

N° Série:/2017



Université Kasdi Merbah-Ouargla-

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

Département de production des hydrocarbures

Mémoire présentée en vue d'obtention du Diplôme de Master académique

Option : Production

Thème

Analyse de la chute des Potentiels de Production des Puits de Rahlet-El-Aouda et leurs Optimisations par des Forages Horizontaux

Réalisé par :

M^r Kamel ZAATOUT

Promoteur : M^r Ali Zerrouki Ahmed

M^{me} Karima MECHEGUEG

Parrain : M^r Brahim Achi, SH/DP/HMD

M^r Belkheir BOUBLAL

Soutenu le : 30/05/2017 devant la commission d'examen

Jury composé de :

Président : Mr LABTAHI Hamid, MA UKMO

Examineur : Mr REMITA Abderaouf, MA UKMO

Examineur : Mr ATLILI Mohamed Elhadi , SH DP HMD

Année universitaire 2016-2017

Remerciement

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout au Dieu, qui nous a aidés à réaliser ce travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr Brahim Achi, SH/DP/HMD et Mr Ali Zerrouki Ahmed chef de département de production des hydrocarbures / Faculté des hydrocarbures à l'Université Kasdi Merbah Ouargla, qui nous ont orientés durant l'élaboration de ce travail.

Nos remerciements sont également adressés à Mr Neghmouche Ali Djilalli Directeur Régional Hassi Messaoud de la Division Production et NOUACER Ammar Directeur Direction Engineering & Production.

Nous témoignons notre profonde gratitude aux enseignants du département de production des hydrocarbures à l'université de Ouargla, et à tout le personnel de la Direction Engineering et Production.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont participé de près ou de loin par leurs qualités professionnelles ou humaines à la réalisation de ce modeste travail.

Merci à tous

Kamel ZAATOUT, Karima MECHEGUEG & Belkheir BOUBLAL



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 ma très chère mère Zakia, qui a fait de moi un homme et qui me donne toujours l'espoir de vivre.*
- *A mon très cher père Ahmed, pour ses encouragements*
- *A mon épouse Khaoula qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*
- *A mes enfant Zahra, lyna et Fares.*
- *A la mémoire de ma tante Oum Elkhire.*
- *A tous mes frères et sœurs.*
- *A toute ma famille*
- *A tous mes amis*
- *A tout musulman dans le monde.*

Kamel Zaatout



Dédicace

Ce travail est dédié particulièrement à Mes chers parents qui m'ont soutenus et contribués pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours académiques

- ❖ A mon époux SOULLI Abdelghani*
- ❖ A mes enfants Seyf El Islam et Amine*
- ❖ A mes chers sœurs*
- ❖ A mes chers frères*
- ❖ A tous mes amis chacun a son nom*
- ❖ Tous ceux que j'aime et je respecte.*

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

MECHEGUEG Karima

Dédicace

*Ce travail est dédié particulièrement
à ma chers Fille Ikram*

BOUBLAL belkheir



Sommaire

| | |
|--------------------------|-----|
| Remerciement | |
| Dédicaces | |
| Sommaire | I |
| Liste des tableaux | III |
| Liste des figures | IV |
| Introduction..... | VI |

Chapitre I: Présentation du Champ de Rahlet Al Aouda(RAA)

| | |
|----------------------------------------------------|----|
| I.1 Aperçu géologique | 01 |
| I.2 Aspect géologique | 03 |
| I.3 Évolution structurale | 04 |
| I.4 Migration et piégeage des hydrocarbures | 06 |
| I.5 Zonation et corrélation réservoir | 09 |
| I.6 Propriétés et qualité du réservoir | 10 |
| I.7 Développement & installations du surface | 11 |

Chapitre II : Performance de Production

| | |
|--------------------------------------------------------------|----|
| II.1 La mise en production du Champs RAA | 14 |
| II.2 Analyse taux de déclin des puits | 15 |
| II.3 Analyse de la performance de production des puits | 17 |
| II.3.1 Performance de production RAMA1..... | 18 |
| II.3.2 Performance de production RAA1 | 21 |
| II.3.3 Performance de production RAA2 | 23 |
| II.3.4 Performance de production NRAA1 | 25 |
| II.3.5 Performance de production ERAA1..... | 27 |

Chapitre III : Challenges de production

| | |
|--------------------------------------------|----|
| III.1 Productivité des puits | 30 |
| III.1.1 Puits en production..... | 30 |
| III.1.2 Détection des endommagements | 31 |

| | | |
|---------|-----------------------------------------|----|
| III.2 | Stimulation des puits..... | 31 |
| III.2.1 | Traitement de matrice..... | 31 |
| III.2.2 | Programme d'un traitement | 32 |
| III.2.3 | Résultats des opérations spéciales..... | 33 |
| III.3 | Résultats des analyses des dépôts | 35 |

Chapitre IV : Théorie des forages horizontaux

| | | |
|------|--------------------------------------------------------------------------|----|
| IV.1 | Définition d'un puits horizontal | 37 |
| IV.2 | Les Applications des puits horizontaux | 38 |
| IV.3 | Classification des puits horizontaux | 40 |
| IV.4 | Intérêts de forage des puits horizontaux | 40 |
| IV.5 | Performance des puits horizontaux à huile en écoulement monophasique ... | 41 |

Chapitre V : Modélisation de performance d'un puits horizontal

| | | |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| V.1 | Concept de l'analyse nodale | 45 |
| V.2 | Procédure d'application d'analyse nodale | 47 |
| V.3 | L'application de l'analyse nodal | 48 |
| V.4 | Présentation du logiciel d'analyse nodale "PROSPER"..... | 48 |
| V.5 | Comment peut-on étudier la performance d'un puits horizontal | 49 |
| V.6 | Etude technique de la performance des puits horizontaux à RAA..... | 51 |
| V.6.1 | Cas de base modèle puits RAMA1 vertical | 51 |
| V.6.2 | Cas reprise en Short Radius du puits RAMA1..... | 52 |
| V.6.3 | Sensibilités des paramètres IPR d'un puits SR à RAA sur sa productivité | 54 |
| V.6.4 | Cas forage d'un nouveau puits horizontal à RAA..... | 59 |
| V.7 | Analyse et évaluation des résultats obtenus..... | 61 |

Conclusion & recommandations

Résumé

Annexes

Nomenclature

Références Bibliographie

Liste des tableaux

| Chapitre | N° | Titre du tableau | Page |
|----------|----|------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| I | 1 | Coordonnées du permis d'exploitation Rahlet El Aouda (RAA) En UTM 32 –North Sahara 1959 | 2 |
| I | 2 | Découpage stratigraphique des réservoirs de RAA (cote Logging) | 8 |
| I | 3 | Propriétés petro-physiques moyennes des puits du gisement de Rahlet El Aouda | 10 |
| I | 4 | Contact des fluides | 10 |
| I | 5 | Résultats PVT du puits RAA-2 | 11 |
| I | 6 | Résultats DST Réalisés des puits du gisement RAA sur Duse 32/64" | 11 |
| II | 1 | Déclins des puits champs RAA | 16 |
| II | 2 | Situation des puits du champ RAA | 17 |
| II | 3 | Résultats d'interprétation des tests RAMA1 | 19 |
| II | 4 | Historique des opérations RAA1 | 21 |
| II | 5 | Résultats d'interprétation des tests RAA1 | 22 |
| II | 6 | Historique des opérations RAA2 | 23 |
| II | 7 | Résultats d'interprétation des tests RAA2 | 24 |
| II | 8 | Historique des opérations NRAA1 | 25 |
| II | 9 | Résultats d'interprétation des tests NRAA1 | 26 |
| II | 10 | Historique des opérations ERAA1 | 27 |
| II | 11 | Résultats d'interprétation des tests ERAA1 | 28 |
| III | 1 | Historique des opérations réalisées sur les cinq puits pour remédier au problème du déclin | 34 |
| III | 2 | Résultats des analyses des dépôts | 35 |
| V | 1 | L'effet de longueur du drain horizontal et du rayon de drainage sur la productivité | 54 |
| V | 2 | L'effet de l'anisotropie sur la productivité | 56 |
| V | 3 | L'effet de l'épaisseur du réservoir sur la productivité | 57 |
| V | 4 | Influence de l'excentricité sur la productivité SR_RAMA1 | 59 |
| V | 5 | L'effet de longueur du drain et du rayon de drainage sur la productivité d'un puits horizontal | 60 |
| V | 6 | L'effet de l'anisotropie sur la productivité d'un puits horizontal | 60 |
| V | 7 | L'effet de l'épaisseur du réservoir sur la productivité d'un puits horizontal | 61 |

Liste des figures

| Chapitre | N° | Titre de la figure | Page |
|----------|----|--------------------------------------------------------------------------|------|
| I | 1 | Périmètre d'exploitation du gisement de Rahlet El Aouda | 1 |
| I | 2 | Plan de position des puits découverte RAA- RAMA | 2 |
| I | 3 | Position du gisement de Rahlet El Aouda | 3 |
| I | 4 | Carte en isobathe à la discordance hercynienne | 4 |
| I | 5 | Composite line passant par les prospects West RAA et Est RAA | 5 |
| I | 6 | Coupe géologique Est Ouest passant par les puits RAA1, RAMA1 et ERAMA1 | 5 |
| I | 7 | Cartes d'épaisseur des différents réservoirs | 7 |
| I | 8 | Corrélation stratigraphique entre les puits du périmètre RA | 9 |
| I | 9 | Développement du champ d'huile de RAA | 12 |
| II | 1 | Réseau huile actuel - champ RAA | 14 |
| II | 2 | Production mensuelle du champ RAA au avril 2017 (Km3) | 14 |
| II | 3 | historique Production journalière des puits (m3/h) et nombre puits actif | 15 |
| II | 4 | Courbe de déclin débit du puits NRAA1 | 16 |
| II | 5 | Carte cumul de production des puits RAA | 17 |
| II | 6 | Débit jaugé et débit journalier calculé-RAMA1 | 18 |
| II | 7 | Paramètres de production du puits RAMA1 | 18 |
| II | 8 | Paramètres de production avec les opérations effectuées - RAMA1 | 19 |
| II | 9 | Log-log plot des mesures de production (BU et DST) RAMA1 | 20 |
| II | 10 | Débit jaugé et débit journalier calculé RAA1 | 21 |
| II | 11 | Paramètres de production du puits - RAA1 | 22 |
| II | 12 | Débit jaugé et débit journalier calculé-RAA2 | 23 |
| II | 13 | Paramètres de production du puits RAA2 | 24 |
| II | 14 | Débit jaugé et débit journalier calculé NRAA1 | 25 |
| II | 15 | Figure II.15 : Paramètres de production du puits NRAA1 | 25 |
| II | 16 | Débit jaugé et débit journalier calculé ERAA1 | 27 |
| II | 17 | Figure II.17: Paramètres de production du puits ERAA1 | 28 |
| III | 1 | Migration des fines | 30 |

| | | | |
|------------|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <i>III</i> | <i>2</i> | <i>WATER Conning</i> | <i>31</i> |
| <i>IV</i> | <i>1</i> | <i>Un puits horizontal.</i> | <i>37</i> |
| <i>IV</i> | <i>2</i> | <i>Un puits Horizontal en communication avec un réseau de fractures naturelles.</i> | <i>38</i> |
| <i>IV</i> | <i>3</i> | <i>Le rapport (IPH /IPV) en fonction des différentes épaisseurs de la couche productrice (h) et la longueur du drain horizontal.</i> | <i>39</i> |
| <i>IV</i> | <i>4</i> | <i>Le conning d'eau dans un puits vertical</i> | <i>40</i> |
| <i>IV</i> | <i>5</i> | <i>Waterconning dans un puits horizontal.</i> | <i>40</i> |
| <i>IV</i> | <i>6</i> | <i>La surface de drainage d'un puits horizontal</i> | <i>42</i> |
| <i>IV</i> | <i>7</i> | <i>Surface de drainage pour un puits de drain horizontal (forme ellipsoïdale)</i> | <i>42</i> |
| <i>V</i> | <i>1</i> | <i>Distribution des pertes de charge dans les installations pétrolières</i> | <i>46</i> |
| <i>V</i> | <i>2</i> | <i>Point de fonctionnement d'un puits pétrolier (IPR inflow et outflow)</i> | <i>47</i> |
| <i>V</i> | <i>3</i> | <i>La courbe outflow matché - cas puits vertical RAMA1</i> | <i>51</i> |
| <i>V</i> | <i>4</i> | <i>Point de fonctionnement IPR/VLP matché - cas puits vertical RAMA1</i> | <i>52</i> |
| <i>V</i> | <i>5</i> | <i>Données inflow - cas RAMA1 repris en SR</i> | <i>53</i> |
| <i>V</i> | <i>6</i> | <i>L'aire de drainage de RAMA1 repris en SR</i> | <i>53</i> |
| <i>V</i> | <i>7</i> | <i>Point de fonctionnement d'un Short Radius - RAMA1</i> | <i>54</i> |
| <i>V</i> | <i>8</i> | <i>Sensibilité sur la longueur du drain horizontal - SR_RAMA1 (R = 550m)</i> | <i>55</i> |
| <i>V</i> | <i>9</i> | <i>L'effet de longueur du drain horizontal d'un Short Radius - RAMA1 (R=550m)</i> | <i>55</i> |
| <i>V</i> | <i>10</i> | <i>L'effet de l'anisotropie sur la productivité - Short Radius RAMA1</i> | <i>56</i> |
| <i>V</i> | <i>11</i> | <i>Sensibilité sur l'épaisseur du réservoir - SR de RAMA1 (H = 12 m)</i> | <i>57</i> |
| <i>V</i> | <i>12</i> | <i>L'effet de l'épaisseur du réservoir sur la productivité - SR_RAMA1</i> | <i>58</i> |
| <i>V</i> | <i>13</i> | <i>Schéma de l'excentricité</i> | <i>58</i> |
| <i>V</i> | <i>14</i> | <i>Paramètres du model IPR d'un puits horizontal à RAA</i> | <i>59</i> |
| <i>V</i> | <i>15</i> | <i>Point de fonctionnement d'un puits horizontal champ RAA</i> | <i>60</i> |

Introduction et objectif de l'étude

Le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) est situé dans le périmètre de développement de Touggourt EST (blocs: 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud avec une superficie d'exploitation de 246.30 km². Il a été découvert par le forage du puits RAA1 en 2010.

Sur la base des résultats des puits forés, le réservoir gréseux est principalement développé à la base de formation Trias SI, avec des épaisseurs faibles, variant entre 6 et 12 m. Il se caractérise par de bonnes propriétés pétrophysique. Les débits de puits obtenus varient entre 10 et 33 m³/h.

L'option de développement la plus prudente pour le gisement de RAA, en se basant sur les données existantes, consiste en une récupération par déplétion naturelle avec des puits verticaux afin d'assurer un plateau de production durant onze (11) années.

L'acheminement de l'huile brute des puits est envoyé vers un nouveau EPF, ou il subit une séparation tri-phasique. Le gaz et l'eau issus de la séparation sont envoyés vers les unités existantes du groupement BRS. L'huile séparée est envoyée à l'aide d'une pompe vers RDC puis au complexe industriel CINA / HMD.

Le champ RAA a été mis en production au début de Juillet 2016 avec cinq (05) puits qui sont RAA1, RAA2, RAMA1, ERAA1 et NRAA1. Depuis sa mise en production, un déclin de production du champ RAA fut observée et ce depuis Octobre de la même année. La production actuelle des cinq puits actifs tourne autour 30 m³/h après s'être stabilisée à 70 m³/h au début de l'année en cours.

L'exploitation du champ est devenue compliquée et soumis à des contraintes de flow assurance divers (migration des fines, sel, asphalte, water conning ...). Les puits commencent à produire avec des débits souhaités mais en tendance toujours à chuter plus ou moins rapidement dans une courte durée. Aussi, le temps en production des puits (Uptime production) ne cessent de diminuer et on sera face à l'abandon provisoire des puits.

A titre indicatif, le débit du puits RAMA1 est passé de 19.32 m³/h (1er jaugeage le 18/07/2016) à un moyen de 1.5 m³ /h avec un débit d'eau de gisement récupéré de 760 l/h. Le puits a été fermé récemment suite à un débit nul.

Afin de résoudre le problème de déclin de production plusieurs interventions ont été effectuées sur les puits comme ; grattage avec WL, bouchon d'eau, ré-perforation, traitement au reformat, Squeeze HCL, acidification, sans pouvoir restaurer le potentiel des puits.

La présente étude tentera, en premier lieu, de faire une évaluation des performances de production des puits du champ de RAA ainsi que d'identifier les problèmes qui ont conduit à leurs fermetures fréquentes.

En plus de la performance des puits, une modélisation du système de production est faite dans le cas où ils seront repris en SR, ainsi qu'une estimation de débit d'un futur puits horizontal afin d'évaluer la rentabilité d'un tel choix.

Pour atteindre ces buts, nous allons présenter notre travail en cinq chapitres :

Nous commençons par la présentation du champ de Rahlet-El-Aouda (RAA) ainsi que la performance de production des puits, ce qui nous ramène à exposer les challenges rencontrés juste après la mise en production du champ. Un chapitre est consacré à la généralité sur les puits horizontaux côté performance qu'on voit comme la solution la plus adéquate aux problèmes rencontrés et qui concorde avec les data puits disponibles.

Dans la dernière partie de notre étude et pour faire lumière sur cette moyen a introduite sur le champ RAA, on a suivi une analyse analytique on évaluer les performances de ces completions horizontaux par rapport aux puits verticaux d'une part et d'autre part en étudiant les effets de certains paramètres sur la productivité d'un puits horizontal tel que : l'effet de section horizontal et du surface de drainage, la perméabilité verticale, l'effet de l'épaisseur du réservoir sur la production ainsi l'excentricité du puits dans le réservoir.

CHAPITRE I

Présentation du Champ

De Rahlet Al Aouda (RAA)

I.1. Aperçu géologique

I.1.1. Travaux de recherche

Le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) est situé dans le périmètre de recherche et d'exploitation de Touggourt EST (blocs : 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Messaoud (**Fig.I.1**). La superficie couverte par le permis d'exploitation est de 246.30 km². Le réservoir Triasique (Série Inférieure) représente l'objectif principal du champ, il a été découvert par le forage du puits RAA1 en 2010. Les Grés d'Ouargla représentent un objectif secondaire découvert par le puits RAA2 en 2014(**Fig. I.2**). Un autre puits de recherche RAMA1, foré en 2014 a également produit du réservoir Triasique Série Inférieure. Sur la base des résultats des puits forés, le réservoir gréseux est principalement développé à la base de formation Trias SI, avec des épaisseurs faibles, variant entre 6 et 12m. Le réservoir Triasique du gisement de RAA se caractérise par de bonnes propriétés pétrophysique. Les débits de puits obtenus varient entre 10 et 33 m³/h sur la duse 32/64".

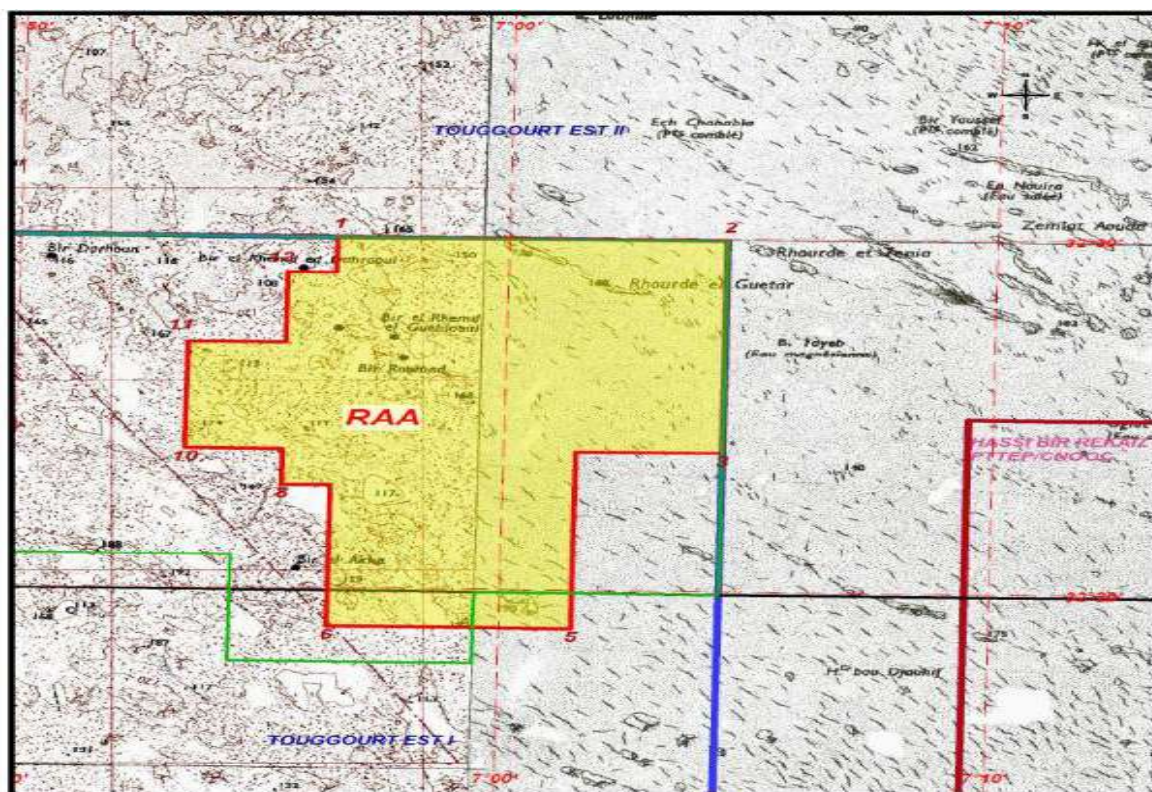


Figure I.1 : Périmètre d'exploitation du gisement de Rahlet El Aouda ^[5]

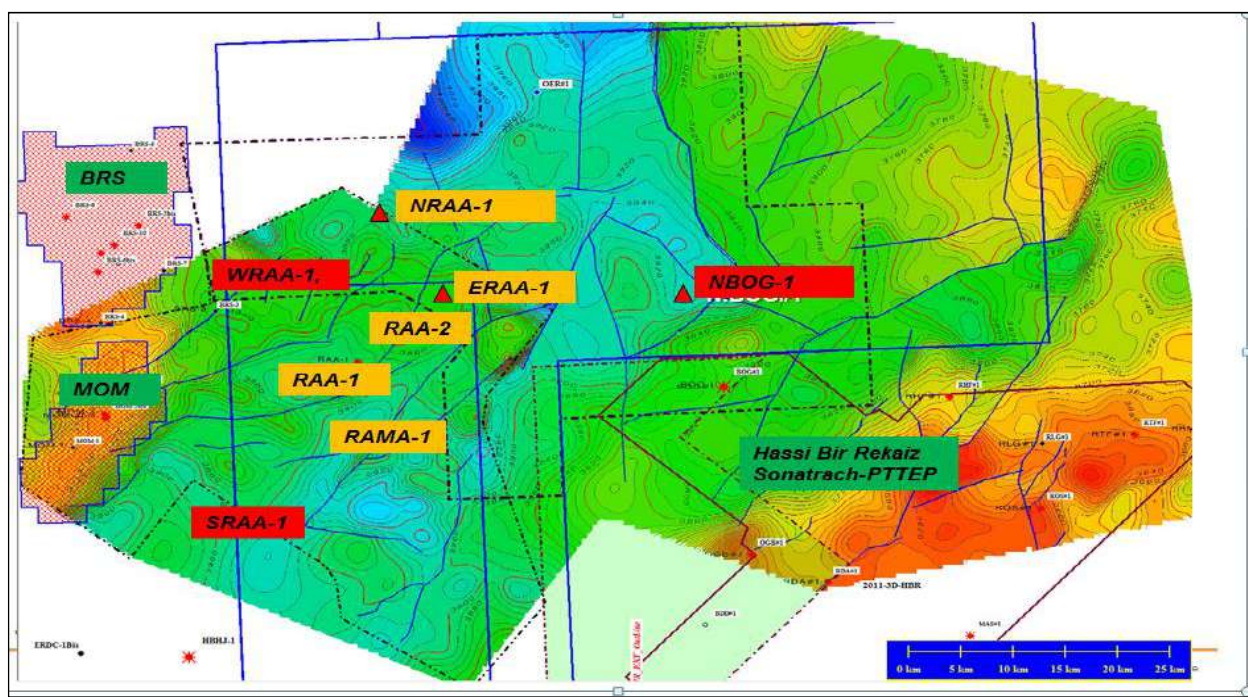


Figure I.2 : Plan de position des puits découverte RAA- RAMA ^[5]

I.1.2. Situation géographique

Le **tableau I.1** présente les coordonnées géographiques et UTM32 des points définissant ce périmètre. La zone du permis est délimitée par les méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par les parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur. Les méridiens et parallèles géographiques sont définis par l'Ellipsoïde de Clarke 1880 (Afrique du Nord) et par le système de référence du Sahara du Nord. Les coordonnées en plan (quadrillage) décrivant le périmètre sont exprimées dans le système de projection Universal Transverse Mercator (UTM 32 -North Sahara 1959).

| Sommet | Géographiques | | UTM-32 | |
|-------------------------------------------|---------------|-----------|------------|--------------|
| | Longitude | Latitude | X_UTM_32 | Y_UTM_32 |
| 1 | 6°57'00" | 32°30'00" | 312 272.70 | 3 606 588.71 |
| 2 | 7°05'00" | 32°30'00" | 320 095.93 | 3 606 444.66 |
| 3 | 7°05'00" | 32°24'00" | 319 896.39 | 3 595 357.34 |
| 4 | 7°02'00" | 32°24'00" | 329 294.48 | 3 595 192.84 |
| 5 | 7°02'00" | 32°19'00" | 329 168.69 | 3 587 801.56 |
| 6 | 6°57'00' | 32°19'00" | 326 033.71 | 3 587 855.36 |
| 7 | 6°57'00' | 32°23'00" | 326 001.72 | 3 586 007.53 |
| 8 | 6°56'00' | 32°23'00" | 315 027.07 | 3 586 203.47 |
| 9 | 6°56'00' | 32°24'00" | 314 857.26 | 3 576 964.15 |
| 10 | 6°54'00" | 32°24'00" | 307 010.82 | 3 577 111.24 |
| 11 | 6°54'00" | 32°27'00" | 307 152.39 | 3 584 502.85 |
| 12 | 6°56'00" | 32°27'00" | 305 584.23 | 3 584 533.03 |
| 13 | 6°56'00" | 32°29'00" | 305 619.95 | 3 586 380.96 |
| 14 | 6°57'00" | 32°29'00" | 302 484.19 | 3 586 442.08 |
| Superficie = 246.30 Km² | | | | |

Tableau I.1 : Coordonnées du permis d'exploitation Rahlet El Aouda En UTM 32 –North Sahara 1959 ^[12]

I.1.3. Situation Géologique

Le gisement de Rahlet El Aouda a été découvert en 2010, il se trouve, à 65 Km au Nord-Est de gisement de Rhourde Chegga, et à 10 km et 28 km à l'Est des gisements de Bir Sbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud (MOM). Il est situé dans le périmètre de Touggourt Est (blocs : 415a/424b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud (**Fig. I.3**).

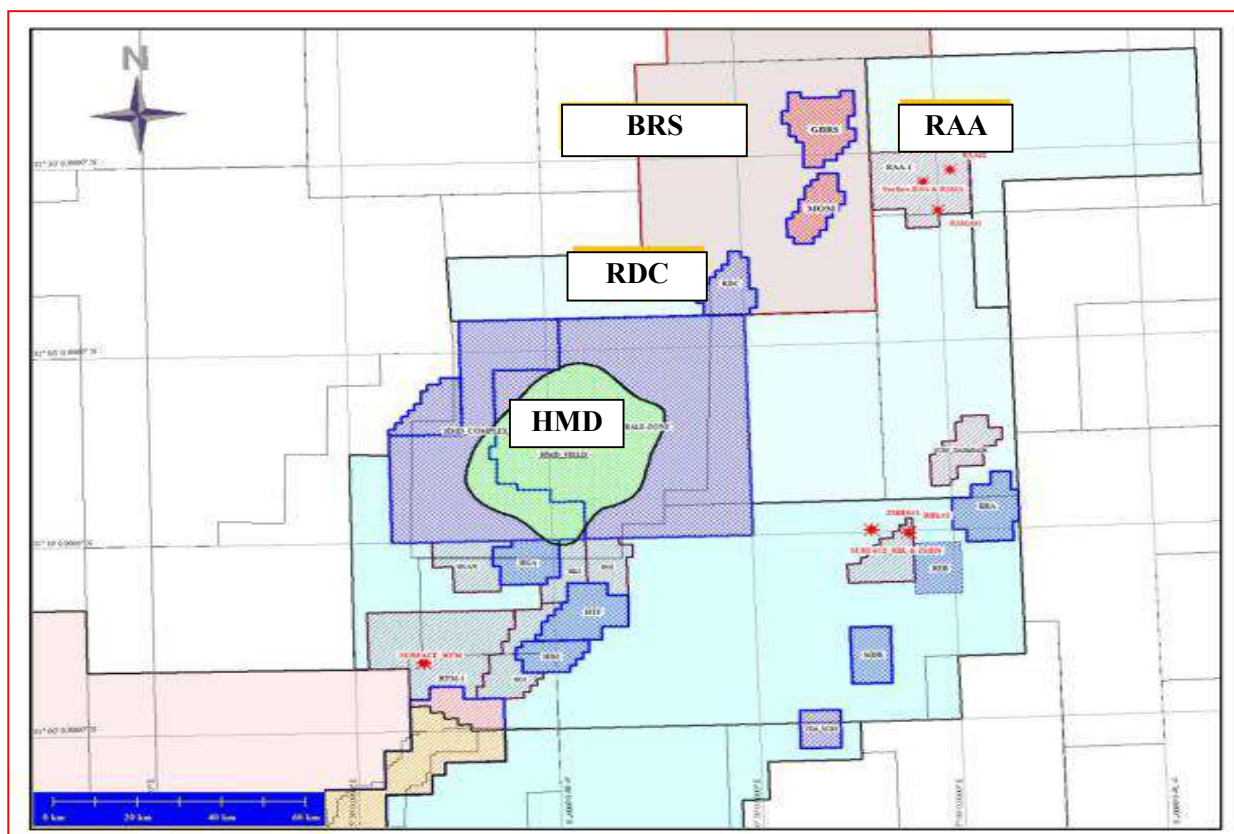


Figure I.3: Position du gisement de Rahlet El Aouda

I.2. Aspect géologique

I.2.1. Cadre géologique global

La région d'étude se trouve dans un environnement pétrolier très favorable compte tenu de sa position contiguë au gisement de Hassi Messaoud lui conférant ainsi un intérêt tout particulier ; ajouter à cela les découvertes d'huile obtenues dans les gisements de HBHJ ; MOM ; BRS et les résultats encourageants obtenus par le forage RAA-1 dont le test réalisé au droit du réservoir Trias « Série Inférieure » a montré d'excellents résultats (10.15 m³/h sur duse 32/64")^[12].

