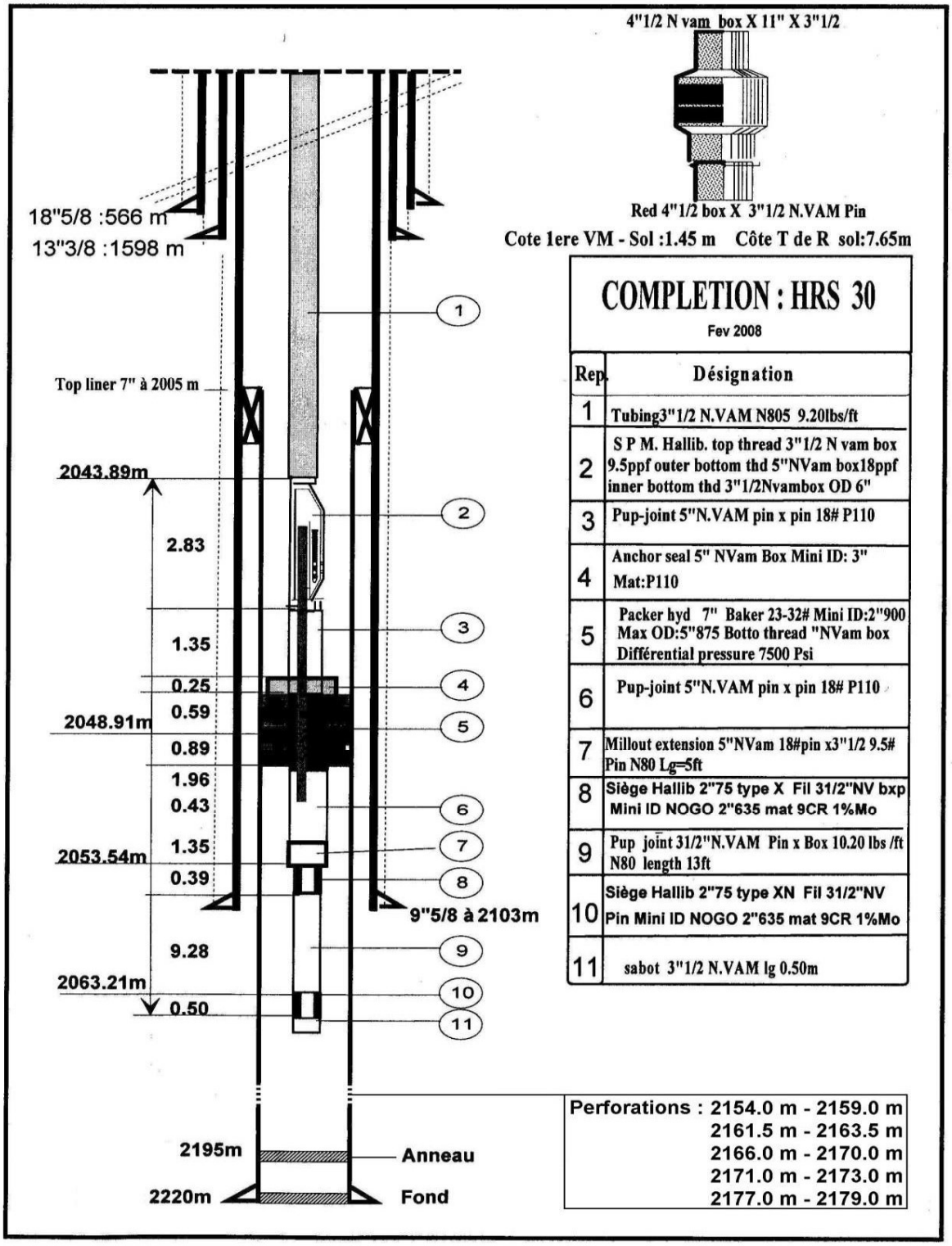
[11]Depth pro and surgi jet perforating prepared by L.Naamane HALLIBURTON Energy services for SH-Hassi R'mel2013.

Annexes

❖ **<u>Annexe 1</u> :** Position des puits de gaz et d'anneau d'huile du champHRM.



❖ **Annexe 2 :** Complétion puits G champ deHRM.



