

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° d'ordre :

N° de série :



جامعة كاسدي مزاب - ورقلة  
Université Kasdi Merbah - Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

## **MEMOIRE**

Pour obtenir le Diplôme de Master  
**Option: Production professionnelle**

Présenté Par :

**OTMANI Rafet, CHETOUHI Aghiles**

### **Thème**

**Analyse de la performance des puits horizontaux  
en percé du gaz à Hassi Messaoud  
(Puits MDZ 509)**

Soutenue le : Mardi 24/05/2016

Devant le jury:

**Président: Mr MILOUDI Mustapha**

Univ. K.M Ouargla

**Examineur: Mr GHARBI Ibrahim**

Univ. K.M Ouargla

**Encadreur :Mr CHETTI Djamel Eddine**

Univ. K.M Ouargla

**2015/2016**

## *Résumé :*

L'étude de la performance des drains horizontaux est d'une importance majeure pour l'exploitation et le management des réservoirs dits non économiques. Vu que le contact entre les roches poreuses et le drain horizontal est beaucoup plus important que dans un puits conventionnel, alors l'écoulement à l'intérieur du drain est très significatif par rapport à la production d'un réservoir d'huile ou de Gaz, surtout dans les champs matures.

Plusieurs paramètres agissent directement sur la performance d'un puits horizontal à étudier.

Les logiciels '**PIPESIME et SAPHIR**', nous ont permis de faire des simulations sur ces paramètres et d'aboutir à des résultats concrets au compte de l'industrie pétrolière.

**Mots clés:** Drain horizontal, performance, PIPESIME, SAPHIR, analyse nodal

## *Abstract:*

The study of the performance of the horizontal wells is of major importance for the exploitation and the management of the not economic reservoirs. Considering the contact between the porous rocks and the horizontal wells is much more significant than in a conventional well, then the flow inside the well is very meaning compared to the production of oil reservoir or Gas, especially in the mature fields.

Several parameters act directly on the performance of a horizontal well should be studied.

The softwares "**PIPESIME and SAPHIR**" enabled us to make simulations on these parameters and lead us to concrete results in the oil industry.

**Key words:** Horizontal drain, performance, PIPESIME, SAPPHIRE, node analysis,

## Dédicace

J'ai l'honneur et le plaisir de dédier ce travail à l'amour de ma vie  
à la meilleur femme sur terre " ma mère ".

Celui qui a fait de moi un homme " mon père "

Que dieu me les protègent

A MES FRERES "ABDELKADER, HICHEM, KOUTAYBA,  
TAKI EDDINE "

A MES SCEURS " NASSIMA (et son mari LOTFI  
Et sa fille IKRAM), CHERIFA ".

À notre promoteur Mr. Chetti Djamel-Eddine  
qui nous a aidé, encouragé et qui nous a donné  
tout ce qu'il a sans réserves.

A Mes tantes

Mon oncle "Messaoud, Taher, Saleh, Bachir, Ahmed "  
et exceptionnellement à ami Mohamed

Mes cousins "Moussa , Mohamed , Haroune ,Abdallah , Baha , Walid ,  
Alla Eddine ,Azedine ,Khaled , Amine, Yaakoubé"

Spécial dédicace a " DORRA"

Mes amis " Ammar, Ramzi, Kamal Ghouli, Nasreddine, Ridha, Adel, Abedellatif "

Et à toute la famille " Otmani " et toute la famille "khelili"  
Et aussi à tous mes collègues de promo qui ont passé avec moi  
toutes ces années mais bon chaque chose à une fin... !

**OTMANI RAFET**

# *DEDICACES*

- *Pour chaque début il y a une fin, et ce qui est beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.*

- *Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années d'étude à:*

- *Ceux qui mérite le plus, ma gratitude et mon grand amour, ceux qui m'ont apporté toujours soutiens et bonheurs dans la vie :*

- *A toi, très chère mère,*

- *A toi très respectueux père,*

*Vous les plus chers de mon cœur, vous qui m'avez entouré de nobles sentiments.*

- *A vous, très chers frères et sœurs.*

- *A tous mes enseignants*

- *A Mes chères amies qui ont montrés le sens de l'amitié.*

- *A ma grande famille.*

## **REMERCIEMENTS**

*En premier lieu, louange à notre DIEU le tout puissant de nous avoir aidé à achever ce modeste travail.*

*En arrivant à ce jour, nous remercions chaleureusement nos chers parents, et ceux dont ne pouvons jamais leur rendre ce qu'ils ont fait pour nous, ceux qui ont su nous conduire dans le bon chemin et la bonne éducation.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre promoteur **Mr. Chetti Djamel-Eddine** et à **Mr. Belaribi Abdesselem**, qui nous ont orientés et soutenus durant l'élaboration de ce travail.*

*Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département des hydrocarbures qui nous ont aidés tout le long de notre cursus universitaire, ainsi que tout le personnel de SONATRACH base IRARA: **MERJOUA Abderaoufe, BOUMALIA Abderahmane, ATILILI Ithadi, DAHBI Mabrouke, AICHI brahim.***

*ENSP: **Adel, Houssine, Ibrahim, Mokrani, Abdo, Mrabite, Omor, Mahdade.***

*EURL-REBO: **Kamal, Omar, Tareke, Walide, Abdelwahabe.***

*Nos derniers remerciements, vont à tous nos amis et ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.*

# Sommaire

Résumé	I
Liste des figures	II
Liste des tableaux	III
Les abréviations	IV
Liste des symboles	V
Introduction générale	1
<b>Chapitre I : GENERALITES SUR LE CHAMP DE HASSI-MESSAOUD</b>	
I-1-Situation du champ de Hassi Messaoud	2
I-1-1- Situation géographique	2
I-1-2- Situation géologique	2
I-1-3- Intéret petrolier	3
I-1-4-Genèse et origine de l'huile	3
I-1-5-Notion de drain et subdivisions du réservoir	4
I-1-6- Description et caractéristiques du réservoir	4
I-1-7-Problèmes d'exploitation du champ	5
<b>Chapitre II : APERÇU SUR LES PUITTS HORIZONTAUX</b>	
II-1-Le forage horizontal	6
II-2- Classification des puits horizontaux	6
II-2-1-Puits en ultra short radius	6
II-2-2-Puits en short radius	7
II-2-3-Puits en medium radius	7
II-2-4-Puits en long radius	7
II-2-5-Les puits multilatéraux	7
II-2-6-Puits inclinés	8
II-3-Différents Profils de forage dirigés	9
II-4-Les avantages et les inconvénients des puits horizontaux	9
II-4-1-Les avantages	9
II-4-2-Les inconvénients	10
II-5-Applications du forage dirigé	10
II-6-Dispositifs d'un profil directionnel	11
II-7-Planification et suivi de la trajectoire	12
II-7-1- Préparation de profil théorique	12
II-7-2- Le profil théorique	12
II-8-La complétion	14
II-8-1-Types de complétion	14
II-8-2-Les considérations à prendre avant la complétion	14
<b>Chapitre III : L'INDICE DE PRODUCTIVITE</b>	
III-1-Expression de l'indice de productivité	15
III-1-1- Couche isotrope	15
III-1-2- Couche anisotropie	16
III-2-Les lois d'écoulements	16
III-2-1-Introduction	16
III-2-2-Géométrie du puits horizontal	17
III-2-4-Définition d'un écoulement	17
III-2-5-Les types des régimes d'écoulement	17
<b>Chapitre IV : ANALYSE DE LA PERFORMANCE DU PUITTS MDZ 509</b>	
IV-1-Analyse de la performance par essais de puits	21
IV-1-1-Introduction sur le Puits MDZ 509	21
IV-1-2-Paramètre de profil du puits MDZ 509	22

IV-1-3- La fiche technique de puits MDZ 509	23
IV-1-4- Caractéristiques géologiques du puits MDZ 509	24
IV-1-5- Les caractéristiques pétrophysiques du puits MDZ 509	27
IV-1-6- Caractéristique du réservoir du puits MDZ 509	27
IV-2- Analyse du test DST du puits MDZ 509	28
IV-2-1- Résultats de test DST du puits MDZ 509	28
IV-2-2- Diagramme de test DST du puits MDZ 509	29
IV-2-3- Matching du modèle et résultats du puits MDZ 509	29
IV-2-4- Résultats de l'interprétation du puits MDZ 509	30
IV-2-5- Analyse du test build up du puits MDZ 509	30
IV-2-6- Premier test de build up après le test DST du puits MDZ 509	30
IV-2-7- Deuxième test du BUILD UP du puits MDZ 509	31
IV-3- L'interprétation du test Build up du puits MDZ 509	31
IV-3-1- Données du puits MDZ 509	31
IV-3-2- Données du test du puits MDZ 509	32
IV-3-3- Matching du modèle et résultats du puits MDZ 509	32
IV-3-4- Diagnostic	33
IV-3-5- Résultats de l'interprétation de test BU du puits MDZ 509	33
IV-4- Test du jaugeage du puits MDZ 509.	33
IV-4-1- Résultats du dernier test de jaugeage du puits MDZ 509	33
IV-4-2- Tableau des puits injecteur voisin au puits MDZ509	37
IV-5- Analyse de la performance du puits MDZ 509 par l'outil FSI	38
IV-5-1- Le résultat de FSI du puits MDZ 509 (11/03/2012)	39
IV-5-2- L'interprétation du FSI du puits MDZ 509	40
IV-6- Simulation par analyse nodale (PIPESIM) du puits MDZ 509	43
IV-6-1- Matching PVT du puits MDZ 509	43
IV-6-2- Inflow et Outflow du puits MDZ 509	45
IV-6-3- Influence de la complétion	45
IV-6-3-1- Complétions sélectives	45
IV-6-3-2- Complétion intelligentes	47
IV-7- La solution au problème de percé de gaz du puits MDZ 509	48
IV-8- Simulation du shut-off du gaz du puits MDZ 509	49
IV-8- Simulation du shut-off du gaz du puits MDZ 509	49
IV-8-1- Analyse avec IPR multi-layer horizontal	49
IV-8-2- L'état actuel du puits MDZ 509	49
IV-8-3- Gain escompte	50
CONCLUSION ET RECOMMANDATION	51
Références bibliographiques	

## LISTE DES FIGURES

Figure I-1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	02
Figure I-2	Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.	03
Figure II-1	Schéma d'un puits horizontal.	06
Figure II-2	Types des puits horizontaux.	07
Figure II-3	Puits multilatéraux.	08
Figure II-4	Slants wells.	08
Figure II-5	Profil d'un puits horizontal.	11
Figure II-6	Profil théorique d'un puits horizontal.	13
Figure II-7	Représentation d'un puits horizontal sur plan horizontal.	13
Figure II-8	Types de complétion des puits horizontaux.	14
Figure III-1	Géométrie d'un puits horizontal.	17
Figure III-2	Premier écoulement radial.	18
Figure III-3	Premier écoulement linéaire.	19
Figure III-4	Écoulement hémi radial.	19
Figure III-5	Écoulement pseudo radial.	20
Figure IV-1	Position du puits MDZ509 et les puits voisins.	21
Figure IV-2	Profil du puits MDZ 509.	22
Figure IV-3	Fiche technique du puits MDZ 509.	23
Figure IV-4	Épaisseurs des formations géologiques du réservoir.	25
Figure IV-5	Épaisseurs des drains du réservoir.	26
Figure IV-6	Carte structurales du puits MDZ 509.	27
Figure IV-7	Pression et température en fonction de temps du test DST du puits MDZ 509.	29
Figure IV-8	Matching du test DST du puits MDZ 509.	29
Figure IV-9	Test de remontée de pression (BUILD UP).	30
Figure IV-10	Historique de production du puits MDZ 509.	32
Figure IV-11	Graphe Log-Log $dp$ et $dp'$ (psi) vs Temps (hr).	32
Figure IV-12	Débit d'huile en fonction de temps du puits MDZ 509.	34
Figure IV-13	Débit du gaz en fonction de temps du puits MDZ 509.	34
Figure IV-14	Débit d'huile et le GOR en fonction du temps du puits MDZ 509.	35
Figure IV-15	Cumul d'huile.	35
Figure IV-16	Pourcentage du cumul d'eau du réservoir.	36
Figure IV-17	GOR du réservoir.	36
Figure IV-18	Plot des débits des puits injecteurs.	37
Figure IV-19	Influence des deux puits injecteurs MD579 et MD489 sur le puits MDZ509.	37
Figure IV-20	Outil de FSI.	38
Figure IV-21	Zones de production du gaz et d'huile du puits MDZ 509.	39
Figure IV-22	Le % de l'huile et le gaz produit par chaque zone du puits MDZ 509.	40
Figure IV-23	L'épaisseur productrice par rapport à l'épaisseur traversée du réservoir.	42
Figure IV-24	Le $R_s$ en fonction de la pression du puits MDZ 509 (plot PIPESIME).	43
Figure IV-25	$B_o$ en fonction de la pression du puits MDZ 509 (plot PIPESIME).	44
Figure IV-26	Viscosité d'huile en fonction de la pression du puits MDZ 509 (plot PIPESIME).	44
Figure IV-27	Analyse nodale du puits MDZ 509 (plot PIPESIME).	45
Figure IV-28	Vanne de circulation à chemise coulissante.	46
Figure IV-29	Packer ECP (External Casing Patch).	46
Figure IV-30	Complétion sélective.	47
Figure IV-31	Complétion intelligente.	48
Figure IV-32	Simulation PIPESIM des drains horizontaux du puits MDZ 509.	49
Figure IV-33	Etat actuel du puits MDZ 509 (PIPESIM).	49
Figure IV-34	Isolation des deux drains produisant du gaz dans le puits MDZ 509.	50
Figure IV-35	Shut-off des zones de gaz du puits MDZ 509 (plot PIPESIM).	50



## LISTE DES TABLEAUX

Tableau II-1	Récapitulatif sur les puits horizontaux	09
Tableau IV-1	Paramètres de profil du puits MDZ 509	22
Tableau IV-2	Epaisseur de formation géologique du puits MDZ 509	24
Tableau IV-3	Intervalles des drains du puits MDZ 509	25
Tableau IV-4	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir	27
Tableau IV-5	Résultats du test DST du puits MDZ 509	28
Tableau IV-6	Test build up du puits MDZ 509 (2001)	30
Tableau IV-7	Test build up du puits MDZ 509 (2007)	31
Tableau IV-8	Données du puits MDZ 509	31
Tableau IV-9	Données du test BU du puits MDZ 509	32
Tableau IV-10	Données du dernier test de jaugeage du puits MDZ 509	33
Tableau IV-11	Données des puits injecteurs	37
Tableau IV-12	Résultats du FSI du puits MDZ 509	39
Tableau IV-13	Qo total et Qg total dans le réservoir	40
Tableau IV-14	Production d'huile et du gaz dans le puits MDZ 509	41
Tableau IV-15	Longueur active de chaque drain du puits MDZ 509	41
Tableau IV-16	Pourcentage de la longueur active du puits MDZ 509	41
Tableau IV-17	Données PVT du puits MDZ 509	43

# Les abbreviations

**Az:** Azimut.

**BU:** Test de build up.

**BUR:** build up rate.

**DST:** Drill stem test.

**GOR:** Gaz Oil Ratio.

**Incl :** Inclinaison.

**KOP:** kick off point.

**L<sub>e</sub>:** longueur de pénétration (productrice) du puits.

**MD:** Measured depth.

**MWD:** Measurement while drilling.

**NE-SW :** Nord est-sud-ouest.

**PH:** Puits horizontal.

**TVD:** Total vertical depth.

**VS:** Le déplacement horizontal total.

Expert PDF Evaluation

# Liste des symboles

A : Aire de drainage ; ft.

a : Le grand axe de la surface de drainage elliptique (ft).

B<sub>O</sub> : Facteur volumétrique d'huile.

β : La racine carrée de l'inverse de l'indice d'anisotropie.

IP<sub>h</sub> : L'indice de la productivité.

Kh : Perméabilité horizontale ; md.

Kv : Perméabilité verticale ; md.

L : La longueur totale du drain ; ft

ΔP : Chute de pressions en psi.

P<sub>G</sub> : Pression de gisement.

P<sub>i</sub> : La pression d'initiation

Q<sub>h</sub> : Débit; bbl/day.

r<sub>w</sub> : Rayon du puits ; ft.

r<sub>eh</sub> : Rayon de drainage d'un puits horizontal; ft.

S : Skin.

μ<sub>0</sub>: Viscosité d'huile ; cp

Le forage horizontal est la technique de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire à partir de la surface jusqu'à la cible qui est « le réservoir ».

À cause de l'augmentation de la consommation de l'énergie fossile dans le monde et de la nécessité de développer des réserves économiquement difficiles à exploiter, cette technique devient de plus en plus utilisée.

Les puits horizontaux sont alors forés dans le but d'augmenter la production d'huile ou de gaz par rapport aux puits verticaux.

Toutefois, la construction de tels ouvrages posent des challenges. Ceux-ci comprennent le choix de complétion, le maintien de productivité, le management des venues d'eau ou de gaz,...etc.

L'objectif de ce travail est d'étudier la performance d'un puits horizontal en percée de gaz.

Pour les besoins de l'étude, on a entamé l'analyse et l'interprétation des différents tests effectués sur le puits MDZ509.

Après diagnostic, on a discuté les solutions adéquates pour éliminer les zones à gaz et on a réalisé une simulation avec le logiciel PIPESIME.

Le présent mémoire est organisé en quatre chapitres :

Le champ de Hassi Messaoud est présenté dans le premier chapitre.

Dans le deuxième chapitre, quelques généralités sur les puits horizontaux (les types, leurs complétions, leurs avantages et leurs inconvénients...etc.) sont exposées.

Les différents écoulements et les équations agissant sur les puits horizontaux sont détaillés au chapitre trois.

L'étude technique de la performance d'un puits horizontal est présentée au chapitre quatre, où les résultats d'analyse des DST, Build-Up et FSI (localisation des venues de gaz, localisation de fracture et la longueur utile effective) sont expliqués avec la simulation par PIPESIM.

Enfin, on a terminé avec une conclusion et quelques recommandations pour rendre le diagnostic et la technique d'élimination des percées de gaz avec multi-layer plus efficace dans le champ de Hassi Messaoud.

## I-1-Situation du champ de hassi messaoud

### I-1-1- Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne (Figure I-1). Il s'étend sur 2500 km<sup>2</sup> .[6]



Figure I-1 Carte géographique du champ de Hassi Messaoud

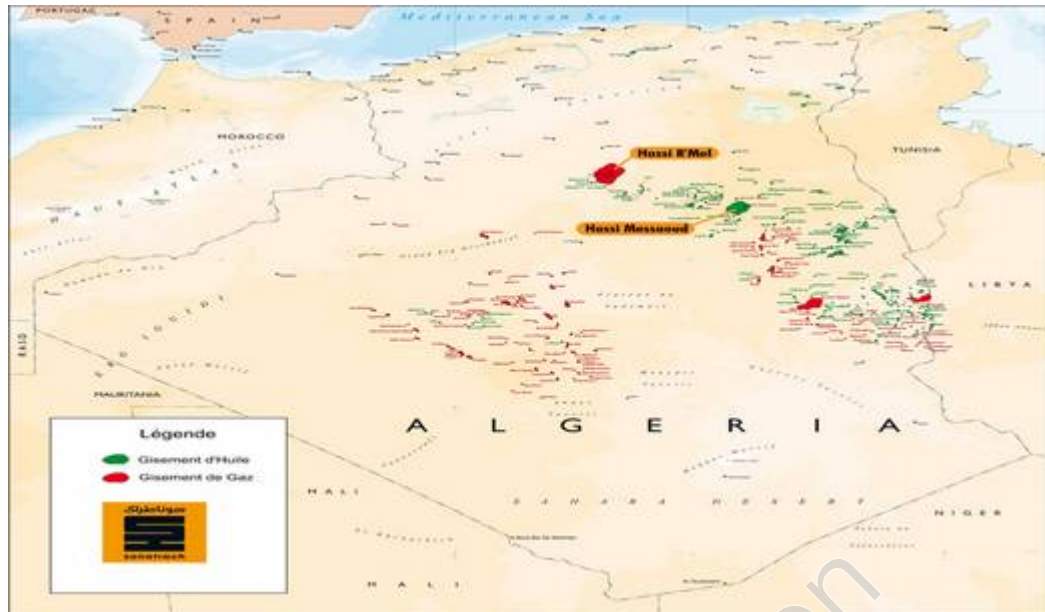
### I-1-2- Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud est limité:

- Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- au Nord par la structure Djammâa-Touggourt .
- à l'Est par les haut-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.