I.2.2. Cadre structural local

L'image structurale actuelle de cette partie du bassin témoigne d'une histoire géodynamique assez profonde avec des événements tectoniques majeurs qui ont profondément affecté l'épaisse

couverture sédimentaire de la région. Cette tectonique polyphasée est responsable de la structuration du dôme de HMD et l'ensemble des structures qui lui sont associés. (RI. RAA-1)

Elle est délimitée par un ensemble de failles orienté globalement NE-SW (**Fig.I.4**) Cette structure d'âge hercynien, semble présenter une composante mésozoïque (Autrichienne et Pyrénéenne) qui est à l'origine de sa structuration définitive ^[5].

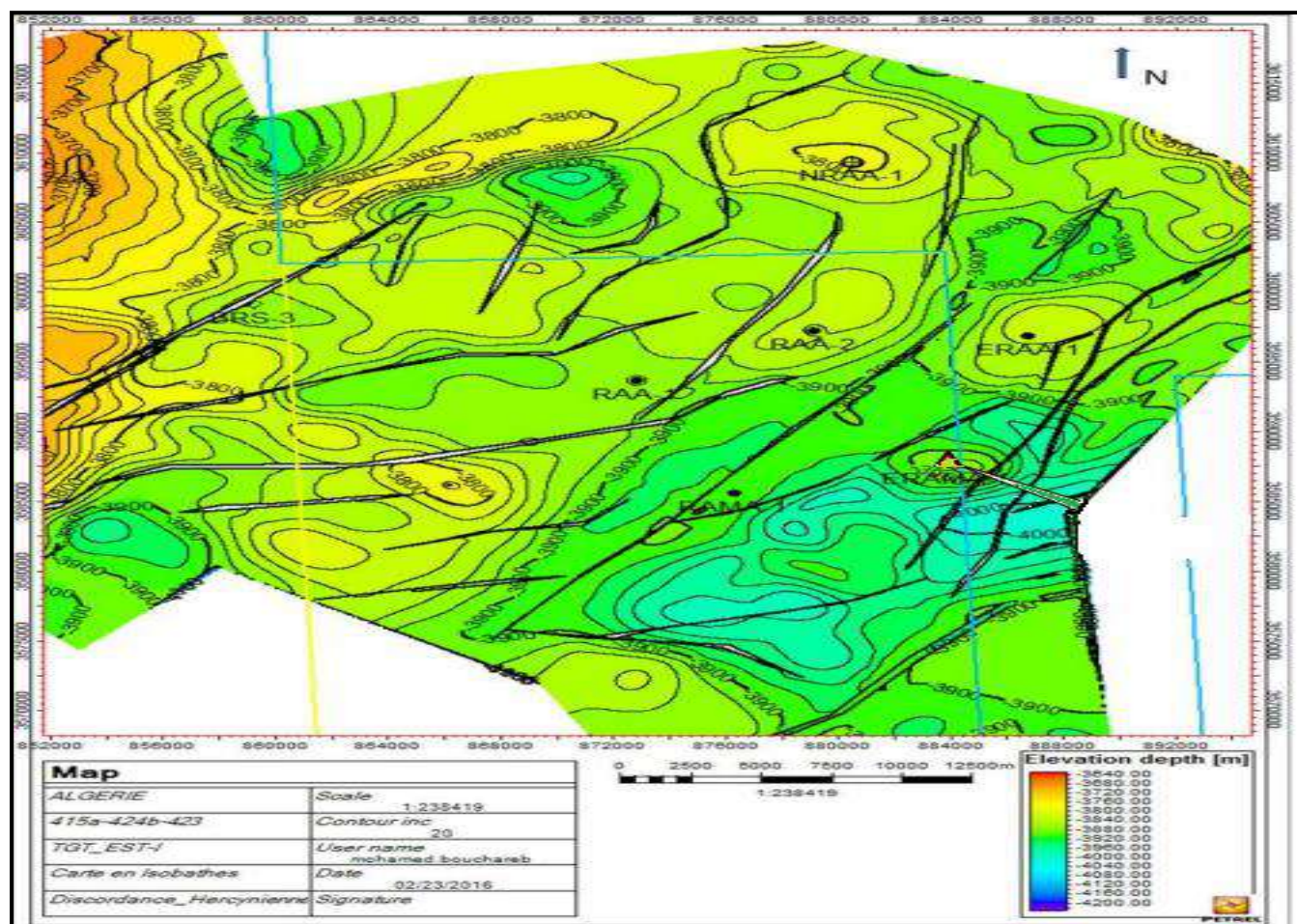


Figure I.4 : Carte en isobathe à la discordance hercynienne

I.3. Évolution structurale

La structure de RAA a été découverte par les puits RAA-1, RAA-2 et RAMA-1. Elle est formée d'un ensemble de blocs bordés essentiellement par des failles de direction NE-SO et N – S, auxquelles s'ajoutent des failles secondaires de direction Est-Ouest. Le puits RAA-2 est positionné sur un axe structural haut tandis que les puits RAA-1 et RAMA-1 sont situés sur le flanc des structures. La structure de RAA a été mise en évidence par l'interprétation de la sismique 3D-RAA.

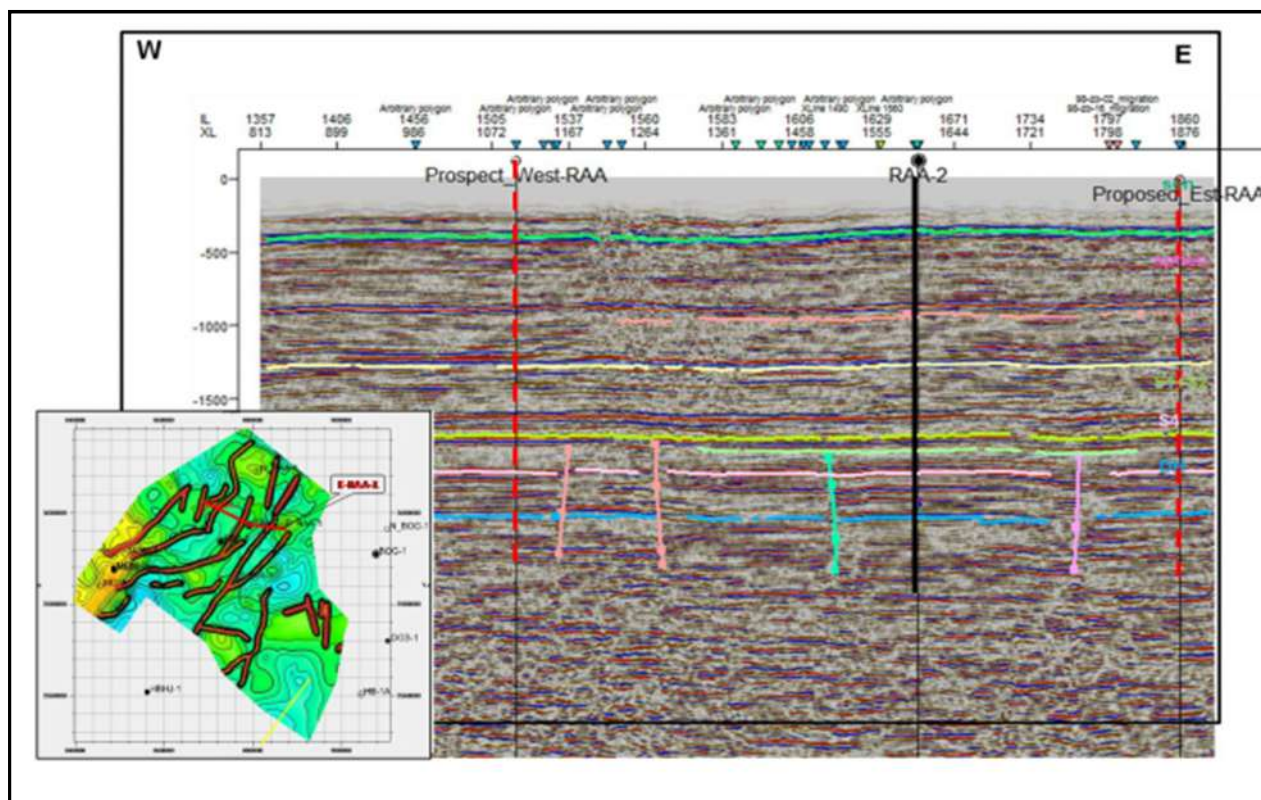


Figure I.5 : Composite line passant par les prospects West RAA et Est RAA

La structure actuelle du gisement de Rahlet El Aouda (RAA) est formée par un ensemble de structure de surface moyenne. L'une se trouve dans la zone du puits RAA-2. La seconde structure se trouve à l'ouest du puits RAA-2. Les flancs sont limités par des grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale Amguid-Hassi Messaoud.

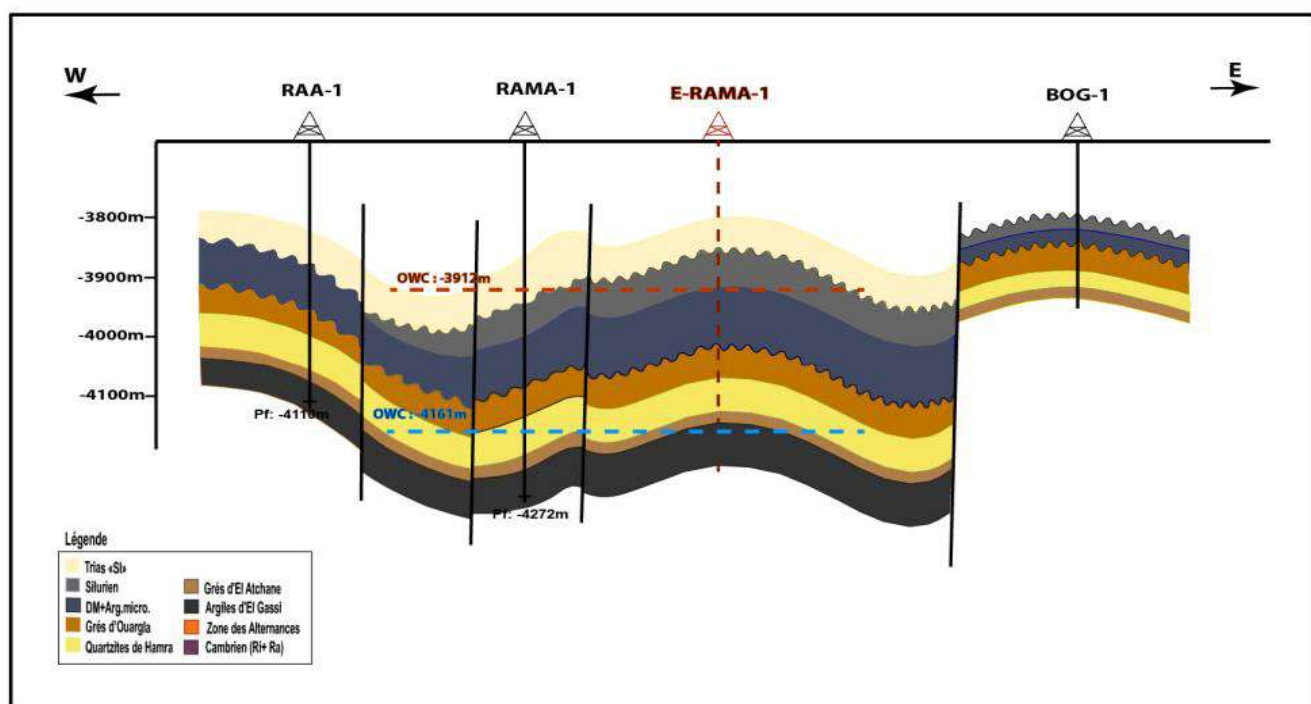


Figure I.6 : Coupe géologique Est Ouest passant par les puits RAA-1, RAMA-1 et ERAMA-1

I.4. Migration et piégeage des hydrocarbures

Le Silurien est le principal niveau roche mère connu sur toute la plate-forme saharienne grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne. Cette roche mère est à l'origine de la génération des hydrocarbures et du remplissage des réservoirs Cambro-Ordoviciens et triasiques. La migration d'huile s'est effectuée sur une longue distance, à travers les réseaux de failles et de fractures. Ces accidents sont bien les voies de migration des hydrocarbures de la roche mère silurienne vers les différents réservoirs

La couverture sédimentaire est constituée par les formations allant des séries Paléozoïques au Cénozoïque. Elle est souvent tronquée par la Discordance Hercynienne, dont l'épaisseur moyenne est d'environ 4000 m. Le principal réservoir est la série inférieure d'âge triasique. Il constitue l'essentiel du potentiel réservoir du périmètre d'exploitation RAA. Les réservoirs secondaires sont les Grès d'Ouargla et Quartzites de Hamra d'âge Ordovicien. Leur épaisseur dépend du degré d'érosion causé par la Discordance Hercynienne. La série litho stratigraphique des réservoirs Triasique et Ordovicien du gisement de Rahlet El Aouda sont constitués de bas en haut par :

- Les Quartzites de Hamra: liées à un environnement marin proximal (foreshore à shoreface inférieur. Cette formation est souvent décrite comme massive et compacte, d'une épaisseur moyenne de 55 m et constituée de grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, localement grossier, silico-quartzitique à quartzitique, compact, dur avec des passées d'argile noire, silteuse et feuilletée. Un maximum d'épaisseur est observé au niveau du puits RAA-2 avec 77 m, elle se réduit progressivement pour atteindre 22 m au niveau du puits ERAA-1(**figure: I.7.a**). (Le puits ERAA-1 est situé à l'extérieur du périmètre d'exploitation de RAA).
- Les Grès d'Ouargla: Grés gris blanc fin à très fin silico-argileux, friable avec passée d'argile et de banc quartzitique dur. Un maximum d'épaisseur est observé au niveau du puits RAMA-1 avec 56 m, il se réduit progressivement à 17 m au niveau du puits RAA-2 pour atteindre 0 m sur les puits ERAA-1 et NRAA-1 (**figure : I.7.b**).
- Dalle de M'Kratta : Formation silico-clastique d'environnement glaciaire, ce sont des grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, siliceux, dur avec fines passées d'argile silteuse. Dans cette formation les variations de faciès sont extrêmement importantes et rapides. Un maximum d'épaisseur est observé au niveau du puits RAA-2 avec 18m, il se réduit progressivement à 10m au niveau du puits RAA-1(**figure : I.7.c**).
- Le Trias (Série inférieure) : c'est une alternance d'argile brun rouge et vert, tendre à indurée, légèrement carbonaté, présence de roches éruptives, ainsi que de grès brun rouge,

fin à moyen. L'épaisseur de ce réservoir est variable. Le maximum d'épaisseur est observé au niveau du puits RAA-2 et il diminue d'épaisseur à 45m vers RAA-1(**figure: I.7.d**).

- Trias T2+T1: Argile brun-rouge à brune et grise à gris-verdâtre, indurée, silteuse, dolomitique avec niveaux de dolomie blanche et beige, microcristalline à cristalline, dure, par endroit argileuse moyennement dure et intercalations de grès brun-rouge, très fin à fin, micacé, argileux à argilo dolomitique. Il s'étend suivant la direction Nord- Sud ou le maximum d'épaisseur est observé aux niveaux des puits NRAA-1 et RAMA-1 avec 195m, il se réduit dans la direction Est- Ouest pour atteindre 125m au niveau du puits RAA-1(**figure: I.7.e**).

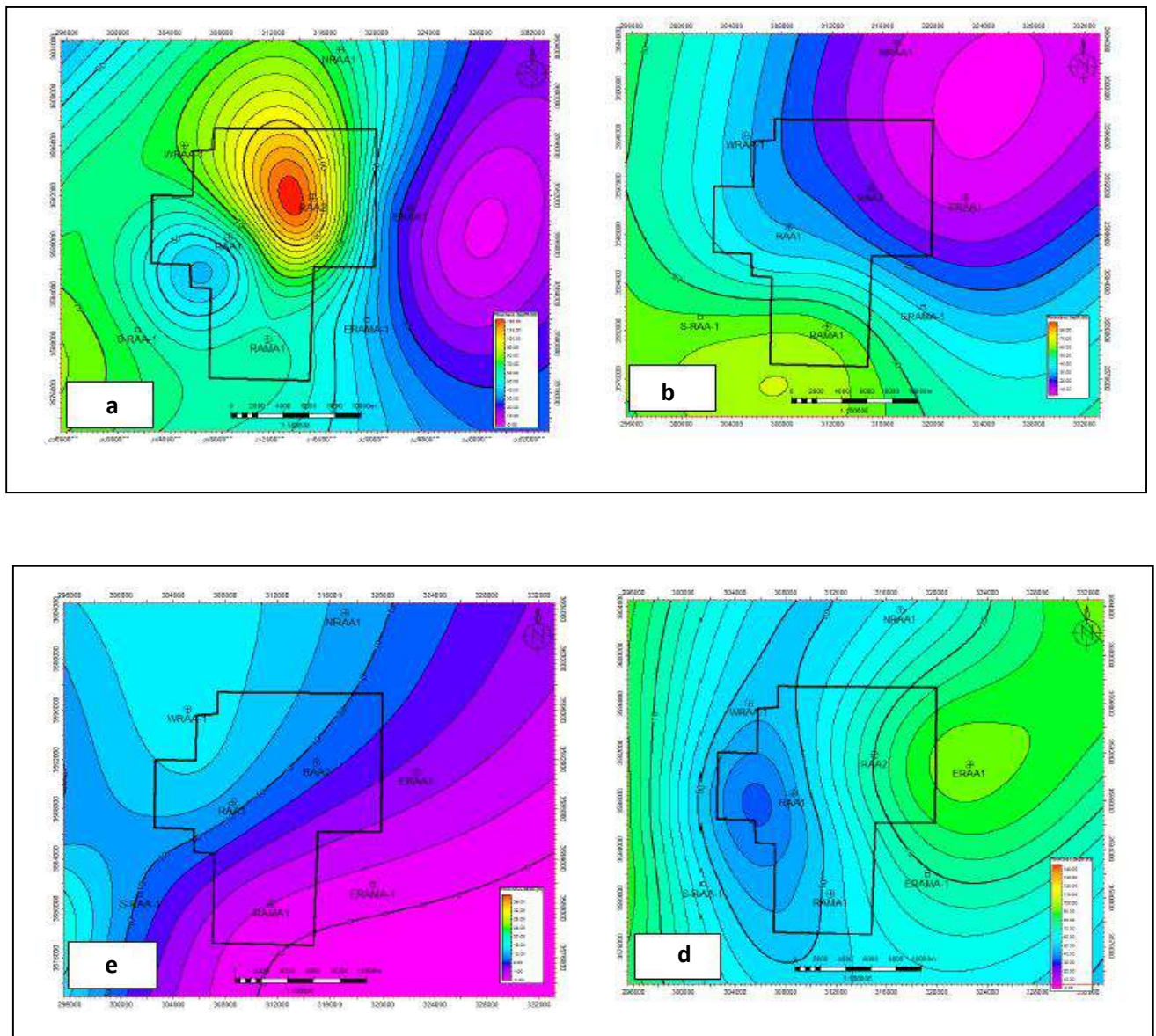


Figure I.7 : Cartes d'épaisseur des différents réservoirs

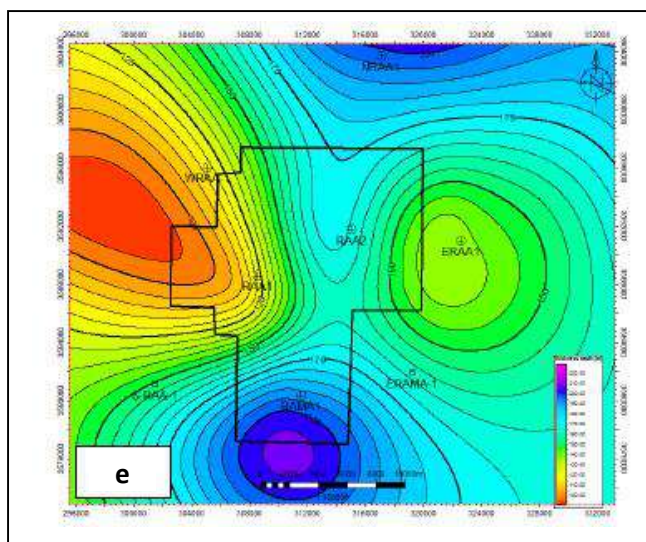


Figure I.7 : Cartes d'épaisseur des différents réservoirs

Les coordonnées et le découpage stratigraphique des formations au niveau des 05 puits sont reportés dans le tableau ci-dessous :

| Puits | RAA-1 | RAA-2 | RAMA-1 | NRAA-1 | ERAA-1 |
|--------------------------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| X UTM 32 | 308515 | 315016 | 311546,1 | 880509 | 886728 |
| Y UTM 32 | 3588661 | 359183.46 | 3580383,6 | 3609362 | 3596925 |
| Trias T1+T2 | 3762- 3856 m | 3743- 3799 m | 3805-3997,5 m | 3674- 3872.5 m | 3746- 3883 m |
| | 3854-3889 m | | | | |
| Trias Série inférieure | 3762-3856 m | 3799- 3934 m | 3997,5-4049,5m | 3872.5- 3931 m | 3883- 3997 m |
| Silurien | Erodé | Erodé | 4049,5-4121m | Erodé | Erodé |
| Dalle de M'Kratta | 4009- 4020 m | 3934-3950 m | Erodé | Erodé | Erodé |
| Argiles Micro conglomératique | 4020- 4106m | 3950- 3975 m | 4121-4203 m | Erodé | 3997 – 4062 m |
| Grès d'El Goléa | Erodé | Erodé | Erodé | Erodé | 4062- 4100 m |
| Grès d'Ouargla | Erodé | 3975- 3992 m | 4203-4259 m | Erodé | Erodé |
| Quartzites de Hamra | 4106-4170 m | 3992- 4069 m | 4259-4320 m | Erodé | Erodé |
| Grès d'El Atchane | 4191-4200 m | 4069- 4105,5 m | 4320-4341 m | 3931- 3970 m | 4100- 4136.5 m |
| Argiles d'El Gassi | 4170-4207 m | 4105,5- 4224 m | 4341-4405 m | 3970- 4135 m | 4136.5- 4305 m |
| Zone d'alternance | Non atteint | Non atteint | Non atteint | Non atteint | Non atteint |
| Cambrien Ri +Ra | Non atteint | Non atteint | Non atteint | 4148- 4218 m | Non atteint |
| TD | 4240.5 m log | 4224 m log | 4405 m log | 4218 m log | 4305 log |

Tableau I.2 : Découpage stratigraphique des réservoirs de RAA (cote Logging) ^[12]

I.5. Zonation et corrélation réservoir

Le Trias est constitué par un dépôt argilo-gréseux (fluvatile) qui se termine par des formations argileuse et évaporitique. Le trias argilo-gréseux est subdivisé en Série Inférieure (SI) et le (T2+T1).

La Série Inferieure représente l'objectif principal dans le périmètre. Ce réservoir se caractérise par des variations latérales de faciès, liées aux modes de dépôt du système fluvatile ce qui caractérise la complexité de ce réservoir. Le découpage a été basé sur les corrélations entre les puits, en utilisant la combinaison des différentes diagraphies (Gamma ray, Sonic). La corrélation montre une continuité des formations avec des variations des épaisseurs et de faciès d'un puits à un autre (**Fig. 1.8**).

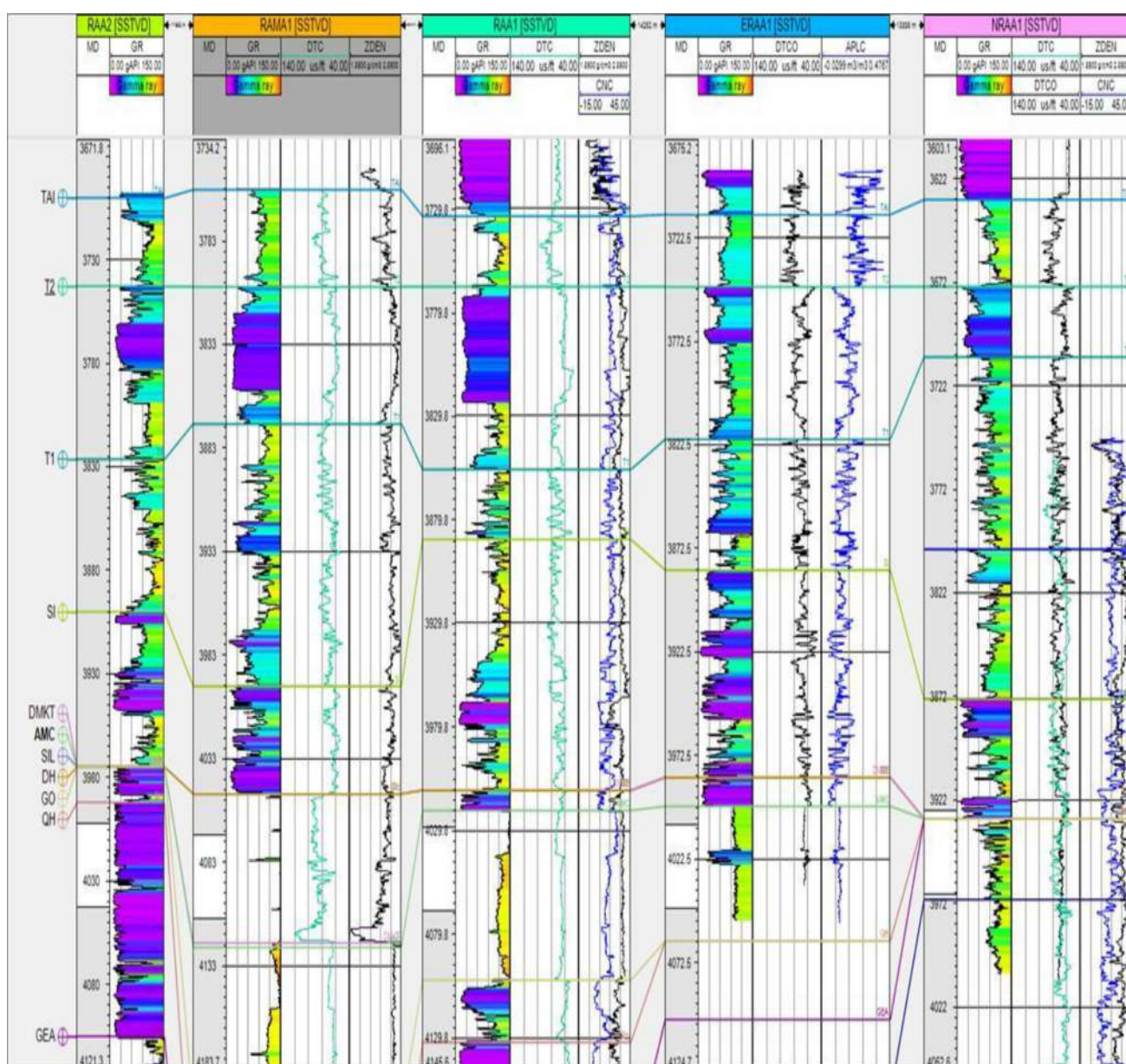


Figure I.8 : Corrélation stratigraphique entre les puits du périmètre RAA

I.6. Propriétés et qualité du réservoir

Il est caractérisé par de bonnes propriétés pétrophysique, mais de faibles épaisseurs de réservoir. La majorité des mesures indiquent des porosités supérieures à 5%, avec une valeur moyenne de 8%. Les mesures de perméabilités à partir des carottes réalisés sur les puits RAMA-1 et RAA-2 montrent des perméabilités variant entre 0.1 jusqu'à 1000 md avec une valeur moyenne issue de l'interprétation des tests de puits d'environ 66 md.

