



UNIVERSITE KASDI MERBAH –OUARGLA–

FACULTE DES HYDROCARBURES, DES ENERGIES RENOUVABLE ET
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie.

Spécialité : Géologie des hydrocarbures.

Thème

**Recensement des fractures et leur effet sur le réservoir.
Cas de la zone 04 (HMD)**

Réalisé par :

Belmiloud Imad Eddine

Haoud Maissa Boumediene

Devant le jury :

Président :	Zaatout Merzouk	M.C.A UKM Ouargla
Promoteur :	Medjani Fethi	M.C.A UKM Ouargla
Examineur :	Draoui Abdelmalek	M.A.A UKM Ouargla

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciement :

Nous voulons d'abord remercier Allah pour nous avoir donné la force et la patience tout au long de toutes les années d'étude, nous voulons remercier toutes les personnes qui nous ont aidé à faire ce travail et surtout notre encadreur de ce mémoire Mr.Medjani Fethi pour sa présence et pour avoir sacrifié le temps et l'énergie nécessaires pour la réussite de ce travail.

Nous tenons également à remercier les membres du jury qui vont examiner et juger notre modeste travail.

Nos vifs remerciements s'adressent à l'ensemble des enseignants du département de géologie pour les années de connaissances et d'apprentissage.

Nous voulons également remercier les personnels de la base Irara Sonatrach pour toute aide soit l'accès aux données ou les différents conseils et encouragements, citant spécialement Mr.Bekkari Eddine.

Enfin, nous tenons à remercier tous les membres de notre famille et amis proches pour la motivation et encouragement pendant tout moment difficile.

DEDICACES :

Nous tenons à dédier ce modeste Travail à :

À nos parents,

Nos familles,

À tous nos amis(e).

Sommaire

Introduction generale	10
Partie 1: généralités est notion de base :	
1. Fracturation dans un reservoir petrolier	12
2. Les fractures naturelles	12
3. Les fractures induites	12
4. Les fractures provoquées	12
5. Aperçu sur l'état de fracturation dans le champ hassi messaoud	13
6. Effet de la fracturation sur la qualite d'un reservoir petrolier	15
7. Venue d'eaux	17
8. Mecanismes des venues d'eaux	17
9. Facteurs deplaçant l'eau vers le puits	17
10. Causes de venue d'eau	18
A) LA COMPLETION	18
B) LE RESERVOIR	19
11. Les gisements d'huile lies a un aquifere actif	21
A)CARACTERISTIQUES	21
B) L'INTERET DE L'ETUDE DES EAUX DE GISEMENT	21
Partie 2:matériels est méthodes :	
1. Presentation de zone 04 champ de hassi messaoud	24
A. SITUATION GEOGRAPHIQUE	24
B. APERÇU STRATIGRAPHIQUE	25
C. SYSTEME PETROLIER	26
D. APERÇU STRUCTURAL	27
2. Identification des fractures	28
3. Analyse de carottes	29
4. Imagerie du fond	30
4.1. LES DIFFERENTS OUTILS D'IMAGERIE UTILISEE	31
A. Ubi (ultrasonic borehole imager) schlumberger	31
B. Cast-v (circumferential acoustic scanning tool-visualization) halliburton	32
4.2. COMMENT INTERPRETER UNE IMAGERIE?	33
4.3. DETECTION DE FAILLE ET LEUR INTERPRETATION	33
A. Fractures naturelles	33

5. Combinaison entre densite des fractures est la petrophysiques	36
6. L'effet par comparaison de valeurs (parametres) et sa position par rapport aux failles	36
6.1. FAILLES - PRODUCTION	36
6.2. FAILLES-ARRIVE D'EAU	36
7. Probleme de remontee des eaux dans la zone 04	36
8. Diagnostique du probleme	37
• CAUSES LIEES A LA COMPLETION	37
• CAUSES LIEES AU RESERVOIR	37
Partie 3: résultats et discussion :	
1. Identification des fractures	39
1.1. ANALYSE SUR CAROTTES	39
A. Omn761	39
B. Omk131	40
C. Omj723	41
1.2. ANALYSE PAR IMAGERIE	41
A. Omkz121	42
B. Omkz202	43
2. Tectoniques & parametres petrophysiques	44
A. SATURATION EN EAU	44
B. PERMEABILITE	45
C. POROSITE	49
3. Etat de la production huile	53
4. Probleme d'arrive d'eau	56
5. Discussion	57
6. Mesures prises par sonatrach	60
7. Traitement par gels	60
7.1. AVANTAGE PAR RAPPORT A LCP	62
8. Exemple d'application du traitement par gels dans le champ de sob (wyoming-usa)	62
9. Proposition	64
Conclusion generale	66

Liste des figures

Figure.1 : les différents types des fractures (researchgate.net).	13
Figure.2 : Carte de linéaments et de failles affectant le champ de HMD (Etude Beicip/Franlab, 2009).	14
Figure.3 : Carte de failles, linéaments et indice de fracturation du champ de HMD (Etude Beicip/Franlab, 2009).	14
Figure.4 : Une fracturation hydraulique.(reaserchegate.net).	19
Figure.5 : Exemple d'une langue d'eau.(reaserchegate.net).	20
Figure.6 : Un Coning d'eau dans un gisement d'huile.(reaserchegate.net).	20
Figure.7 : carte de champ HMD (Sonatrach EP DP 2021).	24
Figure.8 : Carte d'inventaire des puits dans la zone 04 (SH/DP 2021).	25
Figure.9 : colonne stratigraphique de la zone04.(SH/DP 2020).	26
Figure.10 : Carte structurale et profondeur de la DH au niveau de la zone-04 (SH/DP 2021).	27
Figure.11 : Localisation des puits étudiés dans la zone 04. (SH/DP 2021).	28
Figure.12 : les fractures observées sur les carottes. (reaserchegate.net).	29
Figure.13 : Outil UBI (Schlumberger 'slb.com').	31
Figure.14 : Outil CAST-V (Haliburton).	32
Figure.15 : faille dans une image de fond. (reaserchegate.net).	34
Figure.16 : Identification des fractures sur l'imagerie. (reaserchegate.net).	34
Figure.17 : Image d'une fracture cimentée par l'argile.(reaserchegate.net)	35
Figure.18 : Fissuration au niveau de différents drains du Cambrien (Puits OMKZ121)	42
Figure.19 : les graphiques en rose des fractures ouvertes. (SH/DP 2021)	43
Figure.20 : les Quatre failles principales (slbwell report)	44
Figure.21 : Carte saturation d'eau de la zone 04 (SH/DP 2021).	45
Figure.22 : Carte Iso-perméabilité de D4 de la zone 04(SH/DP 2021).	46
Figure.23 : Carte Iso-perméabilité de D3 de la zone 04(SH/DP 2021).	46
Figure.24 : Carte Iso-perméabilité de D2 de la zone 04 (SH/DP 2021).	47
Figure.25 : Carte Iso-perméabilité de ID de la zone 04 (SH/DP 2021).	47
Figure.26 : Carte Iso-perméabilité de D1 de la zone 04(SH/DP 2021).	48
Figure.27 : Carte Iso-Porosité de D4 de la zone 04(SH/DP 2021).	49
Figure.28 : Carte Iso-Porosité de D3 de la zone 04(SH/DP 2021).	50
Figure.29 : Carte Iso-Porosité de D2 de la zone 04(SH/DP 2021).	50

Figure.30 : Carte Iso-Porosité de ID de la zone 04 (SH/DP 2021).	51
Figure.31 : Carte Iso-Porosité de D1 de la zone 04(SH/DP 2021).	51
Figure.32 : Diagramme débit huile de puits OMN761	53
Figure.33 : Diagramme débit huile de puits OMK131	54
Figure.34 : Diagramme débit huile de puits OMJ723	54
Figure.35 : Diagramme débit huile de puits OMJZ622	55
Figure.36 : Diagramme débit huile de puits OMKZ202	55
Figure.37 : comparaison des débits huile entre les deux puits (OMN761/OMN723)	58
Figure.38 : débits huile et eau du puits OMJ723	58
Figure.39 : débits huile et eau du puits OMN761	59
Figure.40 : Dual drain. (petrowiki.spe.org)	61
Figure.41 : packer chimique annulaire. (petrowiki.spe.org)	61
Figure.42 : réponse de production après le traitement par gel de puits O-7 dans le champ de SOB Wyoming-USA. (petrowiki.spe.org)	62
Figure.43 : Réponse de la production au traitement gel CC/AP appliqué à l'injecteur O-17 dans le Champ SOB de wayoming-USA. (petrowiki.spe.org)	63

Liste des tableaux

Tableau.1 : Types des fractures est leur effet sur un réservoir pétrolier.	16
Tableau.2 : les puits est leur carottes	30
Tableau.3 : Recensement des fissures au niveau de carottes (Puits OMN761)	39
Tableau.4 : Recensement des fissures au niveau de carottes (Puits OMK131)	40
Tableau.5 : Recensement des fissures au niveau de carottes (Puits OMJ723)	41
Tableau.6 : les fissures notées.	43
Tableau.7 : Tableau récapitulatif de l'état de certains puits de la zone (04)	56

Introduction générale

Introduction Générale :

Le gisement de Hassi-Messaoud fait partie de la province triasique algérienne. Son réservoir est essentiellement constitué des grès quartzitiques d'âge Cambrien. Ces grès sont souvent tronqués par la discordance hercynienne et couvert par le Trias argileux- gréseux -salifère.

Ce champ est affecté par plusieurs phases tectoniques qui ont engendré une fracturation importante du réservoir. Ces fractures présentes une direction majeure NordEst-SudOuest, elles ont joué un rôle sérieux dans la production d'eau dans plusieurs puits de différentes zones du champ.

Ces fractures ont souvent une influence sur la qualité du réservoir autrement dit sa production en hydrocarbures. Les paramètres pétrophysiques peuvent être améliorées ou bien créés grâce à la présence d'un réseau de fracture qui ouvrent un nouveau espace dans le réservoir sert comme des chemins de circulation de fluide. Cet effet apparait beaucoup plus dans les réservoirs non conventionnels ou la pétrophysiques est déjà faible à l'origine (tight réservoir, shale gas...etc).

Cependant ces fractures peuvent provoquer des conséquences insouhaitables dans un gisement donné. Par ailleurs, la production d'eau dans un réservoir est un problème lié souvent à la présence des fractures.

La zone 04 fait partie des 25 zones du champ HMD et occupe également sa partie Nord. Comme le champ de HMD, cette zone est touchée par la tectonique qui affecte globalement la plateforme saharienne.

Dans ce contexte, le travail présent dans ce mémoire a pour objectif de voir avec les données acquise l'effet de cette tectonique sur la qualité du réservoir cambrien, surtout que cette zone souffre déjà d'un problème de venues d'eau, qui est souvent expliqué par la présence des fractures.

Donc, on va utiliser les données qu'on a ramassées de la société Sonatrach, et essayer de cerner l'apport des fractures, et surtout leur participation dans le problème posé aujourd'hui dans la région (production d'eau).



Partie 1 :
Généralités et notions de base

1. Fracturation dans un réservoir pétrolier :

Généralement, la fracturation dans un réservoir hydrocarbures est en relation avec les états des contraintes subies par les couches au cours des différents événements géologiques, leurs conditions de dépôts et les propriétés mécaniques de ces roches. On peut trouver également trois types de ces fractures.

2. Les Fractures naturelles:

Elles existent réellement dans la formation, et liées principalement aux différents mouvements tectoniques subis par la roche de puis leurs dépôts. Elles se présentent sous trois types (Fig.1):

- **Fractures naturelles vides** : elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.

- **Fractures naturelles colmatées** : sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.

- **Fractures partiellement ouvertes** : Ce sont des fractures qui sont colmatées Partiellement.

3. Les fractures induites:

Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit de l'extraction de la carotte au cours des a récupération.

4. Les fractures provoquées :

Elles sont provoquées volontairement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien au sein des formations fortement endommagées, ou la production reste toujours faible.

Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice.

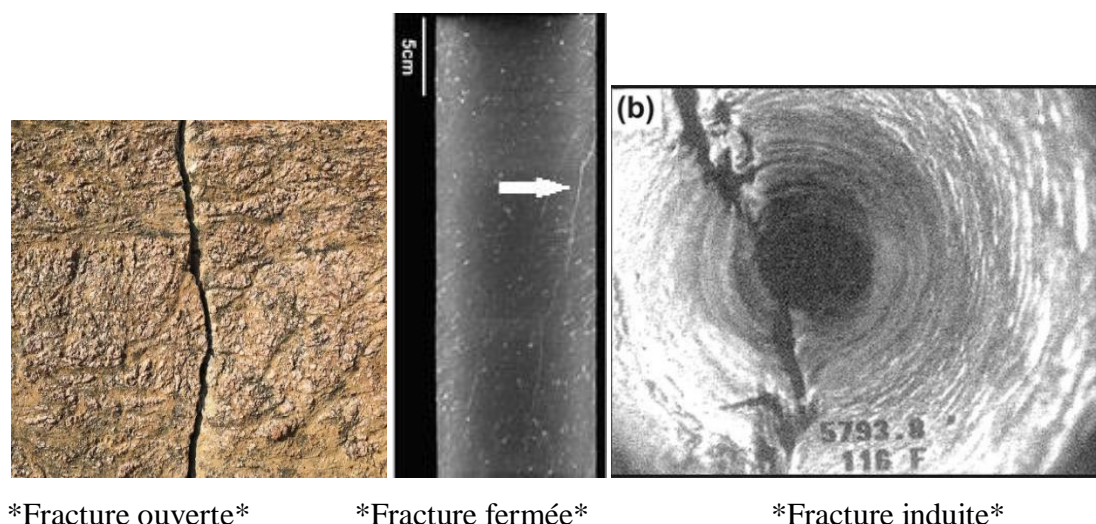


Fig.1 : les différents types des fractures (researchgate.net)

5. Aperçu sur l'état de fracturation dans le champ Hassi Messaoud :

En 2009 une étude sur la caractérisation de la fracturation naturelle du champ de Hassi-Messaoud a été faite par la société Beicip/Franlab. Elle était basée sur l'intégration de plusieurs types de données sur la couche réservoir : données de carottes, imagerie, données sismiques 3D, données dynamiques (pression/production, les venues d'eau, les pertes de boue, GOR).

Les résultats de l'imagerie disponibles sur l'ensemble du champ ont montré une distribution des fractures selon quatre familles :

- I.** La famille la plus fréquente Nord/Est-Sud/Ouest.
- II.** Une famille moins fréquente que la première Est-Ouest.
- III.** Une famille à faible fréquence Nord/Ouest-Sud/Est.
- IV.** Une famille à une fréquence remarquable Nord-Sud.

L'intégration des données sismiques dans cette étude, a permis la réalisation d'une carte de linéaments sur la quel on a rajouté les données dynamiques et l'indice de fracturation pour obtenir les cartes présentées dans les figures 2 et 3.

La première carte montre des failles déterminées par la sismique (en bleu), ces failles ont une direction majeure Nord/Est-Sud/Ouest. Elles sont associées à des failles secondaires généralement de direction Nord/Ouest-Sud/Est.

Les linéaments indéterminés (en noir), n'ont pas une direction préférentielle ; ce sont des linéaments ressortis à partir des données géologiques, données de puits et le tracé des linéaments subsismiques qui sont déterminés à partir des cartes des attribues sismiques.

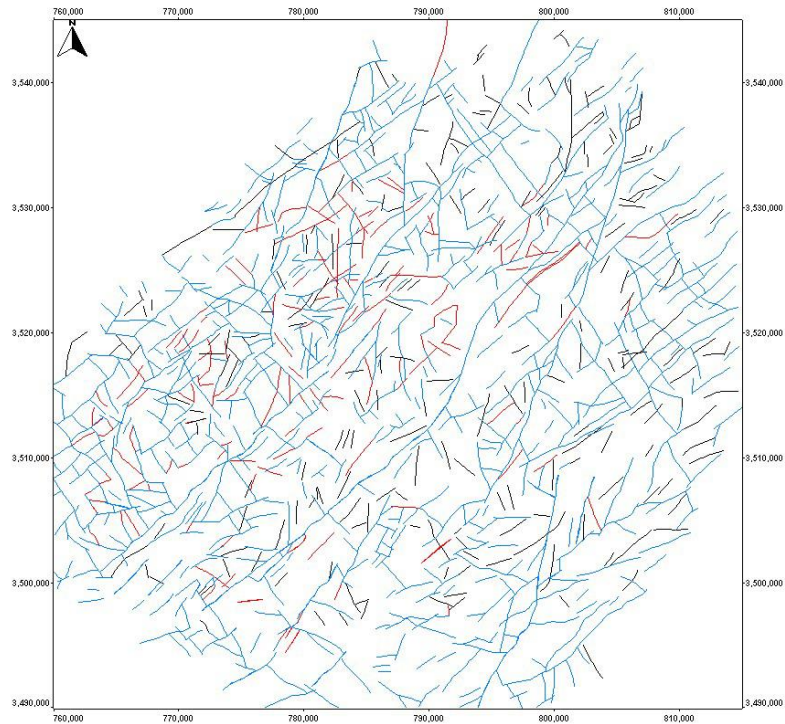


Fig.2 : Carte de linéaments et de failles affectant le champ de HMD
(Etude Beicip/Franlab, 2009)

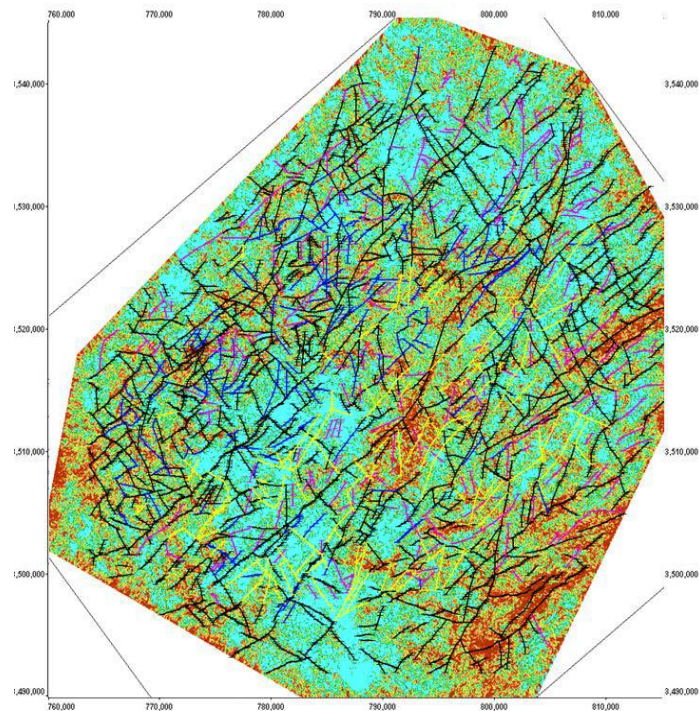


Fig.3 : Carte de failles, linéaments et indice de fracturation du champ de HMD (Etude
Beicip/Franlab, 2009)

Les linéaments caractérisés dynamiquement (couleur rouge) présentent deux directions principales : Nord/Est-Sud/Ouest et Nord/Ouest-Sud/Est. Ces linéaments sont d'abord validés géologiquement et avec le comportement dynamique du puits ou l'ensemble des puits. Ils se présentent généralement comme une barrière conductrice ou neutre.

La deuxième carte présente les linéaments de la première carte en ajoutant ici les objets dynamiques (en jaune) et l'indice de fracturation.

Les objets dynamiques sont créés lorsque le comportement du puits ne peut pas s'expliquer par le réseau de failles et les linéaments déjà existants.

L'indice de fracturation est calculé pour chaque puits, c'est la longueur cumulée des fractures divisée sur la longueur de la carotte étudiée.

L'analyse de la carte des indices de fracturation (Fig.3) reflète l'intensité latérale de la fracturation du champ de Hassi Messaoud. On remarque que les zones très fracturées sont le centre, la partie Est et la partie Sud du champ.

6. Effet de la fracturation sur la qualité d'un réservoir pétrolier:

Au sein d'un réservoir lorsqu'il existe des fractures qui contrôlent de manière significative la circulation de l'huile et la production de pétrole, ce réservoir est appelé réservoir fracturé ou fissuré (Fractured reservoir).

Au sein des réservoirs fracturés, la porosité totale peut se diviser en une porosité matricielle et une porosité de fracture (double porosité). La porosité matricielle (ou porosité primaire) dépend principalement de la nature, et la granulométrie de la roche. De son côté, la porosité de fracture (ou porosité secondaire), constituée par des réseaux denses de fractures, et dépend directement de l'ouverture et de la connectivité des fissures. Ce type de porosité est généralement dominant au sein des formations carbonatées. Les fractures peuvent être colmatées par des matières minérales déposées par la circulation des fluides ou au contraire, leur ouverture peut être élargie par la dissolution des parois.

Ainsi par l'espace ouvert qu'elles sont susceptibles de fournir, les fractures permettent le stockage de l'huile, mais elles influencent aussi les chemins de migration des fluides vers la surface. La perméabilité de fracture et donc l'écoulement d'un fluide, est majoritairement influencée par la densité, la nature (fracture ouverte ou non, faille avec brèche interne,

corridor fracturé, etc.), ainsi que par la connectivité des réseaux de fractures (une ou plusieurs familles directionnelles).

Dans les réservoirs non conventionnels (shale gaz, tight gaz réservoir.etc). La fracturation artificielle ou provoquée a pour objectif d'augmenter le paramètre perméabilité de la formation réservoir, ce qui permet une optimisation de production en améliorant les débits d'exploitation.