*Figure I-2 Carte geologique du champ de Hassi Messaoud*

### **I-1-3-Intéret petrolier**

Le champ de Hassi-Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm<sup>2</sup>, une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1darcy.

Le réservoir est lié aux grès-quartzétiques du Cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et RI dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus d'une centaine de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.

### **I-1-4-Genese et origine de l'huile**

Le réservoir de Hassi – Messaoud est à 3300 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du cambrien.

Il y a deux sources possibles à propos de l'origine de l'huile de Hassi Messaoud :

- ✓ Les bancs argileux des argiles d'El-Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout de l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures.

✓ L'extension géographique des niveaux, leur importante radioactivité leur confère le rôle de roche mère potentielle ayant généré une grande partie de l'huile.

#### **I-1-5-Notion de drain et subdivisions du réservoir**

La notion des drains a pris naissance à raison d'une correspondance sédimentologique et diagraphique et à la qualité du réservoir.

Le terme de drains, qualifiant des zones ou unités faiblement cimentées à caractéristiques relativement constantes sur l'étendue du champ.

Rappelons que les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes :

- **Niveau R3** : généralement aquifère, sans aucun intérêt pétrolier.
- **Niveau R2** : ne présentant que rarement des qualités réservoirs, dans sa partie supérieure. (19% des réserves). Il ne produit pas directement dans les puits forés dans son toit, mais il alimente le réservoir Ra par un important flux vertical d'huile. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab.
- **Niveau Ra** : réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :
  - Zone I : grossière inférieure subdivisée de bas en haut : Drain D1, Drain ID (Inter Drain) et Drain D2.
  - Zone II : Fine intermédiaire (D3).
  - Zone III : Grossière supérieure (D4).
- **Niveau Ri (D5)** : Grès fin isométrique, zone habituellement très compacte (13% des réserves).

#### **I-1-6-Description et caractéristiques du réservoir[6]**

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias.

L'eau de gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et a une masse volumique de 1,21 g/cm<sup>3</sup> ; Sa viscosité est de 0,45 cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380 m ( $S_w = 100\%$ ), il a envahi partiellement une bonne partie du R2.

Les grès de Hassi Messaoud sont constitués essentiellement de grès anisométriques, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques, elle est la plus productive du réservoir Cambrien situé environ de 3300m à 3500m de profondeur.

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur une verticale et sur un plan.
- La porosité est faible de 5 à 10 %.
- La perméabilité est très faible de moyenne 1 à 2 mdarcy.
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8.
- La viscosité est d'environ 0.2 cp.
- Le facteur volumétrique de fond  $B_o$  est de  $1.7 \text{ m}^3/\text{stdm}^3$  et le  $B_g$  est de  $0.0005 \text{ m}^3/\text{stdm}^3$ .
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile + eau + roche) est égale à  $3,63.10^{-4} (\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$ .
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum.
- La saturation critique en gaz est de l'ordre en 08%.
- La pression de gisement est variable de 120 à 400  $\text{kg}/\text{cm}^2$ .
- La pression de bulle est de 140 à 200  $\text{kg}/\text{cm}^2$ .
- La température est de l'ordre de 118° C.
- Les puits présentent des G.O.R. d'une moyenne de 219  $\text{m}^3/\text{m}^3$  (sauf pour les puits en percée où le G.O.R. peut dépasser 1000  $\text{m}^3/\text{m}^3$  et plus).
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m maximum .
- Cote de référence 3200m.

#### **I-1-7-Problemes d'exploitation du champ:[6]**

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits, dont 884 producteurs d'huile (502 en gas-lift), 152 puits injecteurs, 117 producteurs d'eau.

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrique est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d'injecter le gaz pour les besoins de gas lift.

L'eau injectée n'est pas compatible avec l'eau de formation, il se produit de nouveaux dépôts (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs (D32 par exemple).

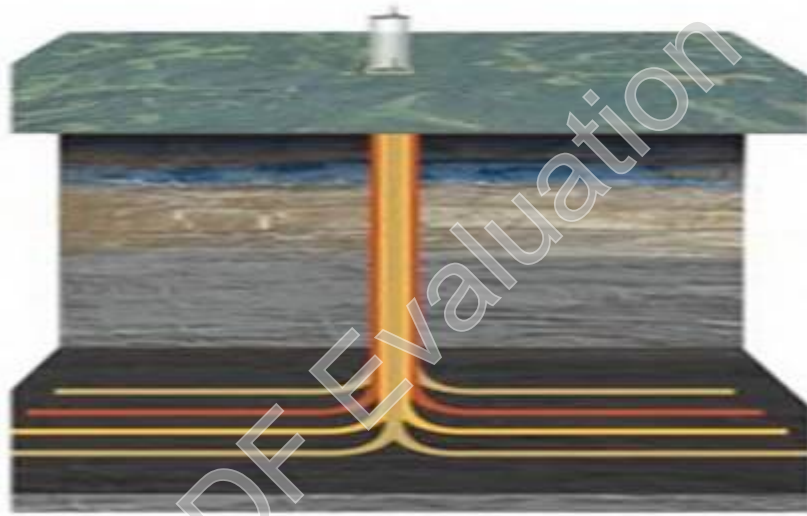
L'injection de l'eau douce se fait en continu pour les puits à forte salinité. Les percées de gaz et d'eau dans les zones soumises à l'injection réduisent considérablement l'index de productivité .



## II-1-Le forage horizontal

Après avoir atteint la profondeur souhaitée par un forage vertical, le forage horizontal consiste à incurver progressivement la direction du forage jusqu'à ce qu'il soit horizontal, puis continue ainsi sur une distance assez longue.

Les technologies permettant d'effectuer ces inclinaisons sont multiples et complexes et impliquent de différents types de sondes et de conception des trajets de forage. Il est possible, à partir d'un forage vertical initial d'effectuer de multiples extensions horizontales (drains) dans des directions différentes. Si chacune de ces extensions fait plusieurs kilomètres de long, la surface couverte par l'ensemble peut être considérable.



*Figure II-1 Schéma d'un puits horizontal*

## II-2- Classification des puits horizontaux [1]

On appelle puits horizontal tous puits qui se terminent par un drain ayant une inclinaison comprise entre  $80^\circ$  et  $100^\circ$ . Parmi les types des puits horizontaux qui peuvent être distingués on cite :

### II-2-1-Puits en ultra short radius

Ces puits ont une longueur de drain inférieure à 200 ft, avec un build up rate de 45 à  $60^\circ/\text{ft}$ , un rayon de tubing de 1,25 à 2,5" et un rayon de courbure de 1 à 2 ft.

Ce type de puits nécessite des équipements spécifiques comme des garnitures articulées. Il est foré par water jets et généralement utilisé pour l'injection de la vapeur d'eau.

### II-2-2-Puits en short radius

Ce type a un rayon de tubing de 4 ¾ à 6" et un rayon de courbure compris entre 20 et 40 ft. La longueur du drain varie entre 250 et 450ft et son build up rate est entre 2 et 5°/ft.

### II-2-3-Puits en medium radius

La longueur du drain de ce puits varie entre 500 et 3000 ft avec un rayon de courbure de 300 à 700 ft respectivement et un build up rate de 8 à 20°/100 ft. Son rayon de déviation nous facilite la descente du casing et nous donne la possibilité d'intervenir sur le fond.

### II-2-4-Puits en long radius

Ce type de puits à un rayon de courbure de 1000 à 3000 ft avec une longueur du drain de 1000 à 4000 ft et un build up rate de 1 à 6°/100ft.

Tous les types de complétion ainsi le logging, l'échantillonnage et la stimulation sont réalisables. Ils permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnel.

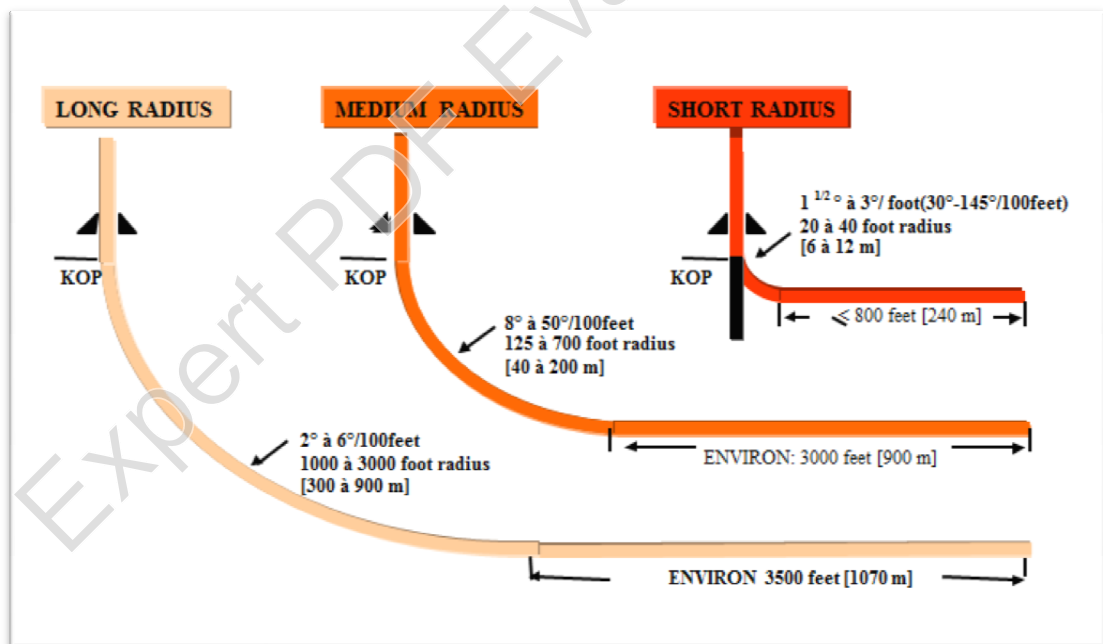


Figure II-2 Types des puits horizontaux

### II-2-5-Les puits multilatéraux

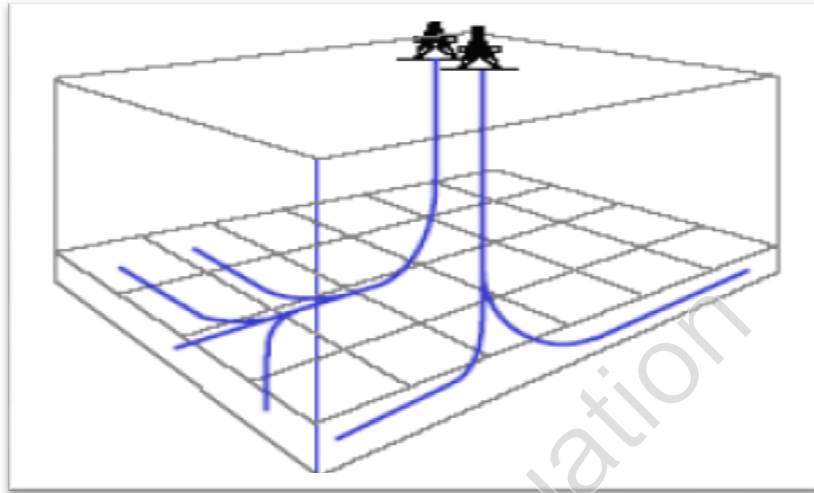
Ce sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer plusieurs drains horizontaux à partir d'un seul drain qui peut être vertical, dévié ou horizontal.

Ces puits permettent d'exploiter plusieurs couches en forant un seul puits à la surface.

Il existe de nombreux types des puits multilatéraux, par exemple :

Un puits vertical avec des branches horizontales.

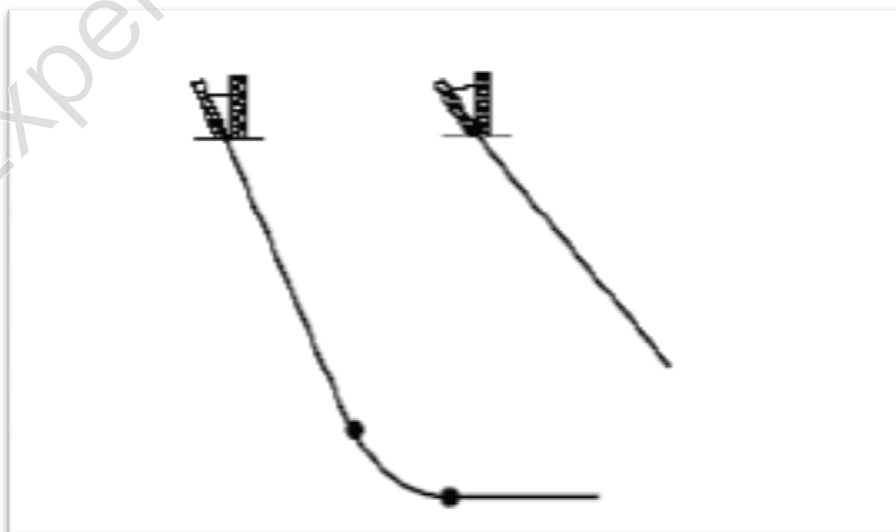
Un puits dit « *arête de poisson* » ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal.



*Figure II-3 Puits multilatéraux*

#### II-2-6-Puits inclinés

C'est un puits foré avec une inclinaison dès la surface. Ce type nécessite d'avoir en surface un appareil de forage spécial appelé « tilt ou slantrig ». L'angle d'inclinaison varie d'un puits à un autre et peut atteindre le maximum avec 45°. L'utilisation des puits inclinés permet d'exploiter les horizons peu profonds.



*Figure II-4 Slants wells*

Tableau II-1 Récapitulatif sur les puits horizontaux

Type	Rayon de déviation	BUR	Diamètre du trou	Longueur du drain	complé- tion
Ultra shore	3 à 14	4 à 20°/ft	-	100 à 200	Tubing perforé
Short radius	Rotary	16	1° à 3.5°/ft	- 350 à 450	-Open hole -Slotted liner
		35			
	Mud Motors	40		- 350 à 450	
		57			
Medium radius	300	8° à 20°/100ft	4 <sup>1/2</sup> 6 8 <sup>1/2</sup> 9 <sup>7/8</sup>	500 à 1000	-Open hole -Slotted liner -Liner perforé
	300			1000 à 2000	
	400 à 800			1000 à 3000	
	300			-	
Long radius	1000 1000 à 2500	2° à 6°/100ft	8 <sup>1/2</sup> 12 <sup>1/4</sup>	1000 à 3000	Slotted liner avec des perforations

### II-3-Différents Profils de forage dirigés

La forme d'un puits entre la surface et la ou les cibles est appelée profil du puits.

Les profils classiques sont:

- Puits en J.
- Puits en S.
- Puits à double montée.
- Puits horizontaux.
- Puits à long départ
- Puits inclinés dès la surface.
- Puits de ré-entrée.
- Puits multilatéraux.

### II-4-Les avantages et les inconvénients des puits horizontaux [2]

#### II-4-1-Les avantages

- ✓ Permet le développement d'un champ qui ne peut pas être exploité commercialement (réservoirs à faible perméabilité) par les puits verticaux.
- ✓ Permet l'augmentation de la production et cela en augmentant la surface de contact.
- ✓ Améliorer le taux de récupération des réserves avec un meilleur drainage de la couche productrice.

✓ Permet de réduire la vitesse du fluide donc réduire les venues sable et le phénomène de la turbulence (surtout dans le gisement de gaz à forte perméabilité).

✓ Ils peuvent être appliqués dans la récupération assistée surtout pour la récupération thermique.

✓ Réduire les problèmes de coning d'eau et de gaz.

#### **II-4-2-Les inconvénients**

##### ***a. Le coût additionnel :***

Le coût d'un forage horizontal est plus grand qu'un forage vertical puisque le temps de forage est important et le drain nécessite plus d'outils, et l'utilisation d'un moteur MWD pour le contrôle de la trajectoire.

Le coût additionnel est proportionnel à la profondeur et au type de complétion et sa position (onshore, offshore).

##### ***b. les risques opératoires***

Les puits horizontaux présentent au cours de leurs réalisations un risque opératoire et des difficultés supplémentaires :

- Pour atteindre la cible :

Il est généralement très difficile de cibler la couche avec une tolérance étroite.

- Le nettoyage du puits :

Lors du forage, on peut avoir l'accumulation des déblais à la partie horizontale, donc il faut avoir un fluide qui assure la remontée de ces derniers jusqu'à la surface pour avoir un bon nettoyage.

- Le comportement des formations et leurs instabilités :

Le comportement varie selon la formation et l'instabilité des drains horizontaux posent beaucoup de problèmes dans les formations non consolidées.

La stabilité de certaines formations diminue fortement lorsque l'inclinaison augmente.

#### **II-5-Applications du forage dirigé [2]**

Les applications du forage dirigé sont multiples et de plus en plus nombreuses.

Parmi les principales applications on peut citer:

- Puits d'interception (Relief Wells).
- Forage latéral (Side-track).
- Forages dirigés pour raisons géologiques.
- Forage de drainage.
- Emplacements de surface impraticables.
- Plates-formes de production à puits multiples.

Autre applications des puits horizontaux :

- ✓ Dans les réservoirs naturellement fracturés.
- ✓ Réservoirs multicouches.
- ✓ Couches minces.
- ✓ Réservoirs à faible perméabilité.
- ✓ Réservoir à forte perméabilité.
- ✓ Formation compacte.
- ✓ Formations non consolidées.
- ✓ Récupération assistée.
- ✓ Coning du gaz et de l'eau.
- ✓ Réservoirs d'huile lourde.

## II-6-Dispositifs d'un profil directionnel

Le profil d'un puits directionnel est la trajectoire prévue de la surface au TD final en le projetant sur deux plans afin de déterminer le meilleur profil (géométrie) de la surface à la cible, les paramètres suivants doivent être connus :

- La position de la tête de puits.
- La position de la cible.
- La profondeur verticale (TVD).