I.6.1. Moyennes petro-physiques par puits

L'évaluation pétrophysique des puits du périmètre de Rahlet El Aouda a été réalisée en utilisant le module ELAN PLUS. Trois puits ont été interprétés dans le périmètre de RAA. Le réservoir principal considéré est le Trias (Série inférieure) et le réservoir secondaire est l'Ordovicien (Grès d'Ouargla).

| Puits | Réservoirs | N/G | Net Pay(m) | Porosité(%) | Sw (%) |
|---------------|--------------------|------------|-------------------|--------------------|---------------|
| RAA-1 | Trias SI | 0.61 | 05 | 10 | 19 |
| | Grès d'Ouargla | 0.2 | 04 | 05 | 42 |
| | Quartzite de Hamra | - | 28 | 07 | 35 |
| RAA-2 | Trias SI | 0.61 | 08 | 10 | 19 |
| | Grès d'Ouargla | 0.54 | 07 | 09 | 20 |
| RAMA-1 | Trias SI | 0.50 | 06 | 7.5 | 10 |

Tableau I.3 : Propriétés petro-physiques moyennes des puits du gisement de Rahlet El Aouda ^[12]

I.6.2. Contacts des fluides

L'évaluation pétrophysique et l'analyse des résultats de MDT des trois puits au niveau du réservoir Triasique Série inférieure a permis de mettre en évidence les différents contacts par compartiment. Le tableau suivant résume les contacts utilisés lors de cette évaluation :

| Puits | Réservoirs | OWC (m) (TVDSS) |
|---------------|-------------------|------------------------|
| RAA-1 | Trias SI | -3842.5 |
| RAA-2 | Trias SI | -3812 |
| RAMA-1 | Trias SI | -3876 / ODT |

Tableau I.4 : Contact des fluides

I.6.3. Propriétés des fluides de réservoir

Données de tests et échantillonnage : Le tableau ci-dessous montre les résultats des analyses PVT réalisés sur le puits RAA-2

| Conditions réservoirs | | |
|--------------------------------------|--------|----------------------------------|
| Pression | 302.4 | Bar |
| Température | 113.5 | °C |
| Propriétés | | |
| Gas-Oil-Ratio (GOR) | 145.7 | Sm ³ /sm ³ |
| Gas Gravity, (air = 1.000) (dg) | 1.093 | |
| Stabilised Oil Gravity at STP (do) | 0.8182 | |
| Fluid Volume Factor FVF | 1.612 | |
| Saturation Pressure (Pression bulle) | 156.5 | Bar |
| Fluid Density at Saturation Pressure | 0.628 | g/cm ³ |

Tableau I.5 : Résultats PVT du puits RAA-2 ^[9]

I.6.4. Evaluation & DST des puits

Dans le **tableau I.6** on a résumé les résultats des DST techniquement réussis et qui présente un intérêt pétrolier avec des débits d'huile en surface.

| Puits | N° DST Réalisé | Formation testée | Intervalle perforé testé (m) | Débit huile (m ³ /h) / densité | Débit gaz (m ³ /h) / densité | GOR (m ³ /m ³) | P _t (kgf/cm ²) |
|--------|----------------|------------------|------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| RAA-1 | 03 | Trias « S.I » | 3968 - 3971 | 10.15 / 0.805 | 1264.2 / 0.938 | 130.1 | 46,40 |
| RAA-2 | 01 | "Grès d'Ouargla" | 3975 – 3985 m | 19.5/0.82 | 1318/0.96 | 68 | 87,88 |
| | 02 | Trias « S.I » | 3930 - 3938 | 32.30 / 0.81 | 3763 / 0.75 | 116 | 154,68 |
| RAMA-1 | 02 | Trias « S.I » | 3999-4001m 4007.5-4009.5m | 23.80 / 0.80 | 4717 / 0.89 | 198.2 | 154,68 |
| ERAA-1 | 01 | Trias « S.I » | 3884 à 3893m 3934 à 3946m | 26.50 / 0.81 | 6141.10 / 0.96 | 231.74 | 193,34 |
| NRAA-1 | 01 | Trias « S.I » | 3872 à 3880m | 21.86 / 0.810 | 2666 / 1.016 | 122 | 98,43 |
| ERAMA1 | 02 | Trias « S.I » | 3967 à 3969.5m 3975.5 - 3981.5m | 33.75 / 0.816 | 8241 / 0.87 | 245 | 267.16 |

Tableau I.6 : Résultats DST Réalisés des puits du gisement RAA sur Duse 32/64" ^[12]

I.7. Développement & installations du surface

Dans le cadre du développement du champ d'huile de RAA situé à environ 60 Km au Nord Est de Rhourde Chegga (RDC), une étude préliminaire a été réalisée pour collecter l'huile brute provenant des puits, et l'acheminer vers le Centre Industriel Naili Abdelhalim (CINA).

- La réalisation d'un réseau de collecte pour la mise en production de neuf (09) puits producteurs d'huile, et l'acheminement de l'huile brute vers un nouveau EPF situé au niveau de l'usine existante du groupement BRS (Fig. I.9).
- Réalisation d'une ligne de transfert d'huile de l'EPF vers RDC (point de raccordement au niveau de la ligne 10" existante reliant RDC à CINA).

Les installations de surface se résument aux :

- Une (01) trunkline d'une longueur de 28 Km avec un diamètre de 14" de MFD3 à l'EPF installé à côté de l'usine existante du groupement BRS avec une pression d'arrivée de 16 bars.
- Trois (03) manifolds sur champ (MFD1, MFD2 et MFD3)
- Une ligne d'une longueur de 54 Km avec un diamètre de 8" pour le transfert de l'huile issue de la séparation de l'EPF vers RDC
- EPF Comportant :
 - Une séparation triphasique
 - Pompes de transfert de l'huile vers RDC avec une pression de sortie de 46 bars (EPF inlet/outlet pressure: 16/46 bar)
- Les puits sont équipés avec Tubings 4"1/2.
- Plusieurs puits seront forés dans les prochaines années.

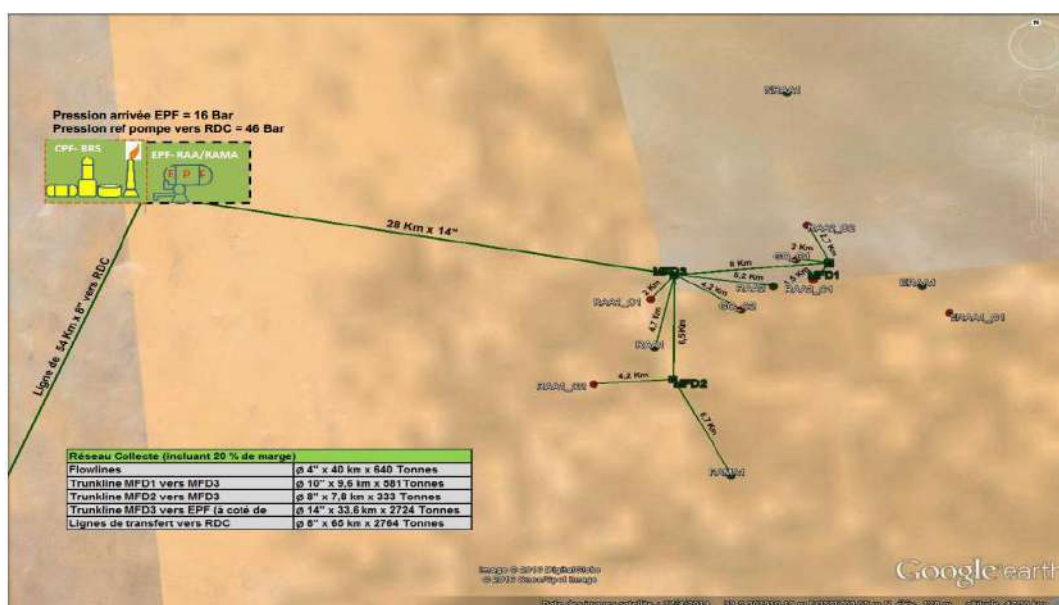


Figure I.9 : Développement du champ d'huile de RAA projetée^[9]

CHAPITRE II

Performance de Production

II.1.La mise en production du Champs RAA

Le nombre total des puits actuellement est de 10 d'où:

- 04 Puits Producteur Huile ouverts : RAA2, ERAA1, NRAA1 et RAA1.
- 01 Puits Producteur Huile fermé : RAMA1.
- 01 puits en cours de raccordement : ERAMA1.
- 02 puits en cours de forage :RAA3 et NRAA2
- 02 Puits abandonné définitivement : SRAA1 et WRAA1 (pas d'intérêt pétrolier).

Le démarrage du gisement a été fait au début de Juillet 2016 avec la mise graduellement en production de cinq puits sur le réseau de collecte réalisé en 2016(FigII.1).

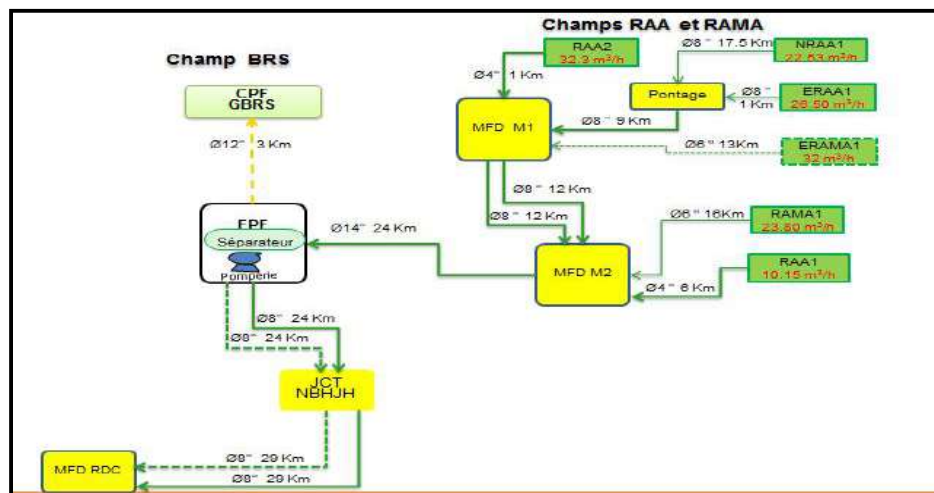


Figure II.1 : Réseau huile actuel - champ RAA

L'état de la production du champ RAA en Avril 2017 est présenté par des histogrammes sur les deux graphes(Fig. II.2 et II.3). Un déclin très rapide de la production est clairement identifié engendré par la diminution très significative du débit en premier lieu et des arrêts de production.

Le volume d'huile produit cumulé au 30 avril 2017 d'environ 0.32 MM m³ (soit 2 MM bbl), ce qui équivaut à un taux de récupération de l'ordre de 0.72 %.

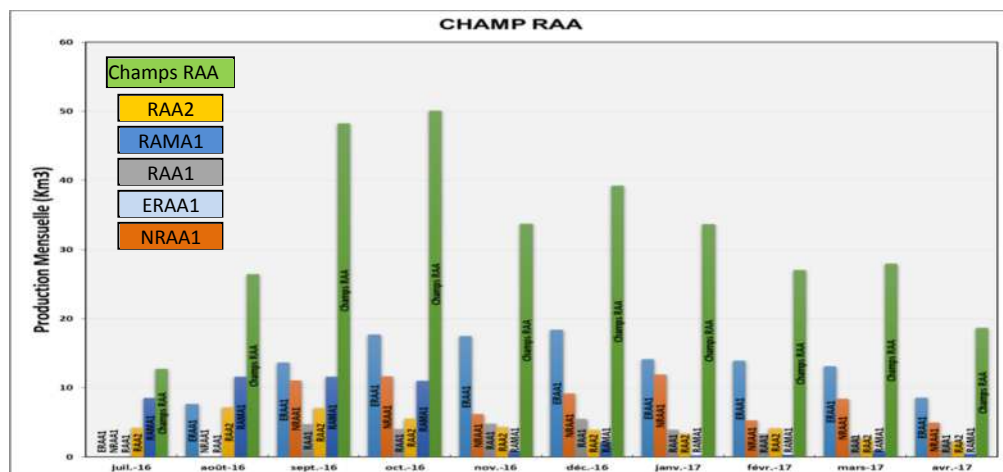


Figure II.2: Production mensuelle du champ RAA au avril 2017 (Km³)

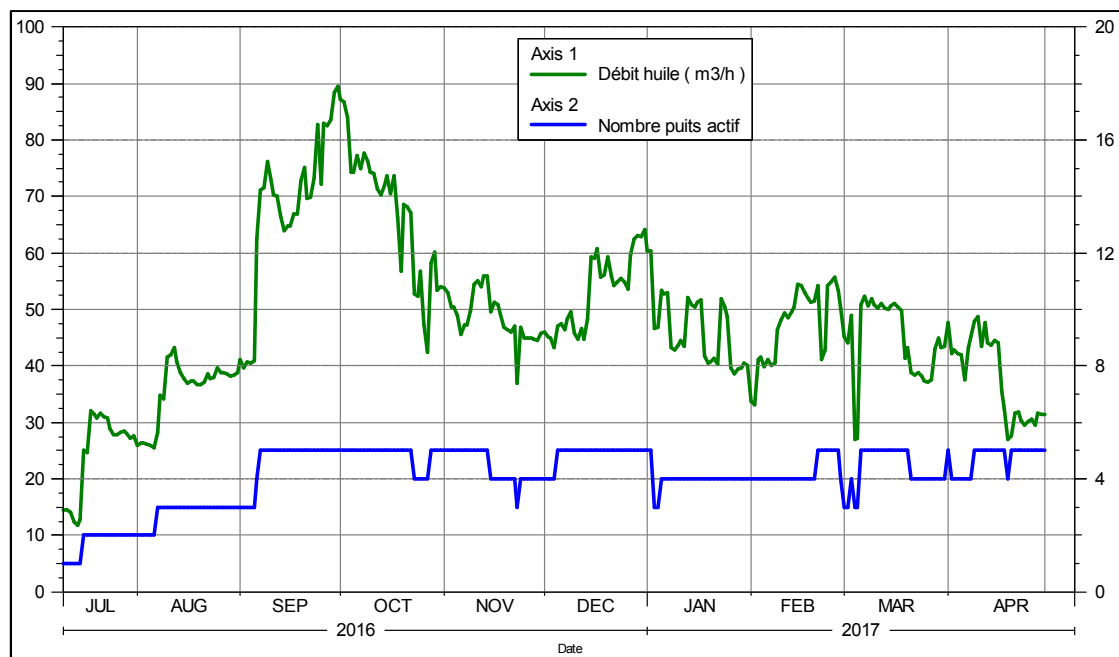


Figure II.3: Historique Production journalière des puits (m^3/h) et nombre puits actif

II.2. Analyse taux de déclin des puits

L'objectif est d'établir une évaluation quantitative de la performance de chaque puits, en se fondant sur la production prévisionnelle sur la base de déclin, juste après la mise en production réelle de ces puits.

L'analyse conventionnelle des courbes de déclin de la production pour l'huile consiste à tracer le déclin en fonction du temps de production sur un papier emi-log. Les données de l'analyse conventionnelle des courbes de déclin sont extrapolées dans le futur pour prévoir une estimation de la production et des réserves (**Fig. II.4**).

Dans notre analyse, nous avons utilisé une approche exponentielle pour le déclin de la production de certains puits qui nous paraît la plus adéquate où les données ont été traitées par un logiciel OFM (OilField Manager)(voir annexe).

Les résultats obtenus par l'analyse de déclin (déclin annuel est de 40% /année) nous permettent de dire qu'il est rapide par rapport à des puits avec un mode de production de déplétion naturelle (**tableau : II.1**). On se basant sur les data welltest et des analyses dépôts et fluide de formation un tel déclin ne peut pas être dû à une mauvaise alimentation. L'écoulement de réservoir vers la surface du brut n'est pas efficace à cause de bouchage par divers dépôts qui empêchent le passage (obstacle) de l'effluent aux abords du puits et dans le tubing de production.

Une mauvaise alimentation est définie par l'absence des liaisons directes entre le réservoir et le puits. Cette isolation est cependant due à l'existence d'une barrière qui forme un obstacle empêchant ainsi

l'acheminement de l'huile du réservoir vers le puits. C'est un phénomène qui ne se détecte pas généralement au début de la mise en production du puits sauf dans quelques uns.

En effet, on ne s'en rend compte qu'au moment où le potentiel du puits chute considérablement et brusquement sans qu'il y ait un problème apparent pour le justifier.

Alors, ce problème se présente sous deux formes d'apparition :

- Soit le puits ne donne rien dès le départ ce qui justifie que le puits est mal alimenté aux abords du puits.
- Soit après un moment d'exploitation ou le puits ne donne plus rien ce qui explique qu'il y a une mauvaise alimentation à une certaine distance du puits.

| Puits | Np en Avril 2017 (Mm ³) | Débit d'huile à la mise en service (m ³ /h) | Dernier débit d'huile (m ³ /h) | Taux déclin annuel effectif(%) |
|-----------|-------------------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------|
| RAMA1 | 48.20 | 19.32 | 1,0 | 73.6 |
| RAA2 | 45.26 | 11.89 | 5,39 | 60.1 |
| ERAA1 | 125.88 | 18.1 | 11,6 | 33.8 |
| NRAA1 | 70.27 | 15.78 | 9,39 | 36.3 |
| RAA1 | 32.68 | 5.67 | 2,72 | 36 |
| Somme/moy | 322.29 | 70.76 | 30.1 | 41.55 |

Tableau II.1: Déclins des puits champs RAA

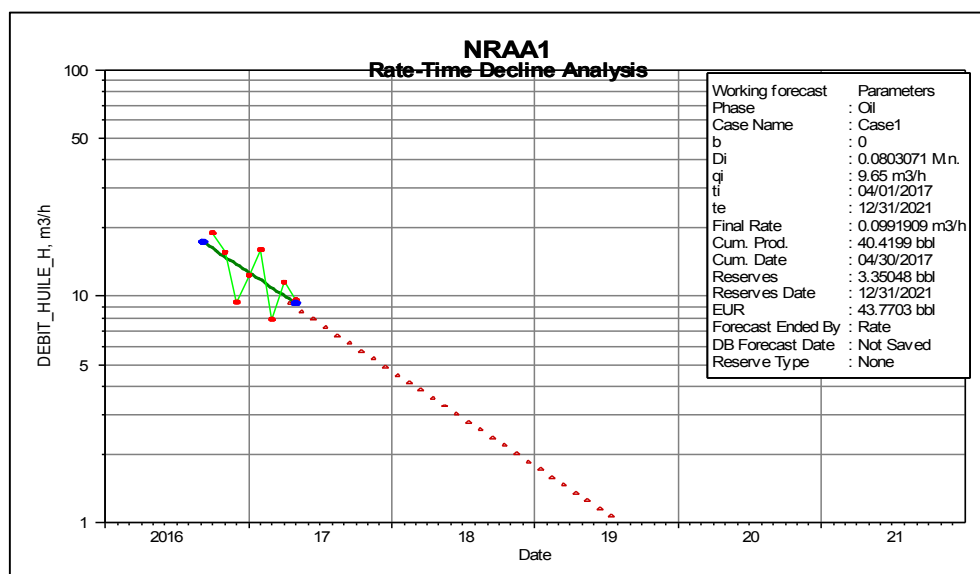


Figure II.4: Courbe de déclin débit du puits NRAA1

II.3. Analyse de la performance de production des puits

Le nombre total des puits producteur huile ouverts produisant du réservoir Trias (Série Inferieure) est de cinq (05) puits. Le tableau ci-dessous (**tableau II.2**) résume la situation des puits du champ RAA arrêté en Avril 2017. La carte bulle du cumul de production nous montre que la plupart de production est parvenue du nord du champ(ERAA1 et NRAA1) par contre une faible récupération est enregistré au centre(**Fig II.5**).

| Puits | Résultats DST sur une duse 12.7 mm | | Date de Mise En Date de Mise En Service | Jaugeage après MES | | | Dernier Jaugeage | | | | |
|--------|--------------------------------------------|-------------------|-----------------------------------------|--------------------|---------|-----------------------|-------------------------|------------|---------|-----------------------|-------------------------|
| | PT | Débit | | Date | Duse mm | PT kg/cm ² | Débit m ³ /h | Date | Duse mm | PT kg/cm ² | Débit m ³ /h |
| | kg/cm ² | m ³ /h | | | | | | | | | |
| RAMA1 | 154,68 | 23,8 | 09/07/2016 | 18/07/2016 | 12,70 | 119,55 | 19,32 | 13/04/2017 | 9 | 57.78 | 1,0 |
| RAA2 | 154 | 32,3 | 16/07/2016 | 23/07/2016 | 9,53 | 127,42 | 11,89 | 08/04/2017 | 9.53 | 45.14 | 5,39 |
| ERAA1 | 193,25 | 26,5 | 07/08/2016 | 10/08/2016 | 8,70 | 213,41 | 18,1 | 18/04/2017 | 12,7 | 210 | 11,6 |
| NRAA1 | 95 | 22,53 | 06/09/2016 | 21/09/2016 | 12,70 | 86,40 | 15,78 | 10/04/2017 | 9.53 | 67.2 | 9,39 |
| RAA1 | 46,4 | 10,15 | 07/09/2016 | 13/09/2016 | 9,53 | 46,69 | 5,67 | 18/04/2017 | 9 | 41.19 | 2,72 |
| ERAMA1 | 267.17 | 33.75 | Raccordement en cours | | | | | | | | |
| NRAA2 | Forage en cours | | | | | | | | | | |
| RAA3 | Forage en cours | | | | | | | | | | |
| SRAA1 | Abandon définitif, pas d'intérêt pétrolier | | | | | | | | | | |
| WRAA1 | Abandon définitif, pas d'intérêt pétrolier | | | | | | | | | | |

Tableau II.2: Situation des puits du champ RAA

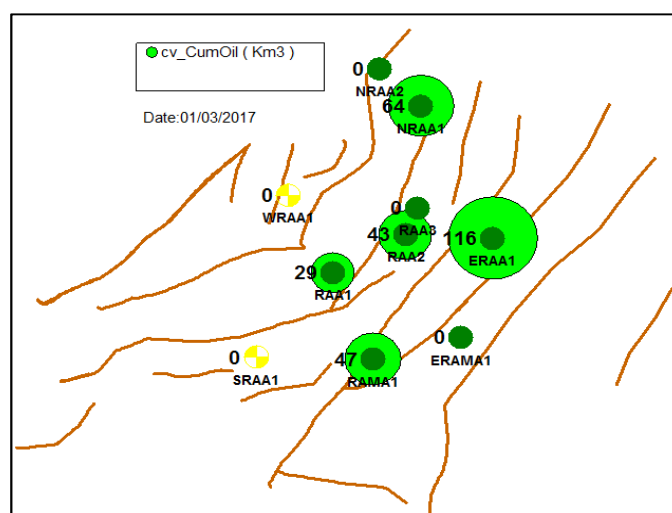


Figure II.5: Carte cumul de production des puits RAA

II.3.1. Performance de production RAMA1

II.3.1.1. Historique de puits

Le puits RAMA1 est foré verticalement fin 2014 et mis en production le 09/07/2016 après perforation dans le 7". C'est un puits qui a été complété par tubing 4 1/2" ancre (Voir annexe). Le puits a été fermé suite égalisation des pressions au niveau de la tête du puits.

Tous les paramètres de production sont présents sur l'ensemble des graphs ci-dessous (Fig. II.6/7/8)

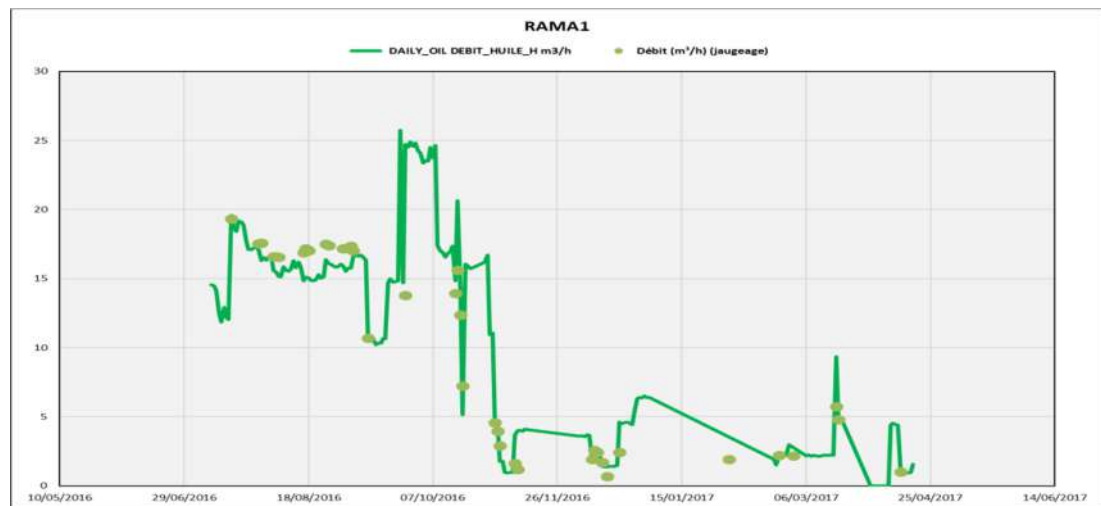


Figure II.6 : Débit jaugé et débit journalier calculé-RAMA1

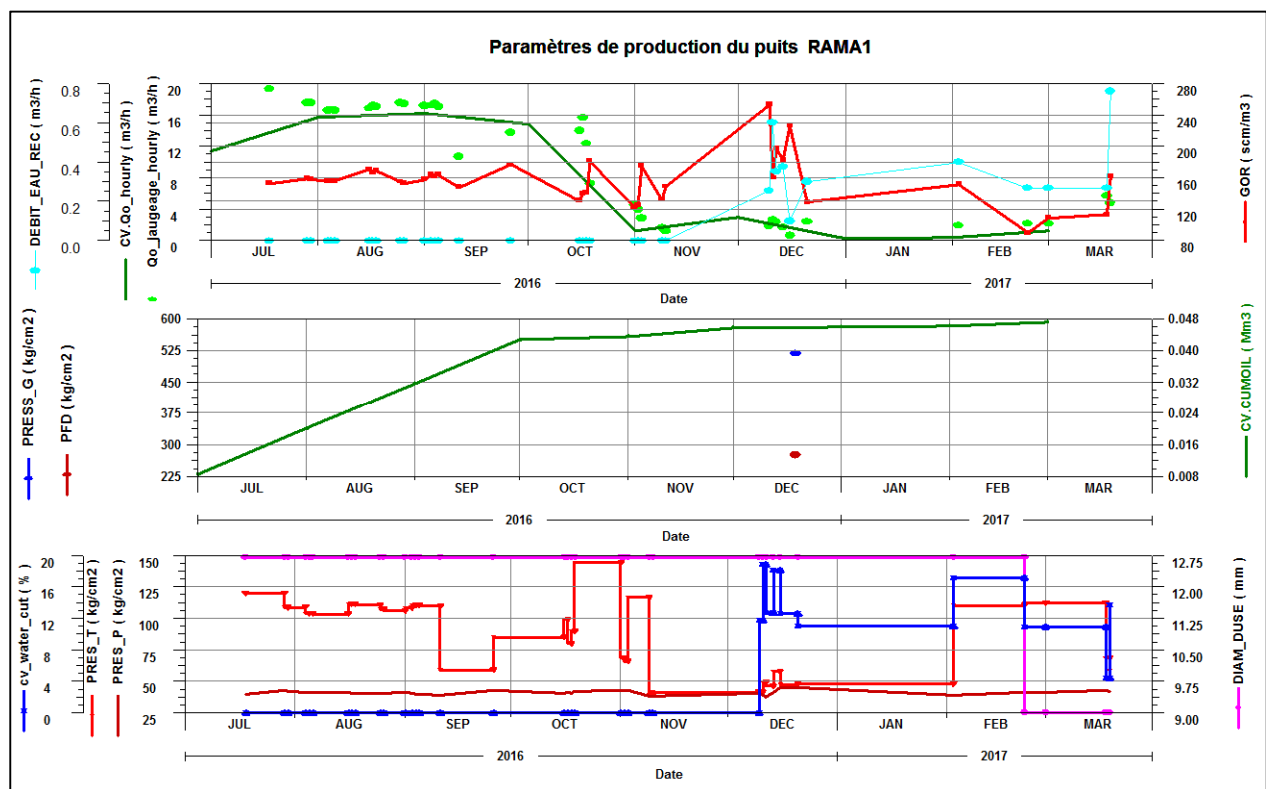


Figure II.7 : Paramètres de production du puits RAMA1

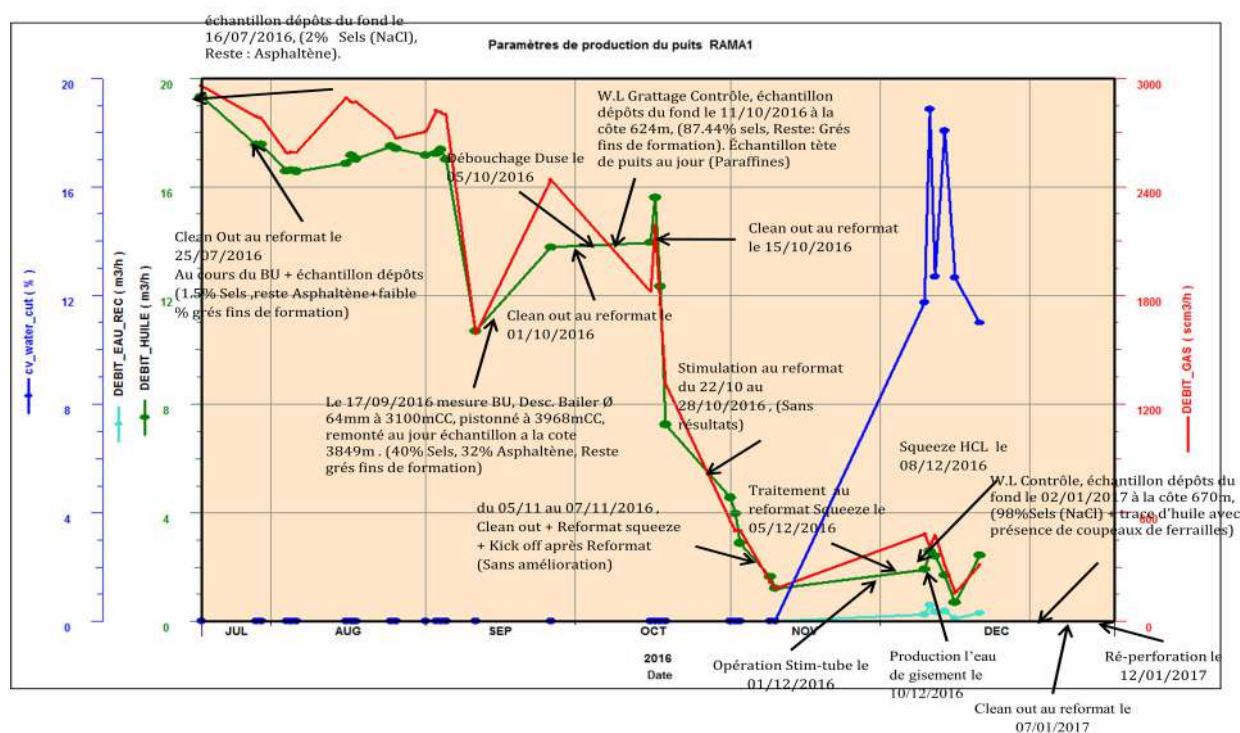


Figure II.8 : Paramètres de production avec les opérations effectuées - RAMA1

Dernière opération

- Perforation de l'intervalle 3997.5-3999m le 05/03/2017 ($Q_o = 2.18 \text{ m}^3/\text{h}$ le 01/03/2017 et $Q_o = 5.73 \text{ m}^3/\text{h}$ le 18/03/2017).
- TC Clean Out + acidification le 09/04/2017 et le 10/04/2017 ($Q_o = 1 \text{ m}^3/\text{h}$ le 13/04/2017).
- PLT le 11/04/2017 la totalité de la production provient de l'intervalle perforé (3997.5-4001m), présence d'une eau stagnante de niveau statique de 4001m.
- Le 22/04/2017 Démarrage dégorgement + Collecte Suite Q_o Nul.