❖ **Annexe 3 :** Première opération DST puitsG.

Détails DST N°1

Puits : **HRS030**

Séquence	Temps (min)	Pression de fond (psi)		P tête (psi)	Débit Huile/Condensat (m^3/h)	Débit Gaz ($stm3/j*10^3$)
		Enreg. inf.	Enreg. sup.			
Pression hydrostatique	-	4750	-	-	-	-
Predebit	5	3060	-	-	-	-
Pression vierge	61	4358	-	-	-	-
2eme ouverture	81	3244	-	1330	130.3	16
3eme ouverture	64	2899	-	1155	240.3	22
4eme ouverture	62	2605	-	972	263.9	30
Remontée de pression	770	4318	-	-	-	-
Pression hydrostatique	-	4652	-	-	-	-

Observations:

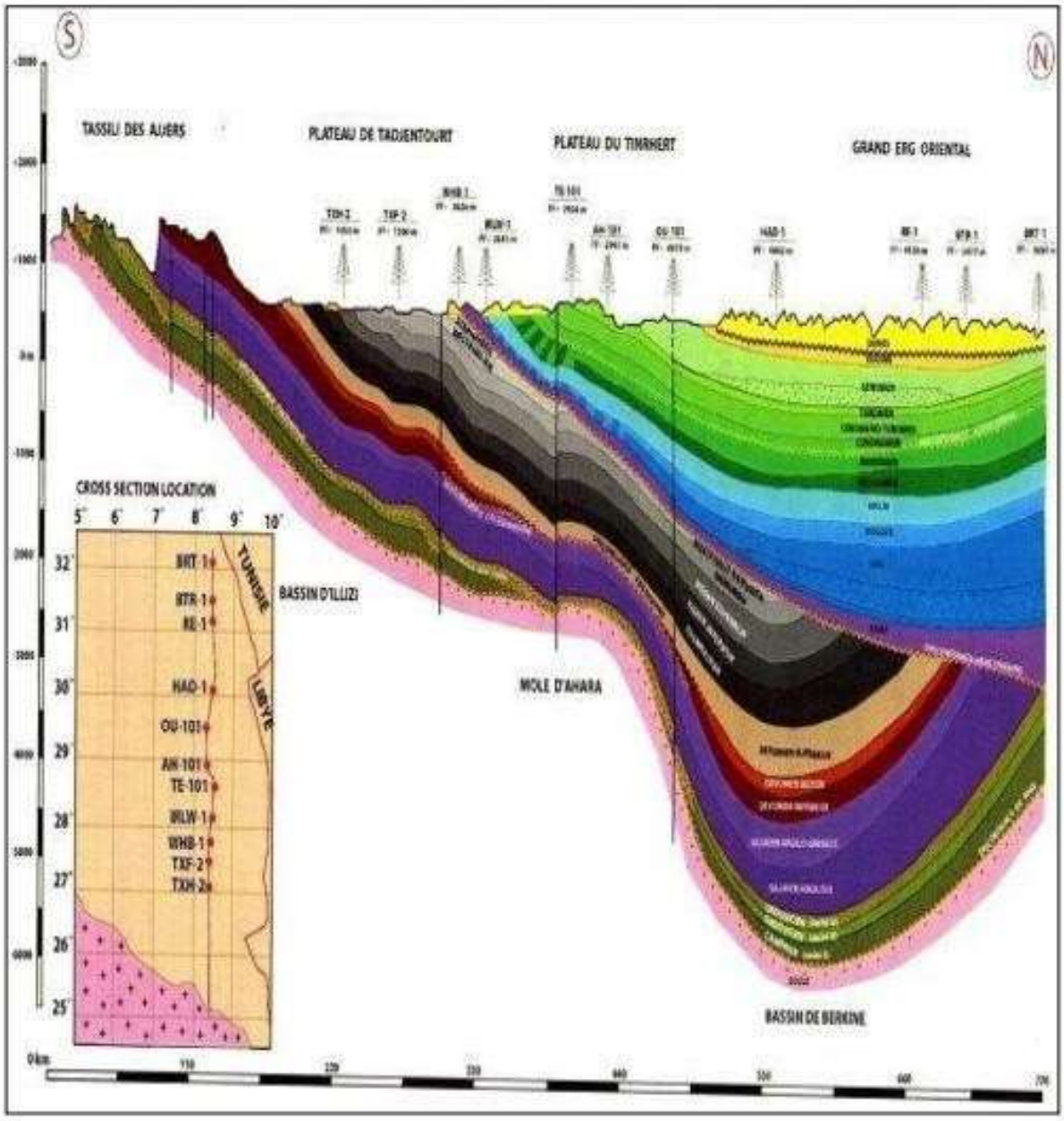
- Souffle fort lors dupredebit
- Densité huile0,8439
- Température de fond81?C
- WOR =0