Tab.1 : Types des fractures est leur effet sur un réservoir pétrolier

Types de fracture		Effet sur le réservoir
Fracture naturelle ouvert	Continue	Augmente la perméabilité
	Discontinue	
Fracture fermé ou colmaté		Barrière de perméabilité
Fracture induite		Pas d'effet sur le réservoir (faible)

Toute fois la présence des fractures colmatées ou bien fermées peut influencer négativement sur l'indice de productivité de réservoir pétrolier en générant des barrières de perméabilité. Cette situation va gêner la circulation des fluides dans le réservoir et limite sa production. On peut également citer d'autres effets négatifs de fracturation :

-Problème de stabilité des parois de puits.

-Perte partielle ou totale des fluides de forage.

- Problème de liaison couche-trou : cheminement de fluide vers le trou qui peut causer un endommagement de l'installation du fond (corrosion du tubage, dépôts de sel dans la ligne de production)

- La présence des fractures assez grandes peut engendrer des arrivées d'eau dans les puits producteurs, cela influe directement sur la rentabilité en diminuant les débits d'huile. La production d'eau est un problème souvent rencontré dans le champ Hassi Messaoud. On va présenter dans les pages suivantes plus d'information sur ce problème.

7. Venue d'eaux :

La production d'eau est l'un des problèmes produisant un souci critique dans l'industrie pétrolière et gazière. Plusieurs réservoirs sont liés à un aquifère actif ou à un mode de récupération secondaire par injection d'eau, ces réservoirs exhibent une récupération d'huile élevée due à l'énergie supplémentaire fournie naturellement par l'aquifère ou artificiellement par l'injection d'eau, mais les venues d'eau associées peuvent créer des problèmes majeurs pour la production des hydrocarbures au niveau des puits.

Afin d'étudier le problème des venues d'eau dans un réservoir, il est primordial de connaître d'abord les caractéristiques du réservoir lié à des aquifères actifs. Puis il faut identifier la source et les cause des venues d'eau ainsi que leur effet sur la production des hydrocarbures.

8. Mécanismes des venues d'eaux :

Plusieurs technologies sont développées pour contrôler l'eau indésirable, mais sa nature doit être connue afin de concevoir un traitement effectif. Une fois le mécanisme de venue d'eau est compris, une stratégie peut être formulée pour la contrôler. L'écoulement de l'eau vers le fond du puits peut prendre deux types de parcours :

- L'eau s'écoule souvent vers le puits à travers différents chemins venant de ceux des hydrocarbures, cette eau rentre en compétition directe avec la production de gaz ou d'huile. Réduire l'eau dans ce cas mène souvent à la réduction des débits de production d'HC et du facteur de récupération. Initialement le système doit être diagnostiqué et planifié pour le contrôle d'eau.

- Le deuxième type est celui de l'eau coproduite avec les HC souvent après une certaine période (ou à la fin de la déplétion) de la vie des puits. Réduire la production d'eau dans ce cas mène inévitablement à la réduction de celle des hydrocarbures, mais fuir le problème en isolant les intervalles inondés est recommandé.

9. Facteurs déplaçant l'eau vers le puits:

Pour que l'eau se déplace du réservoir vers le fond du puits, il faut la présence de trois facteurs :

- Source d'eau, les sources de l'eau produite comprennent : l'eau interstitielle, l'aquifère et l'eau d'injection.
- L'eau de formation dite interstitielle, peut être originaire de la zone de saturation du réservoir ou des zones sous-jacentes et sus-jacentes cet horizon.
- Certains réservoirs avoisinent un aquifère qui peut jouer un rôle d'un water drive de fond ou latéral.
- Dans l'objectif d'une récupération assistée et d'un maintien de pression, l'eau est souvent injectée, cette dernière est fréquemment la cause des venues d'eau dans les puits.
- Gradient de pression : la production des fluides à partir du réservoir ne peut être réalisée qu'en créant une différence de pression au fond du puits pour créer un gradient avec la formation. La production à travers un puits totalement perforé et pénétrant la totalité de la couche crée un gradient de pression vertical dans la formation ; s'il est partiellement pénétré, un gradient vertical de pression se produit au voisinage du puits et horizontal dans la formation.
- Perméabilité relative favorable : pour que l'eau s'écoule à travers une zone, sa saturation doit excéder la saturation irréductible. Quand la saturation d'eau augmente au-delà de cette dernière, la perméabilité relative de l'eau accroît et celle des HC diminue. L'huile, le gaz et l'eau s'écoulent principalement à travers le chemin le moins résistant qui a souvent une haute perméabilité dans le réservoir. Si la K du réservoir est uniforme (horizontalement et verticalement) et si le réservoir possède une géométrie uniforme, l'écoulement se produira à travers une ligne simple vers le fond. A cause donc des variations de la perméabilité, l'écoulement des fluides devient assez complexe et non nécessairement à travers le chemin le plus court vers le puits.

10. Causes de venue d'eau:

Ces causes peuvent être divisées en plusieurs catégories englobant principalement la complétion et le réservoir.

a)La complétion :les principaux défauts reliés à la complétion sont :

- **L'écoulement derrière le casing** : il peut résulter du mauvais lien ciment-casing ou ciment-formation. Il se développe au cours de la vie du puits et il est recommandé d'analyser immédiatement le puits une fois cimenté, complété ou stimulé.
- **Complétion dans la zone à eau** : compléter un puits dans une zone où la saturation en eau dépasse la saturation irréductible permet la production immédiate de cette eau. Souvent des

barrières imperméables (argiles, anhydrite) séparent les niveaux d'HC de ceux d'eau qui peuvent être la source de sa production excessive. Toutefois, ces barrières peuvent se fissurer au voisinage du puits et permettre ainsi aux fluides de migrer vers le fond.

- **Cas d'une fracturation** : quand le puits est stimulé par une fracturation hydraulique, la fracture atteint souvent, et intentionnellement, la zone à eau (Fig.4). Dans certains cas, elle remonte à travers ces chenaux et la production d'eau est ainsi accrue. En outre, quelques stimulations provoquent les fissures des zones imperméables au voisinage des puits (comme cité précédemment).

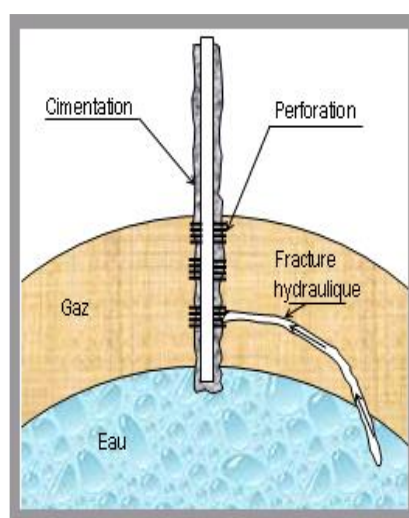


Fig.4 : Une fracturation hydraulique(reaserchegate.net)

b) Le réservoir :

- **Langues d'eau** : le phénomène de langue d'eau est causé par les hétérogénéités du réservoir qui mènent à la présence de bandes de haute perméabilité (Fig.5). Les causes les plus communes sont la présence des fractures et demi fractures ; la production d'eau peut émaner à travers les fractures venant de l'aquifère. Dans un réservoir non fracturé et stratifié présentant des variations sensibles des perméabilités entre les différentes strates, l'eau arrive au fond du puits à partir de la couche la plus perméable, surtout dans les cas entre un puits injecteur et producteur ; d'un aquifère actif à water drive latéral vers les puits producteurs. Les puits déviés et horizontaux sont confrontés à des failles et des fractures qui sont parfois connectées à un aquifère, la production d'eau met le puits en péril dans ces cas.

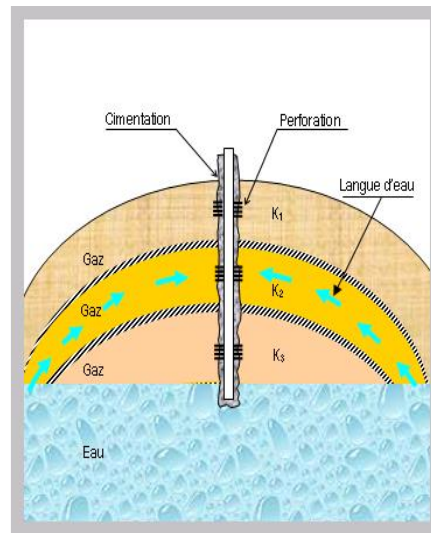


Fig.5 : Exemple d'une languette d'eau(reaserchegate.net)

- **le Coning**: Un réservoir assisté par un water-drive actif permet une meilleure récupération d'huile ou de gaz due à l'énergie supplémentaire transmise par l'aquifère (Fig.6).

Un débit important d'exploitation peut entraîner au cours de la production de l'eau avec qui il sera mélangé. Le water-coning signifie la déformation de l'interface Huile-Eau (Gaz-Eau) qui fut initialement horizontale et il constitue un sérieux problème dans l'exploitation des gisements.

Il a été constaté que l'extraction maximale du complexe 'eau libre-huile' correspond à un débit critique et à un temps de percée pour lesquels l'eau libre (eau de l'aquifère) atteint les perforations du puits. Si le débit du puits dépasse ce débit critique, la percée d'eau se produit.

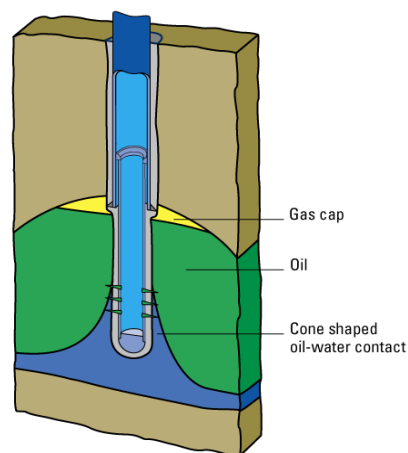


Fig.6 : Un Coning d'eau dans un gisement d'huile(reaserchegate.net)

11. Les gisements d'Huile liés à un aquifère actif :

a) Caractéristiques :

Au cours de l'exploitation des gisements fonctionnant avec un régime de water-drive, on observe au début une certaine chute de pression de gisement, nécessaire à l'établissement des gradients de pression provoquant l'amenée de l'eau dans la zone productive. La stabilisation de la pression de gisement ayant lieu au cours du soutirage régulier du liquide prouve la réalité du régime de production par water-drive, suivi du remplacement total du fluide produit (huile, gaz) par l'eau.

Si toutefois la cadence du soutirage de l'huile accroît continuellement, il peut arriver un moment où la capacité à l'écoulement du système de poussée des eaux à une charge donnée sera insuffisante et le volume d'eau parvenu à temps dans le gisement sera inférieur aux volumes de gaz et de liquide extrait, la pression de gisement commencera donc à tomber provoquant la transition du régime de production du gisement par water-drive à un autre régime.

b) L'intérêt de l'étude des eaux de gisement :

L'eau est systématiquement associée aux HC, soit à l'équilibre dans le réservoir à l'état vierge, soit au cours de l'exploitation où elle est produite avec eux. Dans la zone d'accumulation, elle occupe une fraction du volume poreux (eau interstitielle) tout en restant continue. Au dessous de la surface de capillarité nulle, l'eau remplit la totalité du volume des pores (Aquifère).

La connaissance des propriétés physiques et chimiques de l'eau de gisement permet de localiser la zone où elle est continue, de définir la fraction des pores qu'elle remplit et de prévoir son mouvement dans le réservoir. Ces propriétés aident aussi à prévenir la formation des composés nuisibles dans les puits et les collectes au cours de la production et dans le réservoir lors d'une injection d'eau.

Ces propriétés peuvent être résumées comme suit :

- la salinité ;

- la résistivité ;

- solubilité du gaz naturel ;

- propriétés volumétriques :

• facteur de volume (B_w ou FVF) ;

• compressibilité isotherme : $C_w = -1/V \cdot (\Delta V/\Delta P)_{T^o} = cte$

• expansion thermique : $\beta = 1/V \cdot (\Delta V/\Delta P)_{P = cte}$

- La masse volumique : $\rho_w (P, T) = \rho_w (P_{atm}, T^{\circ} = 15^{\circ}C) / B_w$

- La viscosité.

Problématique : est ce qu'il ya une liaison (relation) entre la fracturation, venue d'eaux est la diminution de production (récupération) des Hydrocarbure ?



Partie 2 :
Matériels et Méthodes.

1. Présentation de Zone 04 champ de Hassi Messaoud :

a. Situation géographique :

La zone 04 fait partie des 25 zones constituant le grand gisement de Hassi Messaoud, située à son extrémité Nord, au voisinage des zones 2N/2S, zone 03 et zone 07 (Fig.7), avec un espace de 7000m x 9500m et de coordonnées :

Lat (min): 31°46'40,41

lat (max): 31°52'28,65

Long (min): 5°55'37,836

long (max): 6°00'13,034

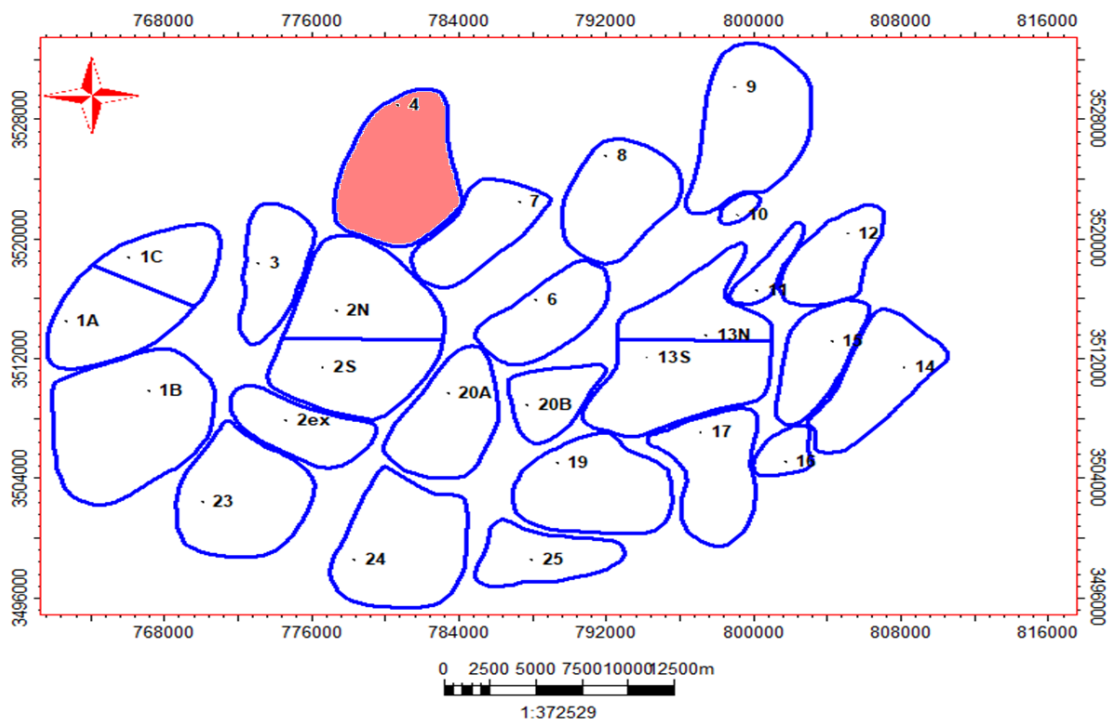


Fig.7 : carte de champ HMD (sonatrach EP DP 2021)

99 puits sont implantés dans la zone d'étude (Fig.8) divisés en 84 puits verticaux et 15 horizontaux et répartis en :

24 repris en Short Radius ;

29 carottés ;

27 producteurs huile ;

25 gaz lift ;

09 injecteur gaz ;

02 producteurs d'eau ;

02 secs ;

03 abandonnés ;

06 Inexploitables ;

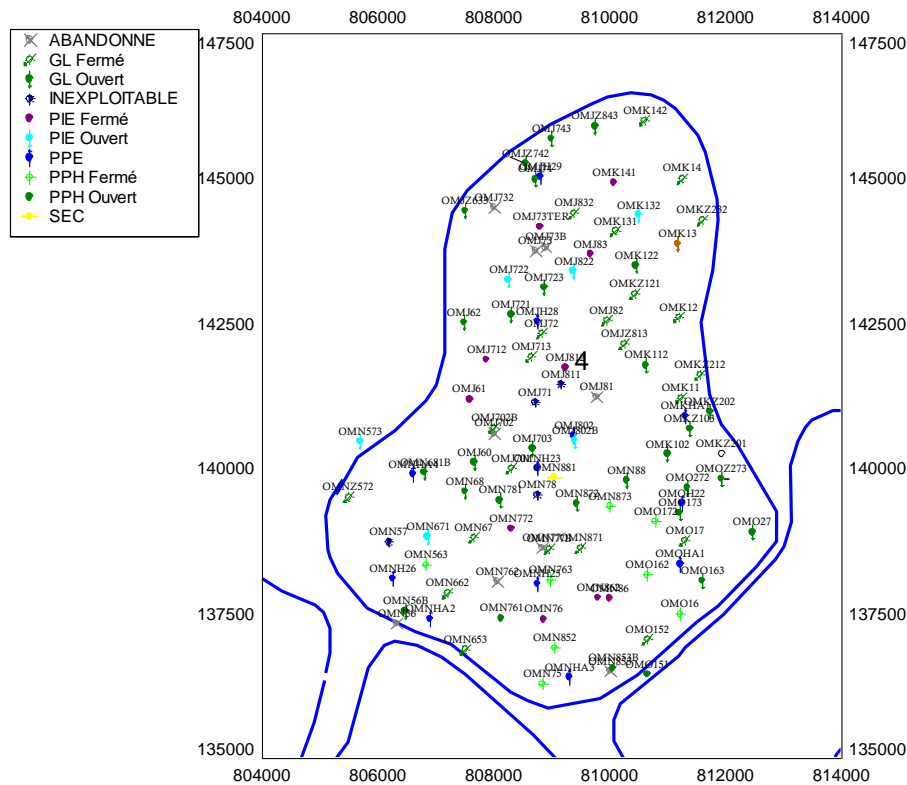


Fig.8 : Carte d'inventaire des puits dans la zone 04 (SH/DP 2021)

b. Aperçu stratigraphique :

La série stratigraphique de la région s'étale du cambrien jusqu'à l'éocène, le paléozoïque est représenté essentiellement par le cambrien, formé du Grés à Grés quartzitique est du quartzite, Le secondaire est marqué beaucoup plus par le Trias, représenté pratiquement de Trias salifère, et caractérisé par une épaisseur moyenne de 400m. On note aussi la présence du Trias argileux et gréseux avec une épaisseur moyenne de 110m. Le jurassique est représenté par le Lias, Dogger et Malm avec une épaisseur cumulé vers 800m. Le mesocénozoïque est marqué par plusieurs systèmes (Néocomien, Barrémien, Aptien, Albien, Cénomaniens, Turonien, Sénonien, Eocène). Les épaisseurs sont remarquables beaucoup dans le Sénonien et l'Albien (390m), l'Albien formé par des grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère. Le Sénonien est composé par une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite. L'Eocène se trouve à une profondeur de 250m avec une épaisseur moyenne de 125m, il est constitué de calcaire dolomitique et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène (Fig. 9).

AGE	STRATIGRAPHIE	LITHOLOGIE	DESCRIPTION	
C R E T A C E	MIO-PLIOCENE		sable , calcaire et marne sableux	
	EOCENE		sable calcaire à sillex	
	SENONIEN	CARBONATE		calcaire + dolomie et anhydritique
		ANHYDRITIQUE		anhydrite + marne et dolomie
		SALIFERE		sel massif et traces d'anhydrites
	TURONIEN		calcaire tendre crayeux	
	CENOMANIEN		anhydrite marne et dolomie	
	ALBIEN		Grès et Argile Silteuse	
	APTIEN		Dolomie cristalline et calcaire	
	BARREMIEN		Argile et sable + Grès	
NEOCOMIEN		Dolomie , marne et Grès + Argile		
J U R A S S I Q U E	MALM		Argile , Marne et Dolomie + Grès	
	DOGGER	ARGILEUX		Argile, Marne et Dolomie
		LAGUNAIRE		Anhydrite , Dolomie et Marne
	LIAS	L.D.1		Dolomie , Anhydrite et Argile
		L.S.1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile
		L.D.2		Anhydrite et Dolomie cristalline
		L.S2		Alternance de Sel et d'Argille
		L.D.3		Alternance de Marne et de Dolomie
	SALIFERE	TS1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile et dolomi
		TS2		el massif à intercalation d'anhydrite et d'argil
TS3			Sel massif et traces d'Argille	
ARGILEUX	G10		Argile rouges Dolomitiques ou silteuses	
	G20			
	G35		injectée de sel et d'argile.	
ARGILO- GRESEUX & CARBONATE	G50 SUPERIEURS	GRES	Grès fins à ciment Argileux abondant	
	ARGILO- CARBONATE		Argile Dolomitique Et Niveau Dolomie	
	GRES INFERIEURS		Grès Fins à Grossiers avec Passées argileuses et friables.	
ANDESITIQUE			Complexe volcano-sédimentaire	
O R D O V I C I E N	Erodé	QUARTZITES DE HAMRA	Quartzites gris beiges fins à Tigillites	
	Erodé	GRES D'EL ATCHANE	Grès luisants fins à rigides avec passées d'argile noire	
	Erodé	ARGILES D'EL GASSI	Argile noire micacée et niveaux de grès blanc	
	Erodé	ZONE DES ALTERNANCES	Alternance de Grès et d'Argile	
C A M B R	Réservoir R1		Grès quartzitiques fins isométriques à Tigillites	
	Réservoir Ra		Grès quartzites et Quartzites Grés anisométrique avec passées de Siltstones	
	Réservoir R2		Grès quartzitiques à ciment argileux	
	Réservoir R3		Grès quartzites à ciment Argileux abondant à éléments très gossiers	
	Infracambrien		Grès argilo-carbonatés rougeâtres, galets de granite	

Fig.9 : colonne stratigraphique de la zone04. (SH/DP 2020)

c. Système pétrolier :

La roche réservoir est généralement de cambrien formé par des 3 drains :

R2 : il est rencontré à 3460m de profondeur, son épaisseur varie entre 30m et 40m. Il s'agit des grès anisométrique, gris-noir, parfois gris-clair, moyen à grossier, localement micro-conglomératique, à ciment argileux, rarement siliceux. On note la présence de quelques films d'argile brune à jaunâtre. Ces grès présentent des stratifications subhorizontales et des stratifications obliques.