II.3.1.2. Analyse et interprétation des tests de pression transitoires

Le calage du modèle des différents welltest effectués nous donne les résultats présentés au tableau suivant (Fig. II.9):

| Test | Date | Pression(kg/cm ²) | | | Débit (m/h) | IP | KH | Skin | Duse | Remarque |
|----------|------------|-------------------------------|--------|--------|-------------|-------|------|------|------|---------------------------------------------------------|
| | | Gisement | fond | tête | | | | | | |
| DST | 21/02/2015 | 587.73 | 463 | 154.62 | 23 | 0.146 | 1610 | 41.3 | 9.53 | DST N 2 réaliser dans trias série Inférieur, Pg @-3866m |
| BUILD UP | 06/06/2016 | 576.56 | 420 | 175 | 19 | 0.115 | 1350 | 37.2 | 12.7 | PG@-3866m(top perfos). |
| BUILD UP | 19/12/2016 | 519.39 | 274.44 | 47.4 | 2.85 | 0.010 | 182 | 59.2 | 12.7 | PFD@-3841m, PG@-3866m. |

Tableau II.3 : Résultats d'interprétation des tests RAMA1

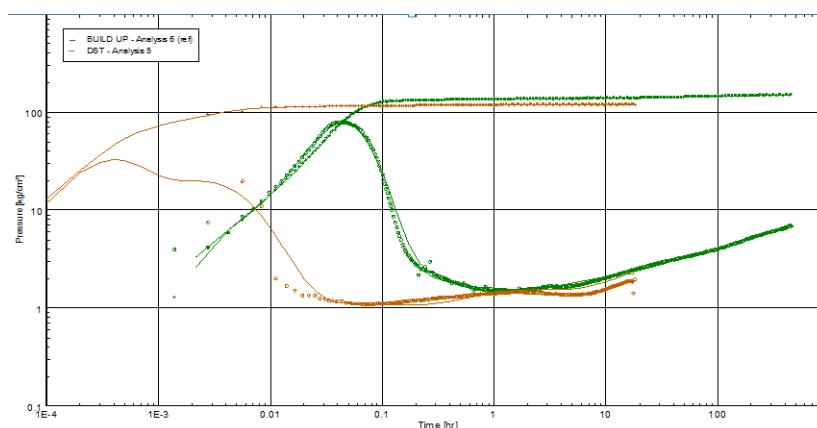


Figure II.9: Log-log plot des mesures de production (BU et DST)- RAMA1

✓ Conclusion

- Le puits RAMA1 a donné de bon résultat, soit un Q_o de 23.8 m³/h avec un IP de 0.146 m³/h/kg/cm² et un Skin de 41.3 lors du DST réalisé dans le trias « S.I ».
- Le puits mis en production dans le Réservoir Trias « S.I » sur une duse 12 mm avec un débit d'huile de 19.32 m³/h ; mais a subi un endommagement très sévère depuis sa mise en production (skin de welltest).
- Le well bore storage est réduit dans le DST comparant au BU parce que la fermeture dans le cas du DST se fait au font contrairement à la fermeture durant le BU qui s'est fait en surface
- La pression de gisement a connu une chute entre le dernier BU de 16/07/2016 et le BU de 19/11/2016, elle passée de 576.56 kg/cm² à 519.39 kg/cm² soit une chute de 57 kg/cm².
- La PFD a subi une grande chute de 144 Kg/cm² entre les deux BU et comme conséquence l'indice de production a chuté de 0.115 à 0.010 (cm²/Kgf)/ (m³/h).
- Le puits a connu des problèmes de sel et d'asphalte qui provoque des bouchages au niveau du tubing et de la duse et fond (selon analyses échantillons dépôts), plusieurs opérations de nettoyage au reformat et de grattage ainsi un Stim tube et de ré-perforation ont été effectuées sur le puits (Figure II.6), sans pouvoir restaurer le potentiel du puits.
- La dérivée de la pression en échelle log-log a démontré une réponse de réservoir homogène avec parallèle failles au limite du réservoir (chenal).
- la présence des dépôts de sels joue un rôle important dans la chute brusque de débit, vu que la PFD et P_g sont au-dessus de P_{bulle} .
- Le puits RAMA1 a commencé de produire l'eau de gisement le 10/12/2016 (254 l/h) après le stim tube suivi d'une acidification.
- Puits fermé suite égalisation des pressions au niveau de la tête du puits. Une telle situation peut être arrivée au reste des puits si on ne fait rien pour change l'état actuel.

II.3.2. Performance production RAA1:

II.3.2.1. Historique de puits

Le puits RAA1 est foré verticalement en 2010 et mis en production le 07/09/2016. C'est un puits qui a été complété par tubing 41/2" ancre. La liaison couche trou est un Liner Cimenté Perforé (Voir annexe).

Tous les paramètres de production sont présents sur l'ensemble des graphes en dessous (**fig II.10/11**)

| Date | Opérations effectuées sur RAA-1 | Impact |
|------------|---------------------------------|--------------|
| 12/11/2016 | Cleanout with Reformat to TD | Pas d'impact |
| 09/03/2017 | Cleanout with TW to TD | Pas d'impact |

Tableau II.4: Historique des opérations RAA1

Dernière opération : Clean Out le 09/03/2017, avec une amélioration du débit ($Q_o = 3.85 \text{ m}^3/\text{h}$ le 01/03/2017 et $Q_o = 5.29 \text{ m}^3/\text{h}$ le 19/03/2017). Le puits produit normalement avec un débit moyen de $5 \text{ m}^3/\text{h}$ (Duse de 9.53mm) jusqu'à le changement de la duse à 9mm il a donné $2.72 \text{ m}^3/\text{h}$ le 18/04/2017.

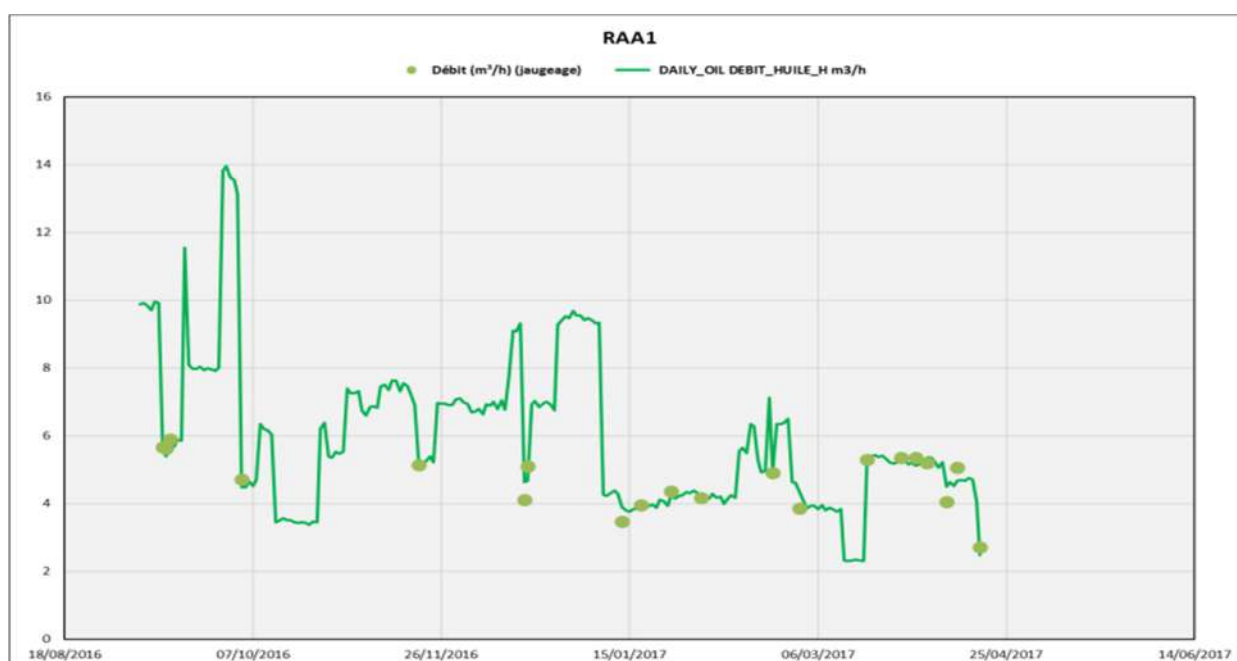


Figure II.10 : Débit jaugé et débit journalier calculé -RAA1

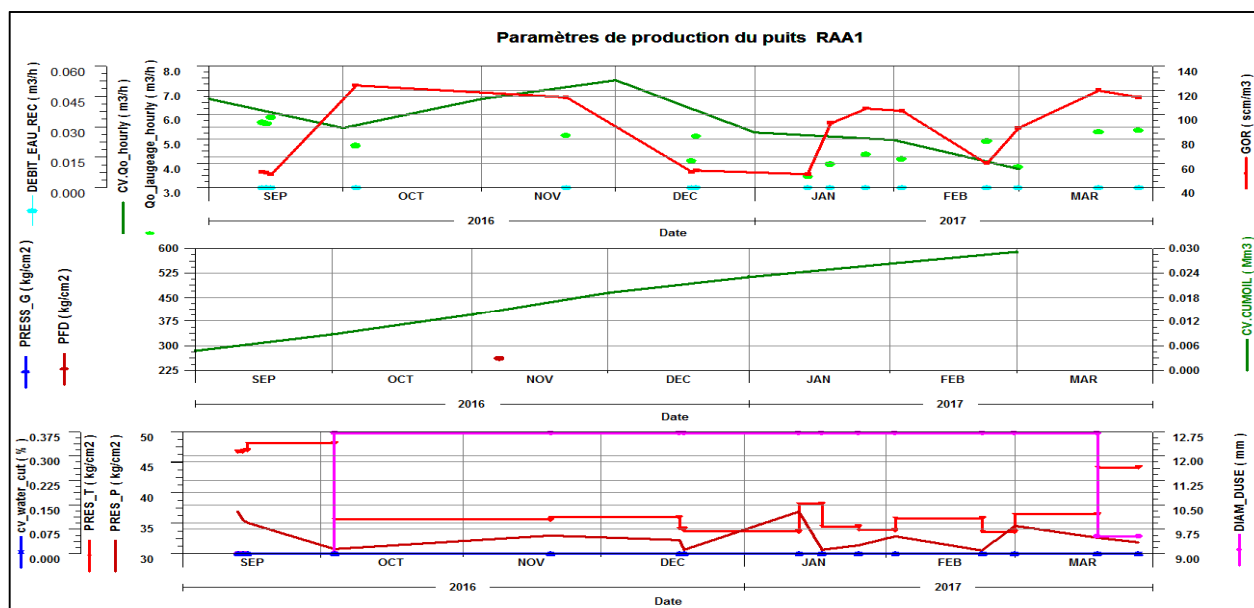


Figure II.11 : Paramètres de production du puits - RAA1

II.3.2.2 Analyse et interprétation des tests de pression transitoires

Le calage du modèle des différents welltest effectués nous donne les résultats présentés au tableau suivant:

| Test | Date | Pression(kg/cm ²) | | | Débit (m ³ /h) | IP | KH | Skin | Duse | Remarque |
|------|------------|-------------------------------|--------|--------|---------------------------|-------|------|------|------|---------------------|
| | | Gisement | fond | tête | | | | | | |
| DST | 05/10/2010 | 585.55 | 436.8 | 169.44 | 10.15 | 0.042 | 105 | 0 | 12.7 | Pg et Pfd@ 3786.92m |
| BU | 31/03/2016 | 561.1 | 253.14 | 38.92 | 6.12 | 0.02 | 65.9 | 4.03 | 9.53 | Pg et Pfd@3560.93m |
| PFD | 07/11/2016 | - | 260 | 35.64 | 4.72 | - | - | | 12.7 | PFD@-3546.85m |
| PFD | 30/03/2017 | - | 287.7 | 42.75 | 5.16 | - | - | | 9.53 | PFD @ -3849 m |

Tableau II.5 : Résultats d'interprétation des tests RAA1

✓ Conclusion

- Le puits RAA1 a donné un débit de 10.15 m³/h lors du DST réalisé en face de la SI, l'interprétation de ce dernier montre un skin de 0 avec un IP de 0.042 m³/h/kg/cm².
- Le test BU réalisé le 31/03/2016 montre que la pression de gisement a chuté de 24.54 kg/cm² ; et la PFD a connu une chute brusque de 183.66kg/cm².
- L'interprétation du BU donne un skin positif de 4.03 avec un IP de 0.02 m³/h/kg/cm², le débit est diminué à 6.12 m³/h.
- Le puits RAA-1 continué à produire avec un débit moyen de 5 m³/h après un traitement au réformât et plusieurs opération de grattage,
- On peut dire que la situation de ce puits est stable par rapport des autre puits.

II.3.3. Performance production RAA2:

II.3.3.1. Historique de puits

Le puits RAA2 est foré verticalement début 2014 et mis en production le 16/07/2016. C'est un puits qui a été complété par tubing 41/2" ancre. La liaison couche trou est un Liner Cimenté Perforé (Voir annexe).

Tous les paramètres de production sont présents sur l'ensemble des graphes en dessous (**fig II.12/13**)

| Date | Opérations effectuées sur RAA-2 | Impact |
|---------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| 08/11/2016 | Clean Out avec Reformat jusqu'au TD | Pas d'impact |
| 03-04/01/2017 | Tube Clean avec Jetblaster jusqu'au TD, HCL squeeze OK | Le débit augmente de 4.45 à 7.34 m ³ /hr, puis chute rapidement |
| 12-13/04/2017 | Acidification matricielle (6%-1%) | Impact négative (chute des paramètres du puits) |

Tableau II.6: Historique des opérations RAA2

Dernière opération : Reformat /TC Clean Out & Reformat Squeeze & acidification le 12/04/2017 et le 13/04/2017, ($Q_o = 5.39 \text{ m}^3/\text{h}$ le 08/04/2017, pas de jaugeage après traitement, égalisation des Pressions (Pp&Pt), chute de Pt depuis 19/04/2017 (date de fermeture de puits pour travaux sur Manifold) à ce jours. Prévoir un Dégorgement + Jaugeage.

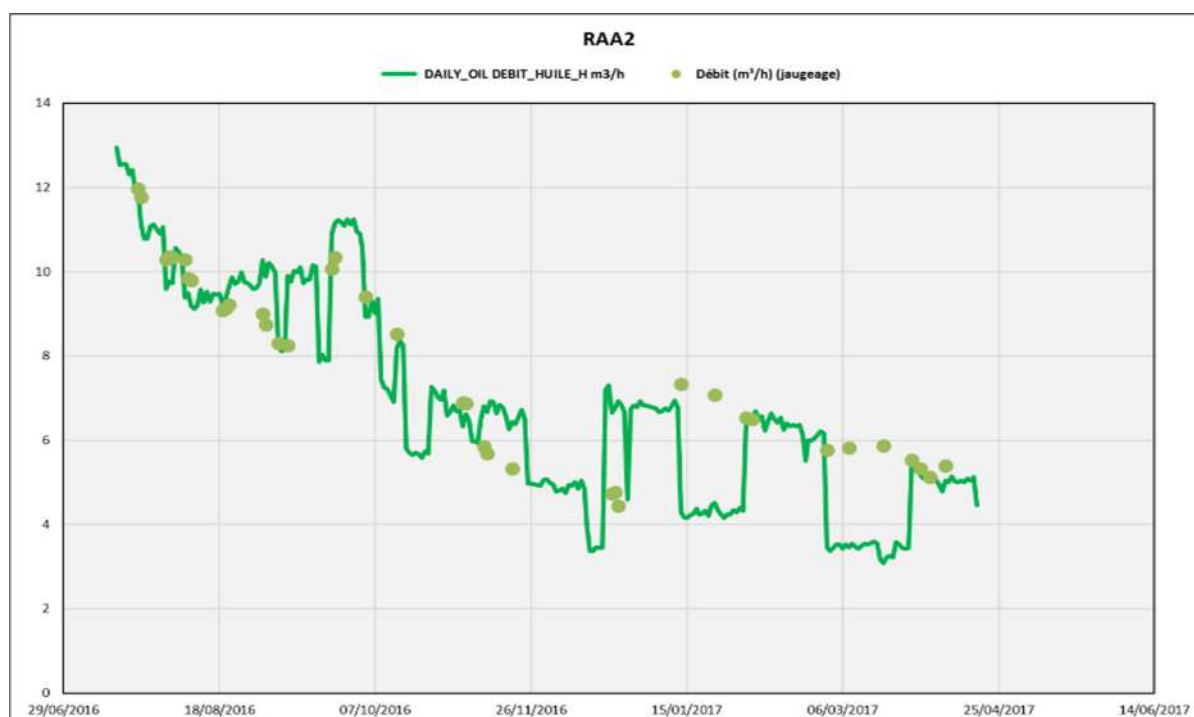


Figure II.12: Débit jaugé et débit journalier calculé-RAA2

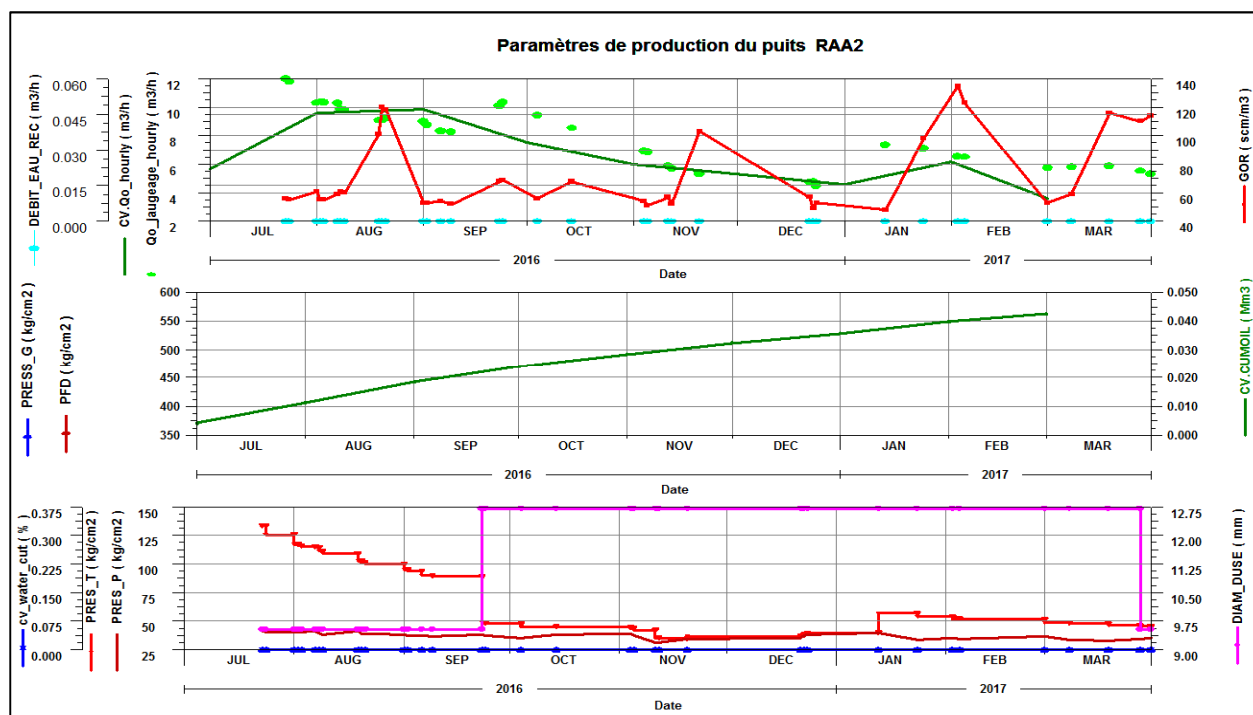


Figure II.13: Paramètres de production du puits RAA2

II.3.3.2. Analyse et interprétation des tests

| Test | Date | Pression(kg/cm2) | | | Débit (m/h) | IP | KH | Skin | Duse | Remarque |
|----------|------------|------------------|-------|-------|-------------|-------|------|-------|------|----------------|
| | | Gisement | fond | tête | | | | | | |
| DST | 15/06/14 | 576.6 | 449.1 | 154.7 | 32.3 | 0.253 | 686 | -1.81 | 12.7 | Pg @ 3895.89 m |
| Build Up | 03/06/2016 | 550.6 | 355.8 | 25.4 | 12.2 | 0.063 | 94.1 | -0.99 | 9.53 | @ 3800 m |

Tableau II.7 : Résultats d'interprétation des tests RAA2

✓ **Conclusion :**

- Avec l'augmentation du diamètre de la duse la pression en tête a chuté, par contre le débit d'huile augmente à 10m3/h mais pas pour une longue durée ; le potentiel à rechute de nouveau jusqu'à atteindre les 5 m3/h
- D'après les résultats d'interprétation le puits RAA2 ne subit pas un endommagement à l'effet du skin.
- Actuellement le puits RAA-2 est fermé suite à une égalisation de pression Pt/Pp chute de Pt depuis le 19/04/2017 (date de fermeture de puits pour travaux sur Manifold) Prévoir un Dégorgement + Jaugeage.

II.3.4. Performance production NRAA1:

II.3.4.1. Historique de puits

Le puits NRAA1 est foré verticalement fin 2015 et mis en production le 06/09/2016. C'est un puits qui a été complété par tubing 41/2" ancre. La liaison couche trou est un Liner Cimenté

Perforé (Voir annexe).

Tous les paramètres de production sont présents sur l'ensemble des graphes en dessous(fig II.14/15)

| Date | Opérations effectuées | Impact |
|---------------|-------------------------------|----------------------------------------------------|
| 09/11/2016 | Clean Out avec reformat au TD | WHP de 50 à 55 kg/cm2 |
| 12-13/12/2016 | Squeeze Mud Acid (6-1.5) | Le Débit augmente de 9 à 20.37 m3/hr |
| 05/03/2017 | Squeeze ET, 6 m3à 1.4bpm | Pas d'effet |
| 07/03/2017 | Réformat + TubeClean | Pas d'effet |
| 06-07/04/2017 | Mudacid 6%-1% | Le Débit augmente légèrement de 9.54 à 10.05 m3/hr |

Tableau II.8 : Historique des opérations NRAA1

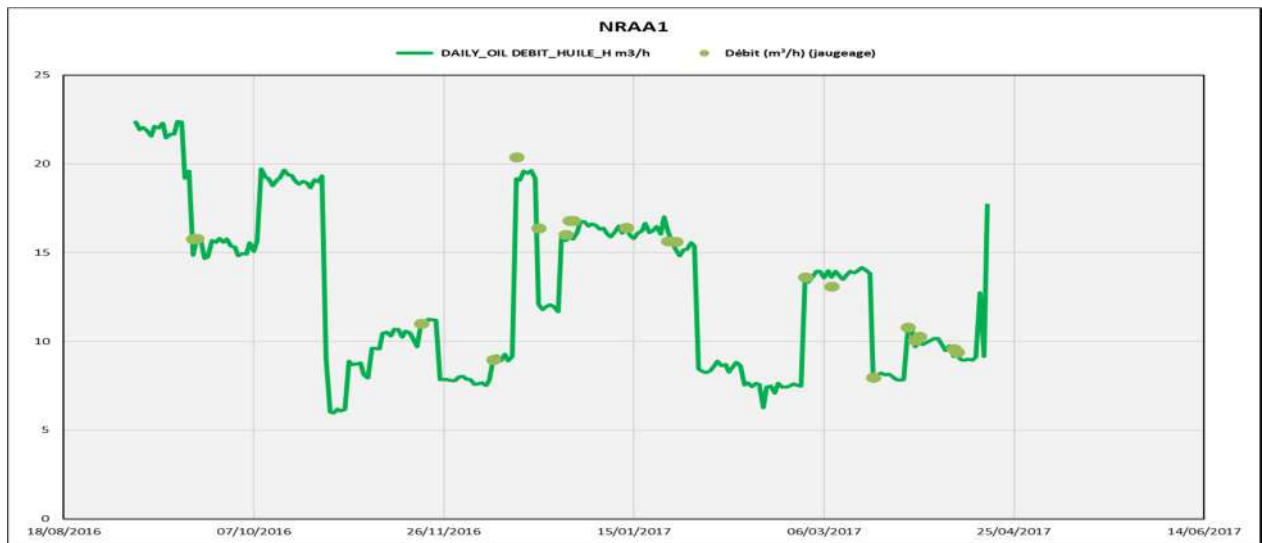


Figure II.14: Débit jaugé et débit journalier calculé-NRAA1

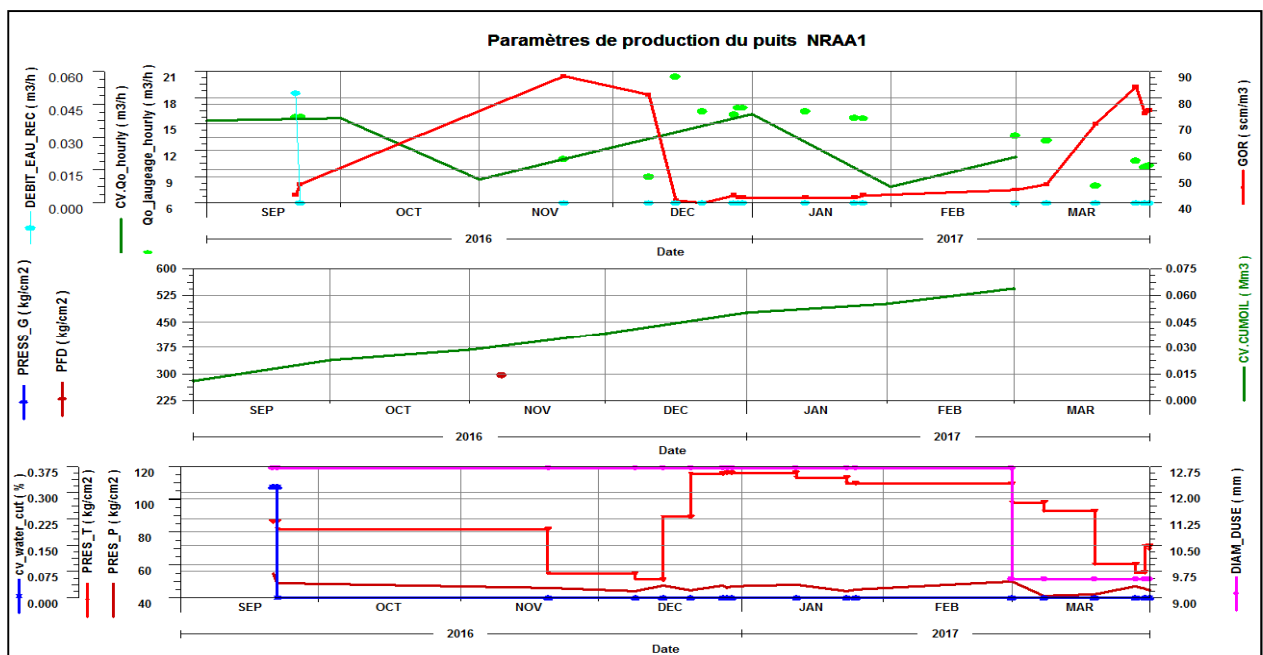


Figure II.15 : Paramètres de production du puits NRAA1

II.3.4.2. Analyse et interprétation des tests

| Test | Date | Pression(kg/cm ²) | | | Débit (m/h) | IP | KH | Skin | Duse | Remarque |
|----------|------------|-------------------------------|--------|-------|-------------|--------|-----|------|------|-----------------------------------------------------------------------|
| | | Gisement | fond | tête | | | | | | |
| DST | 04/01/2016 | 569.46 | 370.98 | 94.91 | 22.53 | 0.1135 | 257 | 2.74 | 12.7 | Puits vertical réalisé dans la Série Inferieur. PG et PFD @ -3696.41m |
| Build Up | 13/05/2016 | 564 | 367.86 | 116.9 | 14.72 | 0.076 | 287 | 5.29 | 9.53 | PG et PFD @ -3727.12m. (Puits n'est pas encore mis en service) |
| PFD | 08/11/2016 | null | 296 | 56 | 10.78 | / | / | / | 12.7 | PFD @-3719.12m. Puits mis en production le 06/09/2016 sur duse 12.7mm |

Tableau II.9 : Résultats d'interprétation des tests NRAA1

✓ Discussion des résultats :

- D'après les résultats d'interprétation le puits NRAA1 subit un endommagement depuis sa mise en production le 06/09/2016 accompagné d'une déplétion d'environ de 7 kg/cm² (depuis son forage au jour de sa mise en production le 06/09/2016).
- Indice de productivité a pu être réduit de 0.1135 à 0.076 (m³/h/ kg/cm²) suite aux pertes des charges due au skin qui se manifeste par la formation de dépôts d'asphaltènes.
- Actuellement, on perd 78 kg/cm² de la pression de fond dynamique (PFD init=374kg/cm², PFD actuel=290 kg/cm²) qui est la combinaison de l'endommagement et la déplétion de la PG.
- La PFD=290 actuelle demeure supérieur la pression de bulle P_b=143.4 Kg/cm², qui nous donne la chance de mieux gérer le puits dans le future.
- On constate une chute de pression de tête et une augmentation du GOR de 44 à 88 (un nettoyage au réformât a été réalisé le 09/11/2016 mais sans un gain remarquable).
- L'échantillon récupéré @ 3934m par le WL effectué le 08/11/2016 représente de la boue de forage à base d'huile est composé par 70% de baryte et 6% de CaCO₃ nécessite une investigation par un contôl WL fréquent pour vérifier le top sédiment et éventuellement la récupération des échantillons.