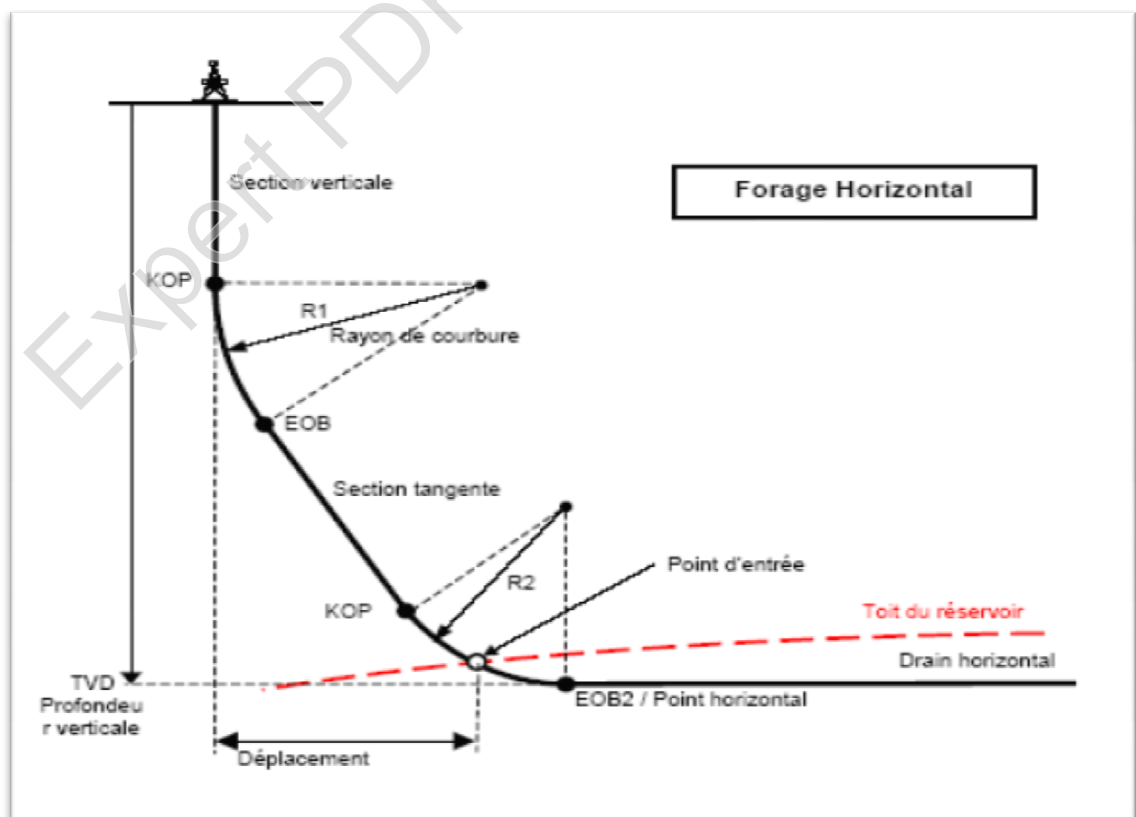


Figure II-5 Profil d'un puits horizontal

## II-7-Planification et suivi de la trajectoire

### II-7-1- Préparation de profil théorique

La détermination du profil d'un puits dépend essentiellement de nombreux paramètres et doit répondre à des exigences à la fois géométriques et parfois techniques, on peut citer :

#### *A- Le déplacement horizontal requis au point d'entrer :*

Le déplacement horizontal minimal est égal au rayon de courbures (déviation) d'un puits à un rayon de courbures simple.

Un long déplacement rendre obligatoire le forage d'une section tangentielle et donc un kick off (KOP) relativement haut.

#### *B- la longueur du drain horizontal :*

La longueur du drain horizontal dépend essentiellement des caractéristiques de production.

#### *C- Capacité à permettre des gradients importants :*

C'est la capacité du matériel de déviation (moteur de fond).

#### *D- les pertes :*

Ce sont les pertes partielles ou totales qui peuvent conduire à modifier le programme de forage.

#### *E- La nature du réservoir :*

La nature du réservoir influe sur :

- La détermination de fluide de forage (nettoyage, risque d'endommagement).
- La stabilité de la paroi.
- La longueur du drain.

### II-7-2- Le profil théorique

Généralement, la trajectoire théorique d'un puits horizontal est composée de deux plans :

#### *Le plan vertical :*

Dans lequel on trouve la profondeur et ainsi le déplacement, ce plan comporte généralement :

- Une partie verticale.
- Une partie courbe (build up).
- Une partie horizontale : C'est la section verticale vers l'azimut choisi.

Un profil théorique vertical est défini par quatre paramètres à savoir :

- **TVD:** « Total Vertical Depth » : C'est la distance verticale séparant la tête du puits de la cible.
- **U ou Vs:** Le déplacement horizontal total.
- **KOP:** (Kick off point) Le point où le puits quitte la verticale.
- **BUR:** Le gradient d'inclinaison de la déviation (build up rate).

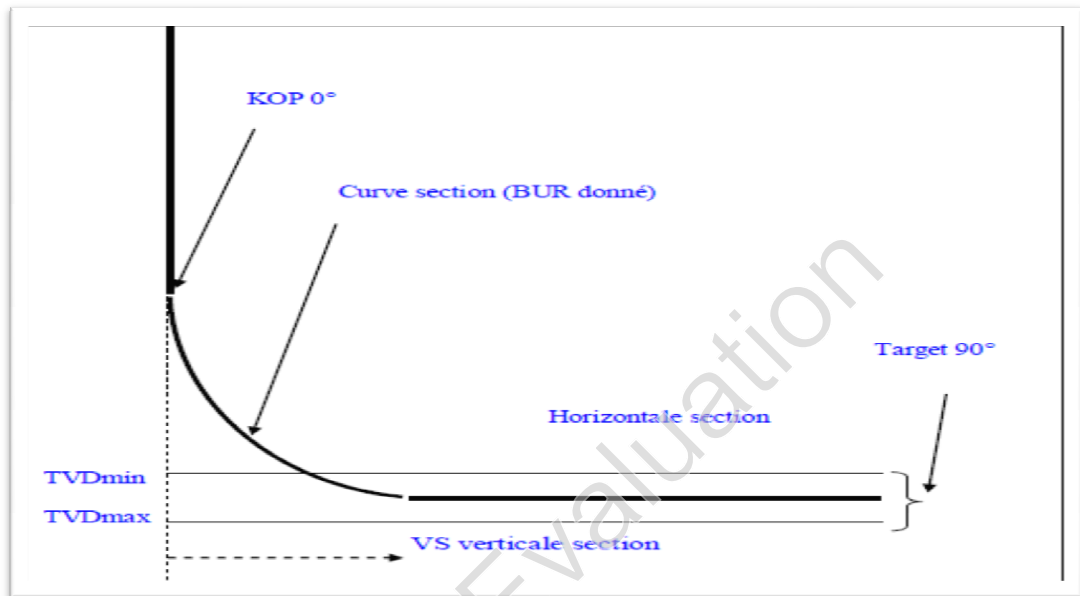


Figure II-6 Profil théorique d'un puits horizontal

#### Le plan horizontal :

Dans ce plan, on représente la position du puits dans un plan horizontal par rapport au Nord en indiquant l'azimut dans ce dernier. Exemple : Un puits qui a un déplacement horizontal de 600 m, un azimut de  $45^\circ$  sera présent comme suit :

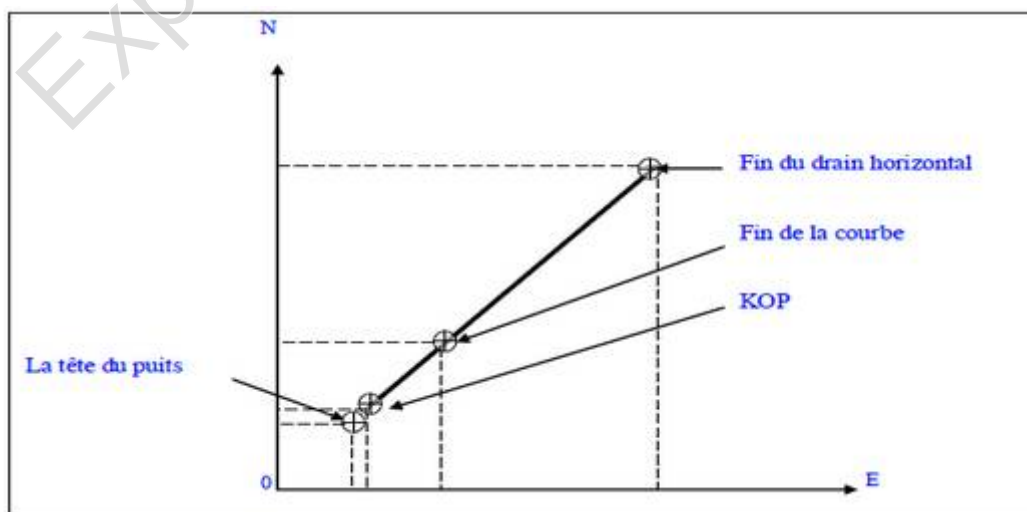


Figure II-7 Représentation d'un puits horizontal sur plan horizontal



**II-8-La complétion [1]**

Le choix du type de complétion joue un rôle très important dans la performance de production des puits horizontaux.

**II-8-1-Les considérations à prendre avant la complétion**

- La nature des roches et de la formation.
- La nature des fluides en place.
- L'alimentation du gisement.
- Type de forage.
- Fluide de forage.
- La stimulation.

**II-8-2-Types de complétion :**

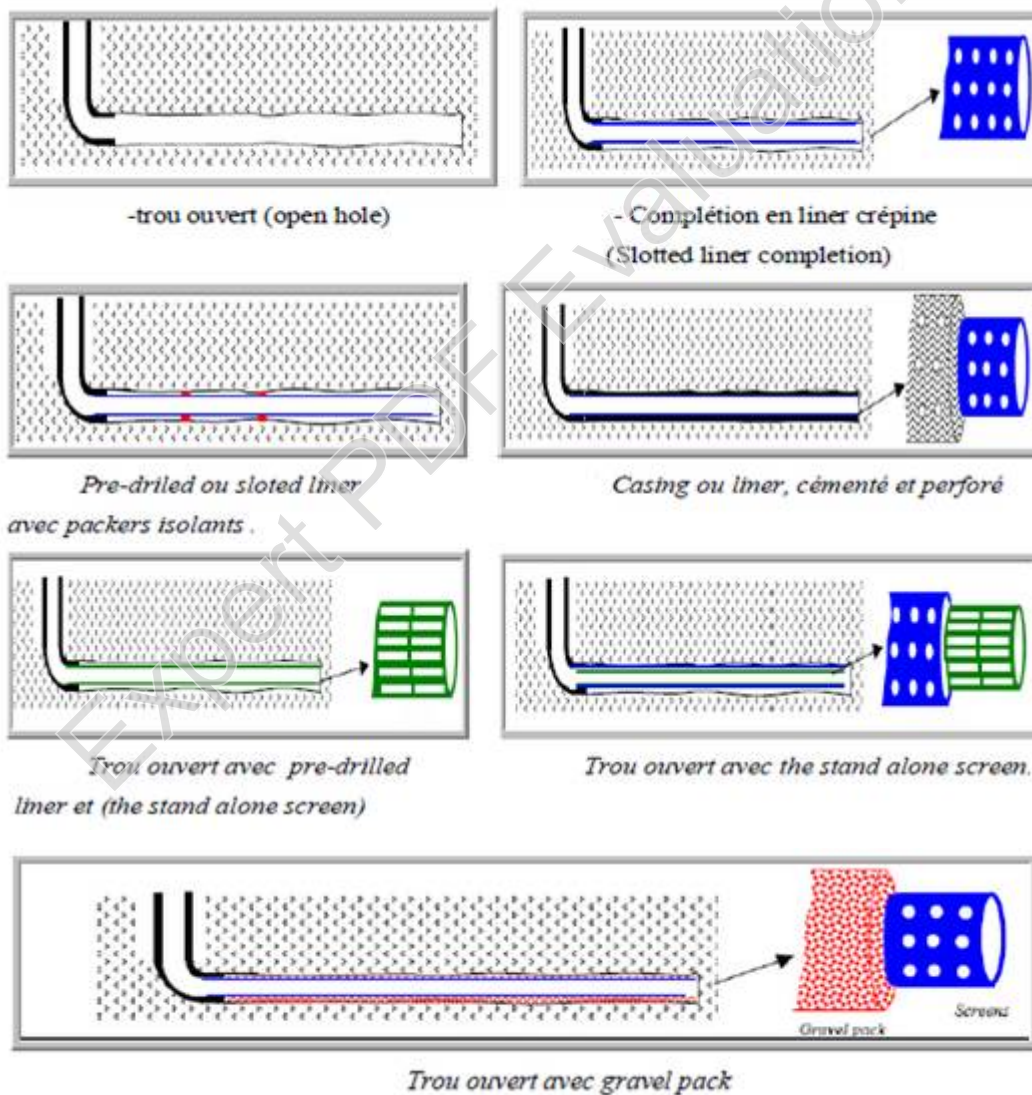


Figure II-8 Types de complétion des puits horizontaux

**III-1-Expression de l'indice de productivité [3]**

Le but essentiel du 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. L'expression de l'indice de productivité se donne comme suite :

$$IP_p = \frac{Q_p}{\Delta P} \quad (III-1)$$

$IP_p$  : Indice de productivité d'un puits horizontal.

$Q_p$  : Le débit d'un puits horizontal.

$\Delta P$  : Différence de pressions.

**III-1-1- Couche isotrope**

❖ Selon Joshi :

$$IP_p = \frac{P \cdot P P P P P P \cdot \frac{P_p \cdot P}{\mu_p \cdot P P}}{IP_p \frac{P P P P P P P (\frac{P}{P})^P}{P} P P P P P P P (P / P P_p)} \quad (III-2)$$

Où :

$IP_h$  : Indice de productivité d'un puits horizontal.

a: Air de drainage horizontal (à une forme elliptique).

L : Longueur du drain, ft.

H : Hauteur du drain, ft.

$\mu_0$  : Viscosité du fluide, cp.

$r_w$  : Rayon du puits, ft.

$k_h$  : Perméabilité horizontale, md.

$B_0$  : Facteur volumétrique du fond b/st.

❖ Si le puits est excentré :

L'expression  $IP_p$  devient

$$IP_p = \frac{P \cdot P P P P P P \cdot \frac{P_p \cdot P}{\mu_p \cdot P P}}{IP_p \frac{P P P P P P P (\frac{P}{P})^P}{P} P P P P P P P (\frac{P}{P})^P \delta^P}{P \cdot \frac{P P P P P P P}{P}} \quad (III-3)$$

Où :

$\delta$  : l'excentricité d'un puits horizontal

$$h < P < 1.8 P_p$$

III-1-2- Couche anisotrope

Joshi a proposé plusieurs équations dans le cas d'un réservoir anisotrope telle que :

$$IP_P = \frac{P.PPPPPP \cdot \frac{P_P.P}{\mu_P.P_P}}{IP_P \frac{P_P P_P P_P P_P (\frac{P}{P})^P}{P} PP P_P^P PIP_P \frac{(\frac{P}{P})^P P_P \delta^P}{P(\beta)P.P_P}} \quad (III-4)$$

$$IP_P = \frac{P.PPPPPP \cdot \frac{P_P.P}{\mu_P.P_P}}{IP_P \frac{P_P P_P P_P P_P (\frac{P}{P})^P}{P} PP P_P^{\beta P} PIP_P [\beta P / PP_{\omega}]} \quad (III-5)$$

$$IP_P = \frac{P.PPPPPP \cdot \frac{P_P.P}{P_P.P_P}}{IP_P \frac{P_P P_P P_P P_P (\frac{P}{P})^P}{P} PP P_P^P PIP_P [P / PP_P]} \quad (III-6)$$

$P$  : facteur d'anisotropie =  $P \frac{P_P}{P_P}$  (III-7)

$P \cdot h < P < 1.8P_P$  Et  $P < h/2$

❖ Si le puits est centré dans un plan vertical :

$$IP_P = \frac{P.PPPPPP \cdot \frac{P_P.P}{P_P.P_P}}{IP_P \frac{P_P P_P P_P P_P (\frac{P}{P})^P}{P} PP P_P^{\beta P} PIP_P (\beta \frac{P}{P})^P P_P \beta_P \cdot \delta_P / (\beta.P \cdot \frac{P_{\omega}}{P})P} \quad (III-8)$$

III-2-Les lois d'écoulements [3]

III-2-1-Introduction

L'interprétation des données de test d'un puits horizontal est plus compliquée que celle d'un puits vertical du fait que la géométrie de l'écoulement est en 3 D. Plusieurs régimes d'écoulement peuvent potentiellement avoir lieu pendant un essai, et on doit en tenir en compte dans l'interprétation.

L'effet de capacité et du skin sont tous important et peuvent perturber l'identification des régimes d'écoulement.

Dans un puits vertical on ne s'intéresse qu'à la perméabilité horizontale et à la hauteur nette, en revanche dans un puits horizontal on doit considérer la géométrie détaillée du réservoir et les valeurs de la perméabilité dans les trois directions.

III-2-2-Géométrie du puits horizontal

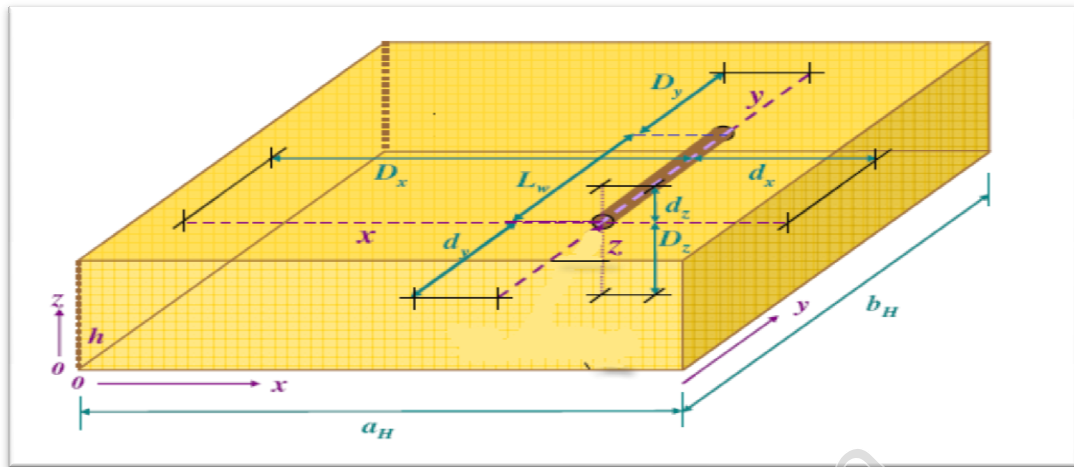


Figure III-1 Géométrie d'un puits horizontal

Les différents types des régimes d'écoulement des puits horizontaux dépendent de la géométrie du réservoir et des puits.

Les paramètres caractérisant la nature d'un puits horizontal sont :

- L'anisotropie : le rapport entre la perméabilité verticale et horizontale =  $(K_v/K_h)^{1/2}$ .
- La relation entre la position du puits et la hauteur de la formation  $Z_w/h$ .
- Le rapport de pénétration de longueur effectif et la hauteur de la formation  $L_w/h$ .

III-2-3-Définition d'un écoulement

Un écoulement peut être défini comme le déplacement des particules matérielles d'un fluide les unes par rapport aux autres vers la pression la plus bas.

III-2-4-Les types des régimes d'écoulement

❖ **Early-time radial flow** : le premier écoulement radial (verticale dans le plan xy) :

Dans une période quelconque l'écoulement des fluides est radial dans un plan vertical et perpendiculaire au drain.

Dans ce genre d'écoulement elliptique puis circulaire on constate qu'il n'y a pas des limites ni des failles qui perturbe le sens du drainage au abord du puits.

La différence des pressions est donnée par :

$$P_p - P_{pP} = \frac{PPP.PP \mu P}{P(P_P P_P)P_P} R \log P \frac{P(P_P P_P)P}{P \mu P P_P^2} P - 3.227 + 0.868SP \text{ (III-9)}$$

Ou :

Pi : Pression initial ou du gisement, psi.

Pwf : Pression du puits, psi.