Ra : il est présent à une profondeur de 3355m, et caractérisé par une épaisseur de 80m à 100m. Il est constitué de grès à grès-quartzite, anisométrique, gris-sombre, gris-beige à gris-clair,

moyen à grossier parfois micro-conglomératique à ciment siliceux, argileux ou bitumineux. Ces grès présentent des tigillites au sommet, des stratifications subhorizontales, rarement entrecroisées. On note la présence de nombreuses passées centimétriques, parfois décimétriques de siltstone, argilo-micacé, gris-vert ou gris-noir.

Ri : il se trouve à une profondeur de 3320m, avec une épaisseur varie entre 20 à 30m. Il est formé de grés quartzitique, isométrique, fin gris à gris clair à ciment siliceux à silico-bitumineux admettant des passées centimétrique à décimétrique de siltstones argilo-micacées. Il présente de nombreuses tigillites et des stratifications subhorizontales à obliques.

d. Aperçu structural:

La zone d'étude (zone04) est localisée dans le vaste anticlinal de champ de Hassi Messaoud, et dans un monoclinal local à pendage vers le NW. Tectoniquement la zone est relativement calme, aucun accident né trouvé, on distingue 3 familles de failles majeures (Fig.10):

- Failles Nord-Sud : on remarque 2 failles, avec une faille de longueur importante qui traverse toute la zone et l'autre à longueur limitée située à l'Ouest.
- Failles Nord Ouest-Sud Est : on note la présence d'une seule faille à une longueur remarquable située à l'Ouest.
- Failles Nord Est-Sud Ouest : on distingue 2 failles à des longueurs moyennes, l'une se trouve vers l'extrémité Sud-Est et l'autre au centre de la zone d'étude.

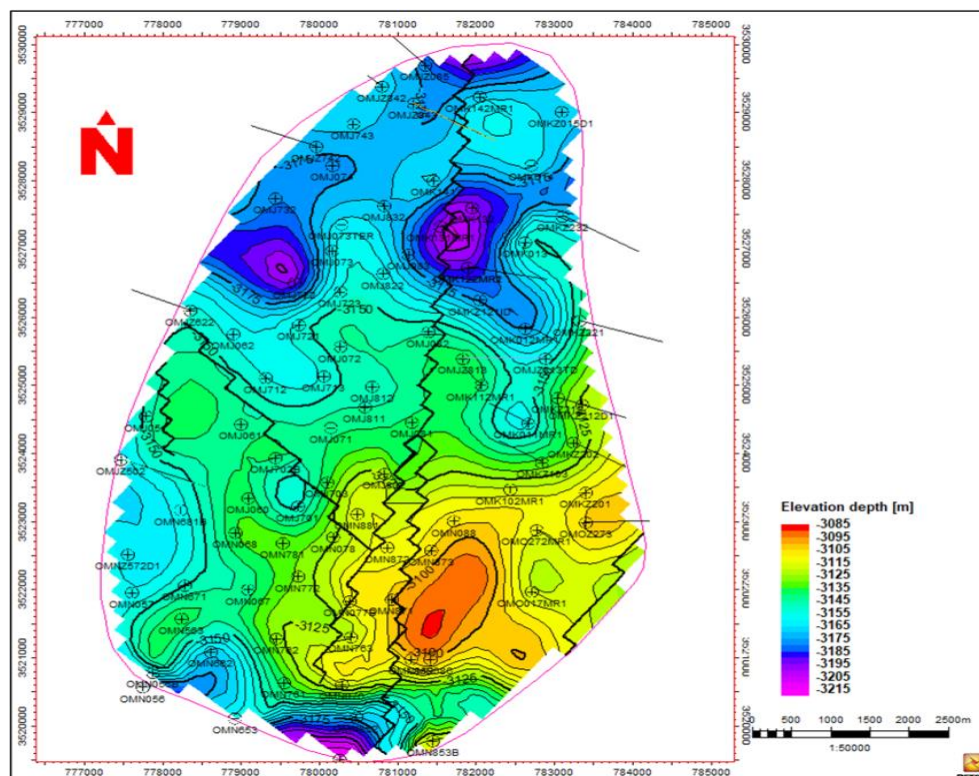


Fig.10 : Carte structurale et profonde de la DH au niveau de la zone-04 (SH/DP 2021)

2. Identification des fractures :

Comme était dit avant, l'objectif de ce travail est l'identification des fissures existant dans le banc réservoir et cerner ses effets suites aux données acquises. En effet deux méthodes sont utilisées pour recenser le réseau de fissuration : analyses sur les carottes disponibles et le résultat de l'interprétation d'imagerie du fond dans quelques la zone 04.

Suite à la disponibilité de données et surtout l'accès aux différents services de Sonatrach, on a choisi d'analyser les résultats de différentes méthodes de caractérisation (carotte, imagerie, well test) sur six puits (Fig.11) de la zone d'étude : 3 puits verticaux (OMN761, OMK131, OMJ723), 3 puits horizontaux (OMKZ202, OMKZ121, OMJZ622). Ce sont généralement les puits qui ont beaucoup plus de données dans le data Bank et l'archive de la société. Même le choix des puits prend en considération la répartition des puits : Sud (OMN761), Nord (OMK131), Centre (OMJ723), Ouest (OMJZ622), Est (OMKZ202).

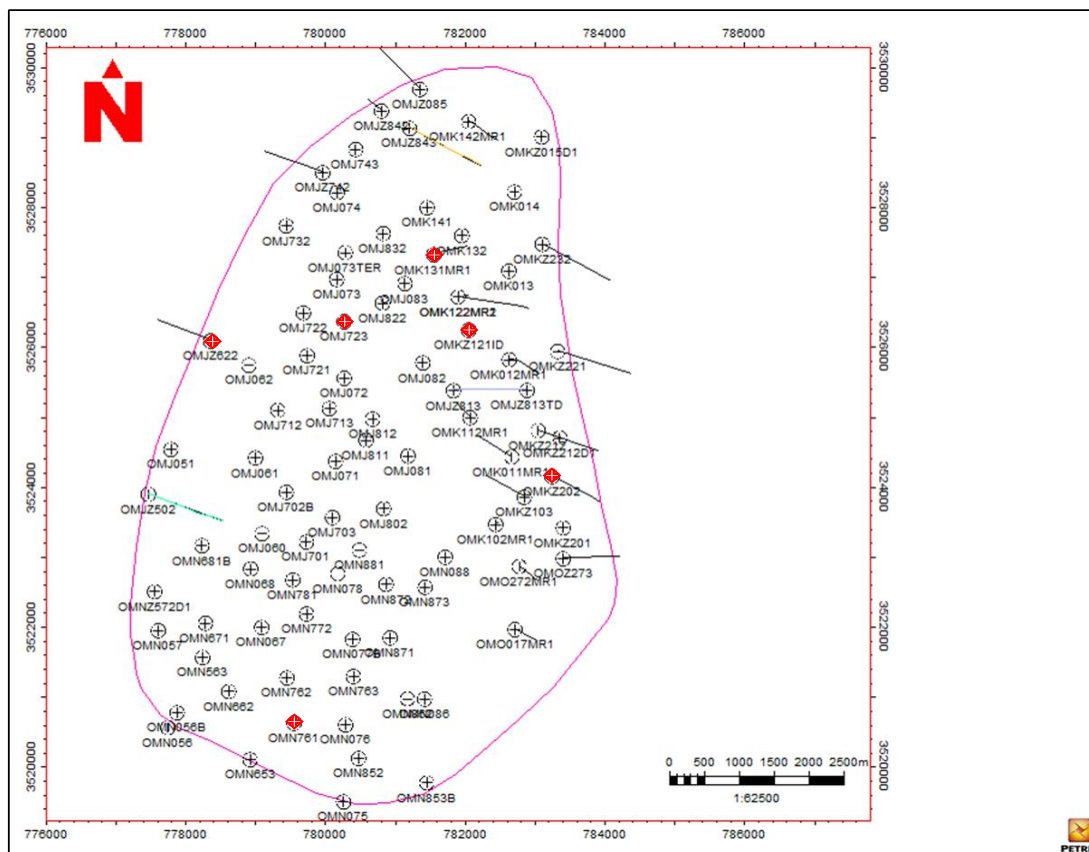


Fig.11 : Localisation des puits étudiés dans la zone 04. (SH/DP 2021)

3. Analyse de carottes :

A partir de carottes prélevées à différents endroits du réservoir, il est possible de mesurer en laboratoire les paramètres hydromécaniques et pétrochimiques des Facies.

Des informations utiles peuvent aussi être obtenues sur l'ouverture in-situ et le remplissage des fractures présentes dans l'échantillon. Cependant la difficulté de préserver les fractures dans leur orientation et leur état initiaux au sein du carottier, associée à la formation fréquente de fractures parasites liées au processus de forage (par ex. diskings), limite l'utilisation des carottes pour la caractérisation de l'orientation, de l'ouverture et de la distribution des fractures. De plus, la présence d'indices d'une fracturation dense ou non dans une carotte de quelques centimètres de diamètre ne donne aucune information sur l'extension des fractures (Fig.12).



-Fracture colmatée (partiellement ou totalement)

-Fracture ouverte

Figure.12 : les fractures observées sur les carottes. (reaserchegate.net)

Dans les trois puits cités dans le tableau 2, on a trouvé en total dix (10) carottes réalisées dans la zone d'étude. Ces carottes font l'objet d'une description macroscopique afin de ressortir les différentes fractures présentes ainsi que la description lithologique.

Le tableau suivant résume toute information sur les puits carottés avec les intervalles correspondants, ainsi que le taux de récupération de chaque carotte. Les images réelles des carottes est introuvable à cause de l'ancienneté des puits dans notre, et l'accès interdit aux services de Sonatrach suite à l'état sanitaire (COVID 19). A cet effet, le recensement des fractures est réalisé à partir une synthèse des informations ressortie de différentes fiches de carotte trouvées.

Tab.2 : les puits est leur carottes

Puits	Carottes	Récupération(%)	cotes(m)
OMN761	N°01	59%	3308 à 3314
	N°02	4%	3314 à 3341
	N°03	29%	3341 à3349.5
	N°04	73%	3349.5 à 3354.5
OMK131	N°01	100%	3374 à 3420
	N°02	100%	3420 à 3458
OMJ723	N°01	73%	3343à 3362
	N°02	99%	3362 à 3393
	N°03	82%%	3393 à 3415
	N°04	72%	3415 à3450
	N°05	92%	3450 à3458

4.Imagerie du fond :

Les données acquises de l'imagerie réalisées dans les puits de la zone d'étude, sont les résultats de différents outils à principe ou acoustique, ils prennent seulement des dénominations commerciales liées à la société mère : UBI (Ultrasonic Borehole Imager) outil de la société Schlumberger ; CAST-V (Circumferential Acoustic ScanningTool-Visualization) appartient à Halliburton.

On arrive à avoir les résultats complets d'imagerie de font de deux puits suivants :

- Puits OMKZ202 => outil UBI (Schlumberger 2011)

-Puits OMKZ121 => outil CAST-V (Halliburton 2004)

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique :

- Propagation des ondes acoustique dans un milieu et enregistrement des valeurs de la fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchi.

- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

Le choix de l'outil dépend surtout de la nature de la boue utilisée en cour du forage, si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité. Dans le cas contraire, on utilise un outil acoustique.

4.1. Les différents Outils d'imagerie utilisée :

a. UBI (Ultrasonic Borehole Imager) Schlumberger (Fig.13):

L'UBI (Ultrasonic Borehole Imager) est un outil de haute résolution qui permet l'acquisition d'images acoustiques des parois d'un puits (trou ouvert) foré en boue à huile. Les images obtenues permettent d'observer, d'identifier et d'interpréter les différentes structures géologiques (sédimentaires et tectoniques) traversées par le puits.

La sonde UBI est composée d'un "transducteur" qui agit simultanément comme émetteur et récepteur des ondes (ultrasoniques) qui vont se réfléchir sur les parois du puits. Le transducteur permet d'exploiter deux fréquences (résolutions) d'acquisition:

- 250 kHz avec une résolution verticale de 0.4 pouces
- 500 kHz avec une résolution verticale de 0.2 pouces

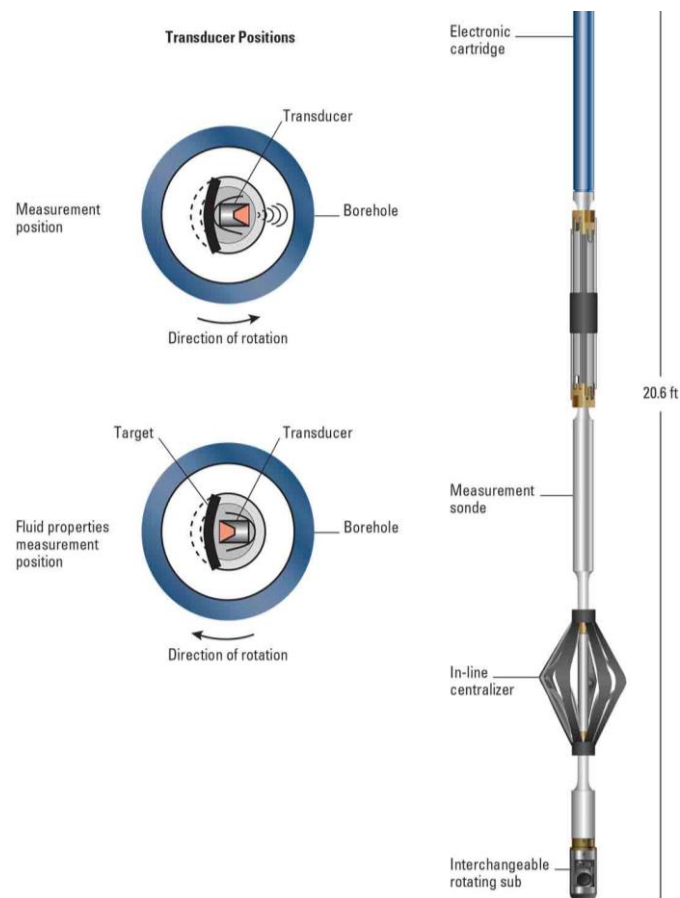


Fig.13: Outil UBI (Schlumberger 'slb.com')

b. CAST-V (Circumferential Acoustic Scanning Tool-Visualization) Halliburton(Fig.14):

L'Outil de balayage acoustique circumférentiel (CAST-V TM), fournit une mine d'informations à propos du puits foré, soit dans les trous ouverts ou tubés.

Dans le trou ouvert, le CAST-V fournit une imagerie de forage avec un évaluation précise formation. Dans le trou tubé, le tubage et l'état de ciment peuvent être évalués simultanément. Opérant sur une largegamme d'environnements de fond, le CAST-V offre un profil complet à 360 ° du forage qui peut être présenté dans une variété de formats à deux et trois dimensions. Un logiciel d'analyse d'imagerie est disponible pour traiter les images, et en donnant les résultats sous forme des histogrammes ou des courbe. Les principales applications comprennent:

- Inspection du tubage (à la fois l'épaisseur et diamètre)
- Évaluation / imagerie par ultrasons du ciment
- Imagerie de forage à ciel ouvert
- Détection de fracture

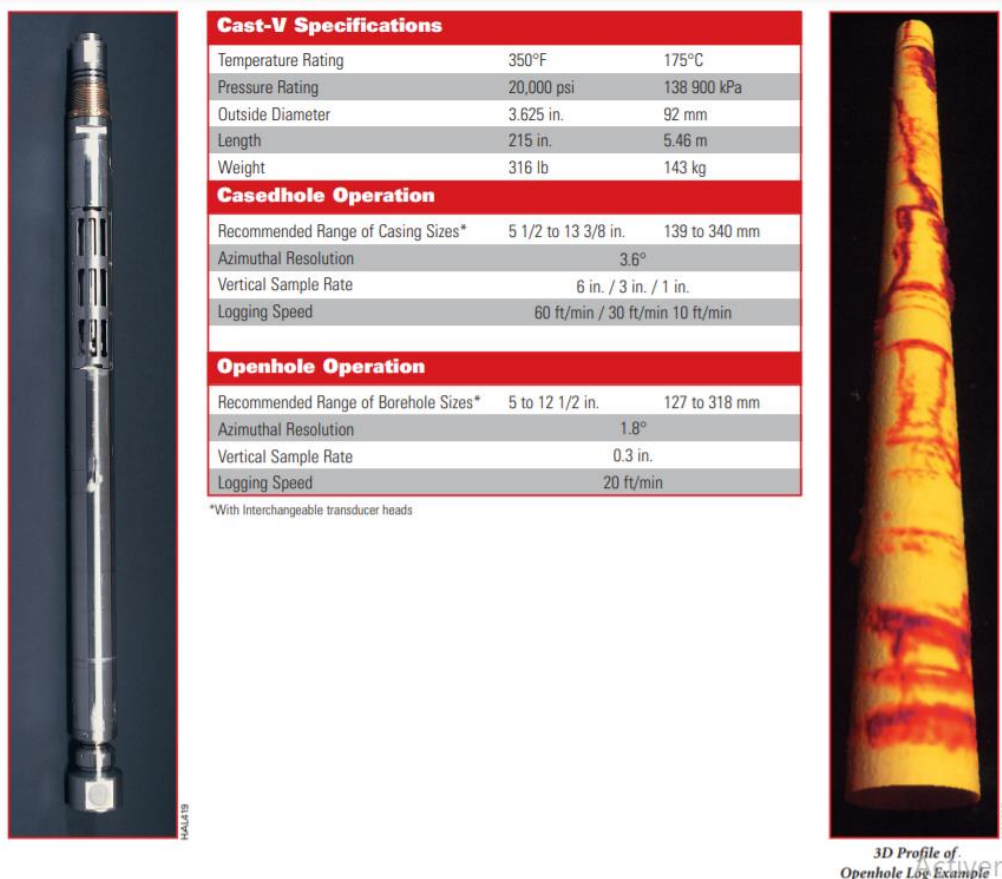


Fig.14: Outil CAST-V (Halliburton./site)

4.2. Comment interpréter une imagerie?

L'interprétation d'une imagerie de puits peut être abordée de trois points de vue différents et complémentaires. D'un premier point de vue, l'image est perçue comme un affleurement virtuel, étroit mais continu, que le géologue doit observer avec la même attention qu'un affleurement réel. Deuxièmement, l'image est vue comme le déroulé d'un cylindre orienté avec précision. Chaque plan traversant ce cylindre est parfaitement repéré dans l'espace. D'un dernier point de vue, l'image se regarde comme une mesure de haute résolution.

L'observation attentive d'une image de puits permet d'identifier et de classifier les éléments géologiques, ce qui était très difficile, voire impossible, à partir des seules courbes de pendage métrique. Dans bien des puits, un géologue expérimenté détectera les détails caractéristiques d'un environnement de dépôt, d'un style tectonique, d'un type particulier de réseau de fracturation, etc.

Autrement dit, il appliquera aux imageries de puits les méthodes basiques de l'observation d'affleurements réels. Le géologue compense l'étroitesse de cet affleurement virtuel en tirant avantage des outils de manipulation d'images de la station de travail GeoFrame, tels que la compression d'échelle ou la manipulation des tables de couleurs. L'intégration de ces observations individuelles conduit, comme sur un affleurement, à l'établissement de Modèles dimensionnels et structuraux ou à la compréhension de la fracturation au voisinage du puits. Ce type de raisonnement, purement géologique, est illustré par différents exemples.

4.3. Détection de faille et leur interprétation:

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que celle des fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments.

a. Fractures naturelles:

La fracture sur le log d'imagerie prend une forme sinusoïdale (Fig.15), lorsque celle-ci est de couleur sombre cela signifie qu'elle est ouverte. Le signal ultrasonique est alors absorbé (une plus grande distance et présence de boue) et par conséquent l'amplitude du signal enregistré est faible.

Lorsqu'elle est colmatée, la surface est plus compacte et l'amplitude du signal enregistré est alors assez élevée, c'est grâce à cela qu'elle est détectée.

La forme telle qu'elle est représentée sur l'image ultrasonique et le calcul de son pendage est donnée. Pour bien caractériser les différents types des fractures, il est indispensable de combiner les outils acoustiques aux outils électriques (Fig.16).

Cette image montre en détail la complémentarité des images acoustiques et électriques en face de différents types de fractures.