Recommandations :

- ✓ La production du puits doit se maintenir avec une duse minimale.
- ✓ Un traitement matriciel doit être effectué pour éliminer l'endommagement.
- ✓ La cause essentielle de la chute de la PFD n'est pas trop claire, elle peut être due à l'endommagement comme au déclin de la pression de gisement. Par conséquence, la réalisation d'un autre Build up est impérative pour dévoiler la réalité entre l'endommagement et la déplétion, surtout que le dernier job de traitement au réformât n'a pas donné une amélioration considérable.

II.3.5. Performance production ERAA1:

II.3.5.1. Historique de puits

Le puits ERAA1 est foré verticalement en 2015 et mis en production le 07/08/2016. C'est un puits qui a été complété par tubing 41/2" ancre. La liaison couche trou est un Liner Cimenté Perforé (Voir annexe).

Tous les paramètres de production sont présents sur l'ensemble des graphes en dessous (**fig. II.16/17**)

| Date | Opérations effectuées sur ERAA1 | Impact |
|------------|----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| 30/09/2016 | Clean out avec reformat au TD | - |
| 09/10/2016 | Augmenté duse de 9.5 à 12.7mm | Débit augmenté de 16.9 à 25.18 m ³ /hr |
| 30/12/2016 | Clean out avec reformat au TD | Débit augmenté de 21 à 25 m ³ /hr |
| 05/03/2017 | Squeeze reformat OK(0.5-0.6 bpm) | - |
| 09/03/2017 | Tube Clean avec Reformat | Pas d'effet immédiate. Dernier jaugeage le Débit de 15 à 16m ³ /hr. |

Tableau II.10 : Historique des opérations ERAA1

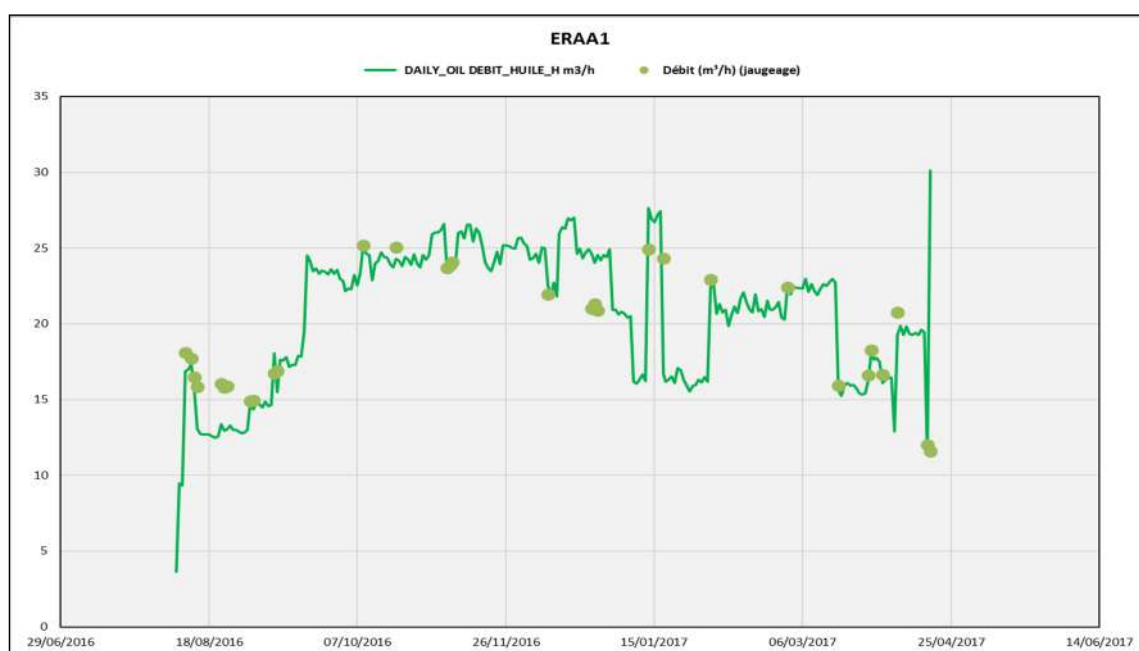


Figure II.16: Débit jaugé et débit journalier calculé-ERAA1

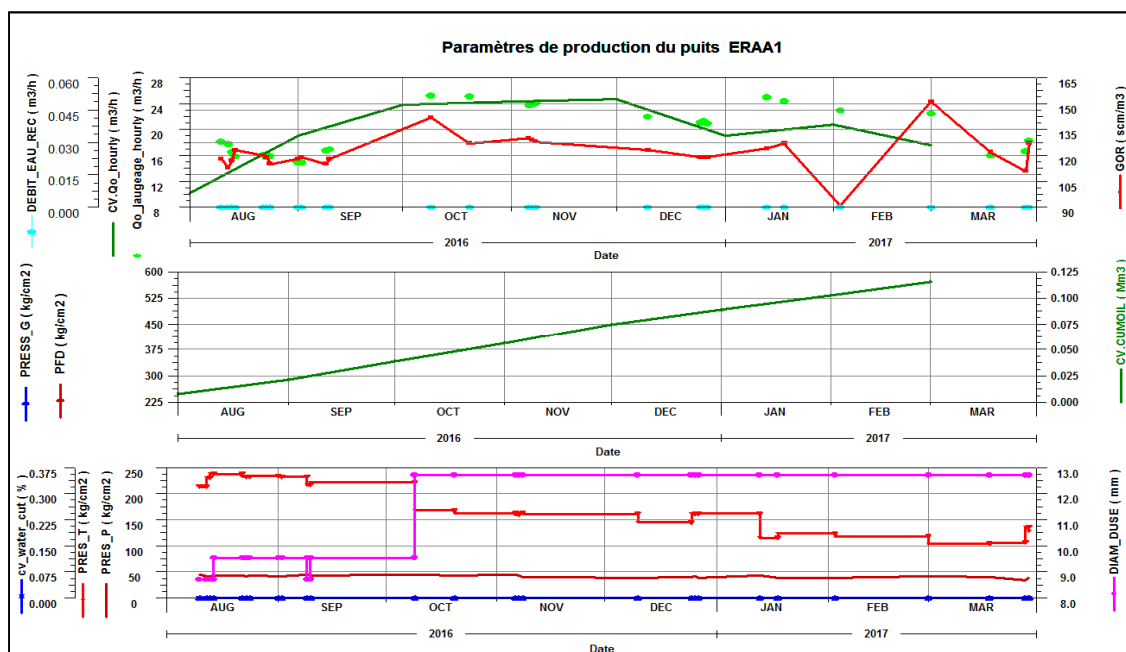


Figure II.17: Paramètres de production du puits ERAA1

II.3.5.2. Analyse et interprétation des tests

| Test | Date | Pression(kg/cm ²) | | | Débit (m/h) | IP | KH | Skin | Duse | Remarque |
|------|------------|-------------------------------|--------|--------|-------------|-------|------|------|------|------------------|
| | | Gisement | fond | tête | | | | | | |
| DST | 22/11/2015 | 577.2 | 473.43 | 193.3 | 26.5 | 0.254 | 546 | 5.42 | 12.7 | Pg @3852.04m |
| BU | 15/05/2016 | 576.24 | 461.2 | 213 | 20.2 | 0.175 | 1030 | 25.7 | 9.53 | Pg @ 3870 m |
| PFD | 18/09/2016 | - | 426.4 | 181.7 | 17.83 | - | - | - | 9.53 | PFD@-3748.62 |
| PFD | 27/05/2017 | - | 370.26 | 130.88 | 15.41 | - | - | - | 12.7 | PFD @ -3821.62 m |

Tableau II.11 : Résultats d'interprétation des tests ERAA1

✓ Conclusion

- La cause essentielle de la chute de la PFD est due à l'endommagement par asphaltènes, l'analyse des dépôts montre 80% d'asphaltène ; confirmé par les résultats après traitement au réformât (Débit augmenté de 21 à 25 m3/hr).

CHAPITRE III

Challenges de Production

III.1.Productivité des puits

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. Cela cause une diminution de la productivité des puits, qui nécessitent alors certaines interventions pour remédier aux causes de cette chute.

Partant de la relation donnant l'IP réel d'un puits à l'huile en écoulement radial circulaire selon la loi de Darcy (milieu isotrope, fluide monophasique, écoulement laminaire et permanent), on a :

$$IP_{reel} = \frac{2\pi kh}{B\mu \left(\ln \frac{R_e}{r_w} + S \right)}$$

Effluent Colmatage + Σ pseudo skins

Les causes d'une faible productivité peuvent se répartir de la façon suivante :

- Caractéristique des formations,
- Installation mal conçues et pseudo skins,
- Présence d'un réel colmatage.

III.1.1 Puits en production

Dans ce paragraphe nous passerons en revue les causes et la nature d'endommagement dans la phase de production où d'exploitation, le cas des puits RAA qui ont subi un déclin de potentiels après leur mise en production, nous retrouvons en général quatre types de dépôts :

1. Migration des fines : La variation de certaines conditions thermodynamiques, telles que la température et la pression qui sont donc dépendants du débit de production, est une origine d'endommagement interne qui provoque la migration des fines particules de la formation ainsi que certains dépôts organiques et minéraux (**fig. III.1**).
2. Dépôts organiques : 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

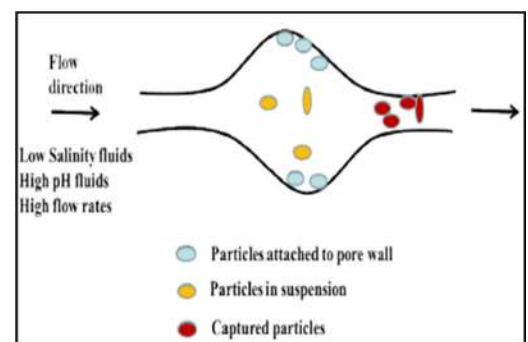


Figure III.1 : Migration des fines

production. Bien que les mécanismes de déposition des asphaltes soient nombreux, les facteurs suivants sont les plus répandus, mais peuvent aussi avoir lieu dans le réseau de collectes. On aura :

- Les paraffines et cires, fractions lourdes des hydrocarbures paraffiniques,
- Les asphaltènes et résines d'hydrocarbures naphthéniques et aromatiques.

3. Dépôts minéraux : Les dépôts minéraux (scales) se rencontrent dans l'ensemble du puits depuis les collectes jusqu'à la formation comprise, comme les dépôts organiques. Les principaux sont :

- Les carbonates de calcium : CaCO_3 , éliminé par un traitement mécanique.
- Les sulfates: $\text{BaSO}_4(\text{H}_2\text{O})$, BaSO_4 , SrSO_4 ,
- Le chlorure de sodium : NaCl ,
- Les produits de corrosion du fer : FeS , Fe_2O_3 , FeCO_3 .

▪ Augmentation de S_w :

La production excessive d'eau est à même d'augmenter S_w aux abords des puits et donc de diminuer la perméabilité relative aux hydrocarbures.

En conclusion, l'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement.

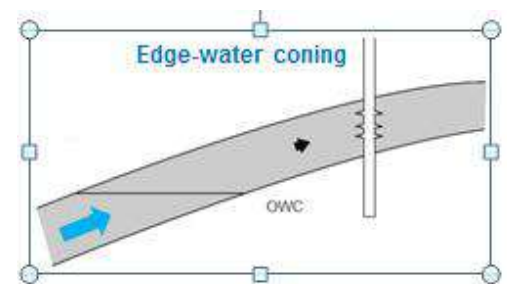


Figure III.2 : Water Coning ^[8]

III.1.2 Détection des endommagements

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

- Echantillonnage et analyses de laboratoire,
- Essais de puits,
- Historique complet des puits,
- Analyse du système de production

III.2. Stimulation des puits

III.2.1 Traitement de matrice

Ce sont des traitements (acidification, injection de solvant,...) réalisés à une pression inférieure à la pression de fracturation. Ils n'ont qu'une action au voisinage du trou et sont surtout intéressants dans le cas où il existe un colmatage. Ils permettent en fait, s'ils sont adaptés, de rétablir la productivité.

L'augmentation de productivité que l'on peut en attendre (en cas de succès de l'opération) est donc d'autant plus importante que la perméabilité naturelle de la formation est bonne.

III.2.2. Programme d'un traitement

Une séquence de pompage pour décolmater un réservoir gréseux endommagé. Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement. Une fois ceux-ci clairement identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire.

a- Le tube clean et nettoyage des perforations

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, lors du squeeze du traitement principal. Les principaux fluides utilisés sont : Tube clean qui est le HCl (7.5%, 10%, 15%), MSR100, Reformât et Gel.

Il est conseillé d'utiliser un solvant comme le Réformât pour les puits qui souffrent de dépôts fréquents d'asphaltes, il doit être circulé dans un premier temps avant l'acide dilué à cause de l'incompatibilité des asphaltes avec l'acide. La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en under balance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

b- Preflush

La présence de carbonates dans la formation implique l'emploi d'un bouchon de tête d'acide chlorhydrique afin d'éviter la précipitation de CaF_2 , il sert également à :

- Eliminer tous les carbonates ;
- Isoler l'eau du puits ou de la formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en K^+ , Na^+ et Ca^+ pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.

Au besoin :

- Disperser les fractions lourdes de certaines huiles
- Séquestrer les composés ferriques
- Refroidir les formations chaudes.

Composition

- Solvant aromatique en tête si risque de sludge.
- HCL à 5-15%. Acide acétique possible si $K < 10\text{md}$ et chlorite abondante.

Son volume est déterminé en laboratoire (tests ARC) sinon la moitié du volume du traitement principal.

c- Solution principale

Le Mudacid est utilisé comme traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HF et d'acide HCl à différentes concentrations et d'autres traitements aussi selon les conditions des puits et la nature des endommagements avec des inhibiteurs et tous les additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

L'acide HF réagit avec les argiles, le filtra de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits. L'acide HCl ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un PH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés.

NB : les valeurs chantiers, gain de production et volumes de traitement, ne corrént pas toujours avec les valeurs déduites des essais de laboratoire ; d'où la plus part des fluides de traitement sur chantier sont calculés à la base de 1 ou 1.5 mètre de rayon de pénétration.

d- Overflush

L'Overflush est injecté après le traitement principal dans toutes les opérations d'acidification. Il peut être le HCL de 5% à 15% ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil. Cette étape est recommandée pour isoler l'acide fluorhydrique de la saumure, ainsi pour rétablir la mouillabilité de la matrice.

Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Faciliter le dégorgement de l'acide usé et les produits de réaction.
- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation.
- Eviter la formation des émulsions stables.

e- Le dégorgement du puits :

Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement. Les produits des réactions chimiques, en solution, ne sont pas stables. Selon la concentration de l'acide (PH), se transforment-en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés.

III.2.3 Résultats des opérations spéciales

Une chute de potentiel est constatée sur tous les puits du champ RAA après les derniers jaugeages enregistrés. Les puits peuvent rester partiellement colmatés malgré les méthodes de nettoyages par CTU (coild tubing) et nettoyage avec eau (bouchon d'eau)et avec l'azote.

Le cas extrême est parvenu au puits RAMA1 le premier puits mis en production. Il a été fermé à cause de bouchage par un dépôt de sel ce qui empêche le passage (obstacle) de brut vers la surface, malgré les différentes opérations d'intervention (Wire Line, nettoyage avec coild tubing, bouchon d'eau...).

Le problème exact des puits RAA en production n'est pas connu malgré le nombre des opérations d'entretien. Comme il y a d'autres facteurs qui manifestent sur les échecs des opérations conduites de ces puits tel que: la migration des fines qui peuvent participer, ainsi que de favoriser les autres type de colmatage et le cheminement de l'eau provenant de bas à travers les fissures.

On constate un risque de production d'eau soit par conning en première lieux soit une remontée du plan d'eau favorisée par un débit de production largement supérieur au débit critique et voir probablement existence des fissures. D'où la nécessité d'employer de logging et même de PLT (production logtools: diagraphie de production) en cas de production eau, pour permettre de déterminer la variation latérale des propriétés au niveau du réservoir.

| Puits | Date de mise en production | Opération effectué | Date d'opération | Jaugeage avant l'opération | Jaugeage après opération | Production eau | |
|-------|----------------------------|---------------------------------------------|------------------|----------------------------|--------------------------|----------------|------------------------------------------|
| RAA1 | 07/09/2016 | Clean out avec Reformat | 12/11/2016 | 4.72 m ³ /h | 5.14 m ³ /h | Néant | |
| | | Clean out | 09/03/2017 | 3.85m ³ /h | 5.29 m ³ /h | | |
| RAA2 | 16/07/2016 | Clean out avec Reformat | 08/11/2016 | 6.87 m ³ /h | 5.86 m ³ /h | | |
| | | Tube clean avec Jet blaster + Squeeze acide | 04/01/2017 | 4.45 | 7.34 | | |
| RAMA1 | 09/07/2016 | Clean out avec Reformat | 25/06/2016 | 19.32 | 17.55 | | |
| | | | 01/10/2016 | 13.78 | 13.95 | | |
| | | Clean out avec reformateSqueeze | 06/11/2016 | 02.28 | 01.63 | | |
| | | Traitement avec reformate + HCL (Squeeze) | 04-05-08/12/2016 | 01.93 | 02.43 | | |
| | | Clean out avec reformat | 06-07/01/2017 | 02.43 | 1.93 | | Début production eau 254 l/h Le 10/12/16 |
| NRAA1 | 06/09/2016 | Clean out avec reformat+ Acide | 09-12-13/11/2016 | 08.97 | 20.34 | | Néant |
| | | Tube clean | 07/03/2017 | 13.63 | 13.09 | | |
| ERAA1 | 07/08/2016 | Clean out avec reformat | 30/09/2016 | 16.91 | 25.18 | | |
| | | | 16/10/2016 | 25.18 | 25.07 | | |
| | | | 30/12/2016 | 20.87 | 24.92 | | |
| | | Squeeze Reformat+tube clean | 05 et 09/03/2017 | 22.43 | 15.93 | | |

Tableau III.1: Historique des opérations réalisées sur les cinq puits pour remédier au problème du déclin^[9]

III.3.Résultats des analyses des dépôts

En se basons sur l'historique des analyses effectuées sur les dépôts récupérés du fond des puits du champ RAA, on peut distinguer les problèmes liés à l'exploitation de champ RAA suivants par ordre de présence :

1. Problème de migration de fine peut être l'élément déclencheur du problème de colmatage du réservoir aux abords des puits par la variation de certaines conditions thermodynamiques qui favorise des dépôts de sel et asphaltén (ressemblance au réservoir S.I du champ Haoud Berkaoui). Il reste à définir les types de ces fines par des mesures de laboratoire afin de déterminer le type de fluide à utiliser dans l'opération de stimulation.
2. Problème des dépôts de sel
3. Problème des dépôts asphalténique (ERAA1 et RAA2)
4. Problème conning d'eau (augmentation du water cut cas RAMA1)

Dans le tableau suivant on a résumé les analyses des différents échantillons des dépôts récupérés au niveau des puits de RAA :

| Puits | 2016 | 2017 |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RAMA1 | <ul style="list-style-type: none"> • 87.44% sels. 12.56% : Grès fins de formation • Paraffines • 94% sels (NaCl) | <ul style="list-style-type: none"> • 98% Sels (NaCl) • 95% Sels (NaCl) ,5% grès de formation • 99% Sels (NaCl) • 93,40% Sels, 6.6% : Grès fins de formation |
| RAA1 | <ul style="list-style-type: none"> • 29% sels (NaCl), 30% asphaltènes, 41%: grès de formation. • 9,34% Matières organiques, 7,5% CaCO₃, 5,76% Fe₂O₃, 4,21% MgCO₃, 3,15% Sels (NaCl) , 70%: Grès fins de formation | <ul style="list-style-type: none"> • 46% Sels, 54% grès de formation |
| RAA2 | <ul style="list-style-type: none"> • Asphaltènes. | |
| NRAA1 | <ul style="list-style-type: none"> • Boue à base d'huile, 70% Baryte, 6% CaCO₃ | <ul style="list-style-type: none"> • 95% Sels, reste grès de formation • 49% Sels (NaCl) ,36% grès de formation, 15% : argile. |
| ERAA1 | <ul style="list-style-type: none"> • Boue à base d'huile, 38 % CaCO₃, 13% MgCO₃, 4 % FeCO₃, 2 % sels (NaCl) • 54,45% Sels (NaCl), 44 % Asphaltènes ,1.55% grès de formation. | <ul style="list-style-type: none"> • 98% Asphaltène, Reste : grès fins de formation • -80% Asphaltène, 2,13% Sels (NaCl), Reste: grès fins de formation |

Tableau III.2: Résultats des analyses des dépôts^[9]

CHAPITRE IV

Théorie des Forages Horizontaux

Introduction

Les puits horizontaux et déviés ont été employés pour produire le pétrole et le gaz depuis les années 30 où ils n'ont pas été largement appliqués. C'est qu'au début des années 80, que les opérateurs ont commencé à les employer dans beaucoup de réservoirs. Un puits horizontal permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau et de gaz.

IV.1. Définition d'un puits horizontal

Typiquement, les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée et puis horizontalement à une longueur additionnelle, s'étendant de centaines de mètres (**Fig. IV.1**).

Forer une section horizontale dans un réservoir permet d'augmenter la zone de contact entre le puits et la roche imprégnée d'hydrocarbures et donc, d'accroître la productivité du puits. En effet, un puits vertical n'est en contact avec le réservoir que sur l'épaisseur de ce dernier (de quelques mètres à quelques dizaines de mètres au plus, alors qu'un drain horizontal bénéficie de l'extension latérale de la formation et peut se mesurer en centaines de mètres voir des kilomètres).

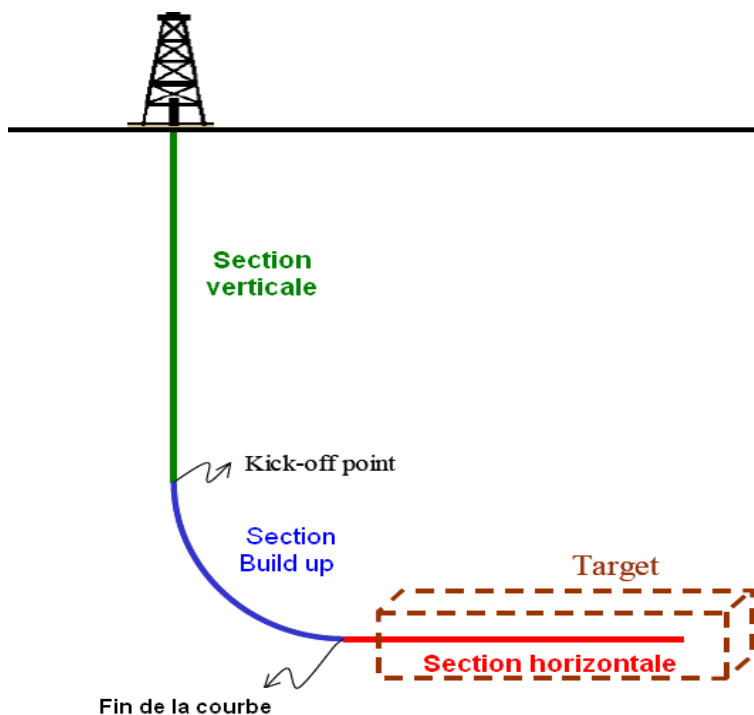


Figure IV.1 : Un puits horizontal

Dans des formations naturellement fracturées, les puits horizontaux augmentent la probabilité d'entrer en contact avec le système de fissures, qui réduit de manière significative le risque de forer un trou sec. Les puits horizontaux sont également plus efficaces que les puits

verticaux pour drainer les formations partiellement dépletées (épuisées) qui ont une perméabilité verticale.

IV.2. Les Applications des puits horizontaux

Les puits horizontaux ont été avec succès appliqués dans des formations naturellement fracturées, formations de faible perméabilité, les formations minces, formation avec gaz cap et/ou bottom water , et des formations fragiles ou non-consolidées.

IV.2.1. Systèmes naturellement fracturés

Les formations qui ont des réseaux de fractures naturelles sont les principaux candidats pour les puits horizontaux. Ces réservoirs sont généralement des carbonates ou qui ont une certaines quantités significatives de carbonate.

Dans les réservoirs naturellement fractures, les fractures verticales ou pseudo verticales et les systèmes fissures piègent l'huile (**Fig IV.2**). Le succès de complétion et de production des réservoirs fissures dépend entièrement de la communication entre le réseau fissure et le puits. Un puits horizontal est foré habituellement perpendiculaire au système fracture pour maximiser le nombre de fractures que le puits intercepte.

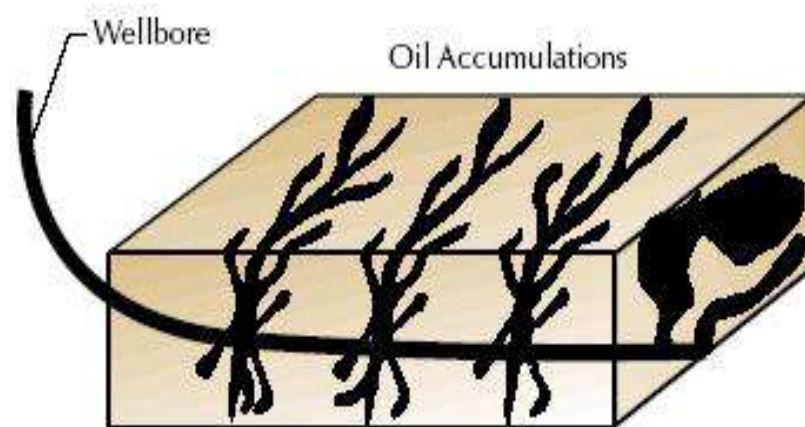


Figure IV.2 : Un puits horizontal en communication avec un réseau de fractures naturelles.

IV.2.2. Les formations à faible perméabilité

Les formations à faible perméabilité ont typiquement une perméabilité de matrice en dessous de 10 md et ne sont pas naturellement fracturés. Pour qu'un puits horizontal soit réussi dans ces formations, une perméabilité verticale au moins d'un cinquième de la perméabilité horizontale est exigée. Souvent dans les puits verticaux, une couche productrice insuffisante existe pour que la formation ciblée soit efficacement stimulée.