- Kx : Perméabilité dans le plan x, md.
- Kz : Perméabilité dans le plan z, md.
- Q : Débit, bbl.
- t : Temps, h.
- Ct : Compressibilité totale.
- Lw : Longueur du puits, ft.
- S : Skin

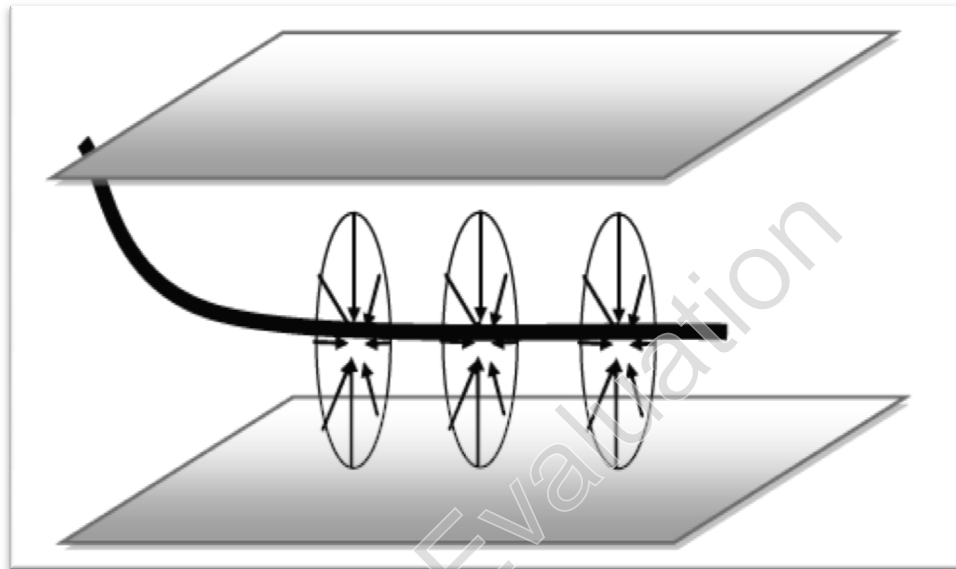


Figure III-2 Premier écoulement radial

❖ **Early-time linear flow** : Le premier écoulement linéaire :

On observe entre les deux régimes d'écoulement radial, un troisième régime d'écoulement linéaire qui peut avoir lieu, en l'absence des limites ou d'une roche non poreuse.

Lorsque la pression transitoire atteint les limites supérieures et inférieures, et la formation géologique est considérablement épaisse et l'anisotropie est très petite, le régime sera perturbé, on aura une autre pression.

La différence de pressions durant la période de l'écoulement est donnée par :

$$P_p - P_{pP} = \frac{P.P.P.P.P.P}{P_p P} P \frac{\mu P}{P_p \phi P_p} + \frac{P.P.P.P.P.P \mu}{P_p P P_p P_p} (S + S_p) \quad \text{(III-10)}$$

Ou :

Sc : Skin de complétion.

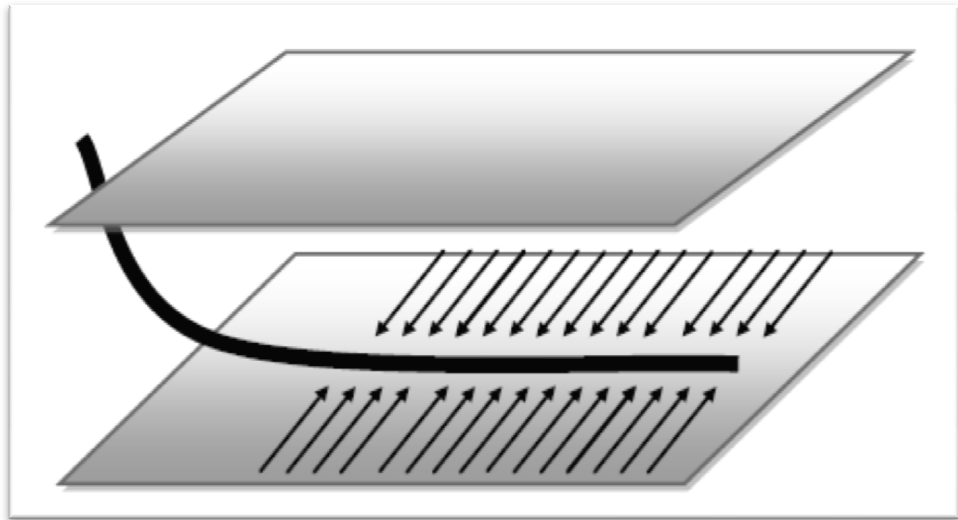


Figure III-3 Premier écoulement linéaire

❖ **Pseudo-Radial flow**(écoulement intermédiaire) :

En conséquence au régime d'écoulement early time radial, on peut avoir une période intermédiaire pour l'écoulement radial lorsque le puits est localisé proche de l'une des limites supérieures ou inférieures.

Ce régime est connu par le régime d'écoulement hémiradial.

Si la longueur de drain est suffisamment petite comparée à la taille de réservoir (hauteur), le régime d'écoulement peut se développer dans des derniers temps.

La différence des pressions durant la période de l'écoulement est donnée par :

$$P_p - P_{pP} = \frac{P_{pp} P_{pP} \mu P}{P (P_p P_p) P_p} h \log P \frac{P (\overline{P_p P_p}) P}{P \mu P_p P_p^2} P - 3.227 + 0.868 SP \quad (III-11)$$

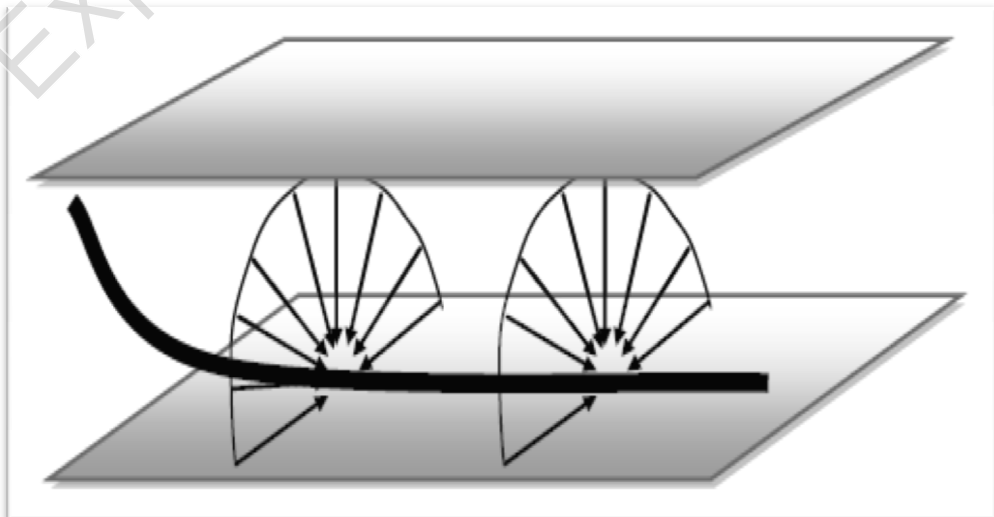


Figure III-4 Ecoulement hémiradial

❖ **Late time radial flow** (Dernier écoulement radial (horizontal dans le plan xz):

L'influence de la limite supérieure et inférieure peut causer un autre régime d'écoulement radial dont l'axe d'écoulement est vertical.

- L'écoulement est radial dans le plan horizontal tout le long du drain.
- On peut avoir ce type d'écoulement lorsque le rayon d'investigation est grand relativement à la longueur du drain.

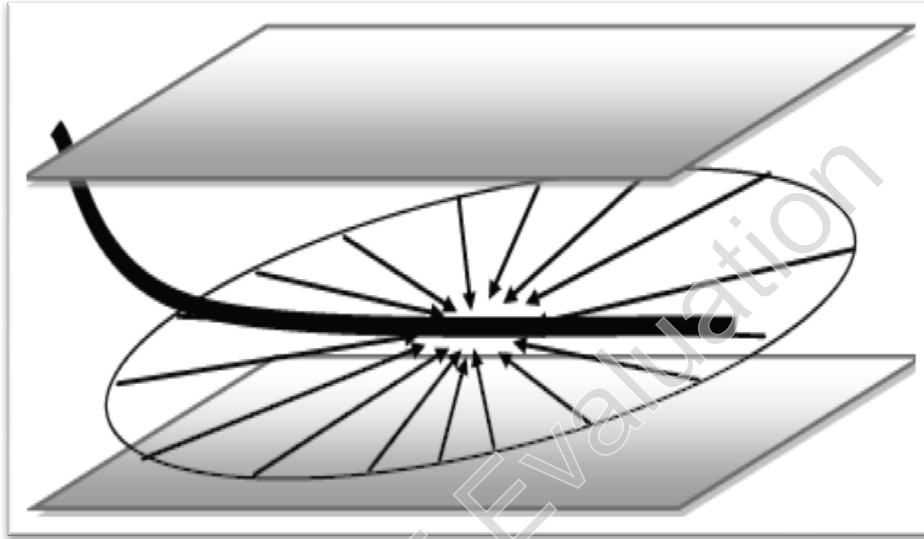


Figure III-5 Ecoulement pseudo radial

❖ **Late time linear flow** (Dernier écoulement linéaire) :

Pour les réservoirs à largeur limitée (finie), il peut exister une seconde période d'écoulement linéaire.

Cette période d'écoulement est présente lorsque la pression transitoire atteint l'extrémité latérale et l'écoulement dans cette direction deviennent pseudo-permanent.

La réponse de pression dans cette période est donnée d'après Goode et Thambynayagam par :

$$P_p - P_{pP} = \frac{P_{ppppp}}{P_p P} P \frac{\mu P}{P_p P_p \phi} + \frac{PPP.PPP\mu}{P_p P P_p P_p} P S_p + S_p + \frac{P_p}{P_p} S_P \quad (III-12)$$

Ou :

$S_p$  : Skin de perforation.

$\phi$  : Porosité.

$b_h$  : Anisotropie

## IV-1-Analyse de la performance par essais de puits (Well test):

### IV-1-1-Introduction sur le Puits MDZ 509 : [7]

MDZ 509 est un puits de la zone 20 A du champ Hassi Messaoud, foré et complété (open hole) en Mars 2000 avec un diamètre de 4''1/2. Il a donné lors de son DST un débit d'huile de 8.96 m<sup>3</sup>/h, un IP de 1.79 et une pression de gisement de 224.49 kgf/cm<sup>2</sup>.

Mis en service le 24/04/2000 avec un débit d'huile de 12.25m<sup>3</sup>/h et un GOR de 203 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Le puits est situé entre 5 puits injecteurs de gaz MD578, MD123, MD225, MD489, et MD159.

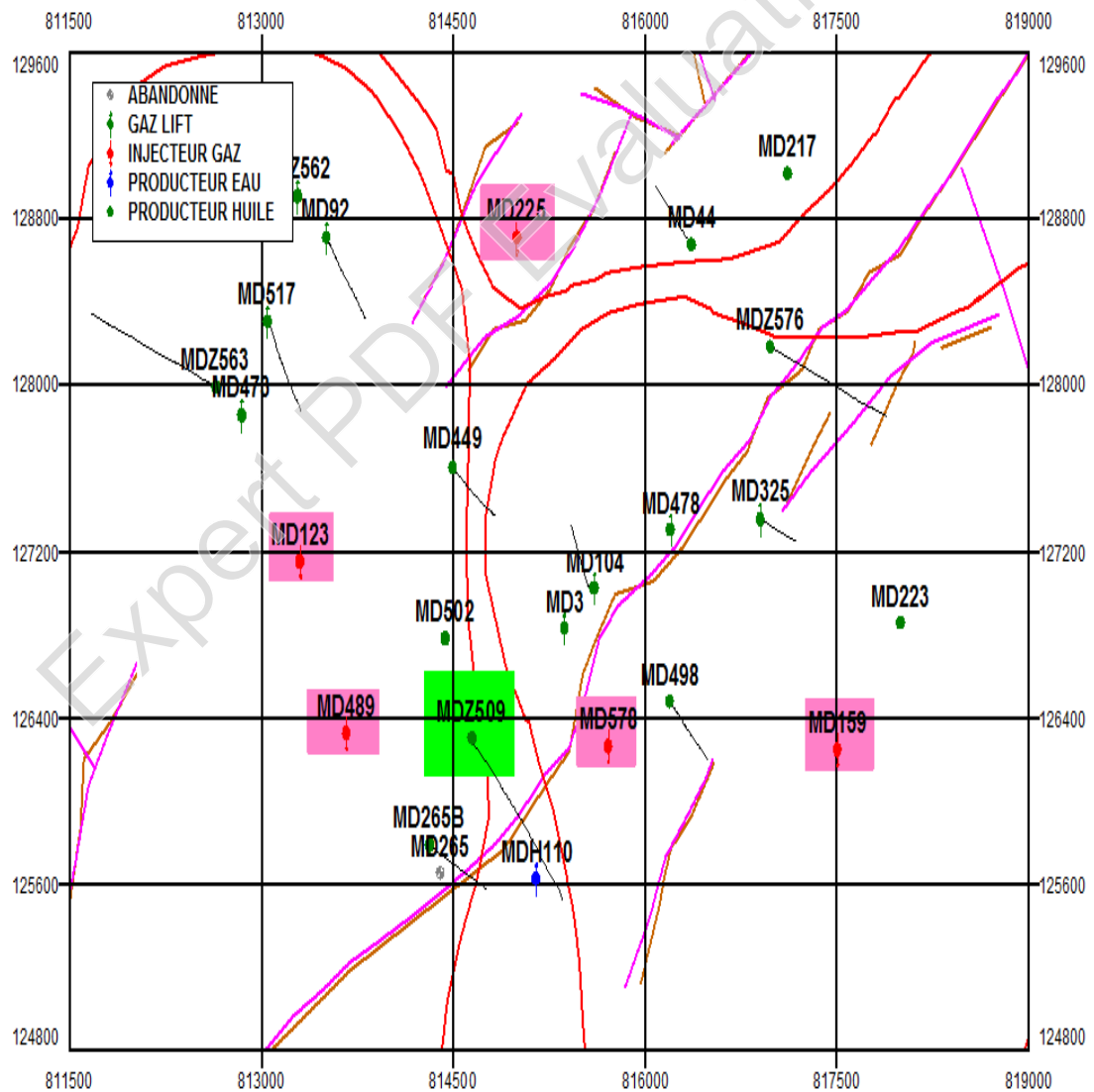


Figure IV-1 Position du puits MDZ509 et les puits voisins



IV-1-2-Paramètre de profil du puits MDZ 509 : [5]

Tableau IV-1 Paramètres de profil du puits MDZ 509

Puits	ZONE	Longueur de reservoir m (MD)	Les drains traversés	Azimet (deg)	Incl (deg)	Kop (m)	VS (m)	MD (m)	TVD (m)
MDZ 509	20 A	900	D2-ID-D1-Z PSG-R2	N 152	81.50	3018	1048.39	4278	3402

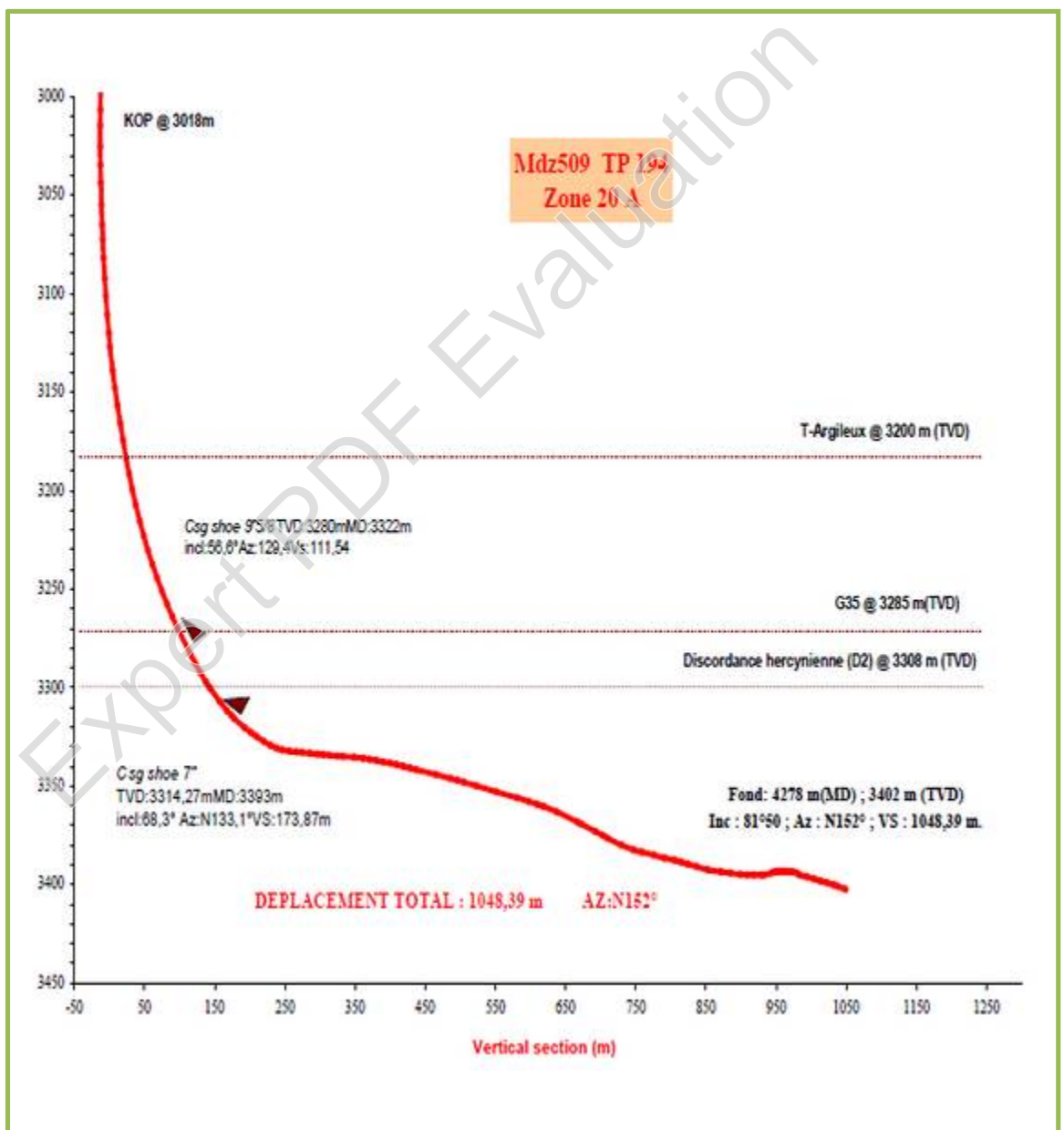


Figure IV-2 Profil du puits MDZ 509

IV-1-3- La fiche technique de puits MDZ 509 : [5]

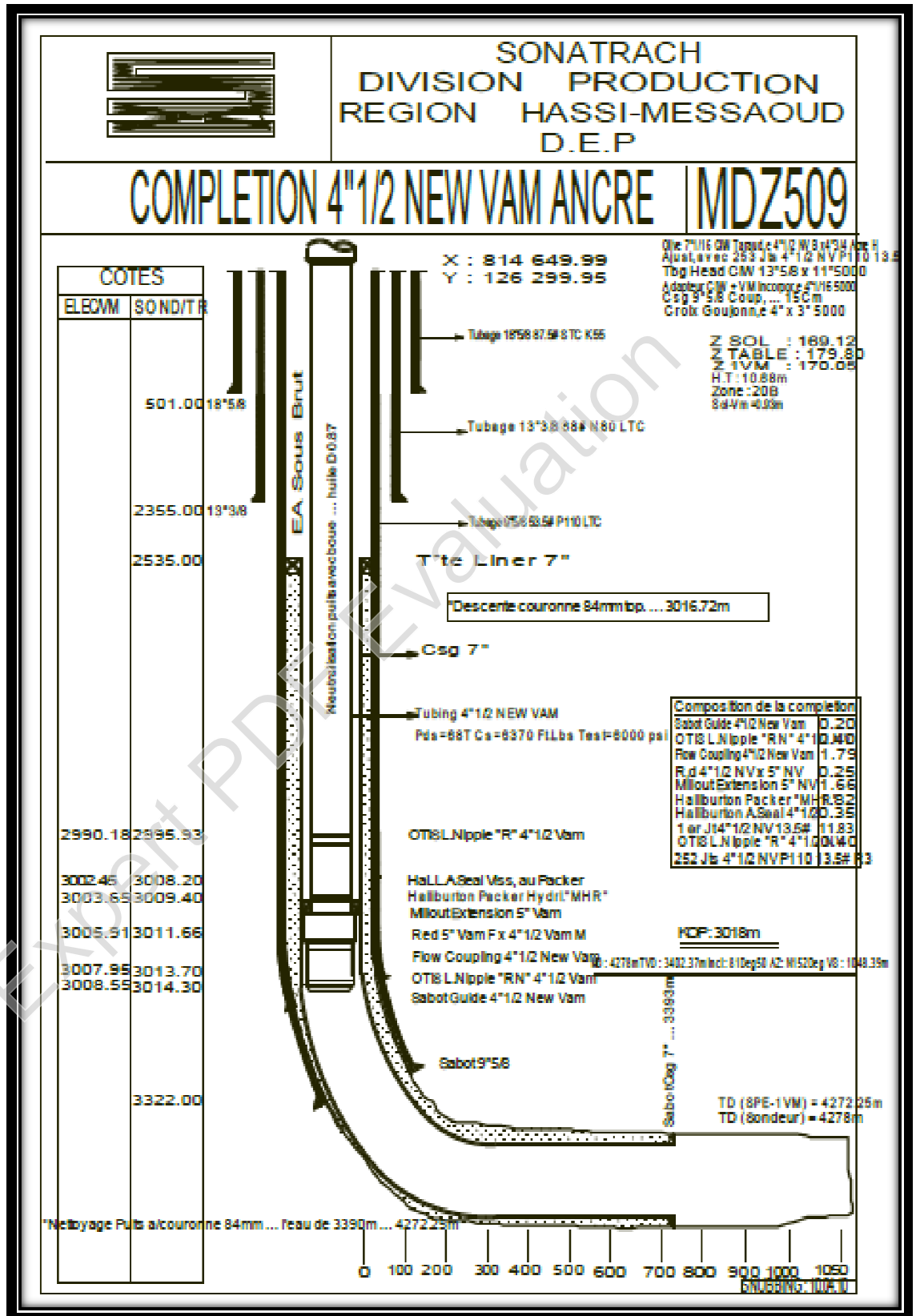


Figure IV-3 Fiche technique du puits MDZ 509

## IV-1-4- Caractéristiques géologiques du puits MDZ 509 [6]

## a-Type de complétion :

- Complété en 4'' 1/2, réservoir en open hole (voir la fiche technique du puits).
- les drains traversés : D2, ID, D1, Z\_PSG, et une partie du haut du R2.