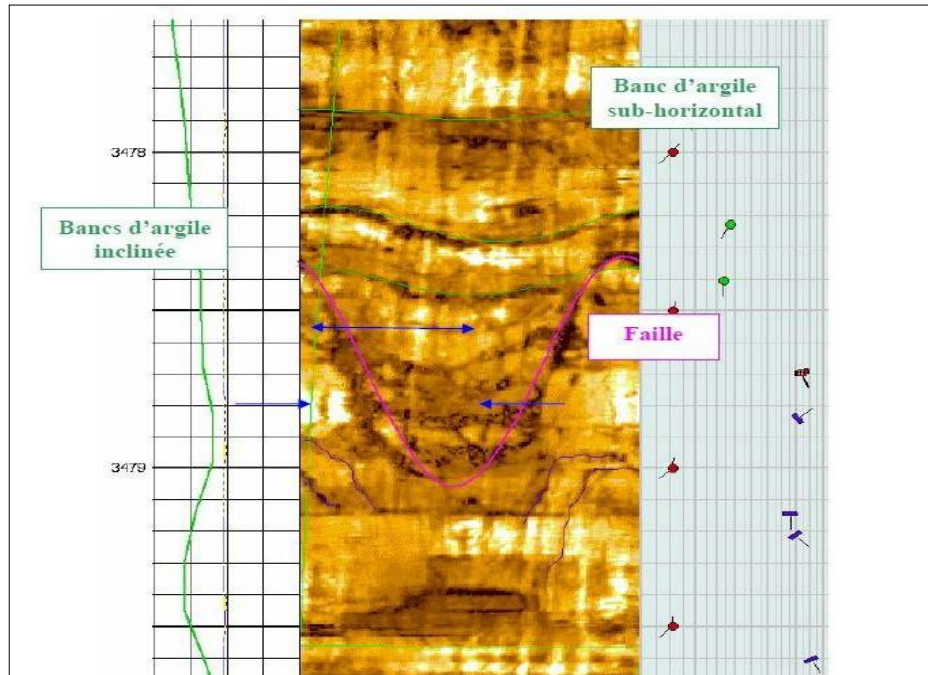


Fig.15 : faille dans une image de fond. (reasherchegate.net)

Materiel remplissant la fracture		Boue à l'eau	Boue à l'huile	Amplitude	Transit time
Fracture ouverte	Boue de forage				
	Plus dur et plus resistif que la matrice (Quartz, Calcite, Bitume,...)				
Fracture fermée	Plus dur et plus conducteur que la matrice (Pyrite...)				
	Moins dur et plus conducteur que la matrice (argile...)				

Fig.16 : Identification des fractures sur l'imagerie. (reasherchegate.net)

Concernant les fractures ouvertes l'image électrique montre un signal résistive probablement due a un remplissage ou a la pénétration de la boue de forage, quant a l'outil acoustique, il montre un transit time élevé et une faible amplitude affirmant ainsi que la fracture est de type ouverte.

Concernant les fractures cimentées, nous avons deux cas:

-les fractures colmatées par un ciment résistif ou l'image électrique montre une réponse claire alors que l'outil acoustique dément l'ouverture de la fracture par un signal de forte amplitude.

-les fractures colmatées par un ciment conducteur sont représentées eux aussi par deux cas:

a)- colmatées par un ciment conducteur (ferreux, pyrite), ou l'image acoustique montre un signal clair et pas de transit time a lorsque l'image électrique montre un signal sombre.

b)- colmatées par un ciment semi conducteur (argiles) (Fig.17) ou l'image acoustique montre un signal sombre qui explique la diminution de l'amplitude alors que rien n'est observé sur le transit time ainsi qu'au niveau de l'image électrique.

Les traces fines discontinues et sombre observées sur les images d'amplitude et de transit time d'UBI indique que ces fractures sont des fractures ouvertes et ce qui est confirmé sur les carottes.

On note que la méthode d'interprétation est générale pour les deux outils (CAST-V est UBI) est pratiquement la même, pour le fait que les deux sont des images acoustique.

Même remarque est faite dans le cas où on a des outils à principe électrique (FMI, OBMI, CBIL)

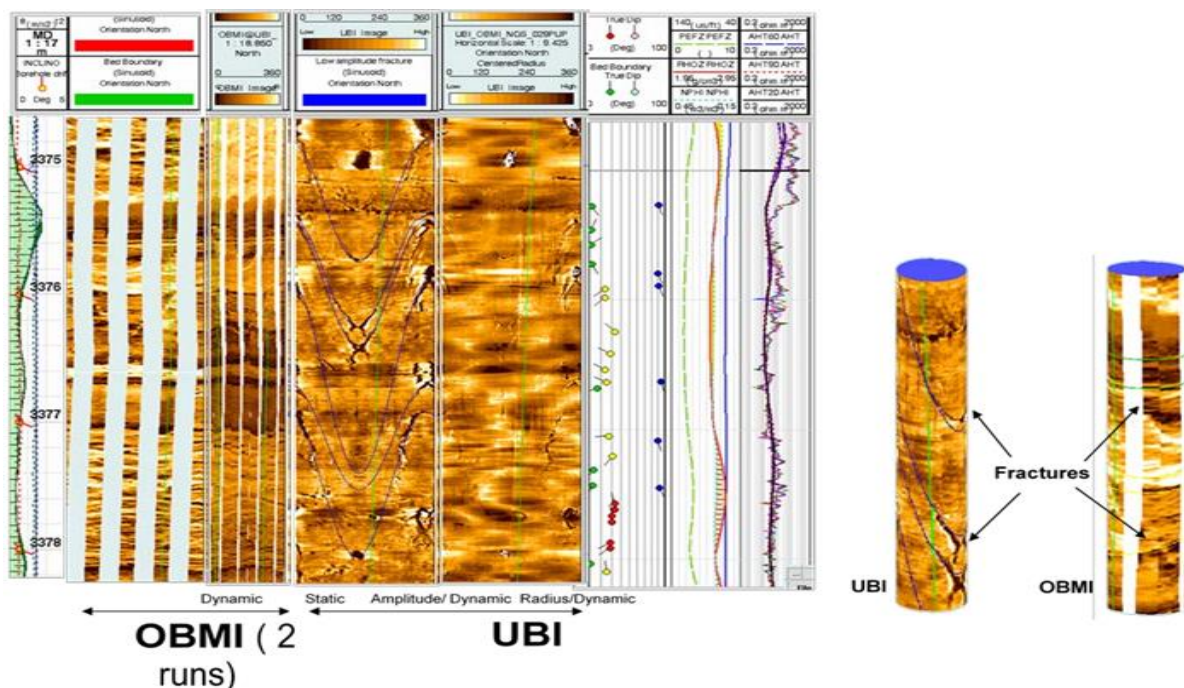


Fig.17 : Imaged'une fracture cimentée par l'argile. (reaserchegate.net)

L'image d'amplitude UBI indique la présence des fractures à faible amplitude.

Comme nous l'avons dit précédemment les fractures qui ont une faible amplitude et qui n'apparaissent pas sur la transit time ni sur l'image OBMI ce qui conduit à dire que ces fractures sont remplies par un matériel soft (argile).

5. Combinaison entre densité des fractures est la pétrophysiques :

Une synthèse sur la caractérisation pétrophysiques faite avec une étude de répartition de 3 paramètres :

- Porosité
- Perméabilité
- Saturation

Ces paramètres (porosité, perméabilité, saturation) sont les résultats de l'interprétation des logs de diagraphies (densité, sonique, neutron) accompli par l'interprétation des carottes obtenues des puits. Ces données pétrophysiques sont introduites dans le logiciel Pétrel, où le résultat final apparaît par des cartes iso-valeurs modelée qui représentent la répartition spatiale de chaque paramètre caractérisant les différents drains de réservoir.

6. L'effet par comparaison de valeurs (paramètres) et sa position par rapport aux failles :

6.1. Failles - production :

Comparée avec la densité de fractures (fracture par mètre) pour identifier une éventuelle relation entre la zone de production et la densité fracture (fracture par mètre) afin de cerner les facteurs principaux contrôlant la production au niveau de la couche réservoir. (de cas le puits OMN761 carottes avec Débits huile).

6.2. Failles-arrivé d'eau :

Le réservoir est souffert par une arrivée d'eau même avec l'absence des puits injecteurs d'eaux dans la zone, ainsi que le plan d'eaux liées a la zone est très loin par rapport au réservoir.

7. Problème de remontée des eaux dans la zone 04 :

La production d'eau est fréquente dans le champ de Hassi Messsaoud, elle varie d'une zone à l'autre. Ce phénomène peut avoir plusieurs origines tel que la remonté du plan d'eau (le water coning) ou des percés d'eau circulant à travers les failles et les fissures.

Le plan d'eau théorique de Hassi Messaoud en moyenne, est situé à -3380m. Pour la zone 04 le plan d'eau théorique est situé à -3370 m, il n'a jamais été atteint par le forage à l'exception du puits.

Le débit d'eau dans la zone 04 peut atteindre 4500 l/h. Cette production constitue un grand problème au niveau des centres de traitement et aussi elle présente des coûts supplémentaire,

voir work-over (traitements de dépôts, corrosion..), cependant elle doit être diminuée au maximum.

8. Diagnostique du problème :

Pour mieux cerner le problème des venues d'eau dans la zone 4, il faut d'abord sélectionner les puits présentant des venues d'eaux importante et puis chercher la cause qui est à l'origine de ces venues.

Avant de commencer notre analyse, il est important de rappeler les différentes causes qui sont à l'origine de la production d'eau dans un puits :

• Causes liées à la complétion :

- Ecoulement derrière le casing (channeling) ;
- Cas d'une fracturation ;
- Complétion dans la zone à eau ;
- Casing en mauvais état.

• Causes liées au réservoir :

- Fracturation naturelle ;
- Langues d'eau ;
- Conings d'eau.

Et les facteurs favorisant cette augmentation de la production d'eau sont :

- La perméabilité verticale ;
- Dimension de l'aquifère ;

Partie 3 :
Résultats et Discussion

1. Identification des fractures :

1.1. Analyse sur carottes :

Les résultats d'analyse des carottes sont pris directement des fiches technique de différentes carottes, caractérisant trois puits de la zone d'étude (zone 04). Suite aux conditions sanitaires (Covid-19) on n'a pu avoir les images réelle des carottes puisque l'entrée à Sonatrach et ses directions de (MDL) est très limitée.

Les observations faites sur carotte ont un grand apport pour la description du réservoir, soit du point de vue lithologique, tectonique et voir même pétrophysiques. 29 puits ont été carottés au niveau de la zone 4 dont trois puits (OMJ723, OMN761 et OMK131) ont été étudié.

Avant de pressentir les résultats de recensement de différentes fissures caractérisant l'ensemble des carottes prises dans cette étude on va aborder chaque fois une brève description lithologique de chaque intervalle carotté.

a. OMN761 :

Quatre carottes ont été réalisées dans ce puits (tableau 2 Partie 2).

Lithologie :

La lithologie du carotte du puits est le cambrien Ra (drain) constitué de grés quartzitiques anisométriques, le ciment est parfois silico-argileux à silico-bitumineux. On note la présence de quelques passées centimétriques de siltstone, de nombreux films d'argile et de rares Tigillites. Ces formations présentent de nombreux joint stylolitiques.

Fissuration :

La fissuration dans ce puits est assez importante. Les fissures prennent une direction sub-verticales et d'autres subhorizontales. Elles sont généralement ouvertes vides ou remplies (silice, argile ou bitume). Toutes les informations des carottes et leur fissure sont affiché dans ce tableau suivant (TAB 3):

TAB 3 : Recensement nombres des fissures au niveau de carottes (Puits OMN761)

OMN761				
Carottes (N°)	1	2	3	4
Intervalle (m)	3308 à 3311.5	3314 à 3341	3341 à 3343.5	3349.5 à 3353.1
N° fissure vertical fermé	3	0	0	3
N° fissure vertical ouvert	2	0	1	3
N° fissure horizontale fermé	5	0	4	4
N° fissure horizontale ouvert	0	0	0	1
N° fissure totale	10	0	5	11
densité des fissures totales	2.86	0	2	03.03

b. OMK131 :

Deux carottes ont été réalisées dans ce puits (tableau 2 Partie 2).

Lithologie :

La description lithologique montre que le cambrien Ri est constitué de quartzite et de grés isométrique, fin, gris, gris-sombre à ciment siliceux, bitumineux ou argileux. Il contient quelques passées centimétriques de siltstone gris-noire et de nombreuses Tigillites.

Le cambrien Ra formé de grés à grés-quartzitique, anisométrique, gris-sombre, gris-beige à gris-clair, fin à moyen parfois grossier vers le bas devenant micro- -conglomératique. Le ciment est généralement siliceux parfois argileux ou bitumineux.

On note la présence de quelques films argileux des Tigillites qui sont présentes au sommet disparaissant vers 3397m. La stratification est localement subhorizontale, rarement entrecroisée.

De nombreuses passées centimétriques, parfois décimétriques de siltstone, argilo-micacé, gris-vert ou gris-noir on été observées dans le Ra mais elles sont rares au D5 et au D2.

Ces formations présentent de nombreux joint stylolitiques.

Fissuration :

La fissuration est très nombreuse au niveau D4, D1 et D2. Les fissures sont subhorizontales parfois sub-verticales ; c'est des fissures généralement ouvertes, colmatées de bitume, d'argile ou de silice. Les détails des carottes et leur fissure sont affiché dans ce tableau suivant (TAB 4) :

TAB 4 : Recensement nombres des fissures au niveau de carottes (Puits OMK131)

OMK131		
Carottes (N°)	1	2
Intervalle (m)	3374 à 3420	3420 à 3458
N° fissure vertical fermé	4	0
N° fissure vertical ouvert	17	0
N° fissure horizontale fermé	103	92
N° fissure horizontale ouvert	0	3
N° fissure totale	124	95
densité des fissures totales	2.7	2.5

c. OMJ723:

Cinq carottes ont été réalisées dans ce puits (tableau 2 Partie 2).

Lithologie :

Les carottes couvrent deux drains : le premier est le cambrien Ra qui est composé par des grès gris-sombre, moyen à grossier, rarement fin à ciment silico-argileux à silico-bitumineux, Passées "Cm" à "Dcm" de siltstones argileux gris-vert, Nombreux films d'Argile brun ou gris verdâtres "mm" devenant plus épais et jaunâtres à partir de 3436m, Présence de microconglomérats et nodules d'argile, Tigillites présentant parfois des figures en feston du sommet jusqu'à 3392m.

Deuxièmement, on trouve le cambrien R2 composé par de grès moyens à grossiers parfois micro conglomératiquessgris à gris-sombre à ciment argileux à argilo-bitumineux.

Fissuration :

Les Fissures sont présentes de type verticales à sub-verticales fermées à rarement ouvertes, colmatées par de la silice, du bitume parfois silico-bitumineux, Fissures horizontales à subhorizontales parfois tapissées par de l'argile. Les détails des carottes et leurs fissures sont affichés dans le tableau suivant (TAB 5) :

TAB 5: Recensement nombres des fissures au niveau de carottes (Puits OMJ723)

OMJ723					
Carottes (N°)	1	2	3	4	5
Intervalle (m)	3343 à 3362	3362 à 3393	3393 à 3415	3415 à 3450	3450 à 3458
N° Fissure vertical fermé	2	8	0	4	0
N° Fissure vertical ouvert	10	7	1	1	0
N° Fissure horizontale fermé	9	86	36	24	20
N° Fissure horizontale ouvert	0	0	0	0	0
N° Fissure totale	21	101	37	29	20
Densité des fissures totales	1.1	3.25	1.37	0.82	2.5

1.2. Analyse par imagerie :

Deux puits ont été choisis pour le recensement des fractures à partir de résultats d'imagerie du fond. Les data d'imagerie sont un peu limité à cause d'être dans un temps sensible est difficiles (COVID-20).

a. OMKZ121 :

D'après l'étude faite à partir du CAST-V sur le réservoir d'OMKZ121, on arrive à recenser les différentes fractures soit ouvertes, partielles ou fermées; les fractures ouvertes ont une orientation Est/Ouest plongeant dans la direction sud avec un angle entre 38° et 90° (Fig.18«A»). Ces fractures se sont développées surtout dans le d1. on trouve des fractures fermées surtout dans l'ID avec une direction Est-Nord-Est/Ouest-Sud-Ouest à Est-Ouest avec un pendage Nord-Nord-Est ayant un angle entre 80° et 90° (Fig.18«B»). l'étude sur la fissuration dans le drain D2 a montré l'existence de fractures partielles avec une orientation Nord-Est avec un pendage Ouest ayant un angle entre 30° et 90° (Fig.18«C»). les fractures partielles du D3 ont une orientation Nord/sud avec un pendage Est ayant un angle entre 55° et 88° (Fig.18«D»).

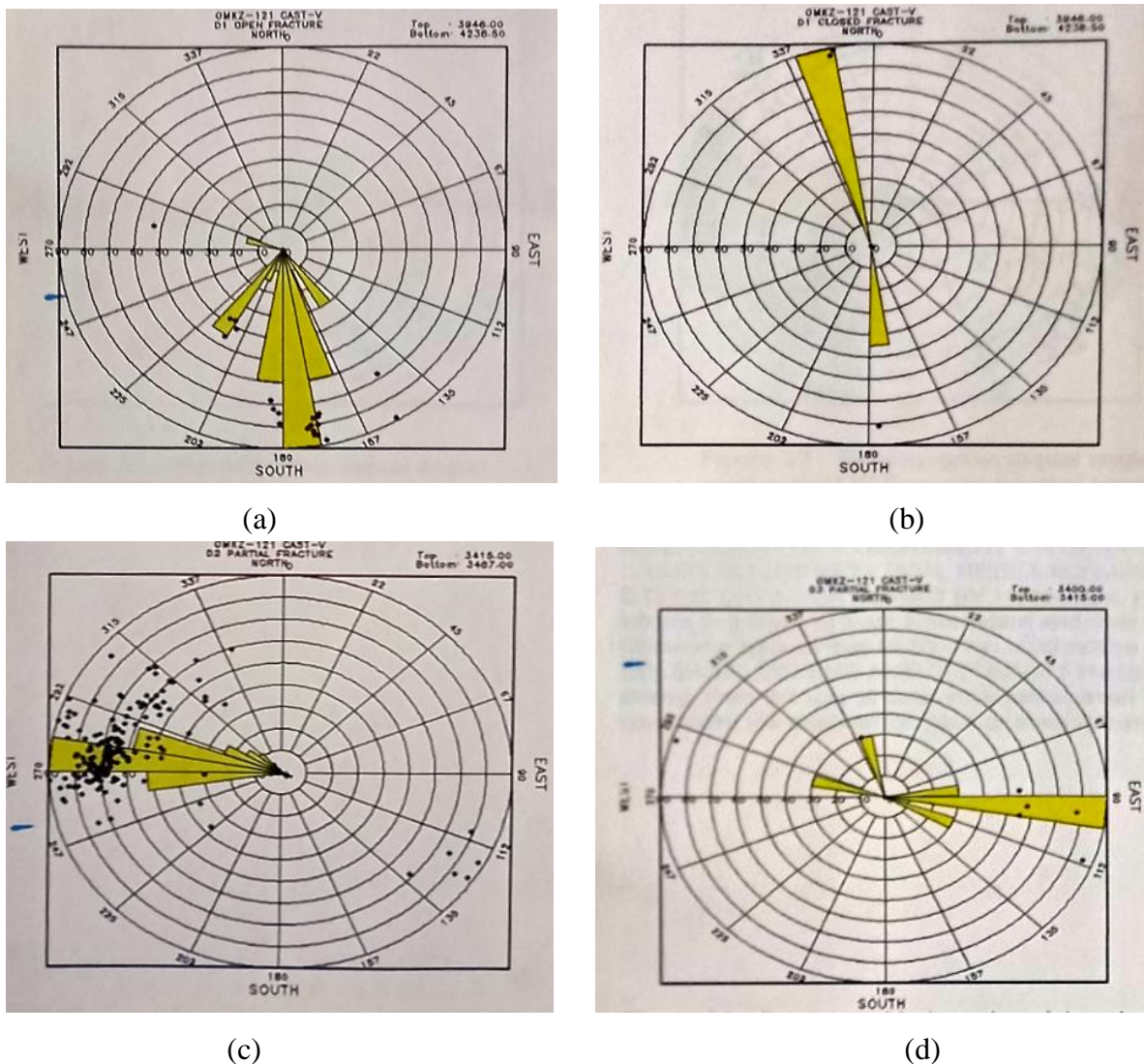


Fig.18 : Fissuration au niveau de différents drains du Cambrien (Puits OMKZ121) (SH/DP 2021)

(a) Drain D1, (b) Drain ID, (c) Drain D2, (d) Drain D3

b. OMKZ202 :**Fissure :**

L'analyse des fractures par UBI réalisée dans le puits OMKZ-202 a révélé la présence d'un nombre relativement élevé de fractures ouvertes, comprenant trois familles principales, l'une avec une tendance de le coup vers NordEst-SudOuest ($0^\circ - 30^\circ$), la seconde avec un coup vers ($40^\circ - 70^\circ$) et la troisième famille de fractures vers EstOuest ($90-110^\circ$). (Fig.19) montre les graphiques en rose des fractures ouvertes identifiées à partir de l'UBI.

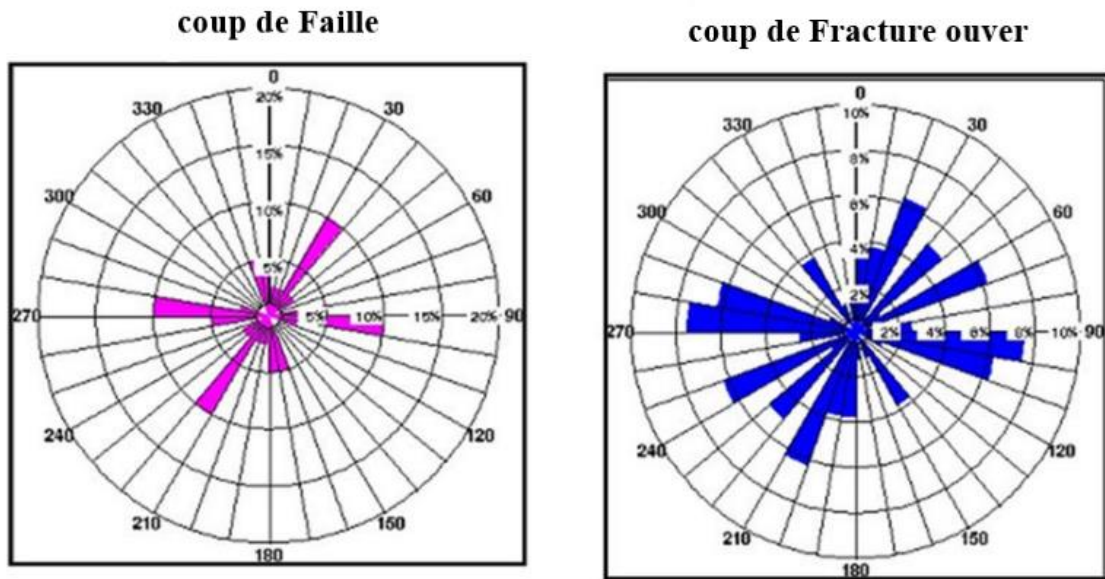


Fig.19 : les graphiques en rose des fractures ouvertes. (slb well report)

On note au total 255 fissures avec pendage compris entre 40° et 90° se répartissant comme suit (Tab.6) :

Tab.6 : les fissures notées.

nombres fissures	type de fissures	orientation	pendage
40	ouvert	($0-30^\circ$) ($40-70^\circ$) et SE ($90-110^\circ$)	78°
212	partiellement ouvertes	WNW ($270-290^\circ$) et SE (140°)	85°
3	fermé	N/A	60°

Les fissures sont partout présentes, mais l'intervalle compris entre 3520m et 3640m est plus fracture.