IV.2.3. Les formations à faible épaisseur

Les puits horizontaux forés et complétés dans des formations minces entreront en contact avec un secteur sensiblement plus grand du réservoir qu'un puits vertical complété dans la même formation. Pour définir le terme " mince ", Joshi a fait une analyse théorique d'un réservoir homogène non stimulé pour évaluer le rapport de l'indice de productivité (IP_H/IP_V) en fonction de la longueur du drain du puits horizontal pour différentes épaisseurs du réservoir (h). (Fig IV.3) illustre ses résultats. Ses simulations prouvent que l'augmentation par accroissement de la productivité par pied de la longueur du puits pour les puits horizontaux diminue au fur et à mesure que l'épaisseur de pay zone augmente. Ainsi, les puits horizontaux sont moins attirants pour des formations épaisses. Les rapports de IP diminuent de la moins épaisse à la formation la plus épaisse.

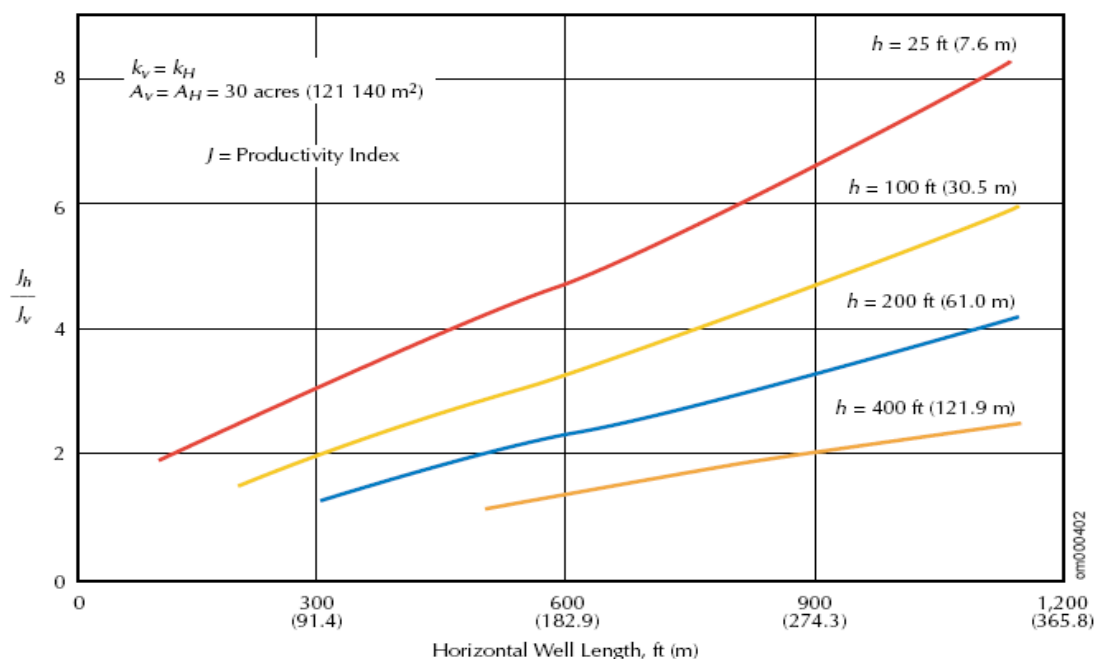


Figure IV.3: Le rapport (IP_H/IP_V) en fonction des différentes épaisseur de la couche productrice (h) et la longueur du drain horizontal [6].

IV.2.4. Les formations avec gaz Cap et/ou Bottomwater

Dans les puits horizontaux, les tendances de coning d'eau ou de gaz sont minimales. D'une façon générale, la production d'un puits horizontal est trois à six fois plus grande qu'un puits vertical avant que la production de gaz ou d'eau commence.

Dans un puits vertical, la ΔP provoquée par l'écoulement de l'huile au fond du puits est la cause du déplacement du contact gaz/huile ou huile/eau vers le puits. L'écoulement radial est à l'origine de la formation d'un gradient de pression au voisinage du puits. Ce gradient de pression augmente

avec l'augmentation du débit de production. Par la suite, les grands gradients de pression feront monter l'eau vers le puits vertical (**Fig IV.4**).

Dans un puits horizontal, les gradients de pression se prolongent au-dessus d'une plus grande surface que dans un puits vertical. En conséquence, la récupération est beaucoup plus grande dans un puits horizontal bien avant que eau/gaz soit produit (**Fig IV.5**). Plus d'huile est récupérée quand un puits horizontal est placé près du top du réservoir, puits loin du contact huile/eau. La longueur du puits réduit au minimum le drowdown en maintenant un débit de production suffisamment grand. Dans les réservoirs à gaz de grande perméabilité où les débits de gaz au voisinage du puits sont très importants, les puits horizontaux réduiront les débits au voisinage du puits.

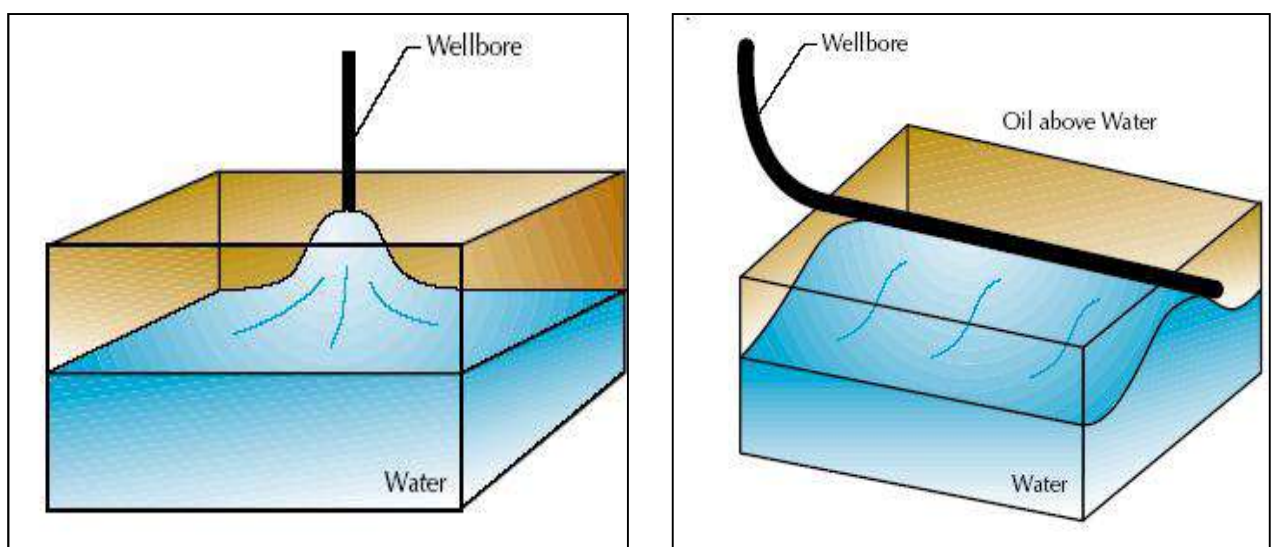


Fig. IV.4: Le coning d'eau dans un puits vertical. Fig. IV.5: Waterconing dans un puits horizontal.

IV.3. Classification des puits horizontaux

On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100° . Parmi les types de puits horizontaux qui peuvent être distingués on cite :

IV.3.1. Les puits à long rayon

Ces puits ont un rayon de courbure supérieur à 200m, et permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnelles, forage avec rotary, carottage, tubage, etc....et ceci avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètre ou de longueur de drain. La longueur de ces puits peut atteindre plus de 1000m.

IV.3.2. Les puits à moyen rayon

Ces puits ont un rayon de courbure entre 50m et 200m, et nécessitent des équipements adaptés tels des moteurs de fond coudés et ajustables en surface. Avec un tel rayon de courbure on peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée.

IV.3.3. Les puits à rayon court ou ultra court

Ces puits ont un rayon de courbure inférieur à 50m et peuvent atteindre même 5m, et nécessitent des équipements spécifiques tels que des moteurs articulés et des garnitures articulées. En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur de drain est limitée à environ 300m, et de tels puits sont difficiles à compléter, limitant l'utilisation de cette technique.

IV.3.4. Les puits en ré-entrée (Short Radius)

Ces puits sont une autre séquelle du forage horizontal et consiste à repartir d'un puits déjà existant qui est alors abandonné et bouché afin de forer un drain latéral se terminant à l'horizontal.

IV.3.5. Les puits multilatéraux

La technique du puits multilatéral consiste à forer plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou même horizontal.

IV.4. Intérêts de forage des puits horizontaux

Selon la configuration du gisement qui est bien déterminée, les puits horizontaux peuvent permettre:

- D'augmenter la vitesse de récupération grâce en particulier à une amélioration de l'index de productivité. Produire à débit plus élevé pour un même ΔP (faible draw down).
- D'augmenter le taux de récupération.
- D'aider à résoudre certains problèmes.
- Baisser la pression d'abandon.

IV.5. Performance des puits horizontaux à huile en écoulement monophasique

Le mécanisme actuel de la production et les régimes d'écoulement du réservoir autour du puits horizontal et sont considérés comme plus complexes que ceux pour le puits vertical, surtout si le drain horizontal du puits est d'une longueur considérable. Une combinaison des deux écoulements linéaire et radial existe réellement, et le puits peut se comporter d'une manière similaire à celle d'un puits qui a été fracturé. Un puits horizontal est un cas limite d'une fracture de conductivité infinie ou la hauteur est égale au diamètre de trou.

Les auteurs font observer que le gain de productivité de forage d'une longueur de 450 mètres d'un puits horizontal est de deux à quatre fois supérieure à celui d'un puits vertical.

La **Figure IV-6** montre la zone de drainage d'un puits horizontal de longueur L dans un réservoir d'une épaisseur h . Chaque fin d'un puits horizontal va drainer un demi-cercle d'un rayon b , avec une forme de drainage rectangulaire d'un puits horizontal.

En supposant que chaque fin d'un puits horizontal est représentée par un puits vertical qui draine une superficie d'un demi-cercle de rayon de b , Joshi (1991) propose les deux méthodes suivantes pour le calcul de la zone de drainage de caractère horizontal.

La méthode I : Joshi a proposé que le bassin versant est représenté par deux demi cercles d'un rayon b (équivalent à un rayon d'un puits vertical r à chaque extrémité et un rectangle de dimensions L ($2b$), dans le centre. La surface de drainage du puits est alors donnée par: $A = 2.L.b + \pi b^2$

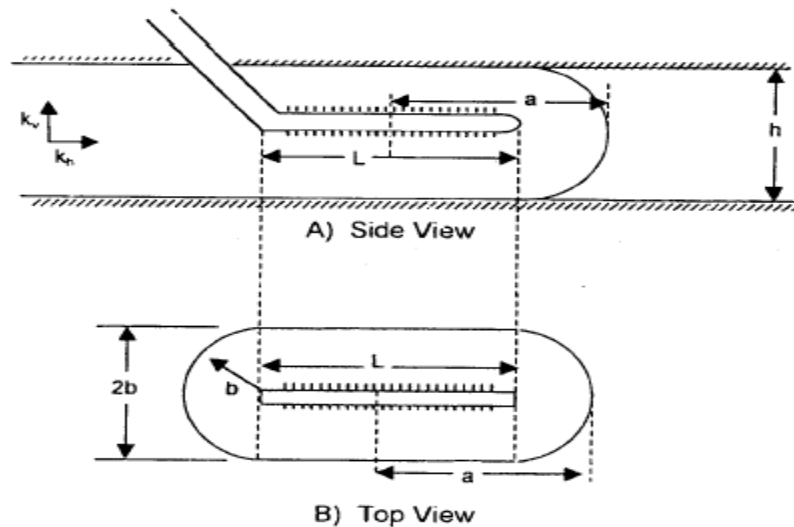


Figure. IV.6- La surface de drainage d'un puits horizontal ^[1]

La méthode II : Joshi suppose que la surface de drainage d'un puits horizontal est une ellipse et donnée par cette formule: $A_h = \pi \cdot a \cdot b$ Avec : $a = (L / 2) + b$

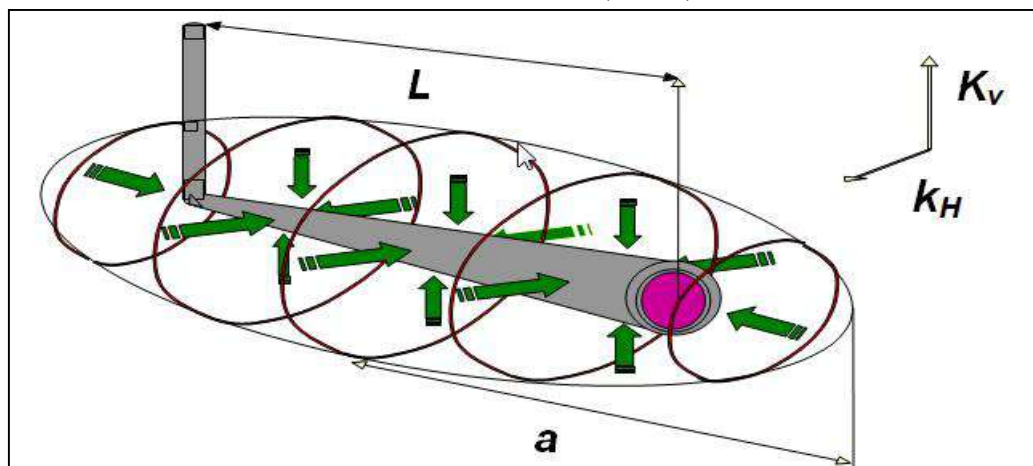


Figure. IV.7 Surface de drainage pour un puits de drain horizontal (forme ellipsoïdale).

Joshi a noté que les deux méthodes donnent des valeurs différentes pour l'aire de drainage A et a suggéré d'attribuer la valeur moyenne pour le drainage du puits horizontal. La plupart de débit de production exige la valeur du rayon de drainage du puits horizontal.

IV.5.1. Le rayon de drainage d'un puits à drain horizontal

Pour la notion du rayon de drainage R_{ch} , chaque auteur a émis sa propre hypothèse :

GEIGER considère que la limite lointaine est elliptique et prend comme rayon de drainage la demi-distance du petit axe de l'ellipse.

JOSHI considère aussi que la limite lointaine est elliptique, mais lui il prend comme rayon de drainage la moyenne géométrique des deux demi distances du grand et petit axe.

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5} \quad b = \sqrt{a^2 - (L/2)^2}$$

$$R_{eh} = (A_h / \pi)^{0.5} = (a.b)^{0.5}$$

IV.5.2. expression de débit suivant plusieurs auteurs :

La formule de débit déduite pour le comportement de l'écoulement du puits horizontal sous les conditions permanentes (steady state) de la solution de Laplace diffère d'un auteur à un autre :

Selon Borisov ^[1] : $q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta P / \mu_0 B_0}{\ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)}$

Selon Geiger ^[1] : $q_h = \frac{0.007078 k_h L \Delta P / \mu_0 B_0}{\left(\frac{L}{h}\right) \cdot \ln\left[\frac{1 + \sqrt{1 - [L/(2r_{eh})]^2}}{L/(2r_{eh})}\right] + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)}$

Selon Joshi:

En 1988, Joshi a résolu le problème de 3-D comme celui de 2D, c'est à dire, il a résumé que l'écoulement du fluide peut être divisé en deux écoulement : horizontal et vertical. L'équation de Joshi devient largement utilisée dans l'industrie pétrolière. Joshi (1991) a présenté l'expression suivante de productivité d'un puits horizontal dans les réservoirs isotropes :

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta P / \mu_0 B_0}{\ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right] + (h/L) \ln(h/2r_w)}$$

Avec a est la demi-longueur de l'axe principal de l'ellipse de drainage

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5}$$

Selon Renard and Dupuy : $q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta P / \mu_0 B_0}{\cosh^{-1}\left(\frac{2a}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)}$

CHAPITRE V

Modélisation de Performance d'un Puits Horizontal

Introduction

L'objectif de ce chapitre est de construire au moyen du logiciel Prosper-PETEX un modèle de base qui régit l'écoulement des différents fluides dans les différents composants du système de production (Réservoir, tubing et duse) pour évaluer les performances des puits verticaux RAA. Ce modèle est utilisé pour la simulation dans le cas de la reprise des puits en Short Radius. D'autre part la performance d'un nouveau puits foré en drain horizontal est revue on se basant sur des caractéristiques moyennes du champ RAA.

Ce chapitre décrit également certains facteurs qui régissent l'écoulement des fluides de la formation aux abords du puits et comment ces facteurs peuvent affecter sa performance de production. Une étude de sensibilité pour voir l'influence de ces paramètres sur la productivité des puits Short Radius ou horizontaux est réalisée (l'effet de section horizontal, la perméabilité verticale, l'effet de l'hauteur effectif du réservoir sur la production, le positionnement du drain dans le réservoir).

V.1. Concept de l'analyse nodale

Le but principal de tous les pétroliers c'est avoir un bon fonctionnement de système de production: La conception d'un système de production ne peut pas être séparée en une performance de réservoir et en une performance du système de pipes et être manipulée indépendamment. Ce n'est pas la quantité d'huile et de gaz coulant du réservoir vers le puits qui dépend de la chute de pression dans le système de pipes, mais c'est la chute de pression dans le système de pipe qui dépend de la quantité de fluide le traversant. Donc, le système de production entier doit être analysé comme unité. Ce système de production se compose de trois parties le réservoir et la conduite verticale et le réseau collecte.

Le taux de production ou la dérivabilité d'un puits peut souvent être sévèrement limité par la performance d'une seule composante dans le système. Si l'effet de chaque composante sur toute la performance du système peut être isolé, alors la performance du système peut être optimisée de la manière la plus économique.

Les expériences antérieures ont prouvé que de grands montants d'argent ont été gaspillés sur la stimulation de la formation alors que la capacité de production du puits était limitée à cause des diamètres du tubing ou les collectes qui sont trop petits.

Il sera montré que cette pratique gaspille non seulement de l'argent sur les équipements surdimensionnés, mais que tubing très larges réduits réellement le taux auquel un puits coulera, ceci causera la production des fluides indésirables (Venus d'eau), qui engendra avec le temps l'arrêt de la production du puits qui rendra nécessaire une installation précoce de gaz lift.

C'est pour ceci les pétroliers trouvaient une nouvelle technique qui permet de résoudre le problème de papillonnage et aussi augmenter le taux de récupération cette technique s'appelle l'analyse nodale. L'analyse nodale c'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz. Elle est basée à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire à conduire l'effluent à la surface.

Pour surmonter des pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent,

L'analyse nodale permet de choisir le dimensionnement des différentes composantes, mais en raison de l'interaction parmi les composantes un changement de la chute de pression dans une composante peut changer le comportement de chute de pression dans toutes les autres, ceci se produit parce que le fluide débordant, est compressible et donc la chute de pression dans une particulière ne dépend seulement pas du débit d'écoulement mais également de la pression moyenne qui existe dans celle-ci.

Les diverses pertes de charge peut se produire dans la formation, au niveau de complétion dans les dusse dans les vannes dans le réseau collecte comme indique la (fig.V.1).

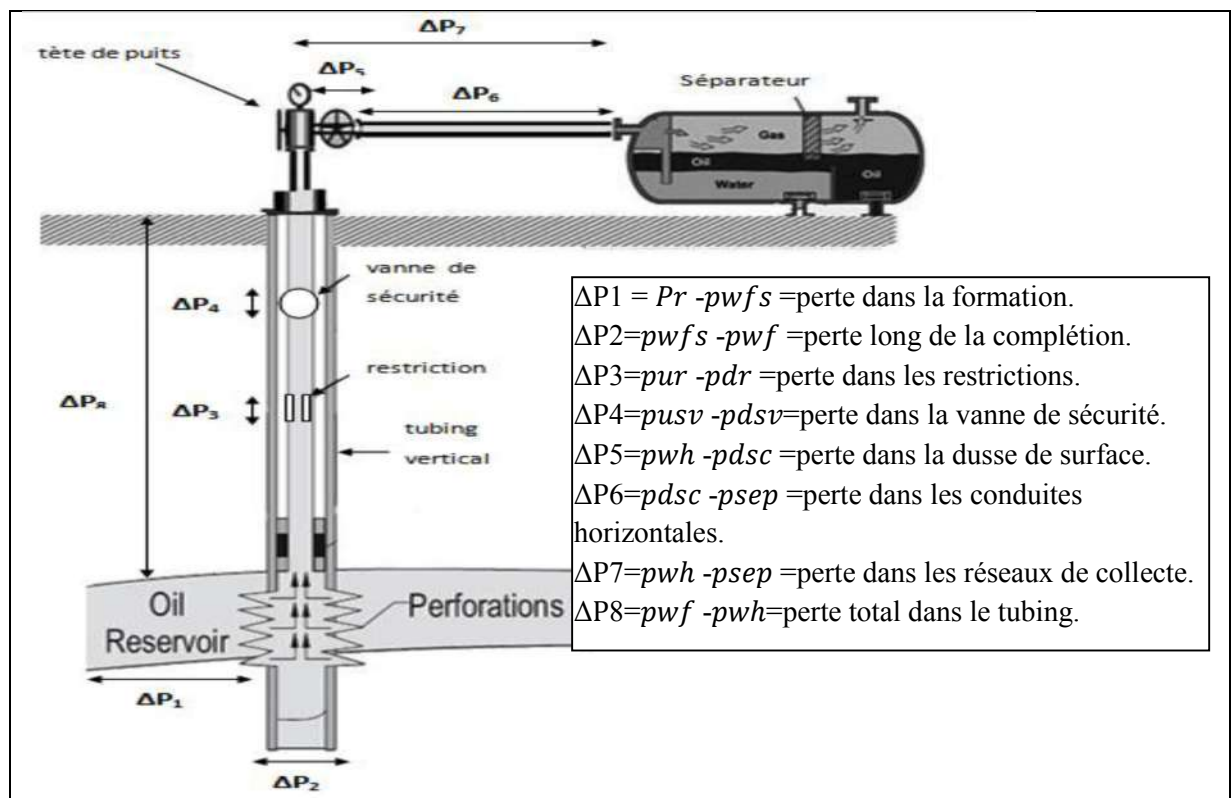


Figure V.1 : Distribution des pertes de charge dans les installations pétrolier ^[4]

V.2. Procédure d'application d'analyse nodale

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et divise le système à ce nœud. Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que le débit entrant égal à celui sortant et une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

Inflow:

$$P_{node} = p_r - \Delta p$$

Outflow:

$$P_{node} = p_{sep} + \Delta p$$

$$[P_{node} = p_{tête} + \Delta p \quad \dots \text{ dans notre cas}]$$

Le nœud peut prendre différentes positions ça dépend l'objectif d'étude, les positions possibles sont : Séparateur, tête de puits, réservoir, la perforation et la duse.

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus; c'est le point de fonctionnement du système (**fig.V.2**). L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'out flow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement.

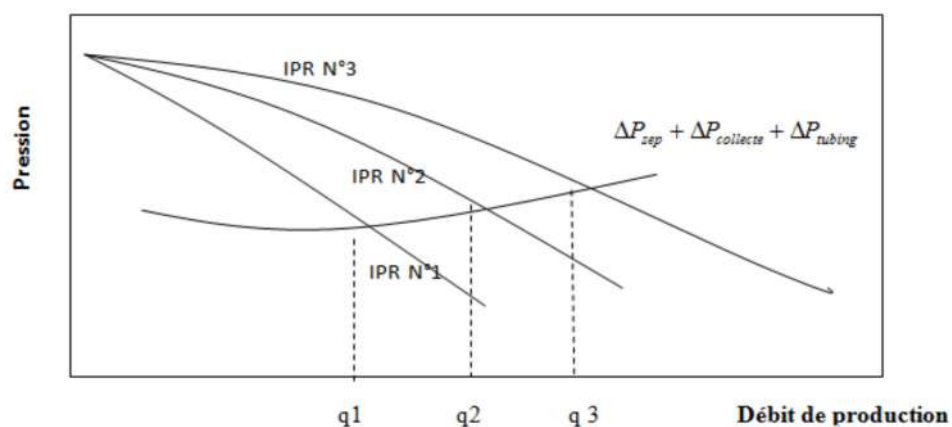


Figure V.2 : Point de fonctionnement d'un puits pétrolier (IPR inflow et outflow)

V.3. L'application de l'analyse nodal

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup de problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué pour étudier la performance des puits producteur et même les puits injecteur seulement en modifiant l'expression d'inflow et outflow. Le procédé peut être également appliqué à l'analyse des performances des puits horizontal; certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit :

- Choix du diamètre du tubing.
- Déterminer le débit auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion (d'abord par déplétion naturelle).
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift ainsi que l'optimisation de la production par gaz lift
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Conception du Gravel pack.
- Choix du diamètre de la Duse de surface.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.

La procédure générale est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisis.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR c'est à dire la représentation de débit de production en fonction de la pression de fond dynamique.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

V.4. Présentation du logiciel d'analyse nodale "PROSPER"

Le logiciel PROSPER, permet de modéliser et d'analyser la performance des puits producteur sou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement triphasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface.

Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascenseur. Des nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, certaines sont générales et d'autres sont limités à un domaine d'application réduit.

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir:

- L'écoulement à travers le réservoir
- L'écoulement à travers la complétion
- L'écoulement à travers le tubing
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production.

V.5. Comment peuvent on étudier la performance d'un puits horizontal

La performance des puits horizontaux par rapport aux verticaux peut être étudiée par le rapport des indices de productivité (efficacité d'écoulement). L'indice de productivité est la grandeur significative de la production d'un puits parce qu'elle tient compte de débit de production et de la chute de pression dans le réservoir et elle est définie par le rapport du débit de production sur la chute de pression.

Dans l'étude de la performance, ce qu'il nous intéresse est l'efficacité traduite par : $IP_R = \frac{IP_h}{IP_v}$

V.5.1. Particularité de l'index de productivité d'un puits à drain horizontal

Le but essentiel de forage horizontal est l'obtention du gain de productivité sur chaque puits. L'indice de productivité désigne le rapport entre le débit produit par le puits et la pression de soutirage appliquée sur ce puits par rapport à la pression moyenne du gisement. Pour un puits horizontal de longueur L, l'expression de l'index de productivité se donne comme suite : $IP_h = \frac{Q_h}{\Delta P}$

Couche isotrope :

$$\text{Selon Joshi : } IP_h = \frac{0.007078 \cdot k_h \cdot h / \mu_o \cdot B_o}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln(h/2r_w)}$$

si le puits est excentré, l'expression IP_h devient :

$$IP_h = \frac{0.007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln \left[\frac{(h/2)^2 + \sigma^2}{(h r_w / 2)} \right]}$$

σ : L'excentricité d'un puits horizontal

A_h : l'air de drainage horizontal (à une forme elliptique) $r_{eh} = (A_h / \pi)^{0.5}$ $h < L < 1.8 r_{eh}$

Couche anisotropie [1] :

Joshi à proposer plusieurs équations dans le cas d'un réservoir anisotropie tels que :

$$IP_h = \frac{0.007087 k_h h / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - [L/2]^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta^2 h}{L} \ln \left[\frac{h}{2r_w} \right]} \quad \text{Avec : } \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

IV.5.2. Performance d'un puits horizontal par rapport à un puits vertical

Le débit de production d'un puits vertical en régime permanent s'écrit comme suite :

$$q = \frac{0.007078 k \Delta P h / \mu_o B_o}{\ln \left(\frac{r_{ev}}{r_w} \right)}$$

L'index de productivité d'un puits vertical est le rapport de son débit de production par la différence entre pression de gisement et la pression de fond de ce puits. On aura l'index de productivité qui s'écrit de la manière suivante :

$$IP_v = \frac{0.007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left(\frac{r_{ev}}{r_w} \right)}$$

Pour mettre en évidence l'avantage d'un puits horizontal par rapport un puits vertical, on procède à une simple analyse de productivité de ces puits (supposant que le skin négligé).

$$IP_R = \frac{IP_h}{IP_v} = \frac{\ln(r_{ev} / r_w)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (\beta h / L) \ln \left(\frac{\beta h}{2 r_w} \right)}$$

$$\text{Avec : } a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

IP_R : rapport de l'index de productivité entre un puits horizontal et vertical

A partir de cette équation, on pourra comparer entre la productivité d'un puits horizontal et celle d'un puits vertical avec ($r_{eh} = r_{ev} = R$)

V.6. Etude technique de la performance des puits horizontaux à RAA

La procédure suivie pour arriver au objectifs de l'études en utilisant le logiciel est la suivante:

- Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent BuildUp afin de matcher le outflow et choisir la corrélation adéquate avec des paramètres ajustées.
- Trouver le point de fonctionnement (intersection entre inflow et outflow) du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changée sa la date de l'essai.
- Le model ainsi obtenu est considéré comme cas de base d'un puits vertical.
- Une simulation du puits pour le cas de reprise en SR ou forage d'un nouveau puits horizontal. Le changement est fait sur l'Inflow Performance Relation (Réservoir model : Horizontal well-no flow boundries)
- Faire une analyse des sensibilités sur les paramètres du drain horizontal et trouve les nouveaux point de fonctionnements.