## b-Tableau des épaisseurs de formation traversées au cours du forage :

Tableau IV-2 Epaisseurs des formations géologiques du puits MDZ 509

Numéro de formation	Formation	Epaisseur
1	Eocène	439
2	Sénonien	139
3	Turonien	105
4	Cénomanién	160
5	Albien	351
6	Aptien	26
7	Barrémien	285
8	Néocomien	167
9	Malm	227
10	dogger	494
11	LD2	42
12	LS2	96
13	TS1	44
14	TS2	205
15	G10	0
16	G35	0
17	Discord	0
18	D2	25
19	RA	100
20	ID	28
21	D1	26
22	Z_PSG	4
23	R2	50
24	R250	0

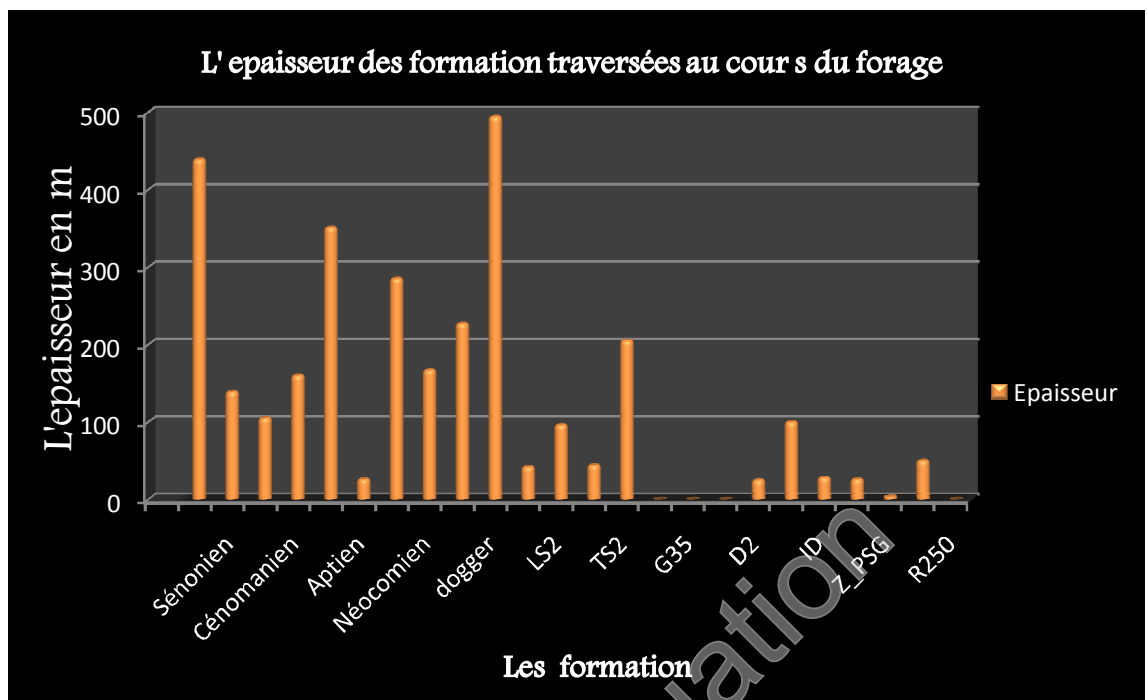


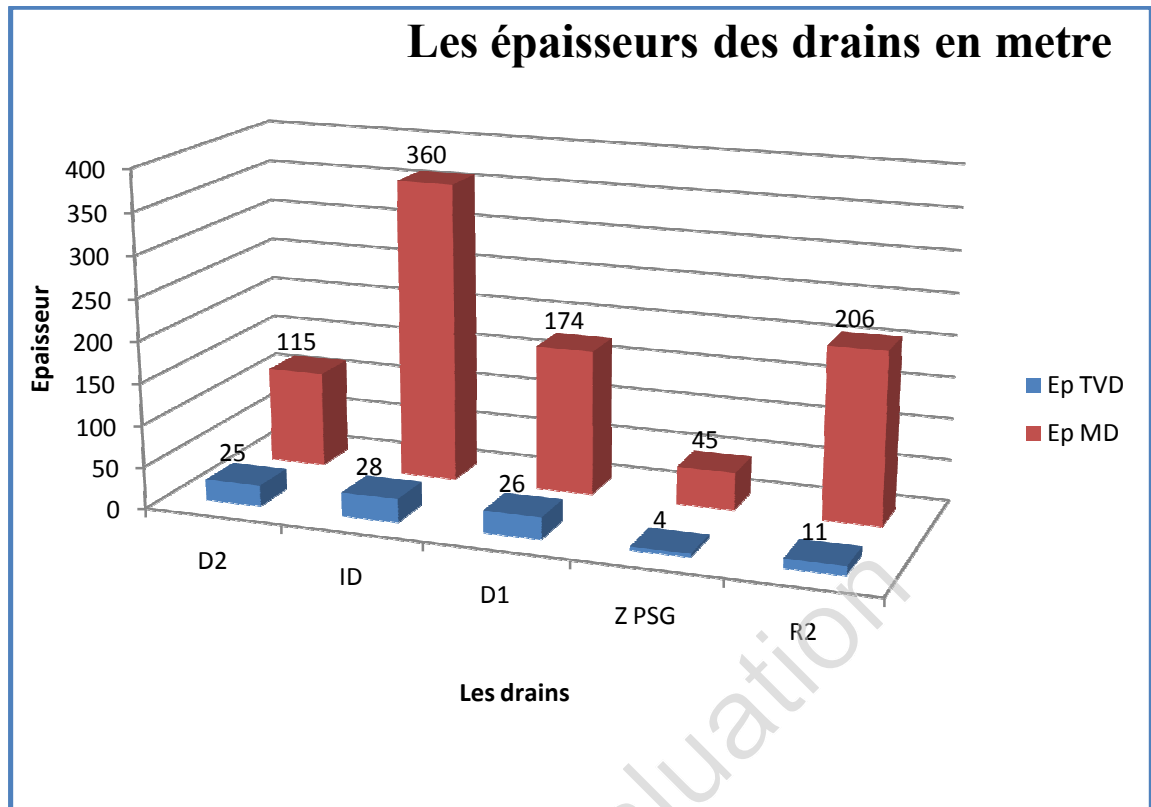
Figure IV-4 Epaisseurs des formations géologiques du réservoir

c- Les drains : [5]

Le tableau ci-dessous représente les différents intervalles des drains dans le réservoir et l'épaisseur de chaque drain.

Tableau IV-3 Intervalles des drains du puits MDZ 509

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - ELAM				
DRAIN	TOT (metres)	MUR	CPAIS. (m)	CPAIS. CIT (m)	PERMCA. (md)	PIEC. (%)	S <sub>o</sub> (%)	S <sub>w</sub> (%)	SILT. (m)	INTER. INTER	CPAIS. CIT (m)	PIEC. (%)	S <sub>w</sub> (%)	VCL (%)
D2	3178 --- 3494		115		RESERVOIR	COMPACTEMENT	FORF							
	TVD	3508 --- 3333	25	--	---	---	---	---	---					
ID	3493 --- 3853		360	--	---	---	---	---	---					
	TVD	3333 --- 3361	28	--	---	---	---	---	---					
D1	3853 --- 4027		174	--	---	---	---	---	---					
	TVD	3361 --- 3387	26	--	---	---	---	---	---					
PSG	4027 --- 4072		45	--	---	---	---	---	---					
	TVD	3387 --- 3391	4											
R2	4072 --- 4278		206	--	---	---	---	---	---					
	TVD	3391 --- 3402	11	--	---	---	---	---	---					



*Figure IV-5 Epaisseurs des drains du réservoir*

#### d-Analyse du rapport d'imagerie du puits MDZ 509

- **Fissure:**

La densité de fissuration est faible (33 fissures) :

12 fissures ouvertes.

19 fissures fermées.

2 fissures mixtes.

L'orientation principale est NE-SW.

- **Faille** : pas de faille.

- **Description sur carotte** : réservoir for.

#### e- structure

MDZ509 se situe dans une zone centrale du champ comportant plusieurs failles de direction NE-SW. Le puits se situe à l'ouest de la zone 20b.

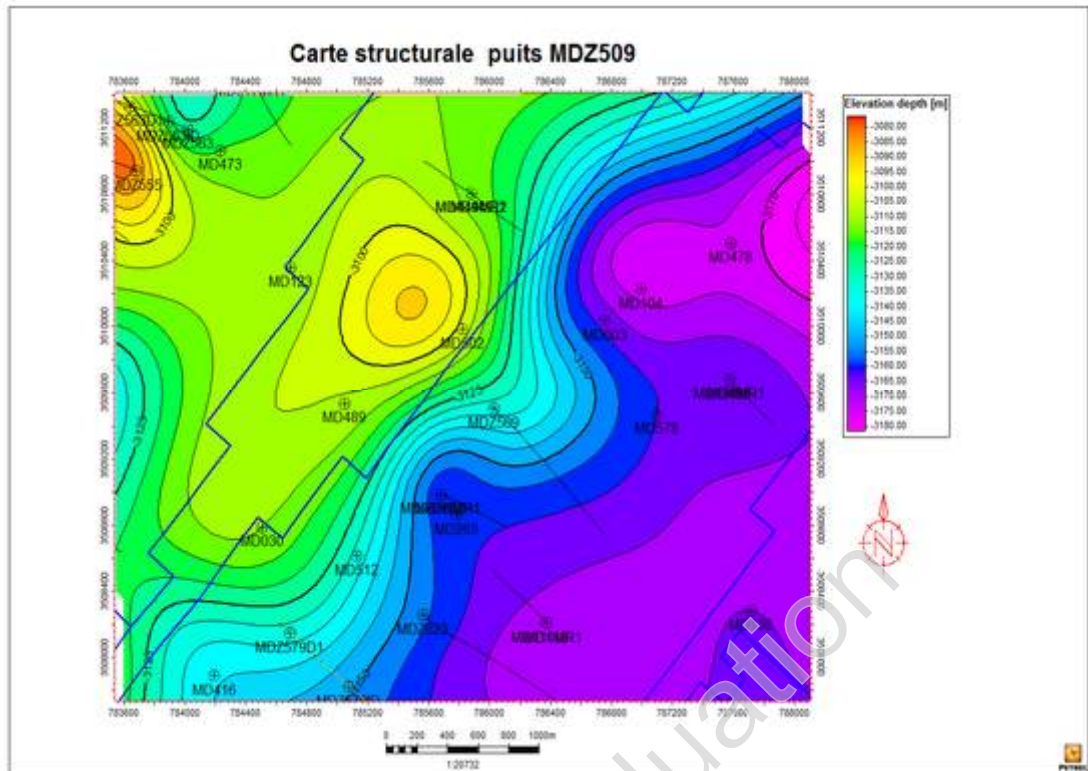


Figure IV-6 Carte structurales du puits MDZ 509

IV-1-5- Les caractéristiques pétrophysiques du puits MDZ 509 [5]

Tableau IV-4 Caractéristiques pétrophysiques du réservoir

Caractéristiques petro physiques			
Porosité (%)		Perméabilité (md)	
5 à 12		1 à 100	
D1	R2	D1	R2
8 à 9	6 à 7	20	10

NB : Nous notons une chute notable de la perméabilité à partir de 4205m.  
 L'élan enregistre entre 3400 et 4222m, des saturations en eau faibles jusqu'au fond.

IV-1-6- Caractéristique du réservoir du puits MDZ 509

Le cambrien R2 est à 3391 m TVD, soit -3214m.  
 Le repère c extrapolé est à 3427m TVD, soit a -3250m.  
 Le plan d'eau théorique a -3250 m, soit à 3427m TVD. Il est à 36 m du fond en TVD.

### IV-2-Analyse du test DST du puits MDZ 509

- **Objectifs du test [4]**

Déterminer la capacité de production.

Déterminer la pression du réservoir.

Déterminer la nature des fluides et leurs débits.

Prise d'échantillons du fluide au niveau du manifold de Duse et au séparateur.

- **Procédure de test**

Le train de test est composé essentiellement d'un Flex pac Packer 7" 32, d'un port enregistreur DGA, de une vanne de fond TV et de deux vanne de circulation CV et SHR.V.

Après la descente du train du test en pression, l'ancrage du Packer et la réunion de sécurité, le puits a été ouvert au niveau de la vanne de fond TV et en surface au niveau du manifold de duses, le puits a débité de l'huile lors de la première ouverture.

- **Circulation inverse**

A la fin de test, le puits a été neutralisé dans les meilleures conditions de circulation et de sécurité, le train de test DST a été retiré en surface.

#### IV-2-1-Résultats de test DST du puits MDZ 509 [5]

*Tableau IV-5 Résultats du test DST du puits MDZ 509*

Date	Essai	Pression (kgf/cm <sup>2</sup> )			Débit m <sup>3</sup> /h	IP	HKP	SKIN
		Gisement	fond	tête				
14/03/2000	DST	224.49	194.16	49.2	8.96	1.799	1270	-2.32

Les résultats du test DST montre que le puits MDZ 509 est un bon puits la figure suivante illustre le graphe du test DST.

IV-2-2-Diagramme de test DST du puits MDZ 509

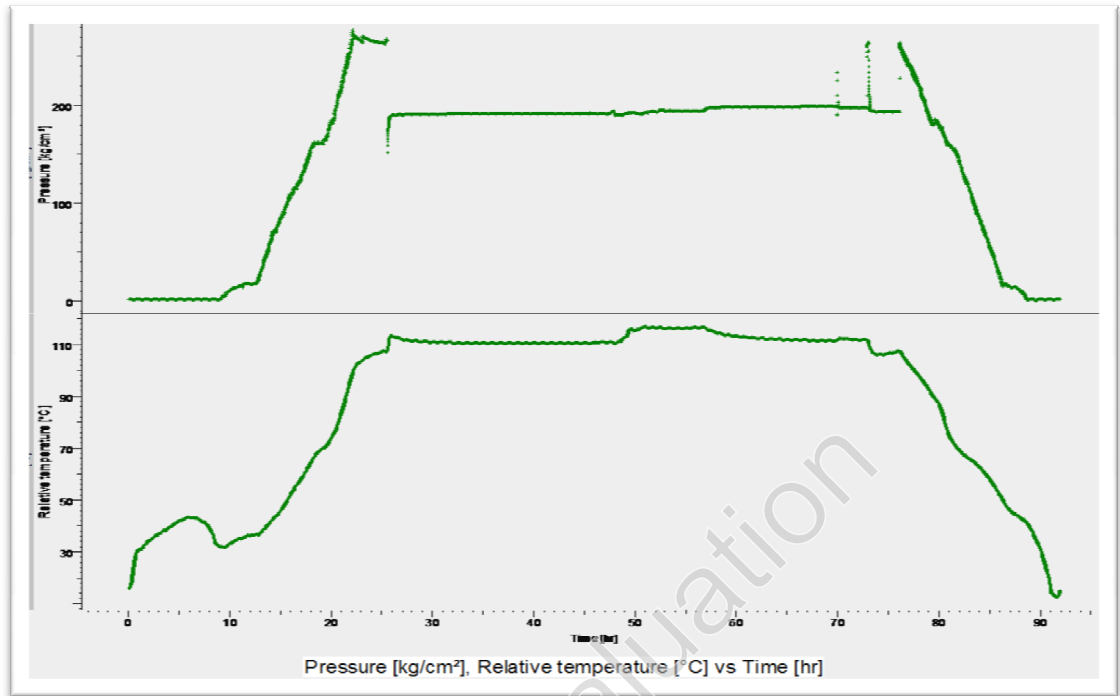


Figure IV-7 Pression et température en fonction de temps du test DST du puits MDZ 509

IV-2-3-Matching du modèle et résultats du puits MDZ 509

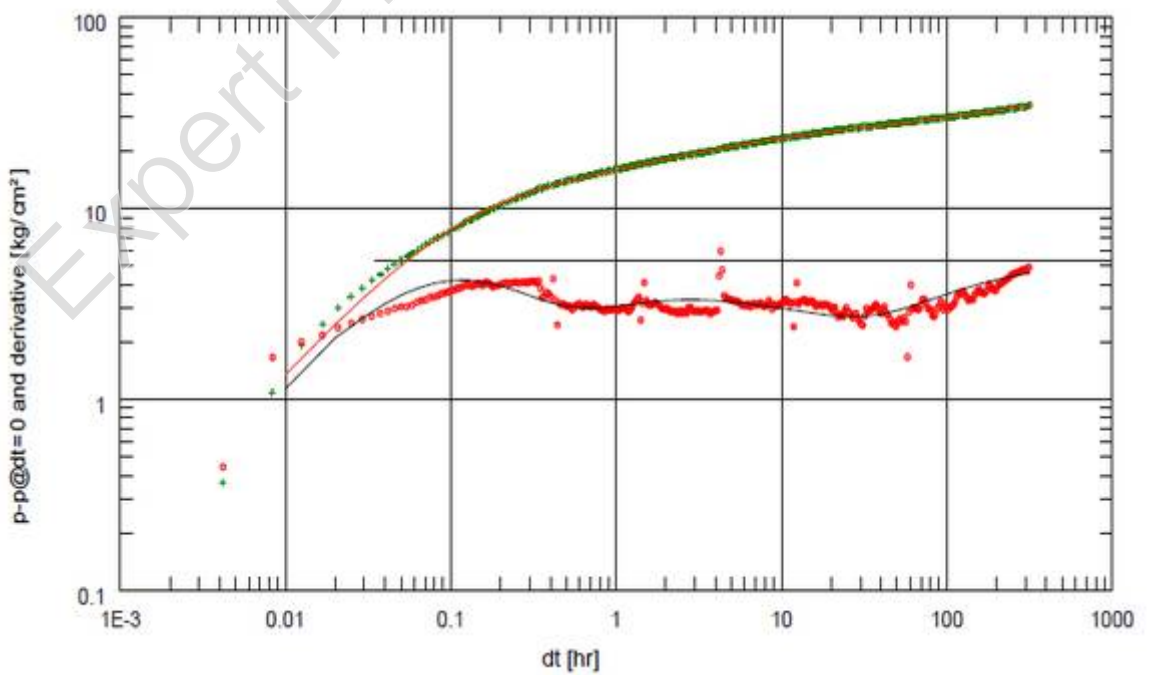


Figure IV-8 Matching du test DST du puits MDZ 509



IV-2-4-Résultats de l'interprétation du test DST du puits MDZ 509

- Effet de capacité : constant.
- Modèle du réservoir : homogène.
- Frontières du réservoir : réservoir infini.
- T Match = 14.5 [hr.]-1, P Match=0.0934 [kg/cm<sup>2</sup>]-1.
- Kh, total = 100md.m.
- k moyenne = 1.14md.
- Pi = 201.187 kg/cm<sup>2</sup>.
- Skin = -0.255, Skin géométrique = -4.29, Skin total = -4.55.