Faïlle (Fig.20):Prés d'une vingtaine de failles, dont les quatre principales sont situées comme suit 3544m NE ; 3559m EW ; 3724m NS ; 3800m NE.

Breakout : 17 breakouts ont été mentionnées entre 3459.7m et 3991m.

Interpreted faults from UBI:

- A. 3544 m oriented NE-SW
- B. 3559 m oriented E-W
- C. 3724 m oriented N-S
- D. 3800 m. oriented NE-SW

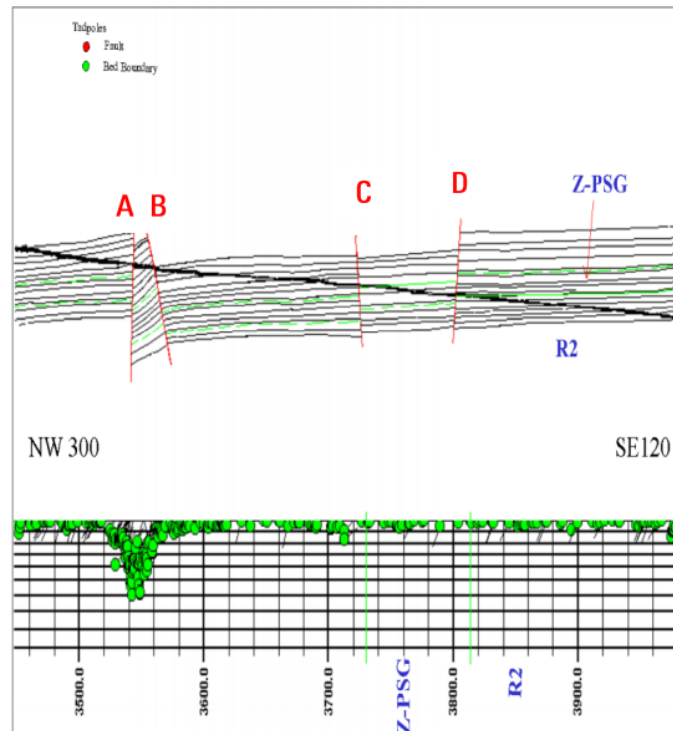


Fig.20 : les Quatre failles principales(slbwell report)

2. Tectoniques & paramètres pétrophysiques :

a.Saturation en eau:

La saturation en eau des différents drains de la zone 4 (Fig.21)varie entre 4% et 66%, et localement peut atteindre plus de 70%. Dans le drain D2 etau voisinage de puits OMN761 (sud de la zone 04), la saturation en eau est trouvée moyenne (21%). Pour les drains ID et D, la porosité oscille respectivement les valeurs moyennes de 15% et 11%.

Au voisinage de puits OMK131 (nord de la zone 04), la saturation des drains est trouvée de : 29%, pourle ID, le D1 avec une saturation de 26%, et finalement le R2 avec une saturation de 38%.

Aux alentours du puits OMJ723 (aux milieux de la zone 04), le D3 a une saturation de 13%. Le D2 est caractérisé par une saturation de 4%. Pour les autres drains(ID, D1, R2) la saturation prend des valeurs de 7%, 12% et 24% respectivement.

Vers le puits OMJZ622 (Ouest de la zone 04), la saturation moyenne de l'ensemble des drains (D5, D4, D3, D2 et ID) est 10%.

Au près du puits OMKZ202 (Est de la zone 04) le drain ID a une saturation moyenne de 24%, alors que le D1 présente une saturation de 14%. Au niveau du R2 la valeur de ce paramètre est de l'ordre de 18%.

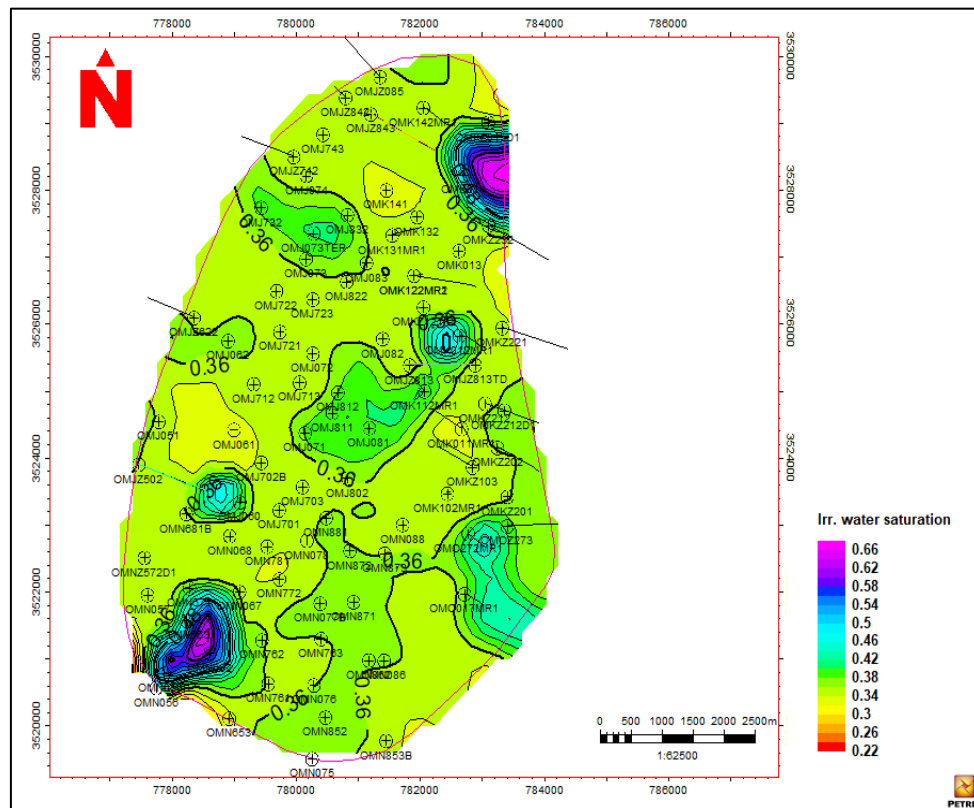


Fig.21 : Carte saturation d'eau de la zone 04 (SH/DP 2021).

b. Perméabilité :

La perméabilité de la zone varie entre 0.16 et 250mD. Les drains supérieurs (D5 et D4) sont touchés énormément par l'érosion hercynienne (Fig.22), à un degré où le D5 est complètement érodé.

L'effet de l'érosion hercynienne est limitée au niveau D3, il est présent sur l'ensemble de la zone d'étude. En analysant la carte iso-perméabilité on peut déduire que la perméabilité est classée bonne sur la totalité du drain (Fig.23).

Le drain D2(Fig.24) est bien présent dans notre zone, la perméabilité est bonne avec une bonne répartition.

Vers le puits OMN873 par rapport au drain ID on voit une perméabilité très bonne, on remarque aussi que la partie Est de la zone à une perméabilité supérieure par rapport à la partie Ouest(Fig.25).

Le drain D1 est présent dans toute la zone d'étude et prend des valeurs de perméabilité plus élevées par rapport aux autres drains, Cette allure est répartie presque sur l'ensemble de ce drain (Fig.26).

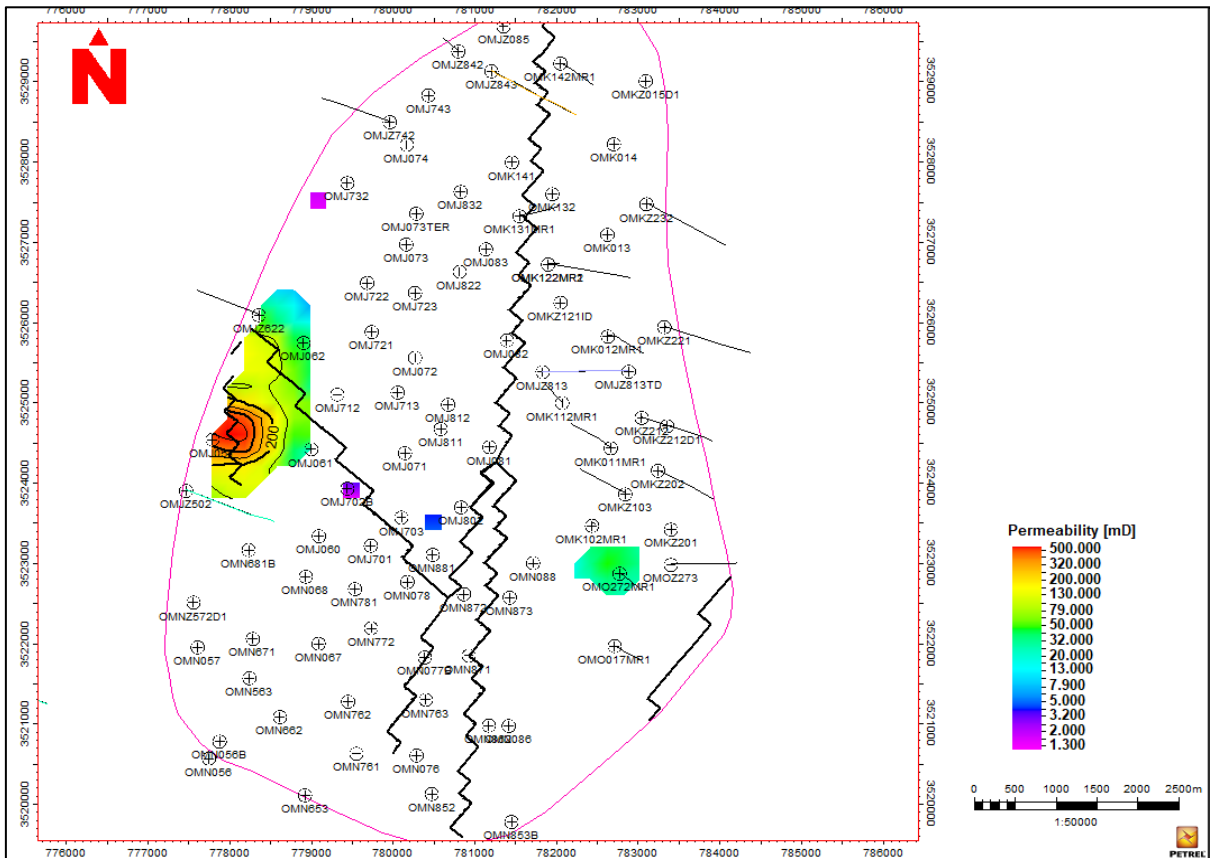


Fig.22 : Carte Iso-perméabilité de D4 de la zone 04(SH/DP 2021).

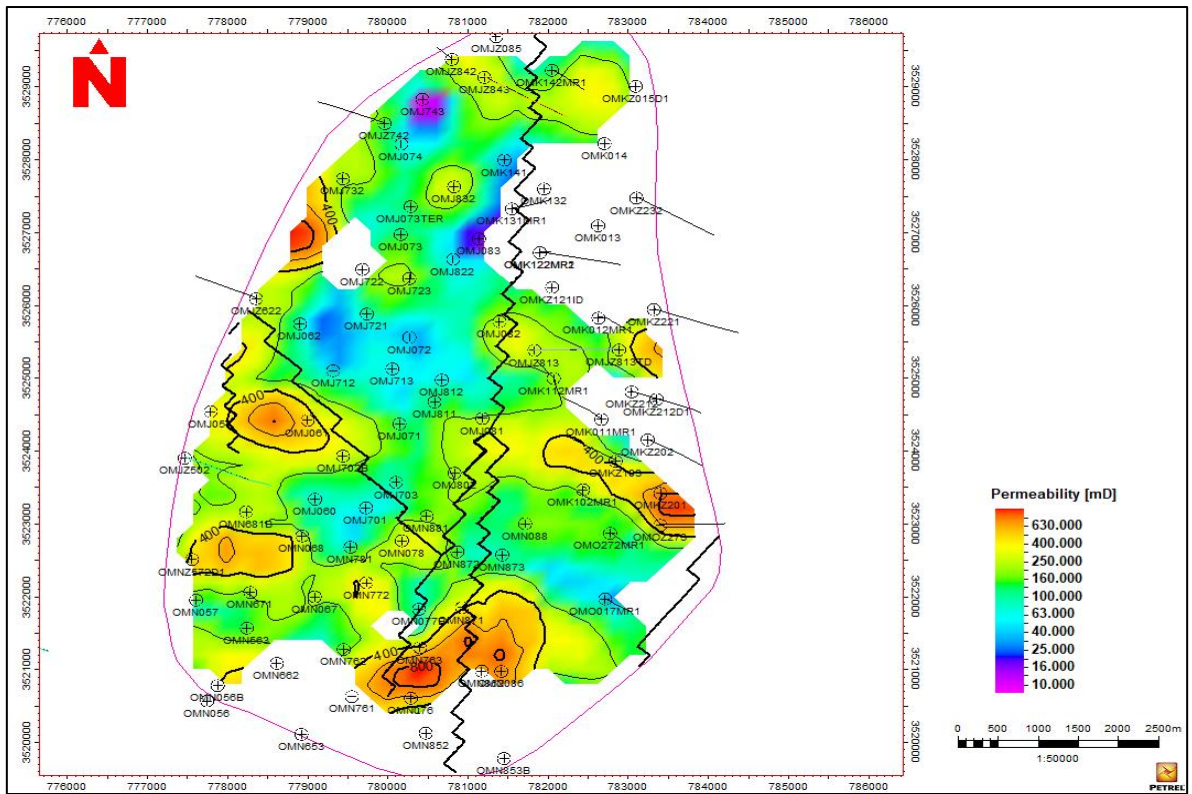


Fig.23 : Carte Iso-perméabilité de D3 de la zone 04(SH/DP 2021).

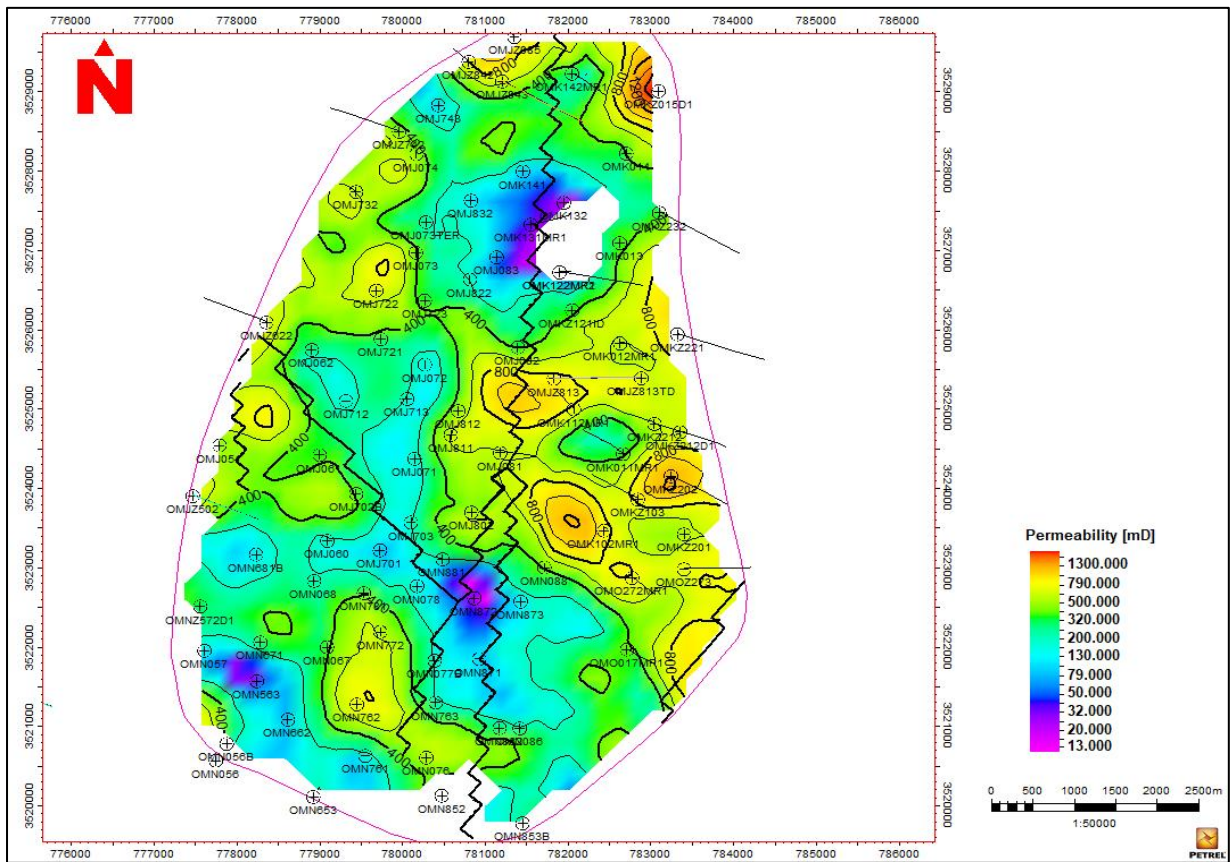


Fig.24 : Carte Iso-perméabilité de D2 de la zone 04 (SH/DP 2021).

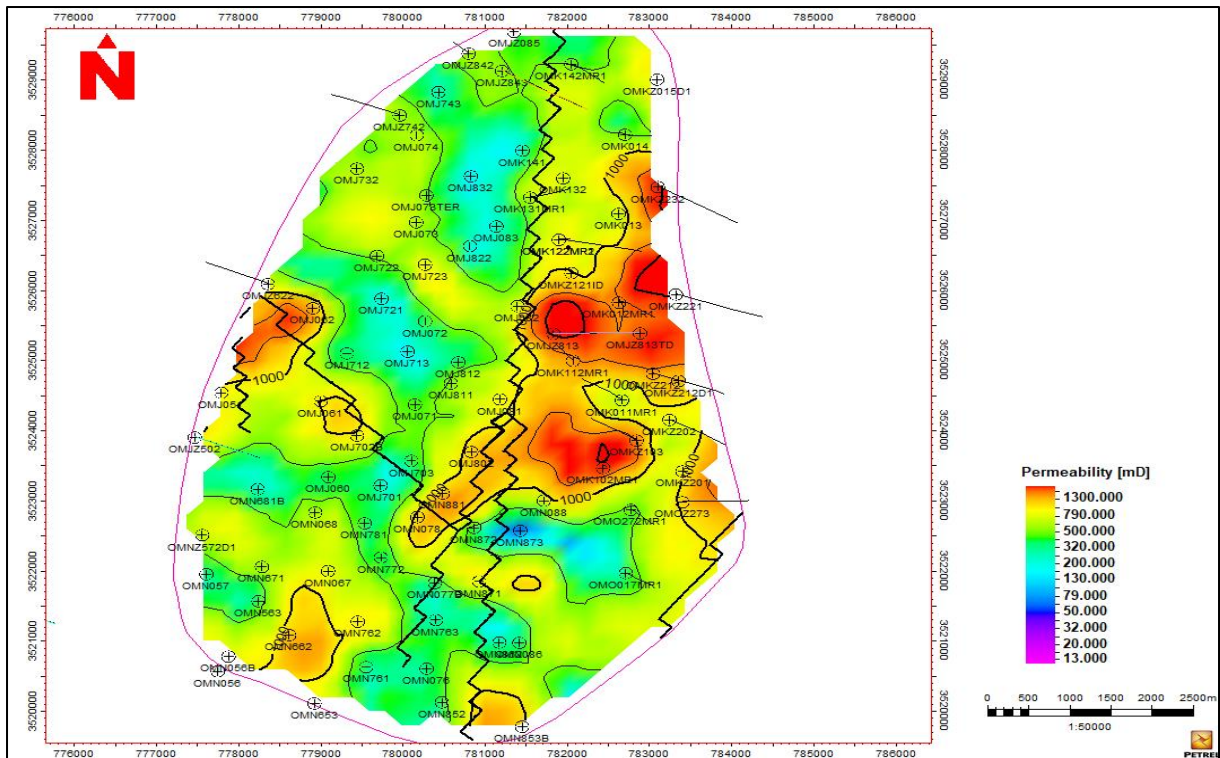


Fig.25 : Carte Iso-perméabilité de ID de la zone 04 (SH/DP 2021).