A signaler par ailleurs que l'écoulement à travers la collecte n'est pas pris en considération.

V.6.1. Cas de base :Modèle puits RAMA1vertical

Les données d'entrée

La création d'un modèle exige un certain nombre de données:

- Données de welltest
- Données de jaugeages
- Les données PVT
- Profil puits
- Le gradient géothermique.
- Les équipements de fond de puits

Le choix de corrélation du calcul de perte de charge

Il est bien connu qu'il n'y a pas une corrélation multiphasique universelle, donc il faut faire une comparaison entre les corrélations disponibles pour choisir la meilleure.

La corrélation Petroleum Experts 4 est très proche des points d'essai, cette dernière suppose que l'écoulement est permanent en tenant compte des propriétés des fluides ainsi que l'effet de glissement et le terme d'accélération(**fig. V.3**).

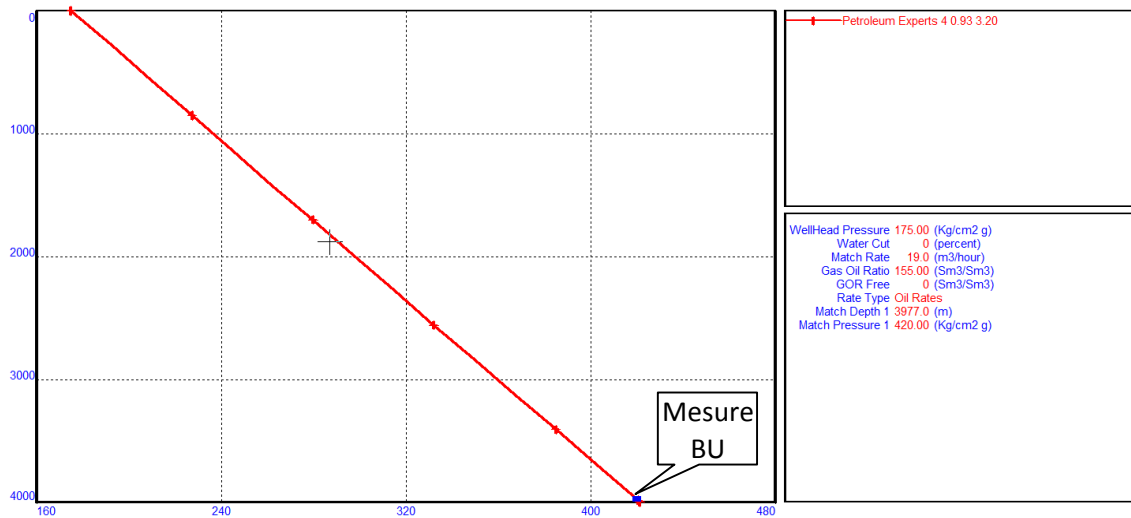


Fig. V.3 : La courbe outflow matché - cas puits vertical RAMA1

Le point de fonctionnement (l'intersection des deux courbes IPR/VLP) est matché suivant les résultats BU de 06/06/2016, $Q_o = 19 \text{ m}^3/\text{h}$ pour une P_{fd} de $420 \text{ kgf}/\text{cm}^2$.

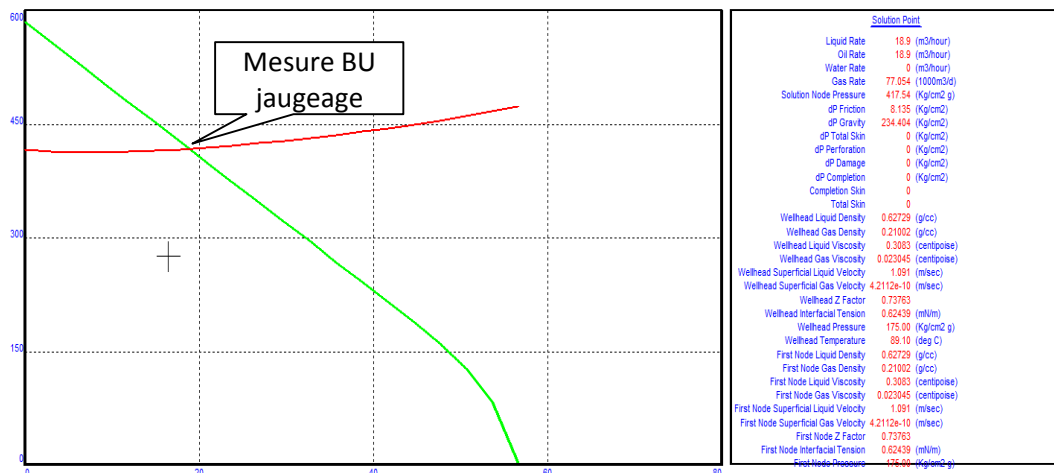


Fig. V.4 : Point de fonctionnement IPR/VLP matché - cas puits vertical RAMA1

V.6.2. Cas reprise en Short Radius du puits RAMA1

La surface de drainage augmente avec l'augmentation de la longueur du drain, pratiquement un puits de 300 m peut drainer deux fois la surface d'un vertical et un autre de 600 m peut drainer trois fois la surface de celui-là.

On prend la valeur $L = 300 \text{ m}$ comme longueur du drain horizontal et $b = 400 \text{ m}$ le rayon de drainage au bout du drain(**fig. V.5**).

| Horizontal Well Reservoir Model | | | |
|---------------------------------------------|-------|----------|-----------------------------------------|
| Reservoir Permeability | 30 | md | BU 19/12/2016 |
| Reservoir Thickness | 6 | m | |
| WellBore Radius | 1.875 | inches | Puits repris en slimhole 3"3/4 |
| Horizontal Anisotropy | ↑ | fraction | |
| Vertical Anisotropy | 0.01 | fraction | Calcule a partir de surface de drainage |
| Length Of Well | 300 | m | |
| Reservoir Length | 928 | m | |
| Reservoir Width | 800 | m | |
| Distance From Length Edge To Centre Of Well | 464 | m | réalise au centre de la couche |
| Distance From Width Edge To Centre Of Well | 400 | m | |
| Distance From Bottom To Centre Of Well | 3 | m | |

Figure V.5 : Données inflow - cas RAMA1 repris en SR

La surface de l'aire de drainage est donnée par: $A = 2.L.b + \pi b^2 = 742\ 655\ m^2$ (fig. V.6).

La modification des données qui regit l'inflow nous permet d'avoir le changement de point de fonctionnement de système.

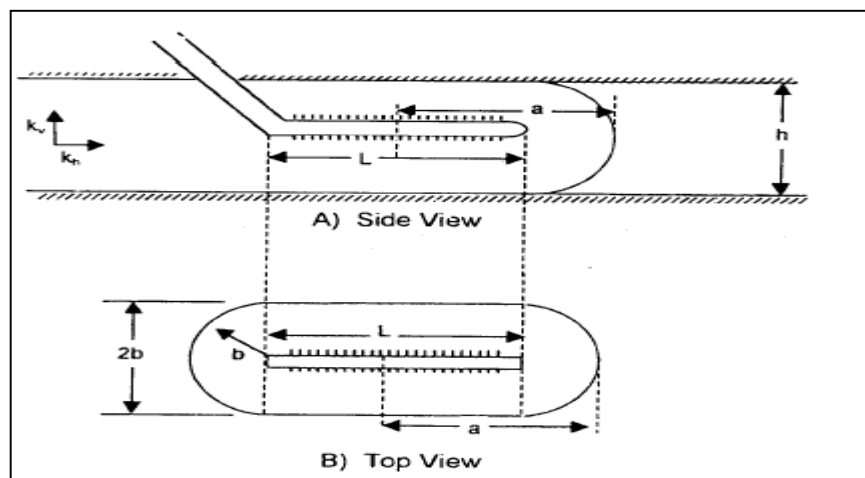


Figure V.6 : L'aire de drainage de RAMA1 repris en SR

Le point de fonctionnement pour un SR de RAMA sera $Q_0 = 36.1\ m^3/h$ pour une P_{fd} de $436\ kgf/cm^2$.

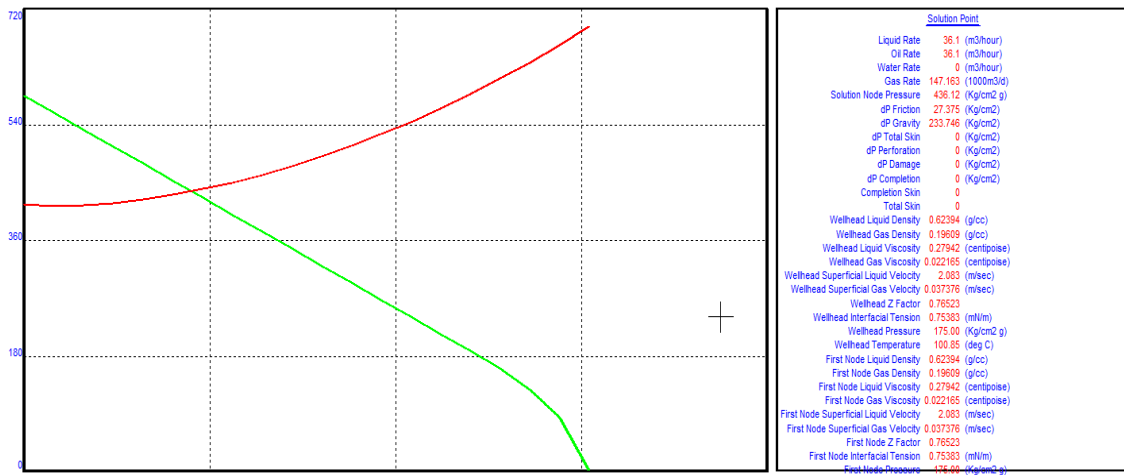


Figure V.7 : Point de fonctionnement d'un Short Radius - RAMA1

V.6.3. Sensibilités des paramètres IPR d'un puits SR à RAA sur sa productivité

Plusieurs paramètres peuvent influencer sur l'évolution de la productivité d'un puits Short Radius. L'étude de sensibilité est faite par le changement des paramètres qui ont une influence sur IPR. Les courbes de performance du système sont représentées dans la même figure de l'inflow et outflow (figure V.9).

V.6.3.1. La longueur du drain horizontal et de rayon de drainage sur la productivité

L'importance des puits horizontaux dans les conditions favorables à leur emploi se cache derrière les plus grandes surface de contact avec le réservoir et aire de drainage elliptique résultant de ces systèmes qui sont beaucoup plus importantes comparées avec celles des puits verticaux même fracturés. Donc la faible productivité d'un puits verticale due à une faible perméabilité ou à une faible hauteur de réservoir qui peut être compensée par un drain horizontal dont la longueur L n'est pas imposée par la nature mais choisi.

L'aire de drainage devient beaucoup plus grande lorsque le drain horizontal traverse perpendiculairement un système de fissure (K_v importante). Les résultats du variation du débit huile en fonction de ces paramètres sont représentés sur le tableau suivant :

Tableau V.1: L'effet de longueur du drain horizontal et du rayon de drainage sur la productivité

| Débit huile m ³ /h | Rayon de drainage (m) | Longueur drain horizontal (m) | | | | |
|----------------------------------|--------------------------|-------------------------------|------|------|------|------|
| | | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 |
| Q _o | R = 400 | 18.6 | 28.6 | 36.1 | 42.1 | 47 |
| | R = 550 | 17.4 | 26.3 | 32.9 | 38.3 | 42.8 |
| | R = 700 | 16.5 | 24.7 | 30.7 | 35.5 | 39.7 |

Avec : $\beta = (K_h / K_v) = 0.01, h = 6 \text{ m}$ et $r_w = 1.875'' = 4.76 \text{ cm}$ (Slimhole)

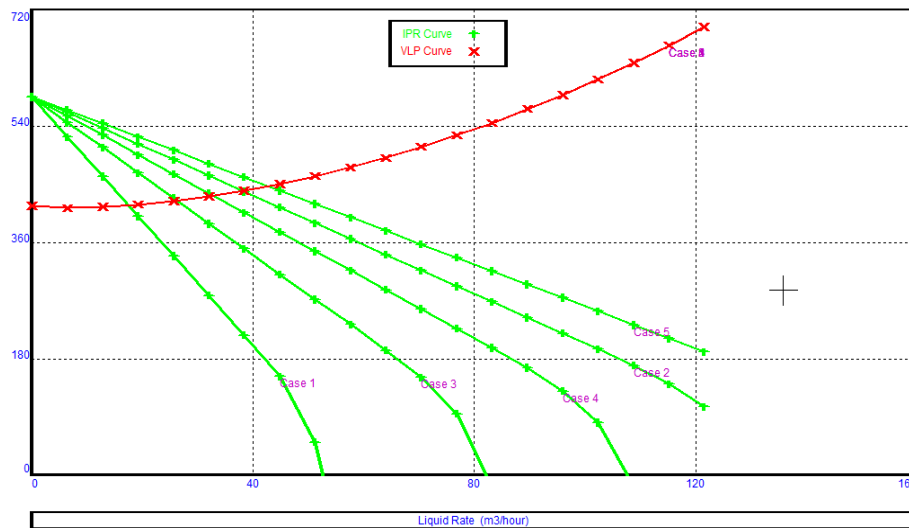


Figure V.8 : Sensibilité sur la longueur du drain horizontal - SR_RAMAI (R = 550m)

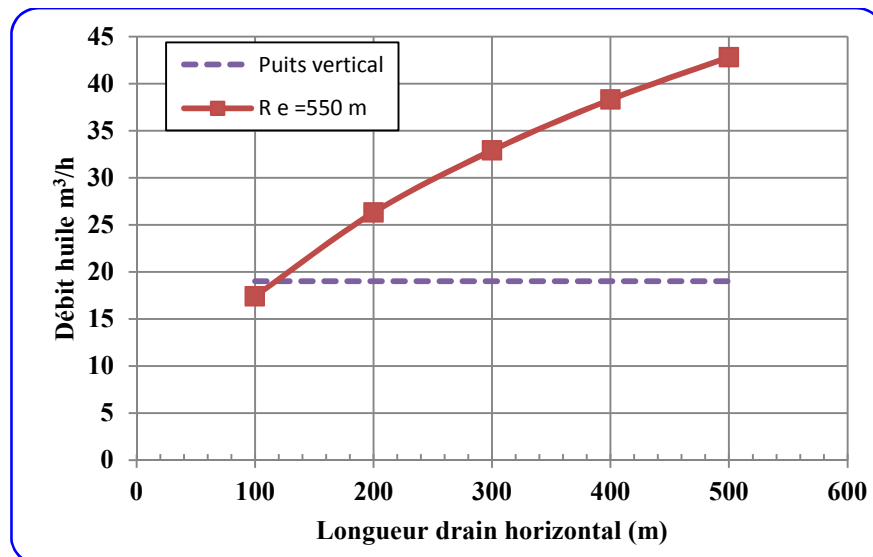


Figure V.9 : L'effet de longueur du drain horizontal d'un Short Radius - RAMAI (R=550m)

La longueur productive d'un puits horizontal pour un gisement de faible épaisseur, est considérablement plus forte que celle d'un puits vertical.

On voit que la productivité d'un puits horizontal croit progressivement avec la longueur de celui-ci, quoique plus lentement puisqu'elle intervienne dans l'équation sous forme logarithmique(Fig. V.9).

Le calcul analytique et les simulations sur modèles numériques que le gain de productivité peut atteindre couramment un facteur de plus de 2 fois. Et que la longueur d'un puits repris en SR varie dans une moyenne de 300 à 500 m.

V.6.3.2. L'effet de l'anisotropie sur la productivité :

La comparaison montre qu'une bonne perméabilité verticale est essentielle pour la réussite d'un puits horizontal. Le mécanisme des dépôts sédimentaires qui ont participé à la formation de la matrice du réservoir et les contraintes tectoniques qui l'ont parfois fracturés sont deux des facteurs principaux qui expliquent la différence entre les valeurs de la perméabilité mesurée suivant plusieurs directions sur un échantillon donné de la roche réservoir. Forer un drain horizontal dans la direction appropriée peut être très critique, et la détermination des directions de perméabilité maximale et minimale doit être faite avant d'entamer le forage du puits.

Les résultats montrent que si l'anisotropie est large, la productivité ou le gain sera raisonnablement agrandi (**tableau V.2**).

L'augmentation de l'anisotropie fait diminuer la résistance à l'écoulement dans le sens vertical, ce qui fait augmenter la productivité.

Tableau V.2 : L'effet de l'anisotropie sur la productivité

| Débit huile m ³ /h | anisotropie $\beta = \sqrt{Kh/Kv}$ | Longueur drain horizontal (m) | | | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|------|------|------|------|
| | | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 |
| Q _o | $\beta = 0.001$ | 9.5 | 15.8 | 21.2 | 26 | 30.3 |
| | $\beta = 0.01$ | 17.4 | 26.3 | 32.9 | 38.3 | 42.8 |
| | $\beta = 0.05$ | 22.9 | 31.7 | 38.1 | 43.2 | 47.5 |
| | $\beta = 0.1$ | 24.7 | 33.3 | 39.5 | 44.6 | 48.8 |

Avec : R = 550 m et H = 6 met $r_w = 1.875'' = 4.76$ cm

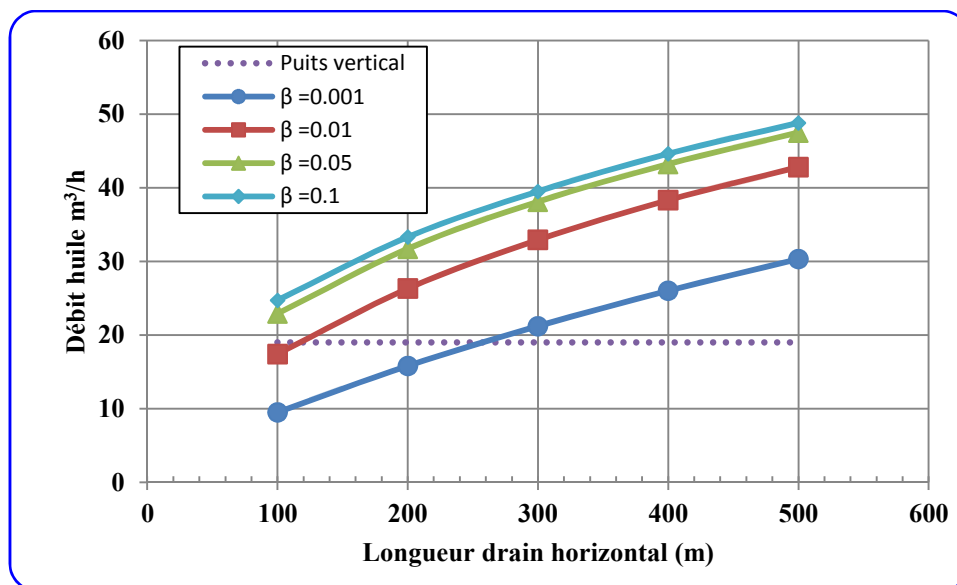


Figure V.10 : L'effet de l'anisotropie sur la productivité - Short Radius RAMAI

V.6.3.3.L'effet de l'épaisseur du réservoir :

L'influence de la hauteur du réservoir sur la productivité d'un puits horizontal est tout à fait significative. Il est important de noter qu'un réservoir épais présente plus de réserves qu'un réservoir mince.

Tableau V.3: L' effet de l'épaisseur du réservoir sur la productivité

| Débit huile m ³ /h | Epaisseur réservoir (m) | Longueur drain horizontal (m) | | | | |
|----------------------------------|----------------------------|-------------------------------|------|------|------|------|
| | | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 |
| Q _o | H = 6 m | 17.4 | 26.3 | 32.9 | 38.3 | 42.8 |
| | H = 12 m | 21.7 | 33.6 | 42 | 48.3 | 53.3 |
| | H = 25 m | 24.4 | 37.9 | 47.3 | 54.1 | 59.3 |

Avec : $\beta = 0.01$ et $R = 550$ m et $r_w = 1.875'' = 4.76$ cm

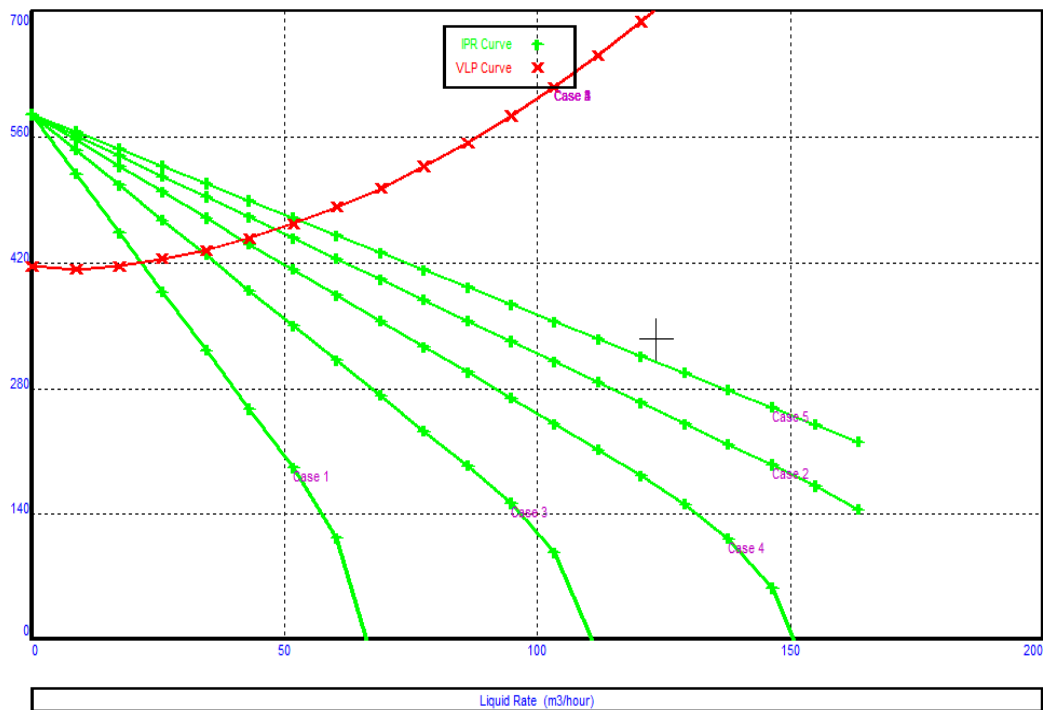


Figure V.11 : Sensibilité sur l'épaisseur du réservoir - SR de RAMA1 (H = 12 m)

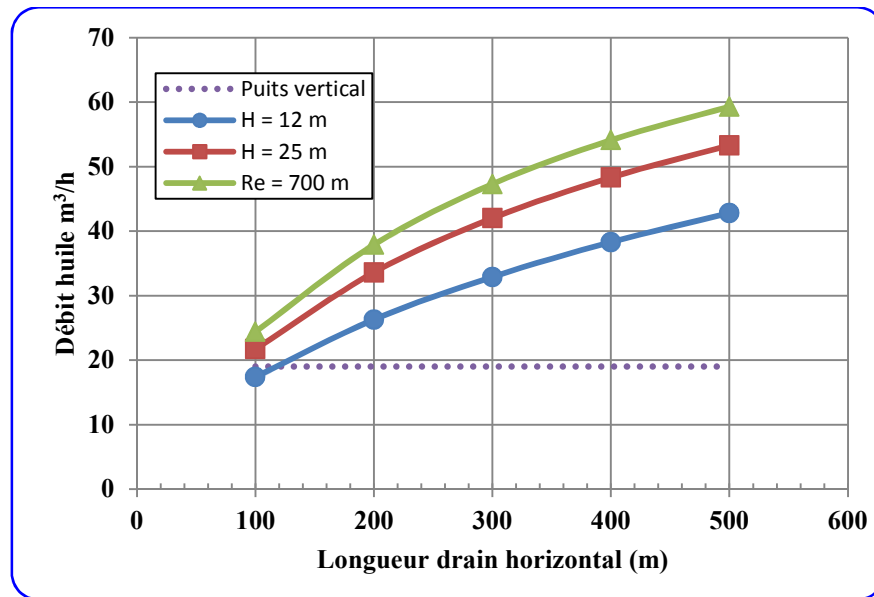


Figure V.12 : L'effet de l'épaisseur du réservoir sur la productivité - SR_RAMAI

V.6.3.4. L'influence de l'excentricité d'un puits horizontal dans les réservoirs fermés :

Théoriquement, pour un réservoir fermé, la productivité est maximale lorsque le drain est placé au centre de la couche. La surveillance de la trajectoire se fait par des outils appelés MWD (Mesure WhileDrilling). Ces outils sont placés à 15-30mètres du trépan, ce qui rend la surveillance plus difficile.

La distance verticale δ entre le drain et le centre de la couche est appelée : « l'excentricité ».

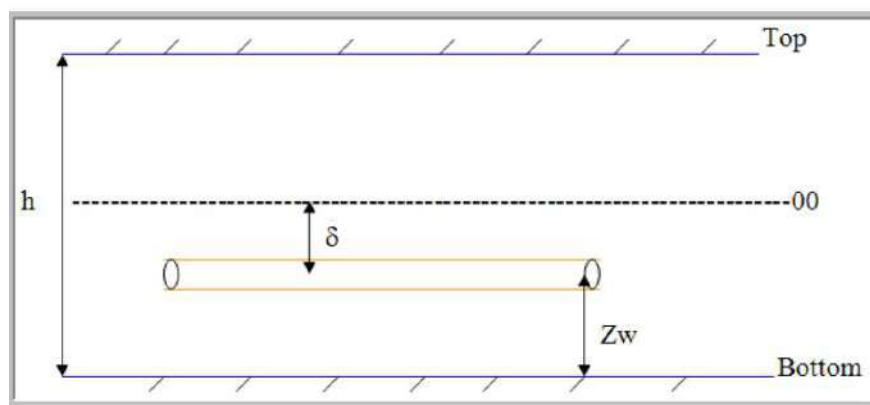


Figure 3.13 : schéma de l'excentricité

L'expression de l'indice de productivité devient :

$$IP_h = \frac{0,007078 h k_h / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{[a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}]}{(\frac{L}{2})} \right] + (\beta h / L) \ln [(\beta h / 2r_w) + (2\beta \delta^2 / h r_w)]}$$

Ou : δ excentricité du drain en m et $\beta = \sqrt{(k_h/k_v)}$

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau V.4 : influence de l'excentricité sur la productivité SR_RAMAI

| Débit huile m ³ /h | Epaisseur réservoir | l'excentricité (m) | Longueur drain horizontal (m) | | | | |
|----------------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------------|------|------|------|------|
| | | | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 |
| Q _o | H = 6 m | 0 m | 17.4 | 26.3 | 32.9 | 38.3 | 42.8 |
| | | 2 m | 16.6 | 25 | 31.5 | 36.9 | 41.4 |
| | H = 12 m | 0 m | 21.7 | 33.6 | 42 | 48.3 | 53.3 |
| | | 3 m | 21.5 | 32.9 | 41.1 | 47.4 | 52.3 |
| | | 5 m | 20 | 30.4 | 38.4 | 44.7 | 49.8 |

Avec : $\beta = 0.01$ et $R = 550$ m et $r_w = 1.875'' = 4.76$ cm

Dans les réservoir avec des limites supérieures et inférieures fermées ; c'est le cas où l'aquifère et le gaz cap sont totalement absents. L'influence de l'excentricité sur la performance des puits horizontaux est presque négligeable (la longueur du drain horizontal foré dans un mince réservoir semblablement a une fracture verticale). Donc, le puits doit être localisé dans n'importe quelle place dans le plan vertical avec une perte min de production.