IV-2-5-Analyse du test build up du puits MDZ 509[4]

Le Build up est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits. L'augmentation de la pression de fond doit être mesurée en fonction du temps.

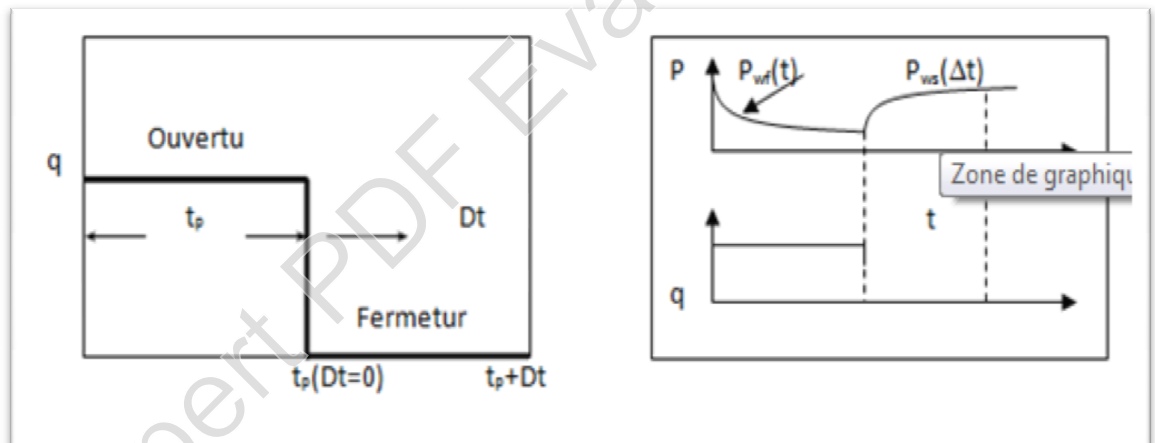


Figure IV-9 Test de remontée de pression (BUILD UP)

IV-2-6-Premier test build up après le test DST du puits MDZ 509 [5]

Tableau IV-6 Test build up du puits MDZ 509 (2001)

Date	Essai	Préssion (kgf/cm <sup>2</sup> )			Débit m <sup>3</sup> /h	IP	HKP	Skin	Duse (mm)
		Gisement	fond	Tête					
02/11 /2001	BU	207.31	139.62	38.6	11.46	0.279	327	-4.89	17

## IV-2-7-Deuxième test du BUILD UP du puits MDZ 509

Tableau IV-7 Test build up du puits MDZ 509 (2007)

Date	Essai	Préssion (kgf/cm <sup>2</sup> )			Debit m <sup>3</sup> /h	IP	HKP	SKIN	Duse (mm)
		Gisement	Fond	Tête					
23/10/2007	BU	202.67	136.35	82.4	6.24	0.103	/	-2.13	17

## IV-3-L'interprétation du test Build up du puits MDZ 509

Ce travail a pour but de déterminer :

- La perméabilité du réservoir K.
- Le facteur d'endommagement Skin.
- L'effet de capacité C.
- La pression du réservoir.
- Démontrer les modèles du réservoir

• **Logiciel utilisé :**

Au cours de ce travail on a utilisé le logiciel Saphir (KAPPA) pour l'interprétation du Build up.

Le principe du logiciel est basé sur la dérivée de Bourdet comme outil principal de diagnostic. Le calage des données empiriques sur le modèle est réalisé en tenant compte de l'historique de la production détaillée.

Saphir peut charger un nombre illimité des gauges, débits, pression et d'autres données dans presque tous les formats, y compris ASCII, Excel, PAS et bases de données de toutes sortes via OLEDB et ODBC. Saphir à des liens en temps réel avec les systèmes d'acquisitions données.

## IV-3-1-Données du puits MDZ 509

Tableau IV-8 Données du puits MDZ 509

H (m)	R <sub>w</sub>	Ø (%)	Bo (m <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> )	μ <sub>o</sub> (cp)	Ct (m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg)
75	6"	9	1.78	0.215	4.511

H : La hauteur.

R<sub>w</sub> : Le rayon du puits.

Ø : La porosité.

Bo : Le facteur volumétrique de formation.

μ<sub>o</sub> : La viscosité du fluide.

Ct : la compressibilité totale.

IV-3-2-Données du test du puits MDZ 509

On n'a pas l'historique de la production détaillée de ce puits, donc on a appliqué la méthode de temps production équivalent.

Tableau IV-9 Données du test BU du puits MDZ 509

Temps équivalent (h)	Q (m3/h)
8.16000	8.96
13.1584	0

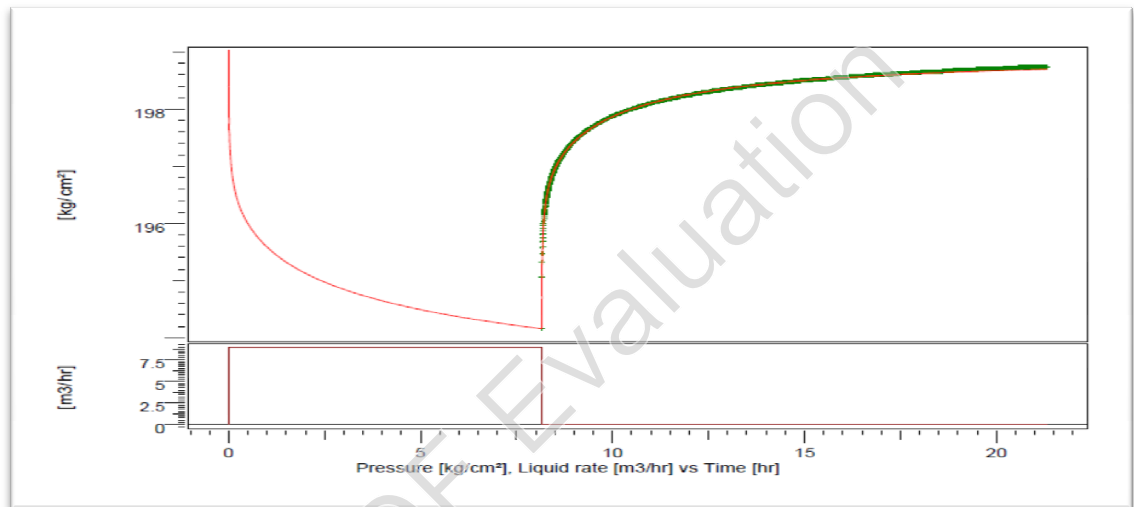


Figure IV-10 Historique de production du puits MDZ 509

IV-3-3-Matching du modèle et résultats du puits MDZ 509:

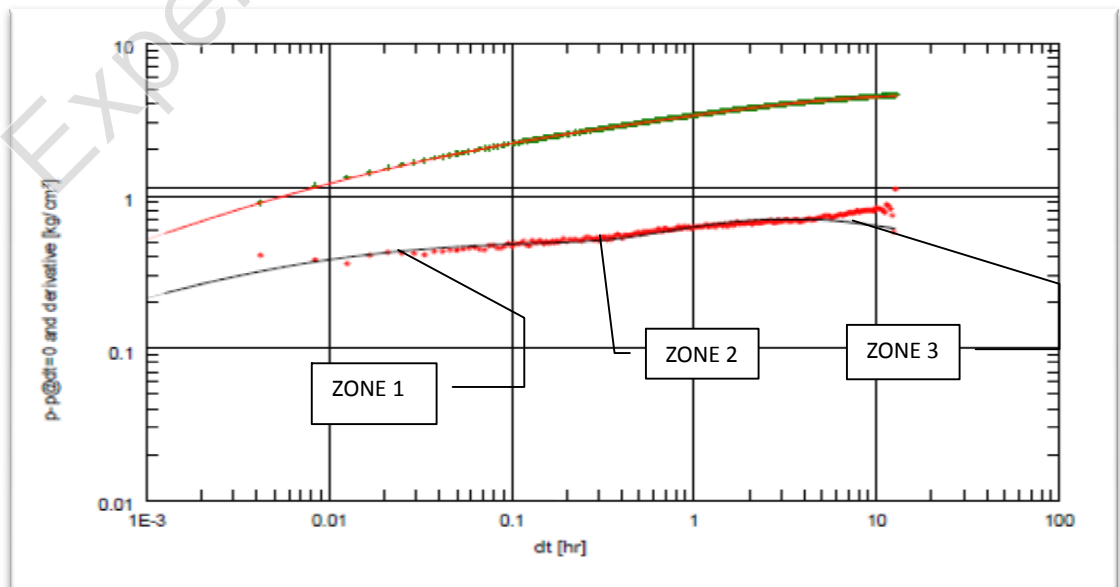


Figure IV-11 Graphe Log-Log  $dp$  et  $dp'$  (psi) vs Temps (hr)

**IV-3-4-Diagnostic**

La courbe dérivative est divisée en trois parties :

**Première partie :** Premier écoulement radial.

**Deuxième partie :** Premier écoulement linéaire.

**Troisième partie :** Deuxième écoulement radial circulaire.

**IV-3-5-Résultats de l'interprétation de test BU du puits MDZ 509**

- Effet de capacité : constant.
- Modèle du réservoir : homogène.
- Frontières du réservoir : réservoir infini.
- $T_{Match} = 3.13E+13$  [hr]<sup>-1</sup>,  $P_{Match} = 0.444$  [kg/cm<sup>2</sup>]<sup>-1</sup>.
- $kh_{total} = 696$  md.m.
- $k_{moyenne} = 9.28$  md.
- $P_i = 199.03$  kg/cm<sup>2</sup>.
- $S_{skin} = -1.06$ ,  $S_{skin\ géométrique} = -4.2$ ,  $S_{skin\ total} = -5.25$ .

**IV-4-Test du jaugeage du puits MDZ 509 : (voir l'annexe 1) [6]**

- Lors du dernier essai de puits le 23-JAN-2012, le débit a chuté sous les 2m<sup>3</sup>/h avec une augmentation du GOR à une valeur de 6307 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et une pression de tête WHP = 85 kg/cm<sup>2</sup>.
- Le GOR de ce puits a commencé à augmenter depuis Septembre 2003 jusqu'au 23-JAN-2012 ou il a atteint 6307 dans le dernier essai de puits.
- Le puits n'est pas en percé d'eau.
- Après le 23-JAN-2012 le débit d'huile diminue directement jusqu'à 0,83 m<sup>3</sup>/ h jusqu'au 13/01/2016.

**IV-4-1-Résultats du dernier test de jaugeage du puits MDZ 509**

Le dernier test de jaugeage a montré une grande chute de débit d'huile avec une grande augmentation de débit de gaz ainsi que le GOR. Le puits est en percée de gaz.

*Tableau IV-10 Données du dernier test de jaugeage du puits MDZ 509*

Date	T (°c)	Duse (mm)	Debit (m <sup>3</sup> /h)		GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Préssion (kgf/cm <sup>2</sup> )		
			Huile	Gas		Tête	Pipe	Separation
13/01/2016	27	16	0.83	7802.89	9359	71.8	17.07	17.23

▪ D'après les données des tests de jaugeage on a tracé les graphes suivants :

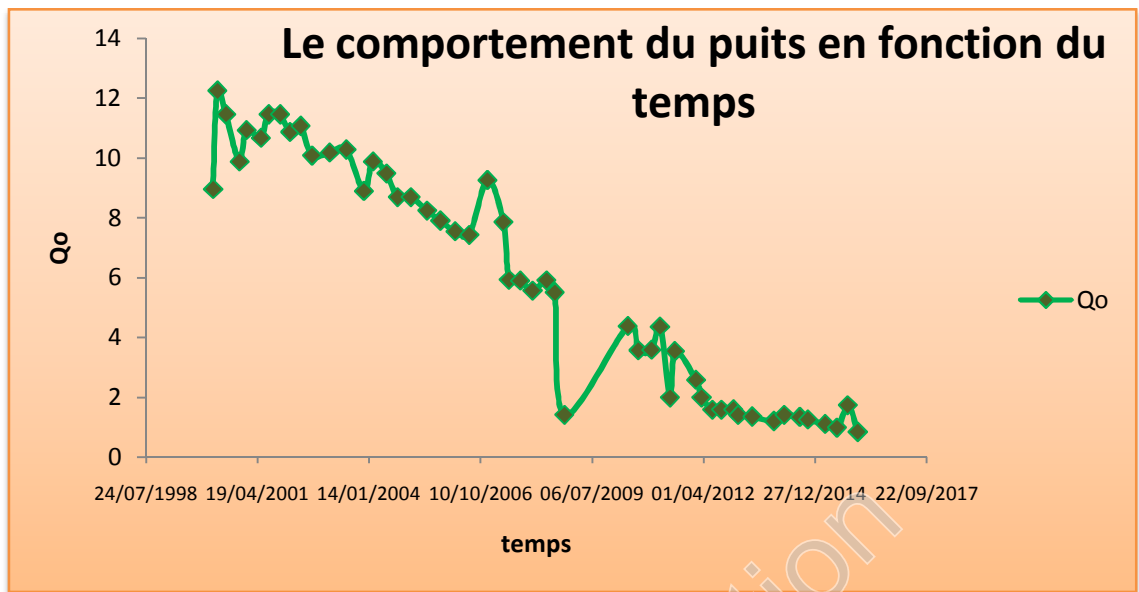


Figure IV-12 Débit d'huile en fonction du temps du puits MDZ 509

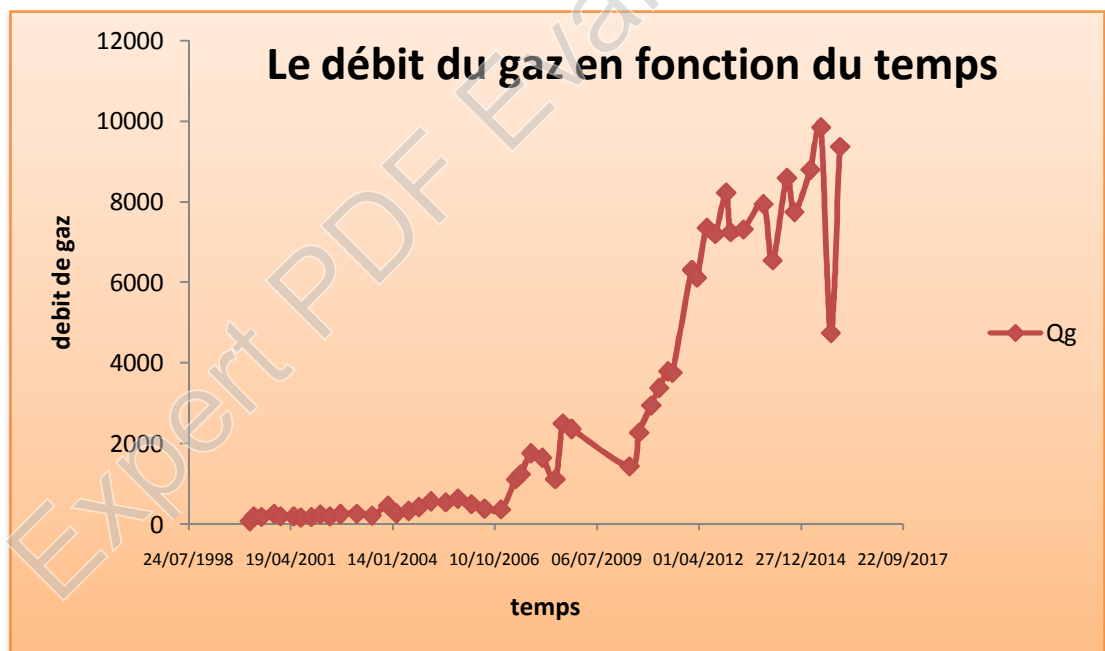


Figure IV-13 Débit du gaz en fonction de temps du puits MDZ 509

Remarque : le débit d'huile a diminué avec le temps, proportionnellement avec l'augmentation du débit du gaz ainsi que le GOR, donc on a une percée de gaz dans ce puits.