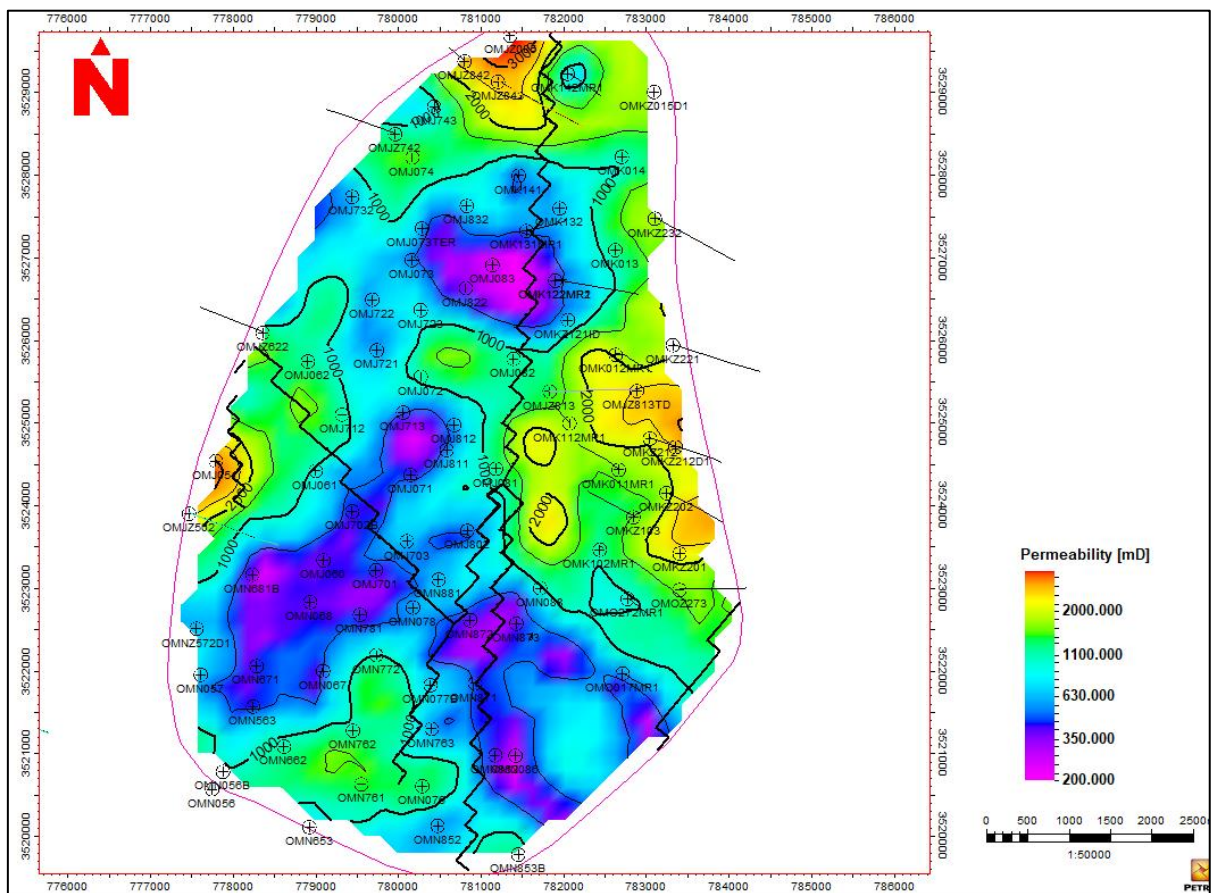


Fig.26 : Carte Iso-perméabilité de D1 de la zone 04 (SH/DP 2021).

c. Porosité :

La porosité de la zone d'étude varie dans l'intervalle de 5% à 13%. Le drain D5 est absent toujours, ainsi le drain D4(Fig.27) est presque érodé dans la plupart de la zone, il n'est présent que dans l'Ouest de la zone vers le puits OMJZ622 où sa porosité trouvée faible avec une valeur de 4%.

Le drain D3 est touché partiellement par l'effet d'érosion, il est présent dans la majorité de la zone d'étude. A la partie Nord de la zone, la porosité (Elan) est relativement généralement faible à moyenne, elle augmente vers le centre et classée comme bonne avec des valeurs variant entre 10% et 12%. Ce paramètre diminue vers l'Ouest où il prend une valeur moyenne de 7%, (Fig.28).

Le drain D2 est présent presque dans toute la zone d'étude. Au Sud la porosité (Elan) est relativement moyenne avec une valeur de 9%. Alors qu'au nord on observe une fluctuation des valeurs entre faibles et moyennes à cause d'une érosion irrégulière de drain (Fig.29). Au centre de la zone, la porosité augmente et arrive à une valeur moyenne de 13%. A l'Ouest la porosité est généralement faible (5%). La partie Est se caractérise par une porosité faible à moyenne.

Le Drain ID (Fig.30), est présent dans toute la zone d'étude, au Sud la porosité est de l'ordre de 8%. Le même cas pour le Nord, la porosité augmente vers le centre jusqu'à 12%. A l'Ouest et Est la porosité est faible à une valeur de 5%.

Et le dernier Drain D1(Fig.31) qui est présent dans toute la zone d'étude, au Sud la porosité est moyenne avec une valeur moyenne de 10%, dans la partie Nord il n'y a pas de grand changement par rapport au Sud, au centre la porosité augmente jusqu'à 13%. A l'Ouest la porosité est faible, ainsi qu'à l'Est avec une valeur moyenne de 5%.

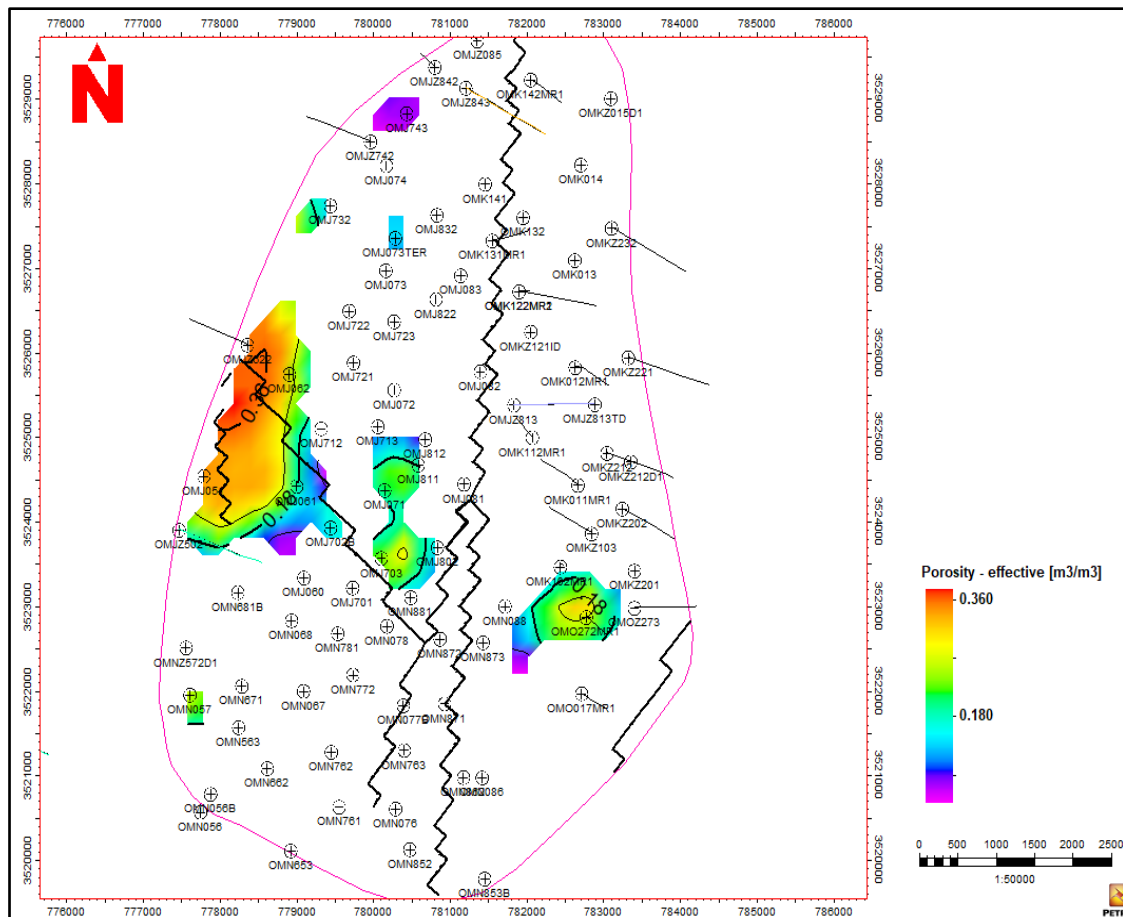


Fig.27 : Carte Iso-Porosité de D4 de la zone 04(SH/DP 2021).

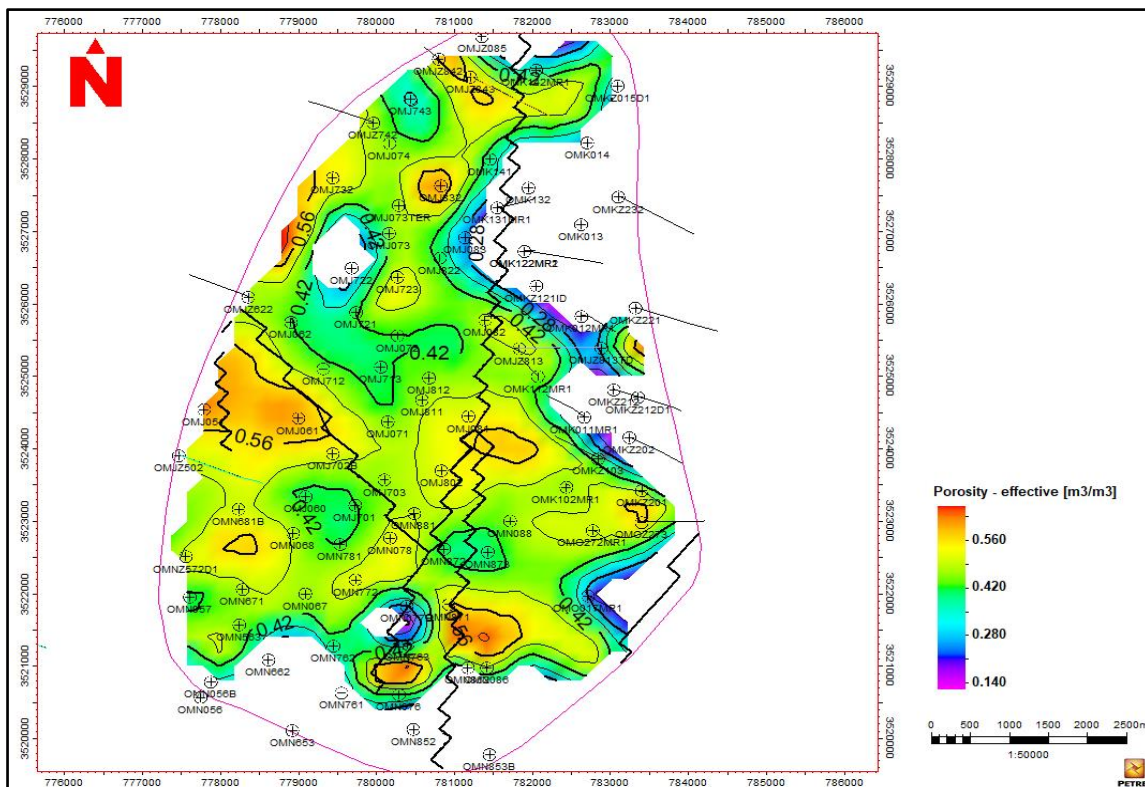


Fig.28 : Carte Iso-Porosité de D3 de la zone 04(SH/DP 2021).

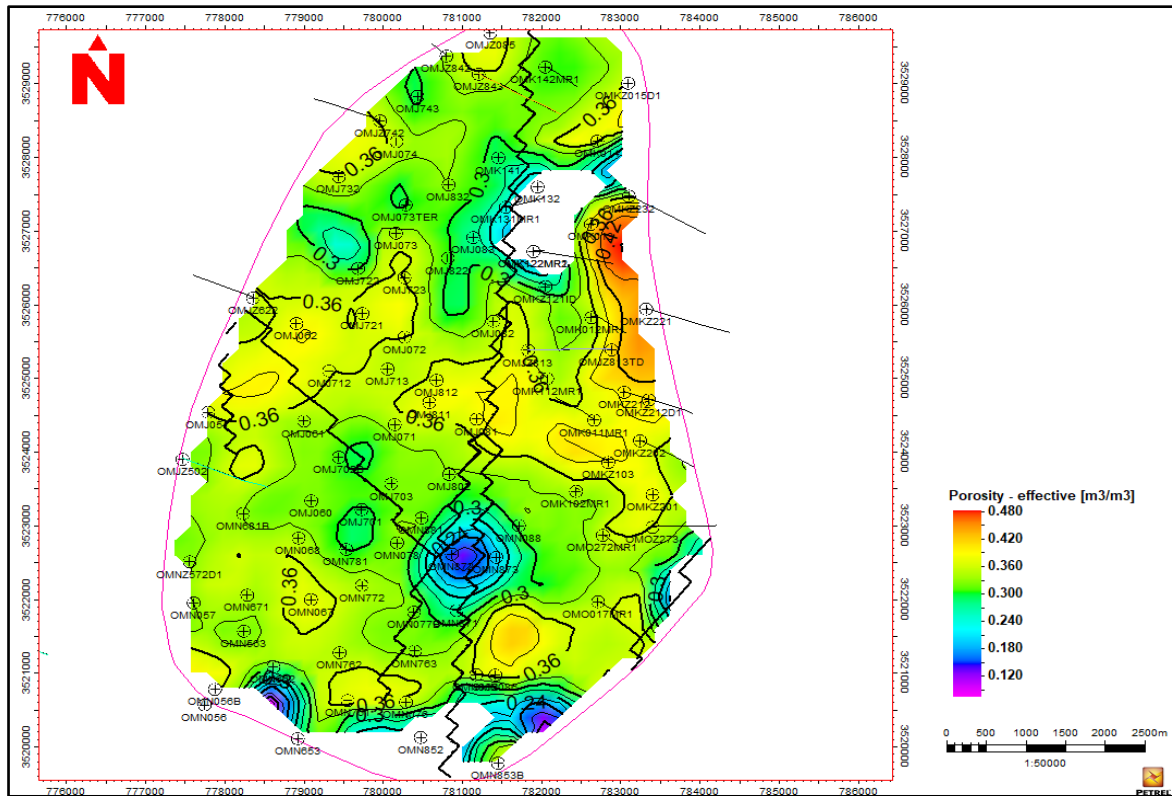


Fig.29 : Carte Iso-Porosité de D2 de la zone 04(SH/DP 2021).

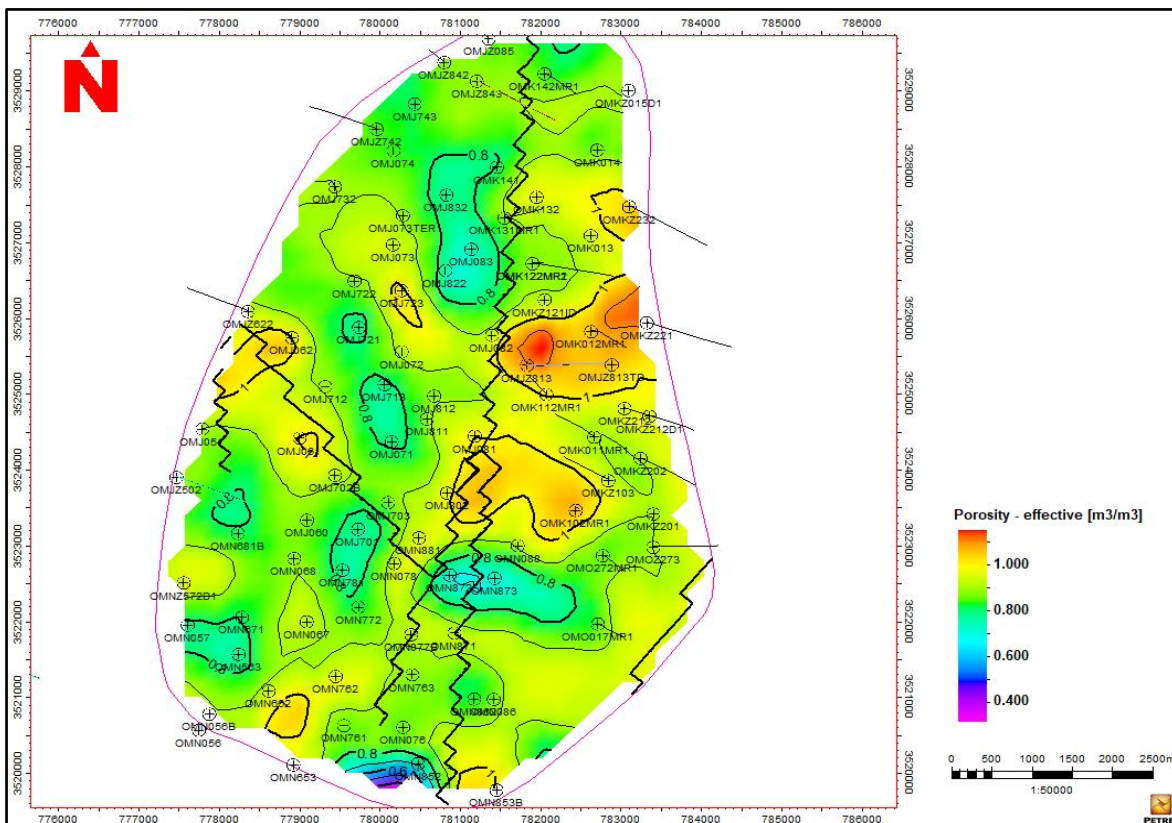


Fig.30 : Carte Iso-Porosité de ID de la zone 04 (SH/DP 2021).

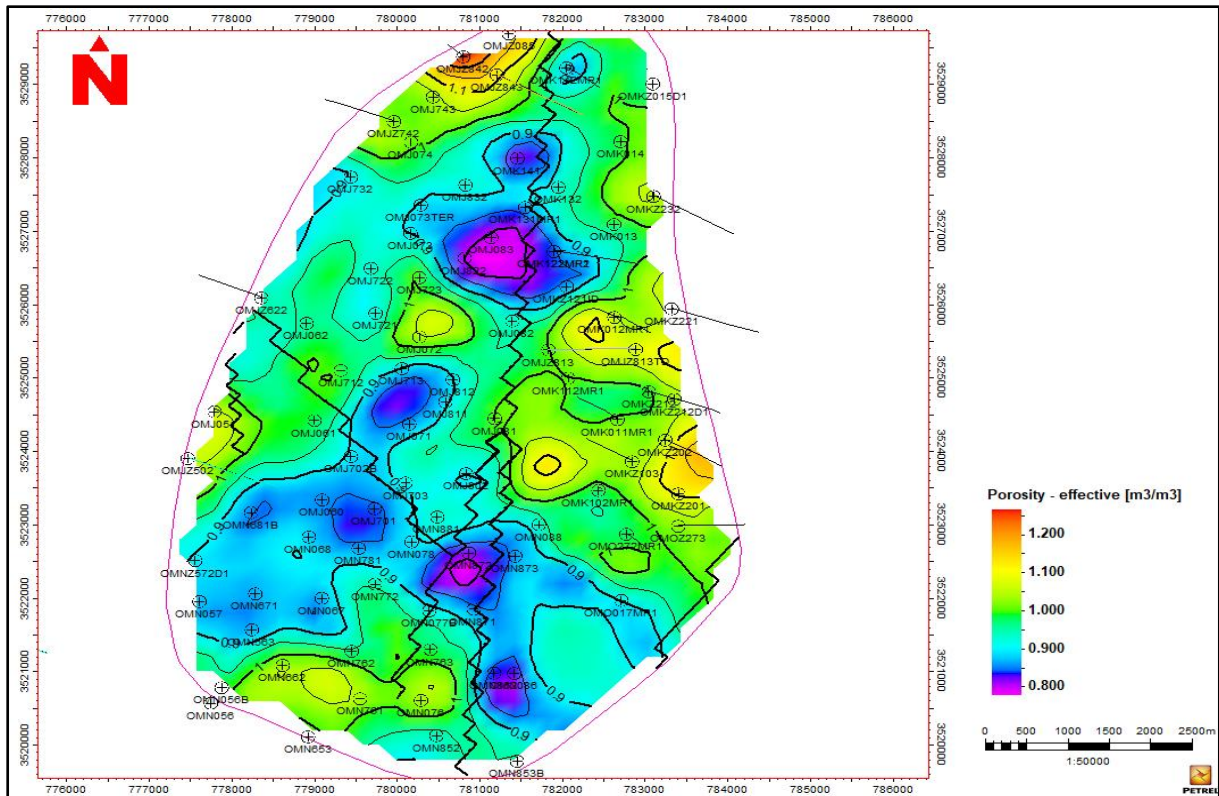


Fig.31 : Carte Iso-Porosité de D1 de la zone 04(SH/DP 2021).

Une comparaison entre la répartition spatiale des paramètres pétrophysiques (saturation, perméabilité, porosité) et la présence des failles majeures fait ressortir que :

En parlant de saturation en eau, nous pouvons clairement observer que la saturation en eau au nord de notre zone d'étude est la plus élevée en valeur et en importance et nous pouvons l'attribuer au fait de l'existence d'une faille majeure géante. Le puits (puits OMK131) est directement en contact avec ce faille majeure, alors que les valeurs sont pratiquement les mêmes pour la région médiane et Ouest où le nombre de faille majeure est faible et loin de nos puits choisis, tandis que pour la région Sud et Est aussi partagent la valeur élevée de la saturation en eau et ils partagent tous deux le fait de leur proximité avec le nombre élevé des failles majeures qui existe dans le Sud.

en passant à la perméabilité de la zone, on voit bien que la répartition de la perméabilité est très variable, on observe qu'elle augmente au fur et au mesure que l'on s'enfonce dans le réservoir, et la distribution des valeurs est presque similaire sur l'ensemble de réservoir, les régions Est et Ouest de la zone d'étude se classent comme les plus élevées concernant ce paramètre. Les cotés Nord et Sud prennent toujours de bonne valeur de perméabilité mais cela reste moins que les deux premières régions. Dans la partie centrale on assiste à une

diminution de perméabilité pour devenir inférieure à la moyenne, même la présence intense des failles dans cette région. Ces valeurs de perméabilité peuvent être le résultat d'un noyau de faille à faible perméabilité et de zones d'endommagement anisotropes à haute perméabilité. (Low-permeability fault core and anisotropic high-permeability damage zones)

Le paramètre porosité, augmente dans l'ensemble du réservoir avec l'existence de failles principales. Au centre de la zone où existent le plus grand nombre de failles majeures nous avons les valeurs de porosité les plus élevées, tandis que comme les parties Ouest et Est sont caractérisées par de faibles valeurs, cette allure peut être expliquée par l'effet limité de la tectonique du fait que le nombre des failles est petit. Concernant les cotés Sud et Nord, les valeurs sont modérées et similaires. Il faut signaler la présence d'une faille majeure géante qui traverse la zone d'étude du Nord vers le Sud.