V.6.4. Cas forage d'un nouveau puits horizontal à RAA

La procédure est similaire à celle du cas short radius mais avec un longueur du drain horizontal plus grand (entre 600m à 1050m). Les paramètres du model IPR sont des valeurs moyenne représentant le champ RAA (*fig. 3.14*).

duse = 9.53 mm et Pp = 50 kgf/cm²

| Horizontal Well Reservoir Model | | |
|---------------------------------------------|------|----------|
| Reservoir Permeability | 25 | md |
| Reservoir Thickness | 8 | m |
| WellBore Radius | 3 | inches |
| Horizontal Anisotropy | 1 | fraction |
| Vertical Anisotropy | 0.01 | fraction |
| Length Of Well | 800 | m |
| Reservoir Length | 1428 | m |
| Reservoir Width | 800 | m |
| Distance From Length Edge To Centre Of Well | 714 | m |
| Distance From Width Edge To Centre Of Well | 400 | m |
| Distance From Bottom To Centre Of Well | 4 | m |

Figure 3.14 : Paramètres du model IPR d'un puits horizontal à RAA

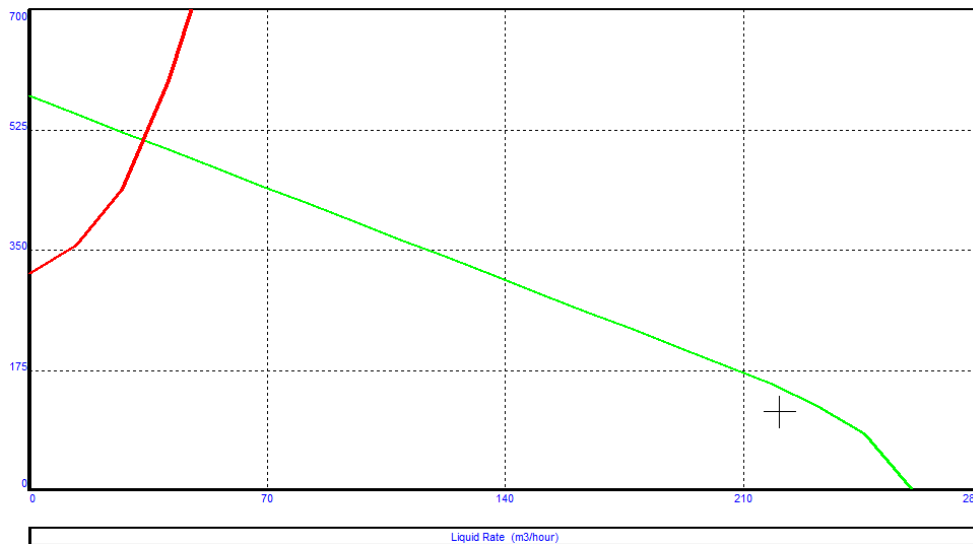


Figure V.15 : point de fonctionnement d'un puits horizontal champ RAA

Les sensibilités des paramètres IPR d'un puits horizontal à RAA sur sa productivité sont résumées sur les tableaux suivants :

Tableau V.5: L'effet de longueur du drain et du rayon de drainage sur la productivité d'un puits horizontal

| Débit huile m ³ /h | Rayon de drainage (m) | Longueur drain horizontal (m) | | | |
|----------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 600 | 750 | 900 | 1050 |
| Q _o | R = 400 | 32.4 | 33.4 | 34.1 | 34.2 |
| | R = 550 | 31.5 | 32.6 | 33.3 | 33.9 |
| | R = 700 | 30.8 | 31.9 | 32.7 | 31.3 |

Avec : $\beta = (K_h / K_v) = 0.01$, drain au centre du réservoir

Tableau V.6 : L'effet de l'anisotropie sur la productivité d'un puits horizontal

| Débit huile m ³ /h | anisotropie $\beta = \sqrt{Kh/Kv}$ | Longueur drain horizontal (m) | | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 600 | 750 | 900 | 1050 |
| Q _o | $\beta = 0.001$ | 27.2 | 29.3 | 30.7 | 31.8 |
| | $\beta = 0.01$ | 31.5 | 32.6 | 33.3 | 33.9 |
| | $\beta = 0.05$ | 32.7 | 33.5 | 34.1 | 34.7 |
| | $\beta = 0.1$ | 32.9 | 33.7 | 34.3 | 34.8 |

Avec : R = 550 m au centre du réservoir

Tableau V.7: L'effet de l'épaisseur du réservoir sur la productivité d'un puits horizontal

| Débit huile m ³ /h | Epaisseur réservoir (m) | Longueur drain horizontal (m) | | | |
|----------------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 600 | 750 | 900 | 1050 |
| Q _o | H = 8 m | 31.5 | 32.6 | 33.3 | 33.9 |
| | H = 16 m | 33.4 | 34.2 | 34.9 | 35.4 |
| | H = 24 m | 34 | 34.8 | 35.3 | 35.8 |

Avec : $\beta = 0.01$ et $R = 550$ m

V.7. Analyse et évaluation des résultats obtenus

Une simple lecture sur les tableaux précédents, nous permet de dire que l'alternative du forage des puits horizontaux est plus efficace que les verticaux vu les résultats des gains globaux enregistrés. L'investissement employé et les coûts d'interventions sur ces puits seront largement justifier par l'augmentation du production. Ceci nous ramène de dire que ce choix est économiquement plus rentable que l'état actuel en tenant compte des conditions particulières et du risque associé au réalisation du profil du long drain horizontal

L'azimut de ces drains est dicté par la notion de la direction des perméabilités max et min, la règle est d'être perpendiculaire à la perméabilité max. Mais ce n'est pas toujours le cas, car on doit tenir compte même des puits voisins et les saturations en huile proches du puits en question.

- Avec des très faibles perméabilités verticales, on peut avoir un excellent débit même pour des faibles longueurs du drain.
- L'index de productivité est directement proportionnel à la longueur du drain.

Conclusion
&
Recommandations

Conclusions :

La présente étude nous a permis d'atteindre les résultats suivants:

- La perte de production a pour origine la chute de potentiel des puits causée principalement par l'endommagement de la matrice et à degré moindre par les bouchages au fonds des puits et au niveau des duses en surface. Ceci est confirmé par des analyses de build-up montrant des skins très élevés notamment pour RAMA1. L'analyse des échantillons récupérés du fond des puits montre que les dépôts varient entre grès fins de formation, organiques (asphaltènes) et sels, sans compter les faibles pourcentages d'autres dépôts divers tels que traces de boue, ferrailles,...etc.
- Du fait de la nature friable de la Série Inferieure (SI), la migration des fines, due à des vitesses d'écoulement élevées à travers les minces couches productrices, est considérée comme la première source de l'endommagement et ainsi la dépression qui en résultait a du provoquée les autres problèmes en cascade. La minéralogie de ces fines reste inconnue.
- En l'absence des études pétrographiques, des traitements chimiques ont été tentés mais avec des résultats mitigés. A titre d'exemple, sur RAA2, l'acide HCl seul a donné de meilleurs résultats que le Mud-acid 6%-1%, alors que sur NRAA1, le Mud-acid 6%-1.5% a bien répondu. Cela montre que le taux de carbonate est assez variable. Quant aux dépôts organiques, des traitements au reformat ont eu peu d'effet sur les productivités des puits, ce qui remet en question l'existence même des asphaltènes aux abords des puits. Toutefois, des slugs de xylène seront pompé au futur pour enlever le doute.
- Vu que Le plan d'eau (WOC) est près des intervalles perforés, une opération de fracturation est déconseillée (le cas du RAMA1, conning d'eau après opérations stimtube)
- Les contacts huile-eau ont été définis sur pratiquement tous les puits, cependant, il est difficile de tirer des conclusions sur la tailles, l'étendue ainsi que l'activité de l'aquifère qui peut jouer un rôle important dans le drainage de l'huile.
- La réalisation des nouveaux puits en drains horizontaux et la repris en Short Radius des puits dans le champ de RAA portera un nouvel élan. Ce choix possède plusieurs atouts techniques et économiques pouvant aidés au développement du champ et s'avère une meilleure action pour remédier aux problèmes d'exploitations et maintenir un plateau de production d'un côté et aboutir à une récupération finale maximale. La modélisation du système de production nous montre que la production des puits horizontaux sera supérieure à celles des puits verticaux.

On a pu traiter les paramètres qui peuvent mettre en évidence l'apport en terme de production et stabilité de production.

- La perte de production cause de gros problèmes d'opérabilité et d'instabilité d'écoulement dans la ligne 14-in.
- L'efficacité des puits horizontaux dépend essentiellement d'intensité et de qualité de réseaux de fracturation. L'efficacité est meilleur dans les zone fortement fracturées.
- Les valeurs d'index de productivité et KH des welltest confirme les bonnes caractéristiques pétrophysique du réservoir.
- La corrélation de Petroleum Expert 4 est la plus convenable pour la modélisation des écoulements diphasiques dans le tubing (VLP) au champ RAA
- Le cumul de production nous montre que la majorité de production est parvenue du nord du champ (ERAA1 et NRAA1) par contre une faible récupération est enregistré au centre.
- La conduite du forage horizontal est rendu facile et le contrôle de la trajectoire est devenue plus ou moins maîtrisée par Sonatrach après plus de deux décennies d'expérience au champs de HMD.

Recommandations :

Pour inverser la tendance baissière de production dans le champ RAA, nous recommandons les actions suivantes :

- Nous proposons, dans le cadre de développement du champ RAA d'envisager la programmation des puits horizontaux. La reprise en short radius où le forage horizontal est bien justifié malgré les coûts d'intervention qui sont nettement supérieurs à celui des puits verticaux. En plus du gain de production engendré par l'augmentation des débits, on attendra un autre apport lié au temps de production justifié par l'élimination ou la minimisation des problèmes d'exploitation sur le fonctionnement des puits.
- Le débit de production doit être optimisé, afin d'éviter la production brusquée de l'eau de gisement (water conning) il est nécessaire de produire les puits avec une duse minimale.
- diminue la duse à 24/64 du puits ERAA1, une manifestation d'un water conning est très probable dans un court terme (L'expérience du puits RAMA1 après stimtube).
- Un traitement avec l'exylen est une option à tenir en compte. La réussite d'une telle opération peut justifier son prix élevé.
- Faire un test ACR (Acid Curve Response) au laboratoire sur des plug des carottes pour éviter l'échec de l'opération l'acidification et détermine le type et la concentration optimal d'acide.
- Prélèvement des paramètres de puits (pression de tête, pression pipe, pression espace annulaire, température, Jaugeage des puits).
- Réalisations des tests en fonction de la nécessité.
- des mesures spécialisées et des études approfondies sur la composition minéralogique et la réaction des différents systèmes d'acide vont être lancées incessamment avec le CRD et les compagnies de service afin de comprendre les variations minéralogiques verticale et latérale du réservoir et identifier les formulations chimiques de traitement les plus adaptées. L'un des challenges de stimulation restera la mise en place, notamment pour RAMA1 où les perforations inférieures sont complètement bouchées.
- Equipe tous les puits par des duses fixes.
- Afin de compléter l'étude PVT des puits RAA réalisées, des échantillonnages de fluide sont également prévus en vue d'effectuer des analyses thermodynamiques des effluents et notamment la nature des dépôts organiques susceptibles de se précipiter aussi bien au fond qu'en surface (Une analyse SARA, Une mesure de la pression de floculation à 35°C et à la température du réservoir).

- Pour mieux analyser les performances des puits, il est nécessaire de programmer des tests de longue durée pour permettre de voir la succession des différents régimes d'écoulement.
- Exploite l'expérience acquise au champ de HBK pour créer des procédures et minimise les risques opérationnels afin de minimiser les coûts. Car le SI est exploité là-bas avec des caractéristiques réservoir et problèmes assez similaires.
- Faire des analyses des dépôts périodique sur le puits, une seule analyse du puits RAA2 en 2016 n'est pas suffisant pour identifier les problèmes d'exploitation.
- Etudier l'option de dessalage au puits tout en se basant sur l'expérience de champs HMD (si pas de problème d'éruptivité)
- Effectuée des analyses spéciales sur carottes (Mesures SCAL) du réservoir Grés Triasique de la SI.
- Réaliser des tests d'interférence sur les puits de RAA.
- Les incertitudes liées à la connectivité et à la performance des réservoirs Triasique sont les préoccupations cruciales qui doivent être minimisées, avant de procéder à un développement optimisé. Pour cette raison le concept d'un développement progressif permettant la compréhension de la performance du réservoir est proposé afin d'atténuer les risques associés à l'investissement. L'acquisition de nouvelles données durant la période des cinq premières années de production permettra la conception d'un modèle réservoir représentatif des dépôts fluviatiles, afin de mieux prédire le développement du gisement par des méthodes de récupération secondaire.

Résumé

Depuis sa mise en production au début de Juillet 2016, un déclin de production du champ RAA fut observée et ce depuis Octobre de la même année. La production actuelle des cinq puits actifs tourne autour 30 m³/hr après s'être stabilisée à 70 m³/hr au début de l'année en cours.

L'exploitation du champ est devenue compliquée et soumis à des contraintes de flow assurance divers (migration des fines, sel, asphalte, water conning ...). Plusieurs interventions ont été initiées sans pouvoir restaurer le potentiel des puits.

La réalisation des nouveaux puits en drains horizontaux et la reprise en Short Radius des puits dans le champ de RAA portera un nouvel élan. Ce choix possède plusieurs atouts techniques et économiques pouvant aidés au développement du champ et s'avère une meilleure action pour remédier aux problèmes d'exploitations.

Mots clés : Performance puits, chute de production, flow assurance, Repris en Short Radius , Puits Horizontaux

Abstract

Since its start-up in early July 2016, a decline in production of the RAA field was observed and this since October of the same year. The current production of the five active wells revolves around 30 m³ / hr after stabilizing at 70 m³ / hr at the beginning of the current year.

The exploitation of the field has become complicated and subject to various flow insurance constraints (migration of fines, salt, asphalt, water conning ...). Several interventions were initiated without being able to restore the potential of the wells.

The drilling of the new horizontal wells and the reconversion wells to Short Radius in the RAA field will give new impetus. This choice has several technical and economic advantages that can help in the development of the field and is a better action to remedy the problems of exploitation.

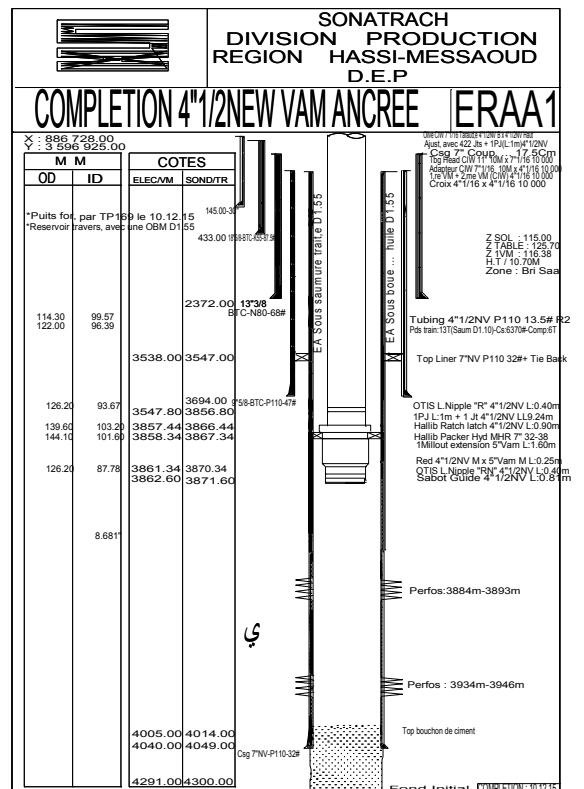
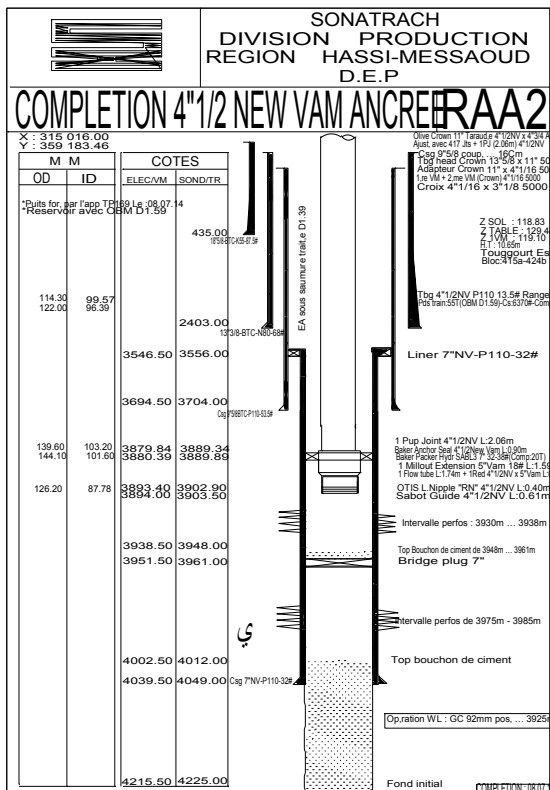
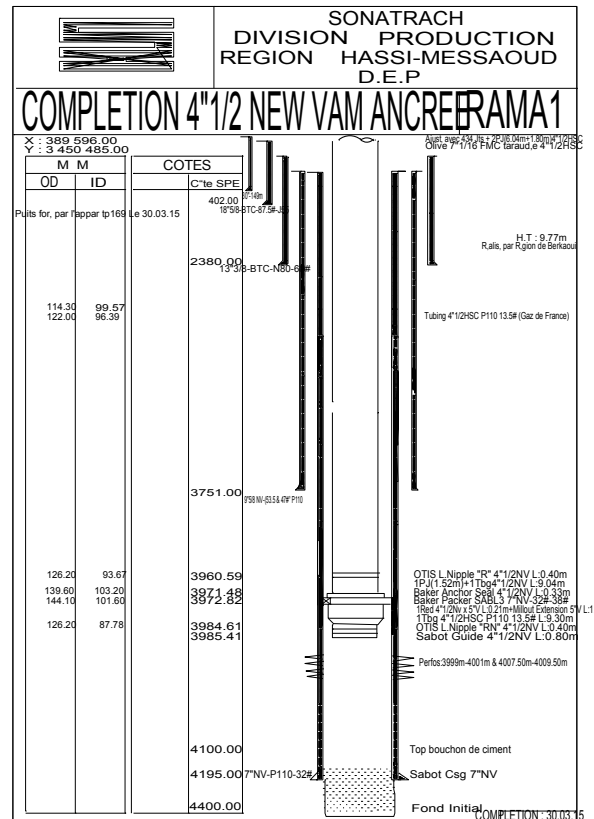
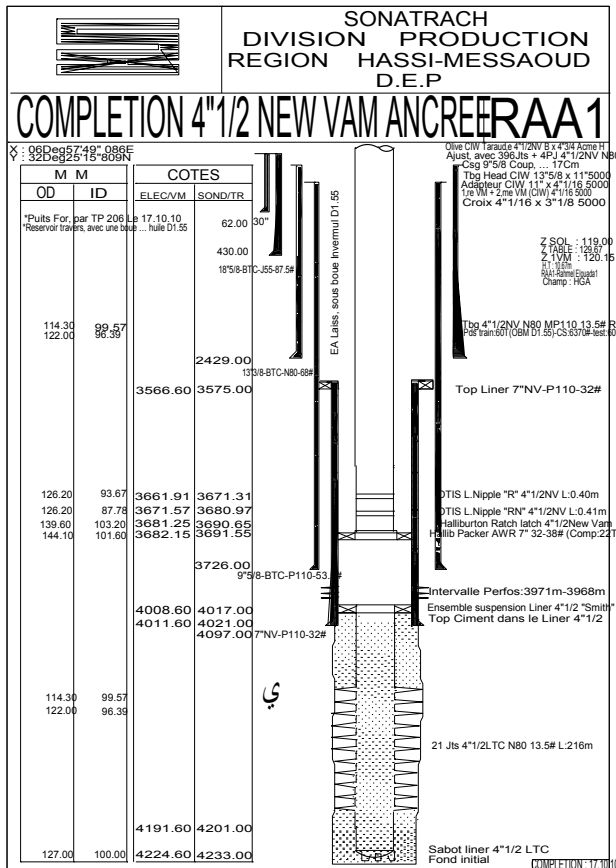
Key words: Well performance, production drop, flow insurance, reconversion well to Short Radius, Horizontal Wells

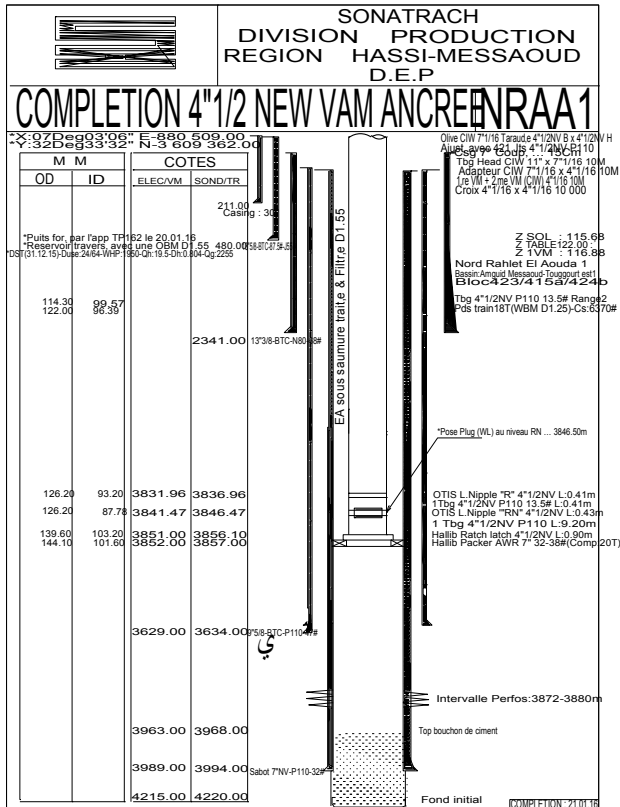
نبذة مختصرة :

منذ بداية إنتاج حقل رحلة العودة في أوائل شهر جويليا من عام 2016، لوحظ وجود انخفاض في مستويات انتاجه و ذلك منذ أكتوبر من نفس السنة. الإنتاج الحالي من الآبار الخمسة النشطة حوالي ٣٠ م^٣/ساعة بعد أن استقر عند ٠٧ م^٣/ساعة في بداية الإنتاج. لقد أصبح استغلال الحقل معقد ومقيد بعدة مشاكل مختلفة لتأمين تدفق البترول (هجرة الأثرية، الملح، الأسفلت، إرتفاع المياه المخروطي ...). العديد من عمليات التدخل على مستوى الآبار لم تفلح في إسترجاع قدرتها. حفر آبار جديدة أفقيا وإسترجاع الآبار العمودية أفقيا بحقل رحلة العودة سوف يحدث زخما و يفتح أفقا جديدا. هذا الإختيار له العديد من المزايا الفنية والاقتصادية التي يمكن أن تساعد على تطوير الحقل ونعتبرها أحسن طريقة لحل المشاكل المرتبطة بإنخفاض الإنتاج. كلمات المفتاحية: أداء الآبار ، انخفاض الإنتاج، ضمان التدفق، آبار أفقية.

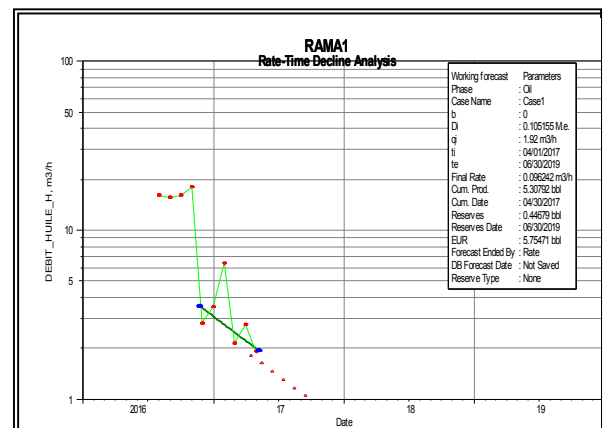
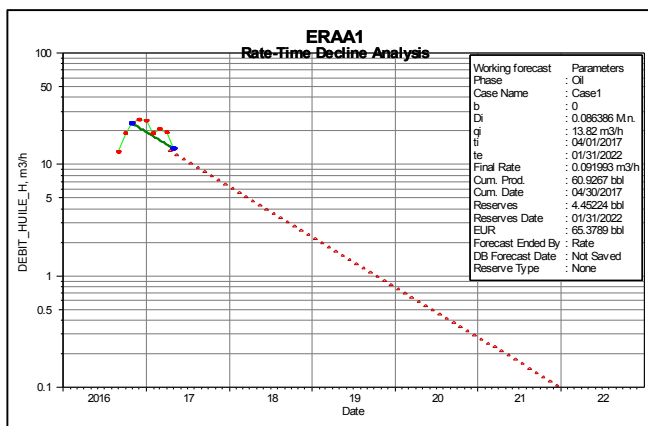
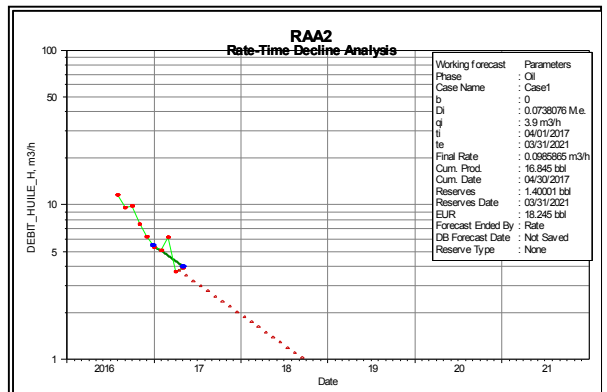
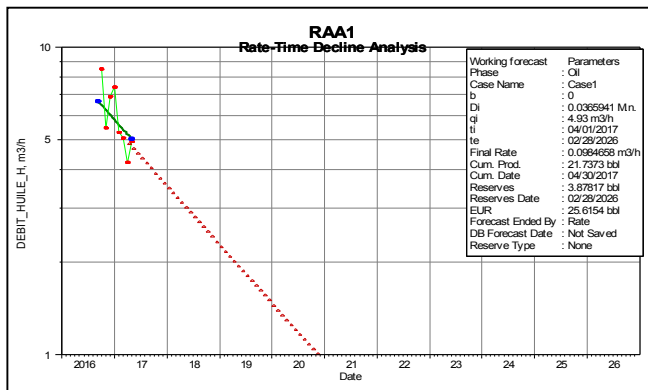
Annexes

Les fiches de Complétion des puits RAMA1, ERAA1, NRAA-1, RAA-1 et RAA-2





Courbes de déclin débit des puits RAA



Nomenclature :

| | | |
|-------------|-----------------------------------------------------|------------------|
| A | Aire de drainage | m^2 |
| B_0 | Facteur volumétrique d'huile FVF | $m^3/Std m^3$ |
| c_t | Compressibilité totale | cm^2/kgf |
| f | Coefficient de friction | - |
| GLR | Rapport de gaz sur le liquide | m^3 / m^3 |
| g | Accélération | m/s^2 |
| g_c | Coefficient de conversion | - |
| h_p | La longueur de l'intervalle perforé. | m |
| h | Épaisseur total du réservoir | m |
| IP | Index de productivité | $m^3/h/kgf/cm^2$ |
| k | Perméabilité du milieu poreux | md |
| k_h | Perméabilité horizontale du réservoir | md |
| k_v | Perméabilité verticale du réservoir | md |
| k_x | Perméabilité horizontale dans la direction de X | md |
| k_y | Perméabilité horizontale dans la direction de Y | md |
| L | Longueur horizontale du drain | m |
| L_{eff} | Longueur horizontale effective du drain | m |
| \bar{p}_r | Pression moyenne du réservoir | Kgf/cm^2 |
| P_{wfs} | Pression de fond dynamique (aux abords du puits) | Kgf/cm^2 |
| P_{wf} | Pression de fond dynamique | Kgf/cm^2 |
| P_{sep} | Pression de séparateur | Kgf/cm^2 |
| P_{wh} | Pression de tête de puits | Kgf/cm^2 |
| P_b | Pression de bulle | Kgf/cm^2 |
| a | la demi distance de la longueur du drain horizontal | m |
| q | Débit de production | m^3/h |
| r_w | Rayon du puit | cm |
| r_e | Rayon de drainage du puits | m |
| r_{eq} | Rayon équivalent du réservoir | cm |
| r'_w | Rayon ajusté du puits | cm |
| r_d | Rayon de la zone altérée. | cm |
| r_{dp} | Rayon de la zone compacte. | cm |
| r_p | Rayon de la perforation | cm |
| R_s | GOR de dissolution | m^3 / m^3 |
| S | Skin | - |

| | | |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| T | Température. | C |
| V | Vitesse | m / s |
| ϕ | Diamètre de la duse | mm |
| μ | Viscosité du milieu | Cp |
| $\frac{dP}{dx}$ | Gradient de pression dans le sens d'écoulement | $Kgf/cm^2/m$ |
| ρ_0 | Masse volumique d'huile | Kg/m^3 |
| β | Facteur d'anisotropie | - |
| ϕ | Porosité du réservoir | |
| μ_o | Viscosité d'huile | Cp |
| Δ | Différence | - |
| ε / d | Rugosité relative | - |
| ε | Rugosité | in |
| δ | l'excentricité: la distance verticale entre le drain du puits horizontal et le centre de la couche | m |

Références bibliographiques

1. "Horizontal Well Tecnology " Aut: Joshi Soddad Ed: Pennwell publishing company (1991), ISBN:0-87814-350-5
2. "Welltest analysis : The use of advanced interpretation models", aut: Dominique Bourdet Ed: Elsevier(2002),ISBN:0-444-50968-2
3. "Essais de puits : méthodes d'interprétation ", aut: G.Bourdarot Ed: Edition Technip Paris (1996) , ISBN 2-7108-0697-5
4. " Production optimization using Nodal analysis ", H. Dale Beggs. Ed: OGCI (1991)ISBN:0-930972-14-7
5. " Plan de développement du champ d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) Contrat R&E Touggourt Est", Juin 2016
6. " Petroleum Production Systems", aut: Michael J.Economides, A. Daniel Hill Larry Christine . Ed:Ed: Prentic Hall(1991)ISBN:0-13-658683-X
7. L.P.Dake. - The Practice of Reservoir Engineering. Edition Elsevier. Edinburgh Scotland (premiere edition1994).
8. R.Cossé. - Techniques d'exploitation pétrolières. Le Gisement, Edition Technip 1988.
9. Data bank puits du champs Hassi Messaoud: site disponible sur l'intranet du réseaux informatique SH/DP-HMD/EP
10. Données Départements (Contrôle Puits, Géologie, Techniques Puits).
11. Les rapports de fin forage des puits champs RAA (End Of Well Report)
12. Data base Exploration HMD & Boumerdes

Outils informatique

- **Prosper:** logiciel de performance des puits
- **Ecrin/saphir:** logiciel d'interprétation des essais de puits
- **OFM :** "Oil Field Manager"