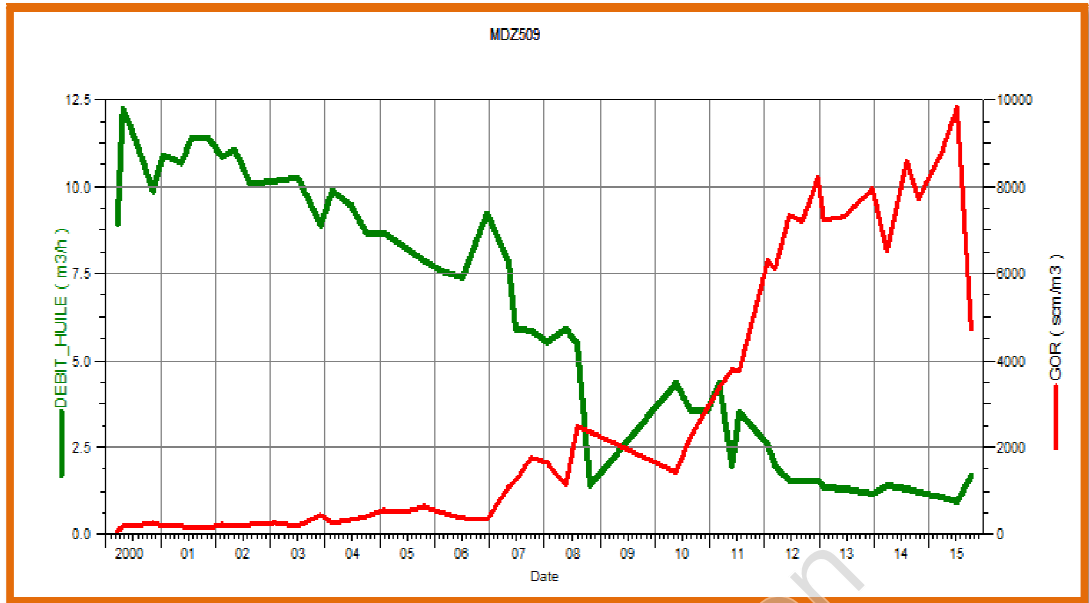


Figure IV-14 Débit d'huile et le GOR en fonction du temps du puits MDZ 509

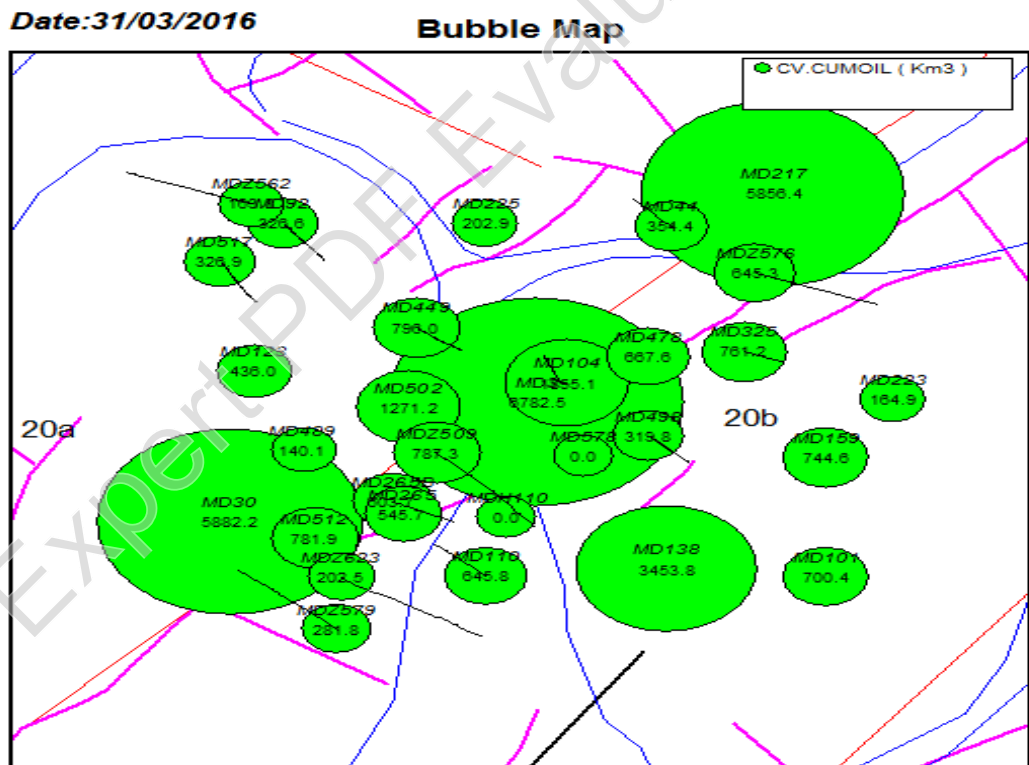


Figure IV-15 Cumul d'huile

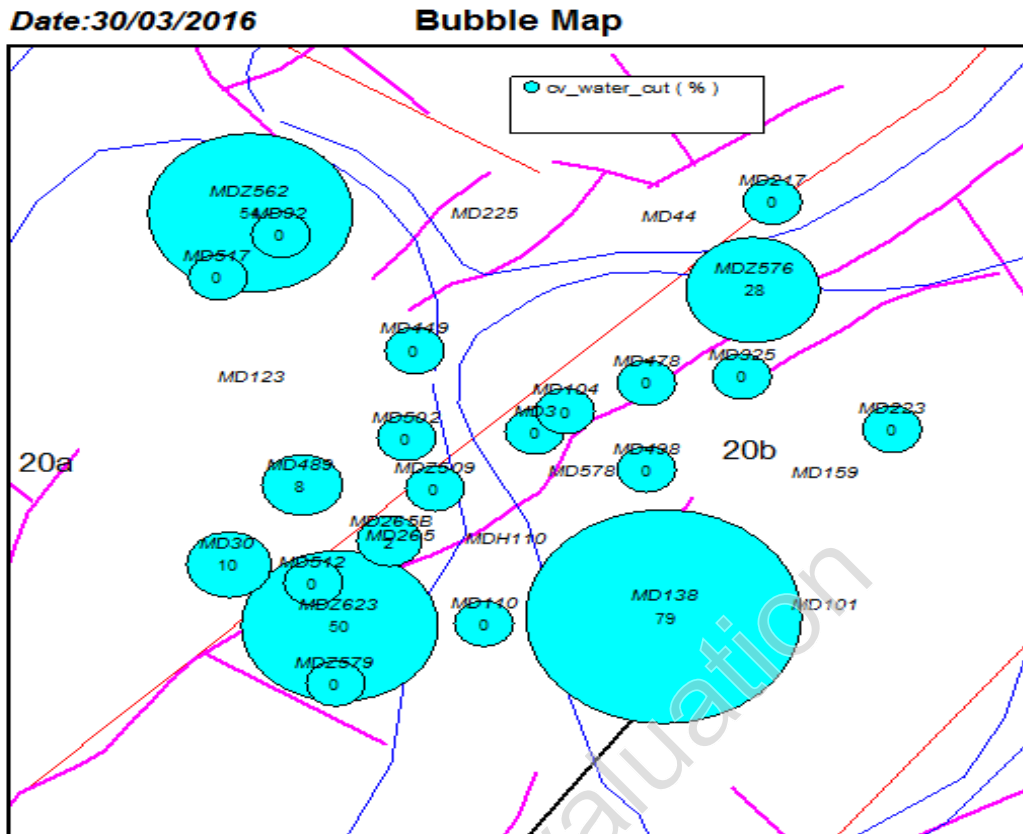


Figure IV-16 Pourcentage du cumul d'eau du réservoir

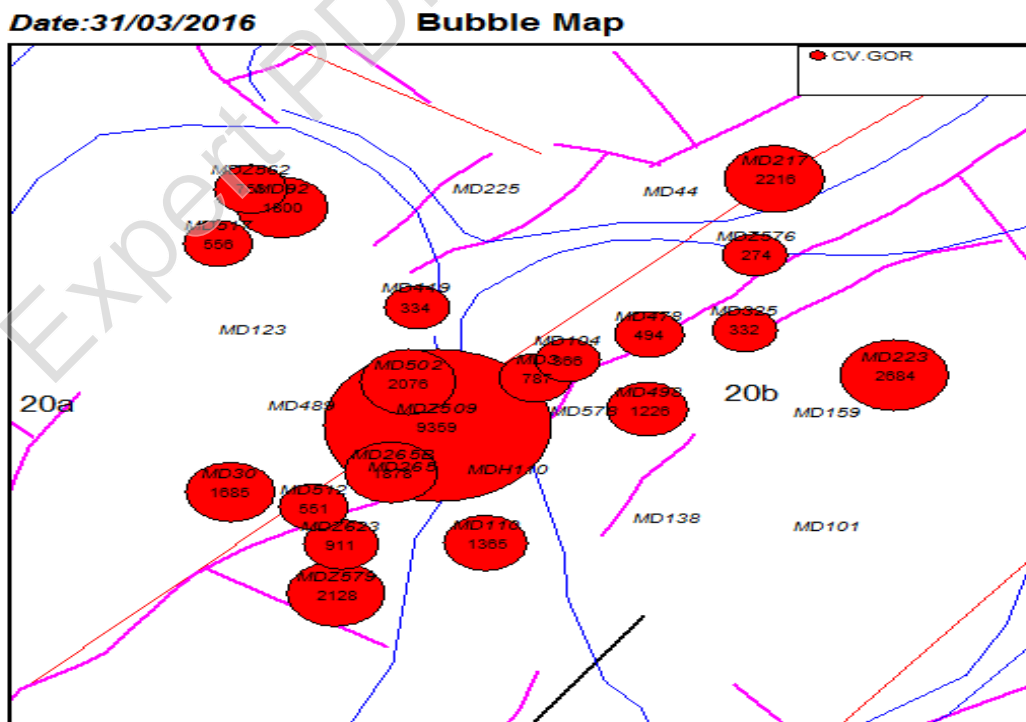


Figure IV-17 GOR du réservoir

IV-4-2- Tableau des puits injecteur voisin au puits MDZ509 :

Tableau IV-11 Débits des puits injecteurs

puits	La zone	La date de mise en injection	Débit d'injection m <sup>3</sup> /J
MD578	20B	08/08/2006	278000
MD489	20A	26/11/2013	381000
MD123	20A	22/04/1977	380000
MD225	6	12/11/2007	550000
MD159	20B	12/05/1977	430000

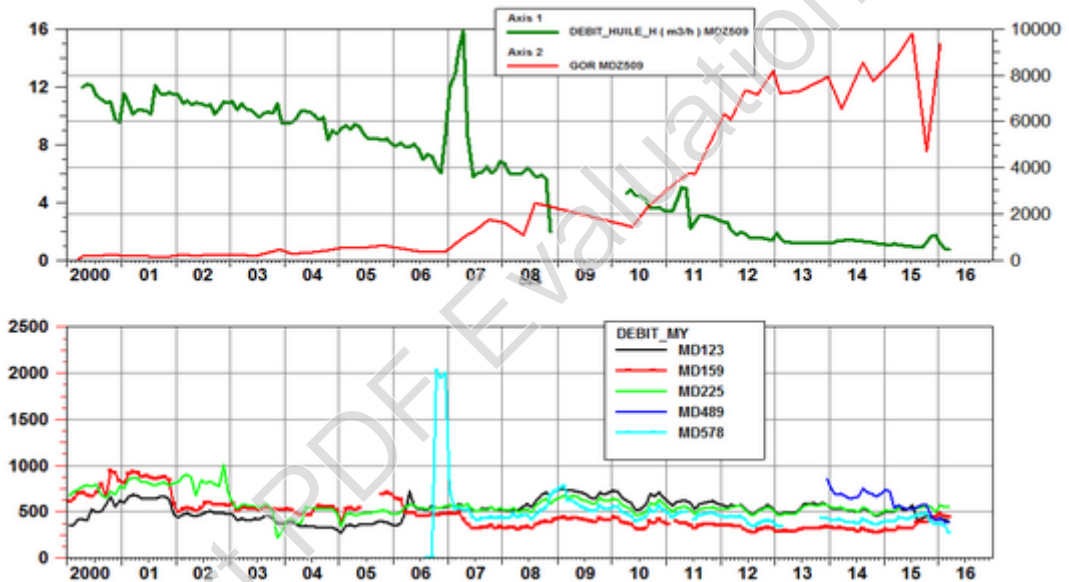


Figure IV-18 Plot des débits des puits injecteurs

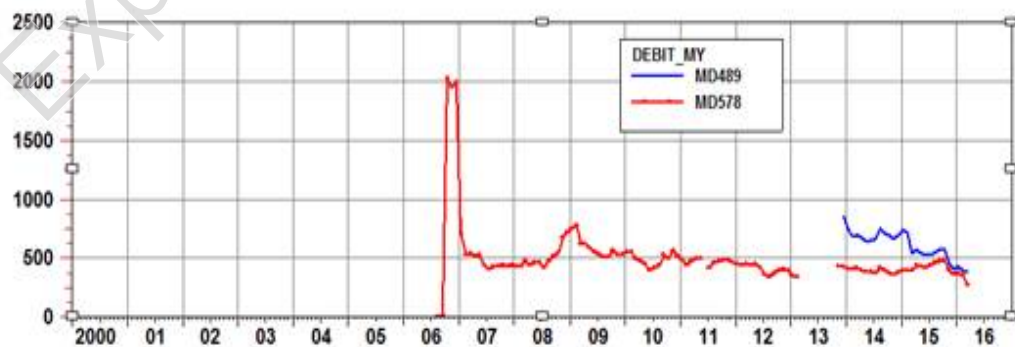


Figure IV-19 Influence des puits injecteurs MD579 et MD489 sur le puits MDZ509

Remarque : Les 3 puits MD123, MD159 et MD225 n'ont pas un effet sur le puits producteur MDZ509.



#### IV-5-Analyse de la performance du puits MDZ 509 par l'outil FSI [4]

Le PLT est un outil de logging de production composé de plusieurs senseurs combinés. Il est utilisé afin d'établir un profil de production (Débit de chaque zone de production par phase) ou d'injection et diagnostiquer les problèmes de productions (chute de débit, venues d'eau, percées de gaz et les zones d'injection).

Le FSI (Flo Scan Imager) : est un outil de logging de production conçu spécialement pour établir un profil de production dans les puits horizontaux.

Le FSI a pour but de :

- Délimiter les intervalles de percée de gaz.
- Confirmer l'intervalle de la section non productrice.
- Construire le profil d'écoulement d'huile à travers le drain de puits
- Utiliser les résultats obtenus pour concevoir la complétion conforme pour ce puits et contrôler la production d'huile et de gaz.

Le FSI fournit des données continues et complètes pour l'analyse du comportement complexe du débit dans la section horizontale.

L'outil comprend cinq Spinner miniaturisés (numérotés 0 à 4 du bas vers le haut), ainsi que six probes électrique (Water-Holdup) et probes optiques (gaz holdup) (numérotés de 0 à 5 du bas vers le haut) disposées par paires sur un bras à commande hydraulique et orientable.



Figure IV-20 Outil de FSI

IV-5-1-Le résultat de FSI du puits MDZ 509 (11/03/2012) : (voire l'annexe 2)

Tableau IV-12 Résultats du FSI du puits MDZ 509

Num de zone	Intervalle de la zone m	Epaisseur m	Q <sub>o</sub> res m <sup>3</sup> /h	% huile	Q <sub>g</sub> res m <sup>3</sup> /h	% gaz	Qtres m <sup>3</sup> /h	Prod %
1	3412.1-3602.2	190.1	0.66	6.25	33.45	24.79	34.1	23.44
2	3672.7-3698.1	25.4	0.62	5.87	10.00	7.41	10.62	7.3
3	3822.4-3836.8	14.4	0.00	0	41.67	30.88	41.67	28.63
4	3844.5-3881.0	36.5	4.58	43.37	0.00	0	4.58	3.15
5	3900.3-3913.4	13.1	0.00	0	16.67	12.35	16.67	11.45
6	3929.6-3963.9	34.3	4.79	45.35	33.11	24.54	37.90	26.04

- Q<sub>o</sub>res: Débit d'huile dans des conditions de réservoir.
- Q<sub>g</sub>res: Débit de gaz dans des conditions de réservoir.
- Qtres: Débit total dans des conditions de réservoir.

Ce graphe représente les zones de productions pour chaque zone :

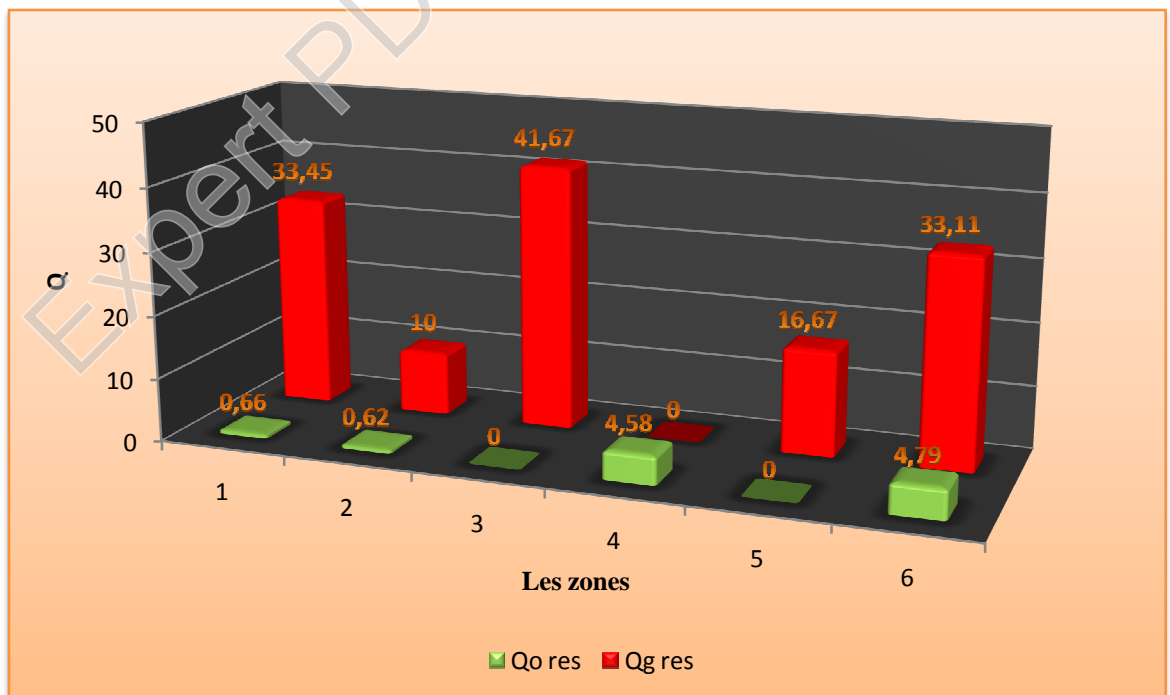


Figure IV-21 Zones de production du gaz et d'huile du puits MDZ 509

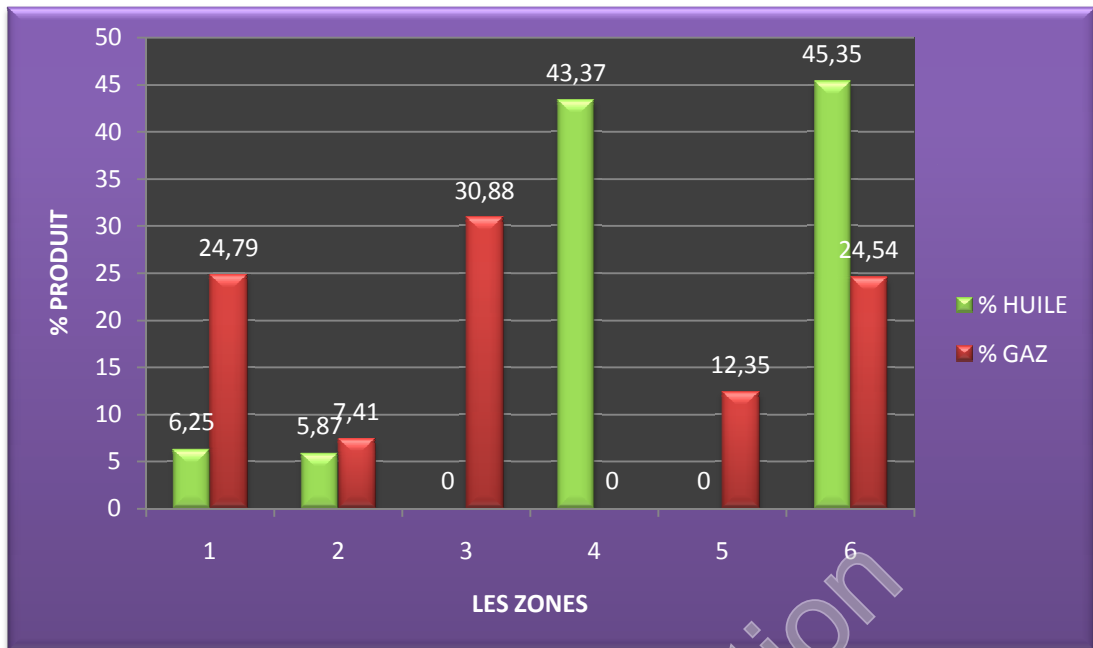


Figure IV-22 Le % de l'huile et le gaz produit par chaque zone du puits MDZ 509

#### IV-5-2-L'interprétation du FSI du puits MDZ 509

Il ya des zones qui produisent du gaz et de l'huile mais avec des pourcentages differents :

- **La zone numéro 1 et 2 :** Produit 12,12% d'huile ( 1.28 m<sup>3</sup>/h) et 32,2 % de gaz(43.45m<sup>3</sup>/h).
- **La zone numéro 4 et 6:** Produit 88,72 % d'huile ( 9,37 m<sup>3</sup>/h) et du gaz 24,54% (33 ,11m<sup>3</sup>/h).
- **La zone numéro 3 et 5:** Produit 43,23 % du gaz (58,43 m<sup>3</sup>/h ) avec 0% d'huile.