3. Etat de la production huile :

On présente la variation de production huile dans cinq puits répartie dans la zone, ces puits sont choisis de telle façon a représenté chaque partie de la zone d'étude (Sud, Nord, Centre, Est, Ouest)

-Au Sud, le puits OMN761, on observe une diminution de production de huile de a peu près 50%, de 6.92 m³/h 2002 à 3.36m³/h 2020(Fig.32).

-Au Nord, le puits OMK131, on observe une diminution de production huile a peu près 61%, de 1.32m³/h 2000 à 0.8m³/h 2020(Fig.33).

-Aux centre, le puits OMJ723, on observe une diminution de production huile de plus de 93%, de 8.89m³/h 1999 à 0.59m³/h 2020(Fig.34).

-A l'Ouest, le puits OMJZ622, on remarque une diminution de production huile de a peu près 62%, de 11.58m³/h 2008 à 4.35m³/h 2020(Fig.35).

-A l'Est, le puits OMKZ202, on observe une diminution de production huile de plus de 95% de 7.9m³/h 2003 à 0.4 m³/h 2020(Fig.36).

La distribution des failles majeur ne change pas toujours un nombre important au centre proche du sud est loin de notre puits représentatif de centre, existence d'une seul failles géant au nord qui commence a l'extrême est traverse la zone jusqu'au sud, est un nombre peu important des failles majeurs au Est loin de notre puits représentatif de Est, est deux failles au Ouest proche de notre puits représentatif du Ouest.

Si on compare la position de ces puits par rapport aux failles majeures on voit que le rôle de la tectonique n'apparaît pas comme un facteur principal qui contrôle le taux de production directement.

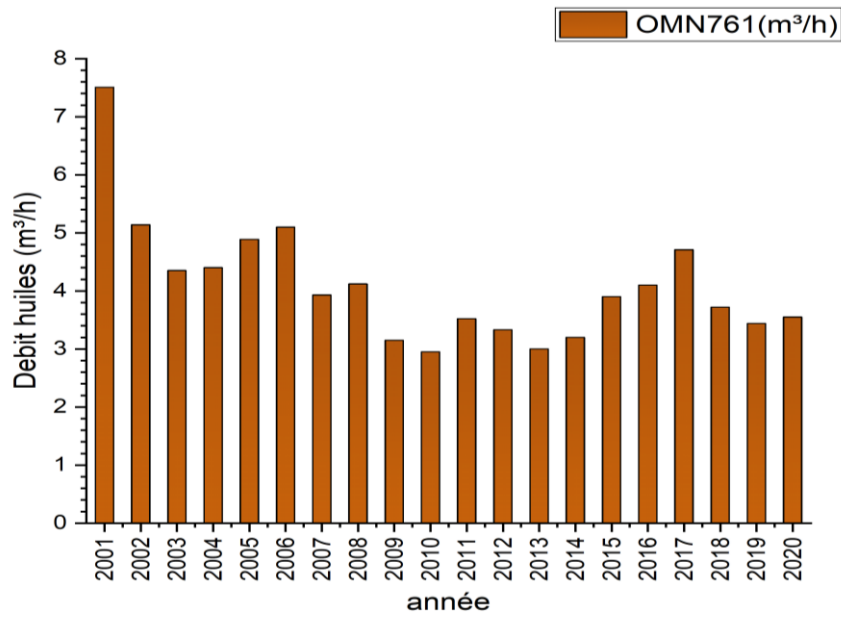


Fig.32 : Diagramme débit huile de puits OMN761

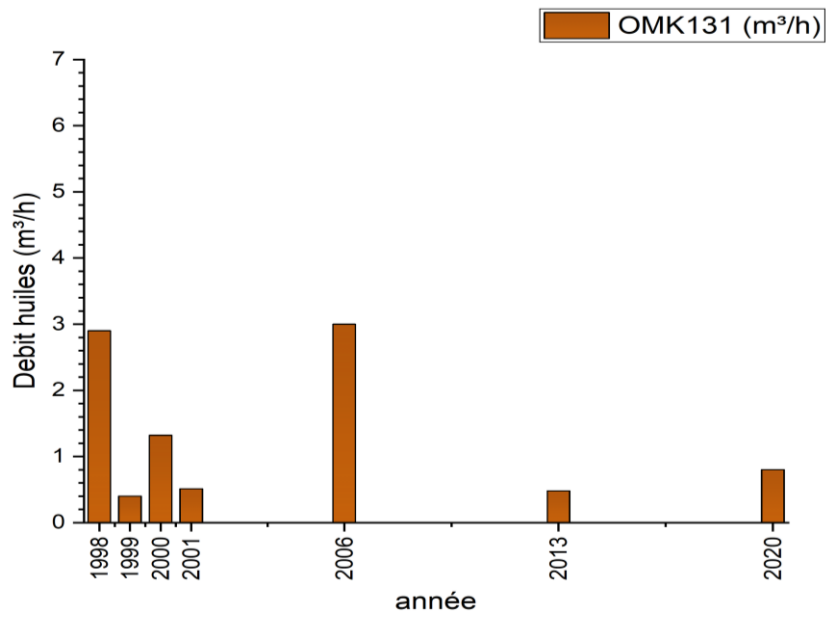


Fig.33 : Diagramme débit huile de puits OMK131

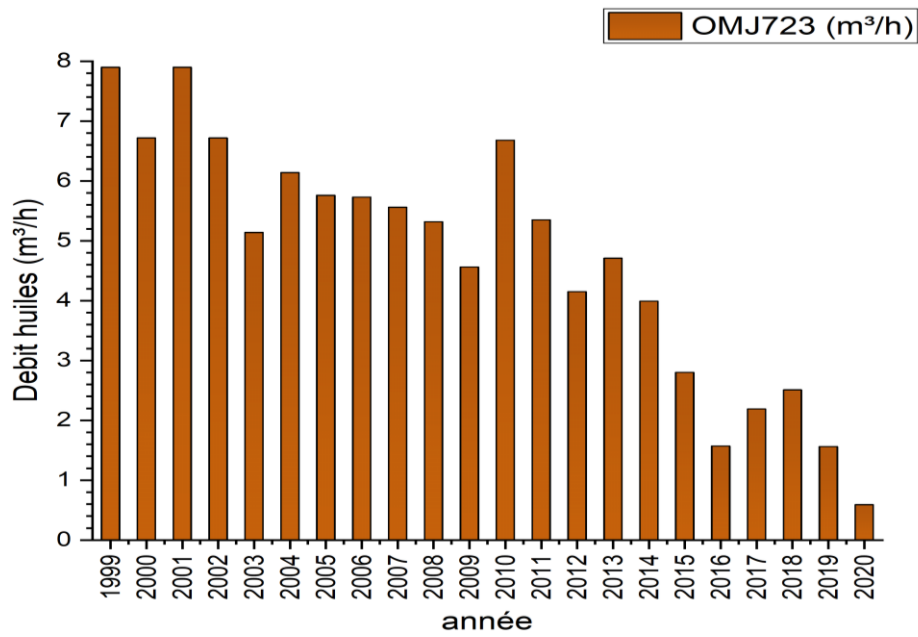


Fig.34 : Diagramme débit huile de puits OMJ723

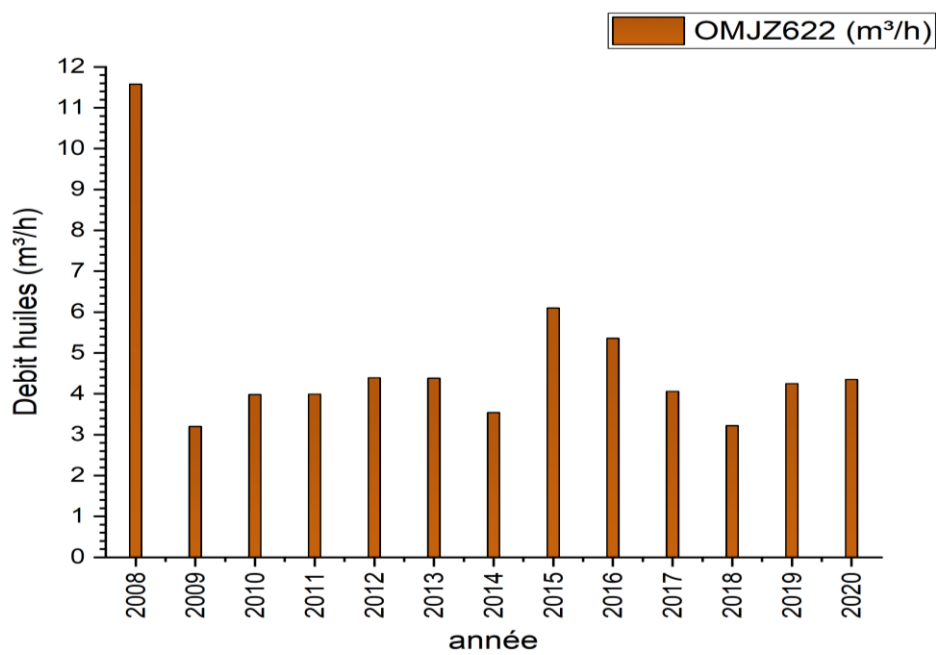


Fig.35 : Diagramme débit huile de puits OMJZ622

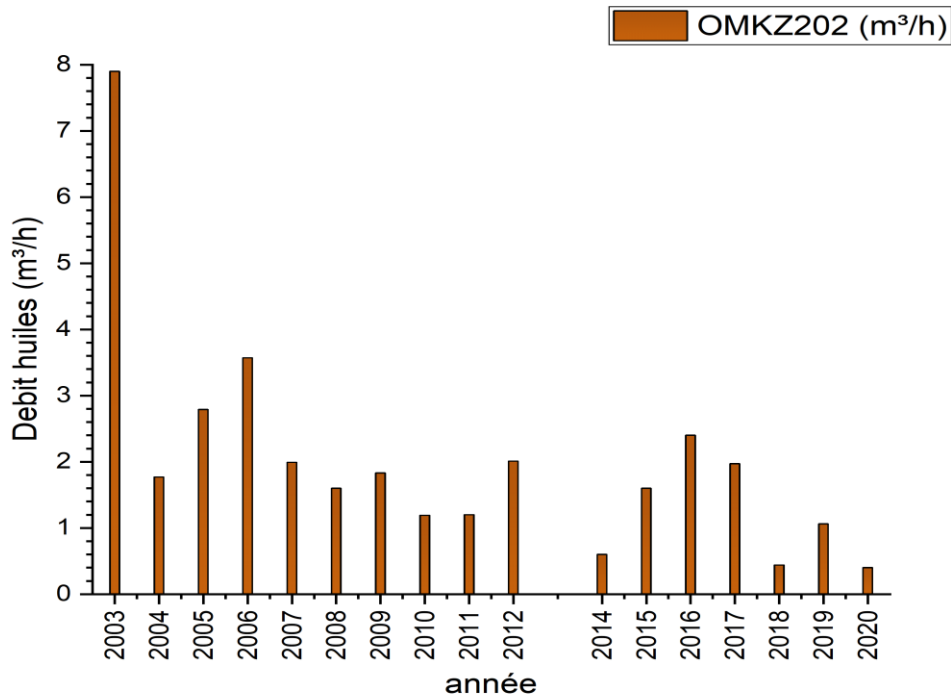


Fig.36 : Diagramme débit huile de puits OMKZ202

4. Problème d'arrivé d'eau :

Les valeurs des débits de production d'eau sont prises de Data-Bank au SH/DP.

Au Sud dans le puits OMN761, on observe une augmentation de production d'eau de 588 L/h 2002 à 3143 L/h 2020, on remarque que le plan d'eau théorique est a -3254m,soit a 3424m.il est très loin du fond (Ait Mohamed 2002).

Au Nord au puits OMK131, on observe une augmentation de production d'eau de 80L/h 2000 à 1550L/h 2020, on remarque que le plan d'eau théorique est a -3306m,soit a 3484m.il est a 16m du fond (Ait Mohamed 2002).

Aux centre représenté par le puits OMJ723, on observe une augmentation de production d'eau de 410 L/h 1999 à 4797 L/h 2020, on remarque que le plan d'eau théorique au niveau du puits se trouve à 3472m (-3294m) TVD (A.Mazari).

Au Ouest, puits OMJZ622, on remarque une fluctuation des valeurs de production d'eau, elle varie entre 0 L/h à 130 L/h, mais la majorité de vie de puits a la valeur de 0 L/h de production d'eau, ya que quelque année avec une production d'eau qui sont 2012 avec 114L/h, 2013 40 L/h, 2020 avec 130 L/h, on remarque que le plan d'eau théorique est au mur du ra vers 3548m TVD, soit a -3390m TVD (T.Mansouri 2009).

Au Est le dernier puits OMKZ202, la même remarque pour ce puits on remarque une production d'eau très petits ou les seules années avec une production d'eau sont 2009 avec 40 L/h, 2011 avec 60L/h, 2015 avec 250L/h, 2017 avec 185 à 205 L/h, on remarque aussi que le plan d'eau théorique est a -3215m TVD, soit a 3391m TVD (SH/service étude 2005).

Tab.7 : Tableau récapitulatif de l'état de certains puits de la zone (04)

Puits	Période d'observation	Débits huile (m ³ /h)	Débits eau (l/h)	nombre de fracture
OMN761	2001 à 2020	6.92 à 3.36	588 à 3143	26
OMK131	2000 à 2020	1.32 à 0.8	80 à 1550	219
OMJ723	1999 à 2020	8.89 à 0.59	410 à 4797	208
OMJZ622	2008 à 2020	11.58 à 4.35	0	N/A
OMKZ202	2003 à 2020	7.9 à 0.4	0	255
OMKZ121	2004 à 2016	7,11 à 0,25	0 à 661	N/A

5. Discussion :

les puits que nous avons choisis étaient OMN761 et OMJ723, nous avons choisi de comparer les deux afin de trouver la cause principale du problème qui est l'arrivée excessive d'eau dans le puits qui réduit notre production de pétrole, la raison pour laquelle nous avons choisi les deux à cause de leurs similitudes dans la zone, ils ont pratiquement la même saturation en eau et sont tous deux éloignés du niveau de l'eau, les y ont tous deux eu une forte augmentation de la production d'eau avec une différence de quantité, il en va de même pour la diminution de la production de pétrole, les deux ont diminué dans leur huile production mais en quantités différentes.

La différence étant alors que l'OMN761 avait une diminution d'environ 50% de la production de pétrole, l'OMJ723 a eu une diminution extrême de la production de pétrole qui est de plus de 93% à la fin de 2020(Fig.37).en ce qui concerne la production d'eau, l'OMJ723 a une augmentation bien supérieure en ce qui concerne la durée de vie du puits de 1999 à 2020, l'OMJ723 avait augmenté la production d'eau de 0,41 mètre cube par heure à 4,797 mètres cubes par heure à la fin de 2020(Fig.38), tandis que l'OMN761 avait une augmentation de

0,588 mètre cube à 3,143 mètres cubes par le fin 2020(Fig.39), on voit clairement une énorme différence dans l'augmentation de la quantité d'eau produite.

une différence énorme entre les puits cependant qui peut très bien être la source du problème à portée de main est le nombre et la densité des fractures qui existent avec les puits, tandis que le puits OMN761 a un total de 26 fractures avec une densité de fracture approximative de 0,57 fractures par mètre, l'OMJ723 a presque 8 fois plus de fractures que l'OMN761 comptant à 208 fractures avec une densité approximative de 1,8 fractures par mètre, à partir des résultats et des données acquises, nous pouvons en déduire en toute sécurité que la source de notre problème de production d'eau est le simple nombre de fractures qui existent à l'intérieur du puits, ils ont permis à l'eau d'infiltrer le puits en grandes quantités, ce qui l'a amené à interférer dans la production pétrolière de manière non rentable et inefficace. Ce jugement a été fait par le fait que l'absence des puits d'injecteurs qui va éliminer l'hypothèse de water coning ainsi la position loin de l'ensemble des puits par rapport au niveau d'eau.

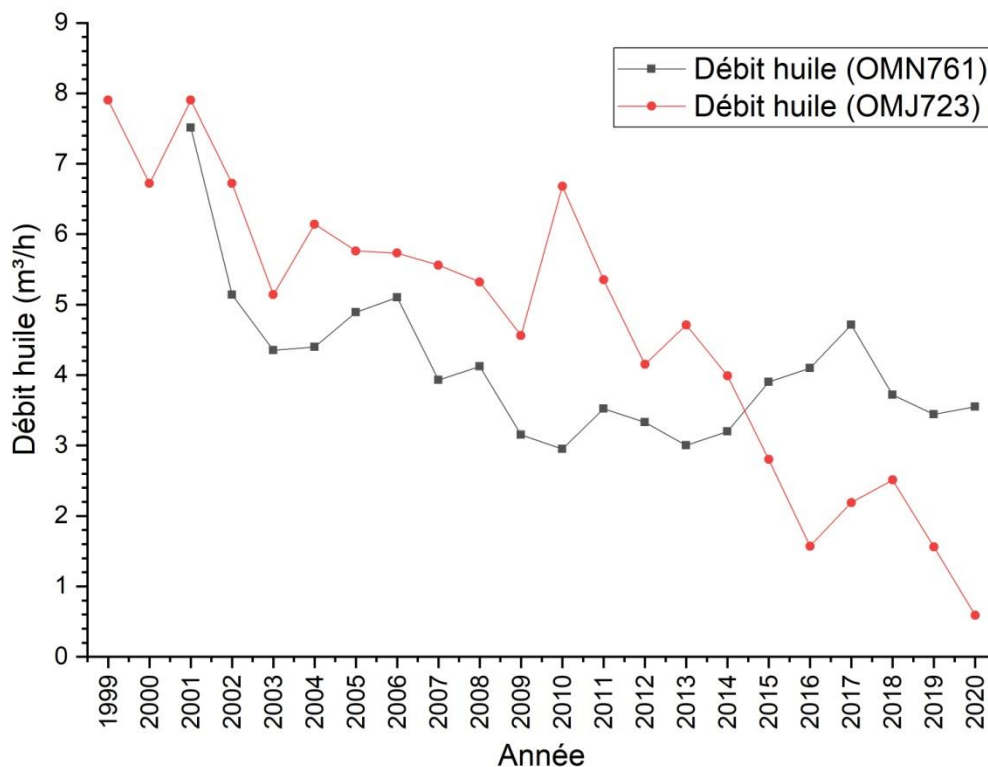


Fig.37 : comparaison des débits huile entre les deux puits (OMN761/OMJ723)