❖ **Annexe 4 :** Résultatsgéologiques.

Formation	Toit		Mur		Épaisseur
	Profondeur	Absolu	Profondeur	Absolu	
CENOMANIEN	0	673.52	70	603.52	70
ALBIEN	70	603.52	422.5	251.02	352.5
APTIEN	422.5	251.02	466.5	207.02	44
BARREMIEN	466.5	207.02	556.5	117.02	90
NEOCOMIEN	556.5	117.02	744	-70.48	187.5
MALM	744	-70.48	1181	-507.48	437
DOGGER ARGILEUX	1181	-507.48	1306	-632.48	125
DOGGER LAGUNAIRE	1306	-632.48	1353	-679.48	47
LIAS MARNEUX	1353	-679.48	1376.5	-702.98	23.5
LIAS CARBONATE	1376.5	-702.98	1584.5	-910.98	208
LIAS ANHYDRITIQUE	1584.5	-910.98	1619	-945.48	34.5
LIAS SALIFERE I	1619	-945.48	1919.5	-1245.98	300.5
REPERE D1	1913.5	-1239.98	1919.5	-1245.98	6
LIAS SALIFERE III	1919.5	-1245.98	2030.5	-1356.98	111
LIAS ARGILEUX	2030.5	-1356.98	2048	-1374.48	17.5
D2	2044.5	-1370.98	2048	-1374.48	3.5
TRIAS SALIFERE	2048	-1374.48	2098	-1424.48	50
TRIAS ARGILEUX	2098	-1424.48	2107	-1433.48	9
A	2107	-1433.48	2131	-1457.48	24
A0	2107	-1433.48	-	-	-
SERIE INFERIEURE	2131	-1457.48	2183	-1509.48	52
GOTHLANDIEN	2183	-1509.48	-	-	-

.

❖ **Annexe 5 :** Coupe géologique régionale du bassin deBerkine



.

❖ **<u>Annexe 6</u> :** Histoire de production du champBRSW.

AN	PROD HUILE ANNUELLE		GAZ ASSOCIE		GOR	L'INJECTION D'EAU ANNURLLE		INJECTION DE GAZ		WC	FR
	BBL	BBL/D	K S M^3	K S M^3/D	STM^3/M^3	M^3	M^3/D	K S M^3	K S M^3	%	%
1995	15 950	769	1 271	61	501	0	0	0	0	0,00	0,01
1996	2 427 684	6 633	117 271	321	305	0	0	0	0	0,00	1,05
1997	3 040 688	8 355	200 055	548	413	0	0	0	0	0,00	2,35
1998	3 801 188	10 414	191 841	526	317	0	0	0	0	0,00	3,18
1999	3 675 329	10 069	163 706	449	280	0	0	0	0	0,00	5,56
2000	3 308 708	9 288	164 184	449	304	522 742	4 832	0	0	0,00	7,02
2001	4 429 763	12 135	234 884	643	333	822 163	2 253	0	0	0,00	8,91
2002	4 091 517	11 210	222 129	609	341	562 560	1 514	0	0	0,00	10,67
2003	4 701 648	12 881	228 181	620	303	562 560	1 514	0	0	1,10	12,68
2004	2 957 843	8 082	108 924	298	232	1092741	2 966	0	0	4,50	13,96
2005	1 778 982	4 874	76 490	210	270	1523913	4 175	12 211	33	10,30	14,71
2006	1 345 988	3 688	75 602	207	353	0	0	135 100	370	2,60	15,29
TOTAL	35 674390		1782512			6 086 739		147 311			

❖ **<u>Annexe 7</u> :** DepthPro tool deHALLIBURTON.