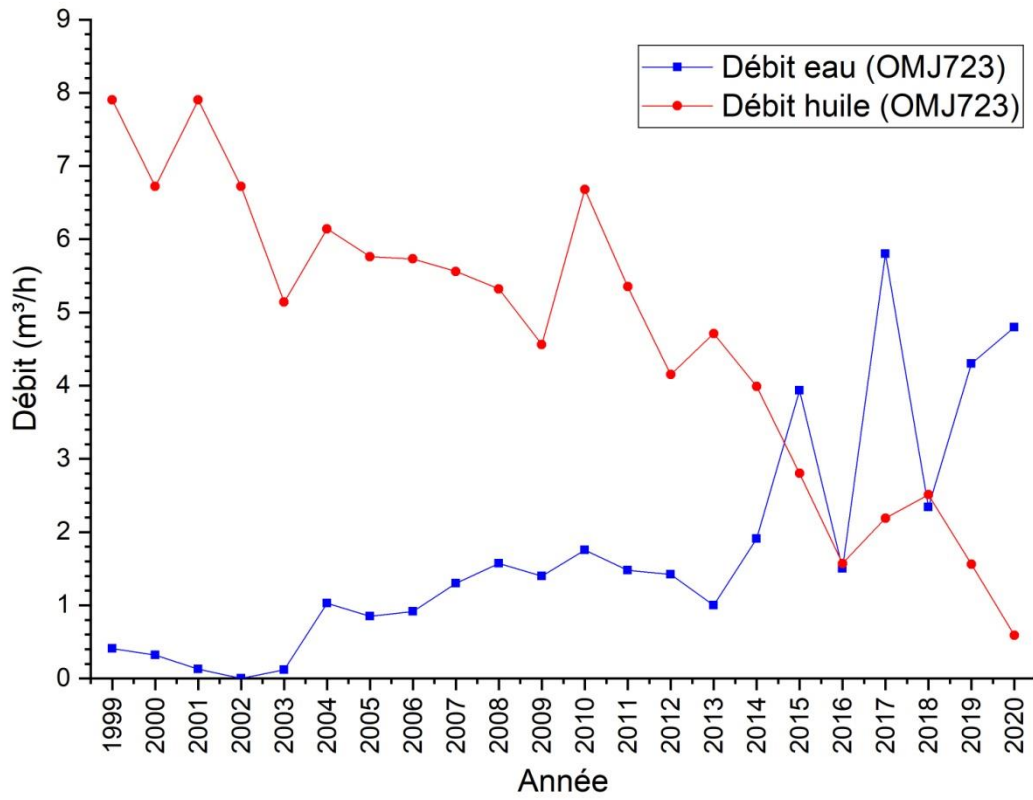


Fig.38 : débits huile et eau du puits OMJ723

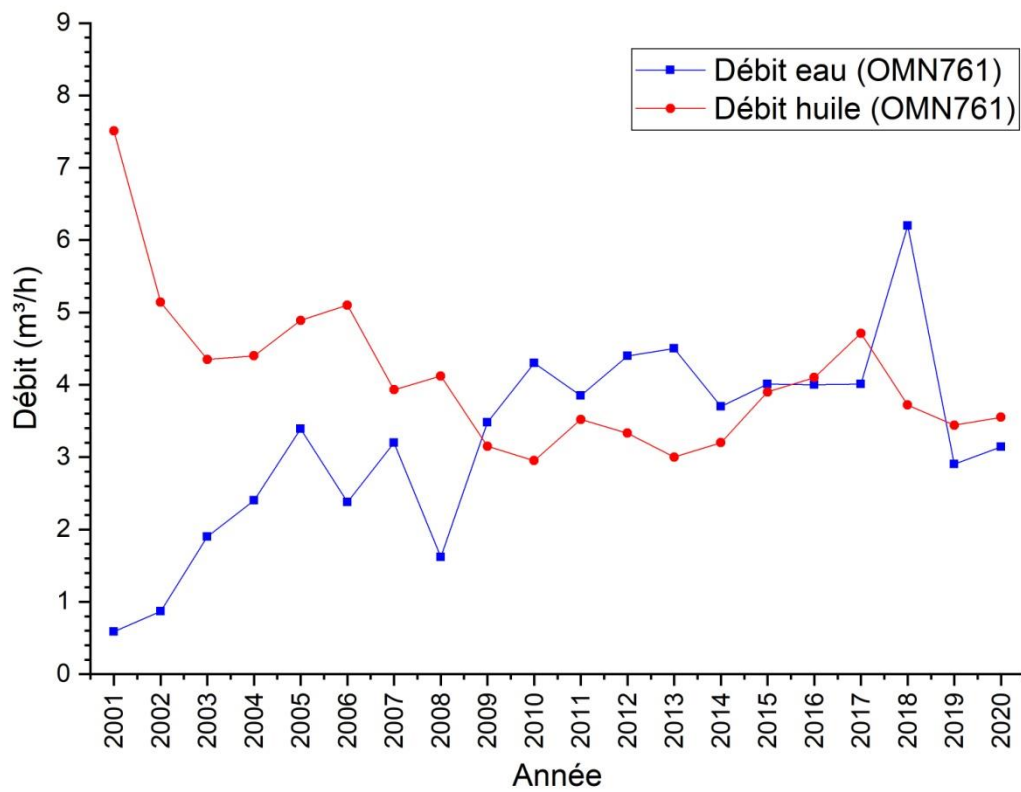


Fig.39 : débits huile et eau du puits OMN761

6. Mesures prises par Sonatrach :

SH a adopté des techniques pour le problème d'excès d'eau, La techniques la plus utilisés, dans la zone 04 est souvent la combinaison des solutions suivantes pour diminuer la production d'eau :

- La complétion LCP (Liner cemented perforated), cimenter toute les zones communiquant l'eau de formation avec le puits ;
- Avoir une bonne qualité de ciment pour éviter le channeling;
- Perforer loin des plans de contact (OWC, WGC) ;
- Un bon contrôle de la fracturation hydraulique, il faut éviter qu'elle communique l'eau de l'aquifère au puits ;
- Avoir un casing en bon état, car les corrosions facilitent l'entrée de l'eau dans le puits.

Ce pendant ce problème persiste, toujours c'est qui nous a fait pensait a d'autre solutions plus efficace.

Dans ce contexte une recherche bibliographique est faite afin de trouver des cas similaires de ce problème et voire l'efficacité des mesures prises de chaque situation.

On va présenter dans la partie suivante le résultat d'une technique utilisée fréquemment pour répondre au problème de venue d'eau et que son application apparait efficace.

7. Traitement par gels :

Les bouchons mécaniques ou gonflables sont souvent la solution de choix pour les problèmes de proximité du puits de forage:

- Fuites du casing
- Écoulement derrière le casing
- Montée de l'eau du fond
- Couches arrosées sans flux transversal

Ces bouchons peuvent être déployés sur des tubes enroulés ou des câbles pour assurer la fermeture dans les environnements tubés et ouverts. Lorsque le puits de forage doit être maintenu ouvert à des niveaux plus profonds que l'entrée d'eau, un patch de tubulure peut être déployé à l'intérieur du tubage. Une technologie consiste à placer un cylindre composite flexible et gonflable constitué, par exemple, de fibre de carbone, de plastique thermodurcissable et d'une peau en caoutchouc en face de la zone à traiter. Une pompe gonfle ensuite le manchon et injecte un fluide de puits, qui chauffe les résines, activant le processus de polymérisation. Une fois les résines durcies, le manchon est dégonflé et extrait.

Les gels rigides sont très efficaces pour fermer près du puits de forage de l'excès d'eau. Contrairement au ciment, les gels peuvent être pressés dans la formation cible pour fermer

complètement cette zone ou pour atteindre les barrières de schiste. Ils présentent des avantages opérationnels par rapport aux traitements au ciment car ils peuvent être projetés plutôt que forés hors du puits de forage. Les gels commerciaux peuvent être introduits dans la formation pour traiter les problèmes, tels que l'écoulement derrière le tubage et les couches arrosées sans écoulement transversal, ou ils peuvent être placés sélectivement dans les zones d'eau à l'aide de tubes enroulés et d'un packer.

Certains polymères réticulés peuvent également avoir des temps de travail longs avant de devenir rigides. Ils sont injectés dans de petites failles ou fractures mais ne pénètrent que dans des formations avec des perméabilités supérieures à 5 darcy. De grands volumes (1 000 à 10 000 bbl) de ces fluides bon marché réussissent souvent à fermer avec succès des systèmes de fracture étendus entourant l'injecteur à jet d'eau ou les puits de production.

Les traitements au gel ne sont généralement pas efficaces pour lutter contre les problèmes de coning / cusping pendant des temps prolongés, car ils nécessitent des volumes très importants pour être efficaces. Une alternative consiste à percer un ou plusieurs trous de drainage latéraux près du sommet de la formation pour profiter de la plus grande distance par rapport à l'OWC et de la diminution du rabattement. Une autre approche est un double drain (Fig.40).

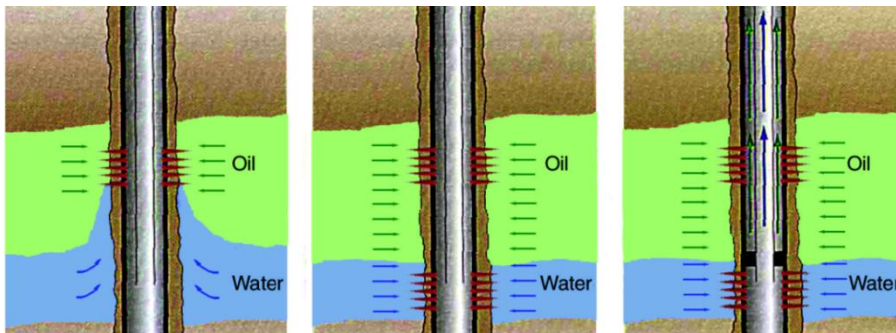


Fig.40 : Dual drain. (petrowiki.spe.org)

Les traitements au gel ne fonctionneront probablement pas non plus sur le problème de la «couche ségréguée par gravité». Les trous de drainage latéraux peuvent être efficaces pour accéder à l'huile non balayée. Le forage intercalaire est souvent la meilleure approche pour améliorer le problème de l'efficacité du balayage de surface. Un traitement de gel important, probablement non rentable, serait nécessaire pour détourner l'eau injectée de l'espace poreux qui a déjà été balayé par l'eau.

Les traitements des problèmes d'eau dans les puits horizontaux sont plus efficaces lorsque la zone de traitement est isolée du reste du puits de forage. Dans les trous tubés, ceci est réalisé mécaniquement avec des packers. Cependant, lorsqu'un écran ou une doublure a été installé mais laissé non cimenter, de tels dispositifs mécaniques ne sont pas efficaces pour isoler

l'espace annulaire ouvert derrière le tuyau. Un produit développé pour de telles situations est le packer chimique annulaire (Fig. 41).

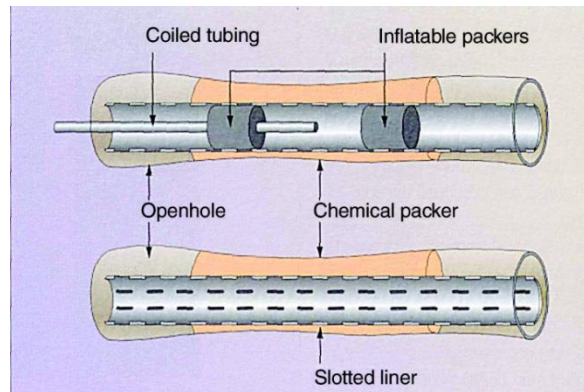


Fig.41 : Packer chimique annulaire. (petrowiki.spe.org)

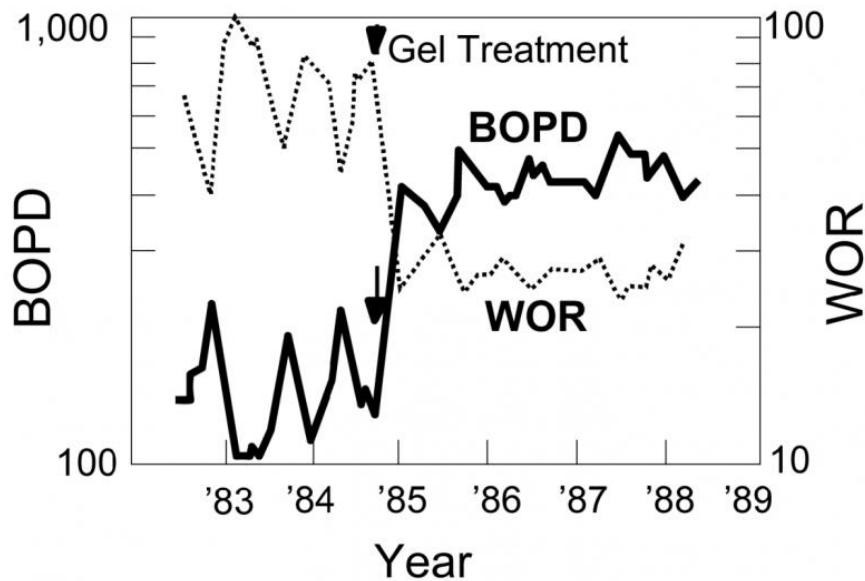
Le contrôle proactif de l'eau comprend des zones d'étouffement à haute perméabilité pour créer un balayage plus uniforme. Cela signifie sacrifier les premiers flux de trésorerie pour un rendement incertain en raison d'une connaissance incomplète de l'hétérogénéité. Le profil de Production (et d'injection) peut être amélioré grâce à une stimulation sélective de zones à plus faible perméabilité. Des tubes enroulés sont utilisés pour placer précisément ces petites fractures hydrauliques.

7.1. Avantage par rapport à LCP :

- anti corrosion (limitation de corrosion de casing)
- une bonne infiltration des fractures par rapport au LCP.
- facilité d'injection.

8. Exemple d'application du traitement par gels dans le champ de SOB (Wyoming-USA) :

(Fig.42) montre le type de réponse de production qui est possible lors de l'application d'un traitement de gel polymère à un puits d'injection par injection d'eau pour améliorer l'efficacité du balayage. Le traitement d'amélioration par balayage impliquait l'application d'un traitement sur gel de carboxylate de chrome (III) / polymère d'acrylamide (CC / AP). La figure montre la production-réponse combinée des quatre puits de production à compensation directe avec le puits d'injection traité au gel. Le traitement au gel a été appliqué à des fins d'amélioration du balayage par injection d'eau à la formation de carbonate Embar naturellement fracturée entourant le puits O-7 du champ SOB très mature dans le bassin de Big Horn au Wyoming. Les grandes variations du rapport eau / huile (WOR) et du taux de production de pétrole sont assez courantes dans de nombreux modèles de puits de ce réservoir hautement fracturé. Sydansk fournit plus de détails concernant le traitement au gel de 20 000 bbl. Les aspects économiques de l'application de ce traitement au gel étaient exceptionnellement bons.



BOPD : barrel d’huile produite par jours, WOR : water oil ratio (eau huile ratio)

Fig.42 : réponse de production après le traitement par gel de puits O-7 dans le champ deSOB Wyoming-USA. (petrowiki.spe.org)

(Fig.43) montre sept ans de réponse incrémentielle de production de pétrole pour les puits de production combinés de compensation directe au puits d'injection O-17 traité au gel CC / AP du champ SOB. Cette figure illustre le type de longévité de traitement que l'on peut attendre des traitements au gel CC / AP. Le puits O-17 a été traité approximativement de la même manière et dans le cadre de la même série de traitements sur gel citée pour le traitement sur gel du puits O-7 sur la (Fig.42).

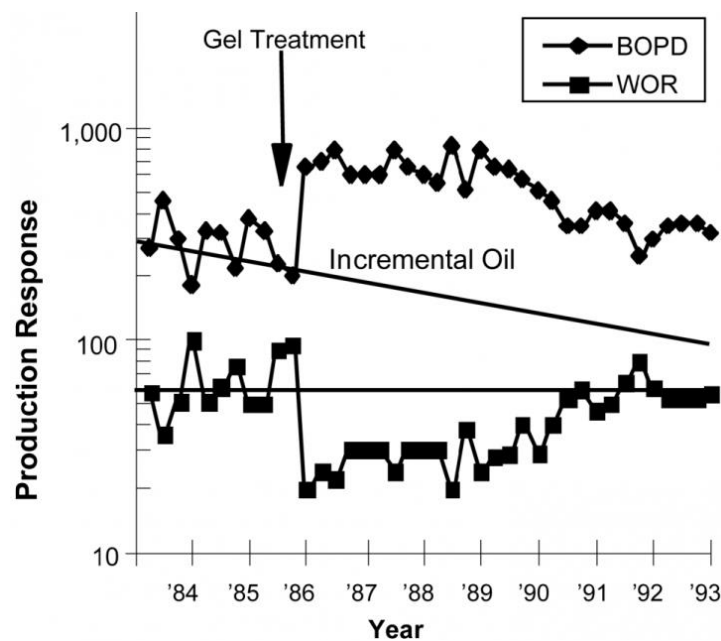


Fig.43 :Réponse de la production au traitement gel CC/AP appliqué à l'injecteur O-17dans le Champ SOB de Wyoming-USA. (petrowiki.spe.org)

9. Proposition :

D'après notre étude est analysée on proposera donc à Sonatrach à adopter ou bien tester la méthode de traitement par gels sur un ou plusieurs puits candidats qui souffrent jusqu'à nos jours du même problème (préférentiellement le puits OMJ723) est voire l'efficacité et la rentabilité de la méthode par rapport aux méthodes déjà utilisées.

Conclusion Générale

Conclusion générale :

Le réservoir de Hassi-Messaoud est affecté par un réseau de fracture important dont la direction majeure est Nord/Est-Sud/Ouest. Ces fractures peuvent jouer en faveur de la production des hydrocarbures (amélioration de la perméabilité) ou au contraire, elles peuvent engendrer beaucoup de problème qui peuvent influencer négativement sur la qualité du réservoir.

Un recensement des fractures est fait en premier lieu dans la zone d'étude à la base des données acquise de la société de Sonatrach citant : données sur carottes et imagerie du fond de quelques puits captant le réservoir cambrien.

Les résultats montre l'existence d'un réseau de fractures intense est important dans la plus part des puits, qui à mis en évidence par l'imagerie et les observations de carotte.

Le réservoir cambrien souffre d'un problème de venues d'eau influent directement sur le rendement productif des hydrocarbures. A cet effet, on essaye à travers ce travail de trouver s'il ya une relation directe entre ce problème et le taux de fractures. Même quand il manque les puits injecteur, et le plan d'eau est loin des puits, le problème d'eau existe toujours.

Une comparaison de différentes données des puits (des débits huiles et eau au cours des années fait ressortir que généralement les puits qui renferment un taux élevé des fractures sont les mêmes qui souffrent plus de ce problème.

Ailleurs, une bonne et complète séparation du puits de la formation (Complétion Liner Cemented Perforated) apparait comme solution pour réduire la production d'eau dans la zone 04. Dans ce sens, la société Sonatrach a adopté la technique LCP (Liner cemented perforated) pour régler cette situation, mais malheureusement ce problème persiste toujours, la technique ne qu'une solution temporaire avec des couts élevés.

Une recherche bibliographique sur les problèmes similaires dans le monde, montre que l'application de l'une des techniques offre plus d'efficacité du coté de résolution de problème et coté de rentabilité prouvé. Cette technique consiste à injecter un gel spécial dans la formation fracturée pour contrôler et limiter la perméabilité. Ces résultats nous permettent de recommander à Sonatrach de tester cette technique dans un puits pilote comme le puits (OMJ723).

BIBLIOGRAPHIE

- Ben Hadja, K, 2011.**Distribution de la fracturation dans le champ de Hassi-Messaoud et dans la zone 7 - impacte sur les qualités réservoirs du Ra et du R2 plate forme saharienne-Algérie. Mémoire d'ingénieur, Université d'Ahmed Bougara Boumerdès.
- Beicip/Franlab, 1995.** Révision du model géologique du champ de Hassi-Messaoud. Rapp interne, Division Production /Sonatrach.
- Bailey, B. 2000.** Water Control. Oilfield Review.
- Data Bank, 2021.**Source des données-réseaux d'internet caractérisé par Sonatrach Division Production /Hassi-Messaoud.
- PetroSkills, 2007.**Comprendre la production d'eau.Doc. Sonatrach- Hassi-Messaoud.
- Schlumberger, 2011.** StimMap evaluation / Sonatrach- Hassi-Messaoud.
- Sydansk, R.D. and Southwell, G.P. 2000.**More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology. SPE Prod & Fac.
- Sydansk, R.D. and Moore, P.E. 1992.** Gel Conformance Treatments Increase Oil Production in Wyoming. Oil & Gas J.
- Southwell, G.P. 1999.**Marathon Oil Company's Experience with Produced Water Control and Conformance Improvement Using Polymer Gels. Proc., In Forty-Sixth Annual South western Petroleum Short Course, Texas Tech U., Lubbock, Texas, April.

Les Sites webs utilisée:

- Schlumberger.**<https://www.slb.com/reservoir-characterization/surface-and-downhole-logging/wireline-openhole-logging/ultrasonic-borehole-imager>
- Reaserchegate.net, 2008.**Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs (Mark Tingay, Birgit Muller, J.Reinecker)
- Reaserchegate.net, 2019.**Characterization of 4.2-km-Deep Fractured Granodiorite Cores from Pohang Geothermal Reservoir, Korea (Saeha Kwon, LinmaoXie, Sehyeok Park, Kwang-II Kim), Seoul National University.
- HALLIBURTON.**<https://5.imimg.com/data5/IL/TB/MY-63848056/circumferential-acoustic-scanning-tool-visualization-cast-v.pdf>

Abstract:

The objective of this work is to study the effect of cracks and faults on the Cambrian reservoir in zone 04 located north of Hassi Messaoud , and trying to determine the factors that come into play in determining the indicators of productivity (flow), on the basis of the information and data acquired from the company SONATRACH.

The analysis of all these data shows that the reservoir suffers from a major problem of water arrival directly influencing the oil flows, the result allow to attribute this problem to the presence of a fracture network which conveys the water to the reservoir. An effective solution was proposed at the end, it consists in pumping a gelatinous liquid at the level of the damaged wells in zone 04.

Keywords: fractures, production, zone 04, Reservoir.

Résumé :

L'objectif de ce travail est d'étudier l'effet des fissures et failles sur le réservoir cambrien dans la zone 04 située au Nord de Hassi Messaoud , en essayant de déterminer les facteurs qui entrent en jeu dans la détermination des indicateurs de productivité (flux), à la base des informations et données acquises au près de la société SONATRACH.

L'analyse de l'ensemble de ces données fait ressortir que le réservoir souffre d'un grand problème de venue d'eau influent directement sur les débits d'huile, le résultat permettent d'attribuer ce problème a la présence d'un réseau de fracture qui acheminent l'eau vers le réservoir. Une solution efficace a été proposée à la fin, elle consiste à pomper un liquide gélatineux au niveau des puits endommagés dans la zone 04.

Mots clés : Fractures, production, zone 04, réservoir.

الملخص :

الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير الشقوق و الصدوع على الخزان الكمبري بالمنطقة 04 الواقعة شمال حاسي مسعود وتأثيرها من خلال محاولة تحديد العوامل التي تلعب دورًا في تحديد مؤشرات الإنتاجية (التدفق) ، على أساس المعلومات والبيانات التي تم الحصول عليها من شركة SONATRACH.

يوضح تحليل كل هذه البيانات أن الخزان يعاني من مشكلة كبيرة في الوصول تؤثر بشكل مباشر على تدفقات النفط ، والنتيجة تظهر هذه المشكلة والمتمثلة في وجود شبكة تصدع تنقل المياه إلى الخزان. وتم اقتراح حل فعال في وفي النهاية يتم ضخ سائل هلامي على مستوى الآبار المتضررة بالمنطقة 04.

الكلمات المفتاحية : التشققات و الكسور , إنتاج , المنطقة 04, الخزان.