Tableau IV-13 Qo et Qg total dans le réservoir

	Qo total produit	Qg total produit	Qot+Qgt produit
Les drains	10,65 m <sup>3</sup> /h	134,9 m <sup>3</sup> /h	145,54 m <sup>3</sup> /h
% produit	7,31%	92,68%	100%

La majorite des drains produisent du gas avec un petit % d'huile .

Ce tableau illustre la production d'huile et de gaz par zone et par drain :

**Tableau IV-14** Production de l'huile et du gaz du puits MDZ 509

Zone	Intervalle (m)	Epaisseur (m)	huile	gaz	drain
1	3412.1-3602.2	190.1	oui	oui	D2-ID
2	3672.7-3698.1	25.4	oui	oui	ID
3	3822.4-3836.8	14.4	non	oui	ID
4	3844.5-3881.0	36.5	oui	non	ID-D1
5	3900.3-3913.4	13.1	non	oui	D1
6	3929.6-3963.9	34.3	oui	oui	D1

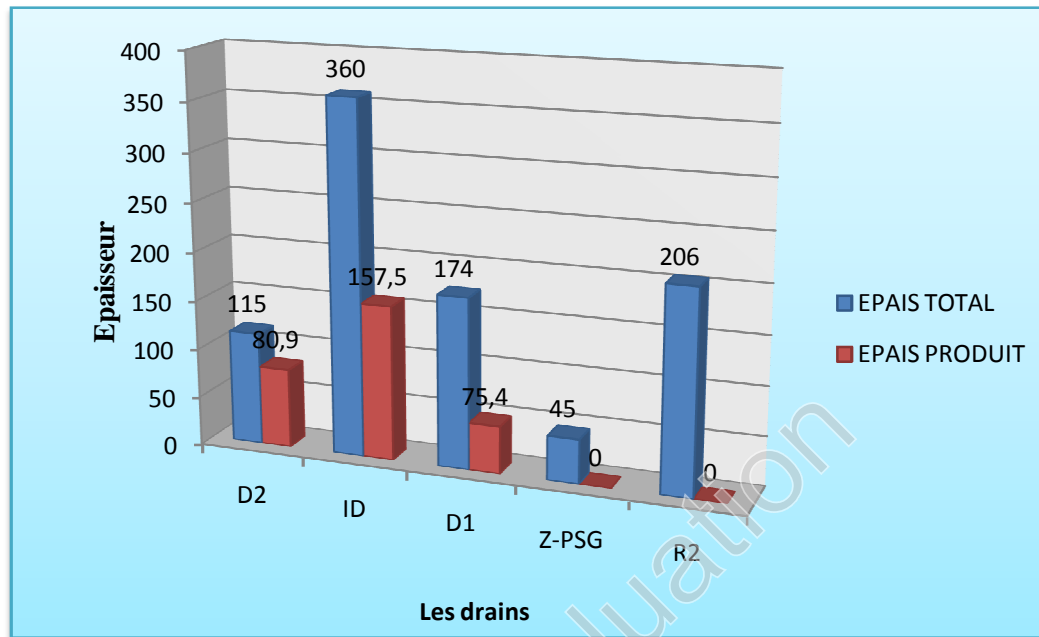
**Tableau IV-15** Longueur active de chaque drain du puits MDZ 509

Intervalles m	Drain	La longueur active de chaque drain (m)
3412.10 - 3602.20	D2	80.9
	ID	109.2
3672.70 - 3698.10	ID	25.4
3822.40 - 3836.80	ID	14.4
3844.50 - 3881.00	ID	8.5
	D1	28
3900.30 - 3913.40	D1	13.1
3929.60 - 3963.90	D1	34.3

**Tableau IV-16** Pourcentage de la longueur active du puits MDZ 509

Drain	La longueur traversée (m)	La longueur actif (m)	%
D2	115	80.9	70.34
ID	360	157,5	43.75
D1	174	75.4	43.33
Z-PSG	45	0	0
R2	206	0	0
	T= 890	T=313.8	35,16 %

- La longueur totale de l'intervalle actif dans les drains traversés est 303,18 m (35,16%) de la longueur totale traversée dans le réservoir (890m).



*Figure IV-23 L'épaisseur productrice par rapport à l'épaisseur traversée du réservoir*

On peut résumer les résultats des mesures de la FSI du puits MDZ 509 comme suit :

- Plus de 70% de la production provient d'au-dessous de 3828m.
- La majorité du drain est envahie par le gaz.
- Deux percées de gaz importantes ont été observées aux intervalles [3822 .4-3836.8] et [3900.3-3913.4].
- Il y a une petite quantité d'huile produite au-dessous 3970m.
- l'augmentation de la température sur les intervalles [3412,1 à 3602,2] et [3672,7-3698,1] indique une production d'huile.
- L'intervalle [3844,5 à 3881 m] produit de l'huile.
- Le gaz et l'huile proviennent de l'intervalle [3926.6-3963.9m].
- L'outil d'enregistrement ne peut pas aller plus loin que 3970m.

**IV-6-Simulation par analyse nodale (PIPESIM) du puits MDZ 509**

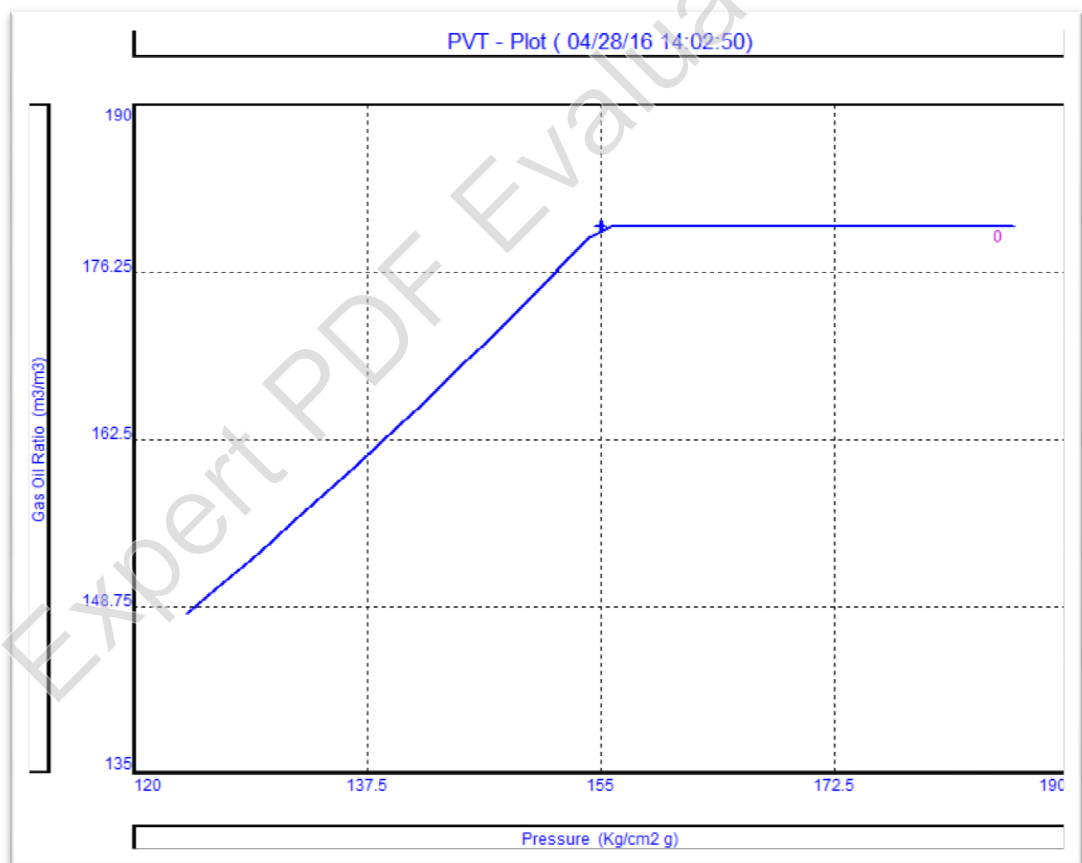
**IV-6-1-Matching PVT du puits MDZ 509**

- Les données de PVT : [7]

*Tableau IV-17 Données PVT du puits MDZ 509*

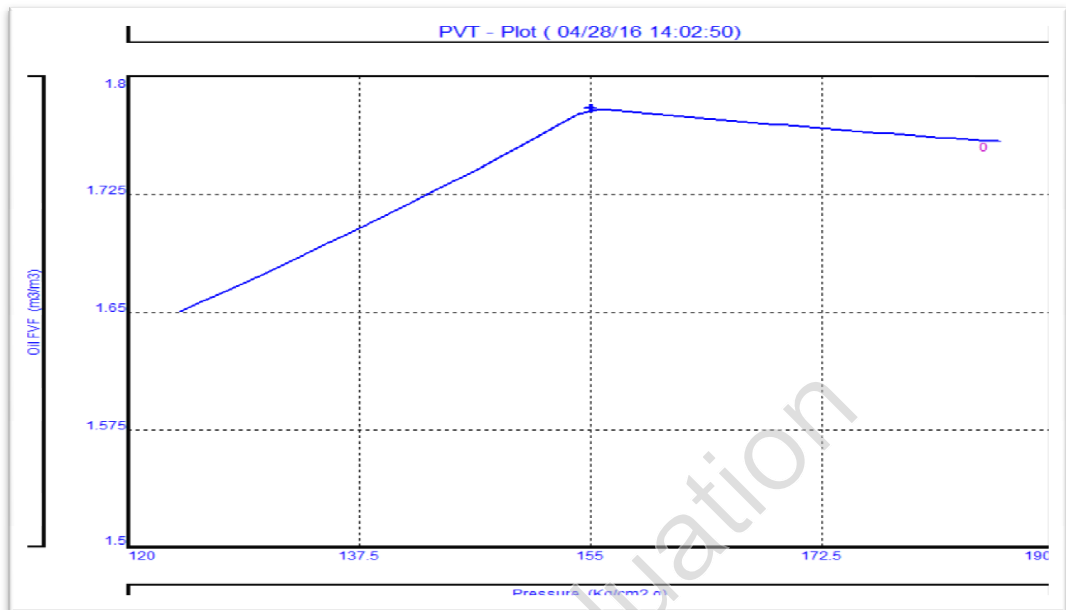
Pression de bulle (kgf/cm <sup>2</sup> )	Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo (m <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	μo (cp)
155	180	1,78	0,215

Le graphe suivant représente le matching de PVT (GOR), en utilisant la corrélation de LASATER, le choix de cette corrélation s'effectue à base des données PVT mentionné dans le tableau ci-dessus.



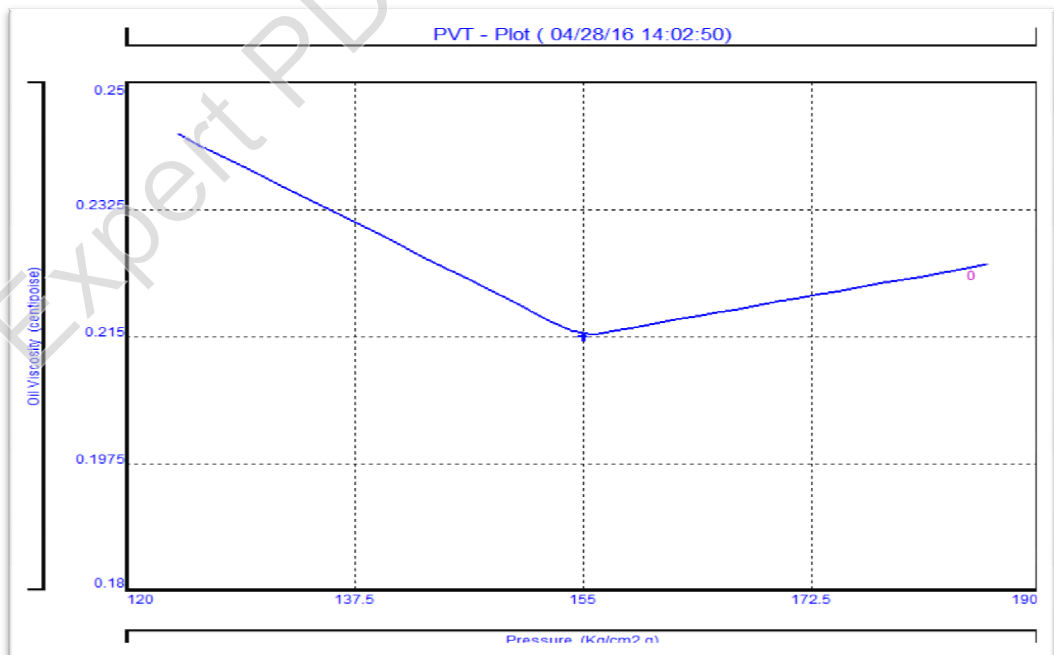
*Figure IV-24 Le Rs en fonction de la pression du puits MDZ 509 (plot PIPESIME)*

Le graphe suivant représente le matching du Bo en utilisant la corrélation de LASATER.



*Figure IV-25 Bo en fonction de la pression du puits MDZ 509 (plot PIPESIME)*

Le graphe suivant représente le matching de PVT (viscosité) en utilisant la corrélation de PETROSKY ET AL.



*Figure IV-26 Viscosité de l'huile en fonction de la pression du puits MDZ 509 (Plot PIPESIME)*

#### IV-6-2-Inflow et Outflow du puits MDZ 509

La figure IV-27 représente le matching du test build up effectué le 23/10 /2007 : (analyse nodal) :

On a construit le model PIPESIME suivant les donnees du build up test :(annexe 4)

- pression de gisement 207,31 kgf/cm<sup>2</sup>.
- Pression de fond 136,53 kgf/cm<sup>2</sup>.
- Pression de tête 82,40 kgf/cm<sup>2</sup>.
- Débit d'huile 6,24 m<sup>3</sup>/h.
- Indexe de productivité IP= 0.103m<sup>3</sup>/h /kg/cm<sup>2</sup>.
- Skin S=-2,13.

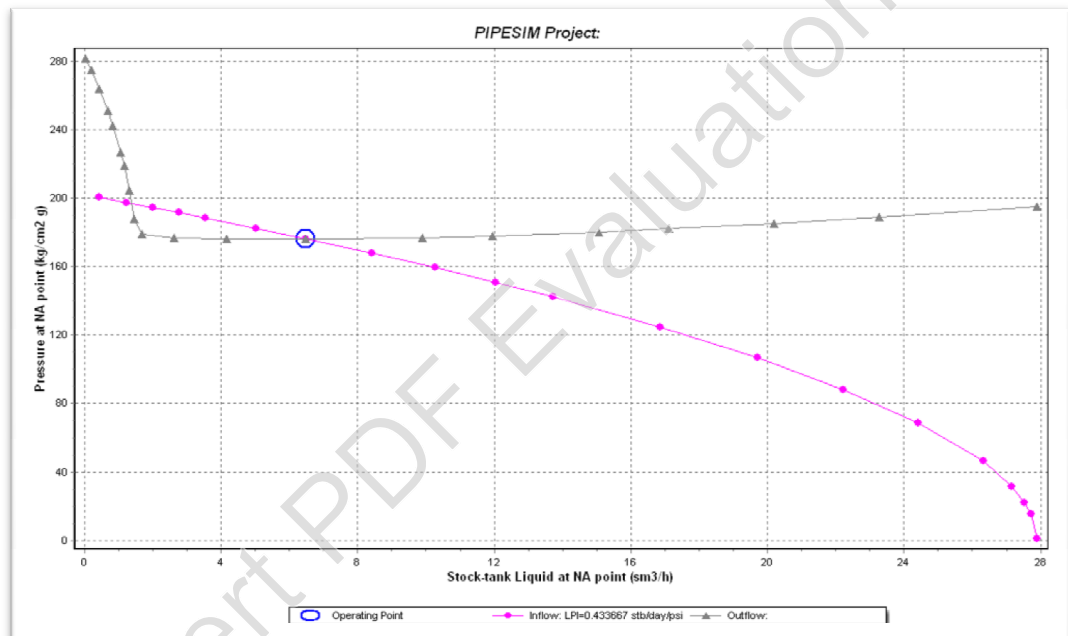


Figure IV-27 Analyse nodale du puits MDZ 509 (plot PIPESIME)

#### IV-6-3-Influence de la complétion [6]

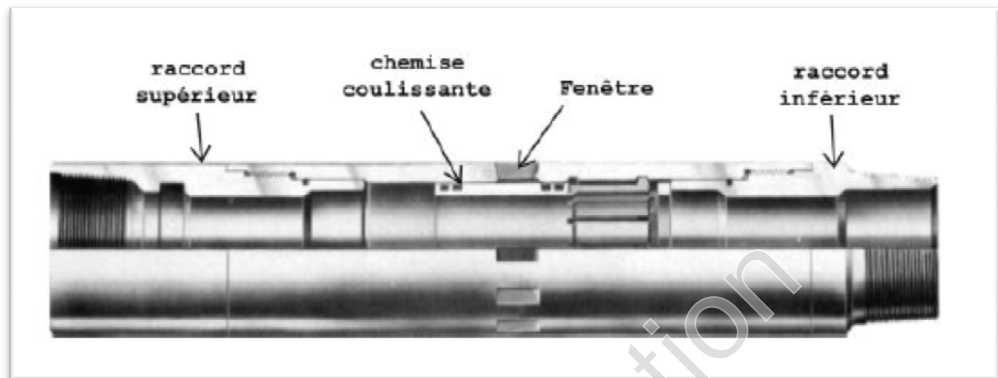
##### IV-6-3-1- Complétions sélectives

Il s'agit de l'exploitation dans un même puits de plusieurs niveaux, séparément mais successivement par la même colonne de production sans qu'il soit nécessaire de reprendre le puits. Il s'agit en fait d'une exploitation alternée et le changement des niveaux à exploiter. Cette technique nécessite des équipements de fond supplémentaires tels que :



- **Vanne de circulation :**

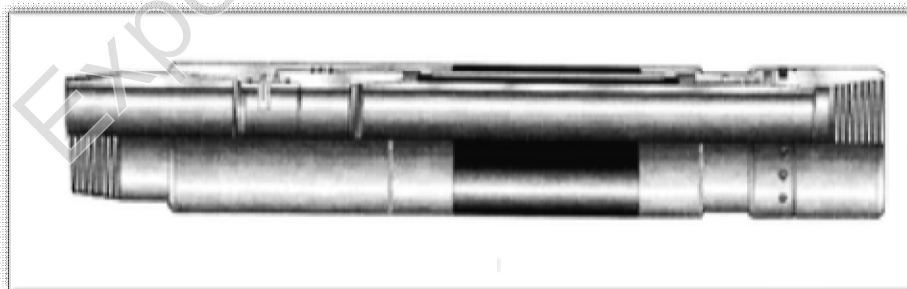
Ce type de dispositif de circulation, très utilisé, est plus connu sous le terme de SSD ou SS (pour Sliding Side Door ou Sliding Sleeve). Elles sont placées entre deux packers de façon à faire produire ou à isoler une zone.



*Figure IV-28 Vanne de circulation à chemise coulissante*

- **Packer de terrain ou ECP**

Les packers ECP sont des outils avec des possibilités d'expansion permettant à un élément flexible d'élastomère de s'ancrer à l'espace annulaire ou entre le casing et l'open hole. Une fois gonflé avec la boue, le ciment ou le fluide visqueux, l'élément se conforme pratiquement à n'importe quelle irrégularité rendant ce packer idéal pour des applications en open hole.



*Figure IV-29 Packer ECP (External Casing Patch)*



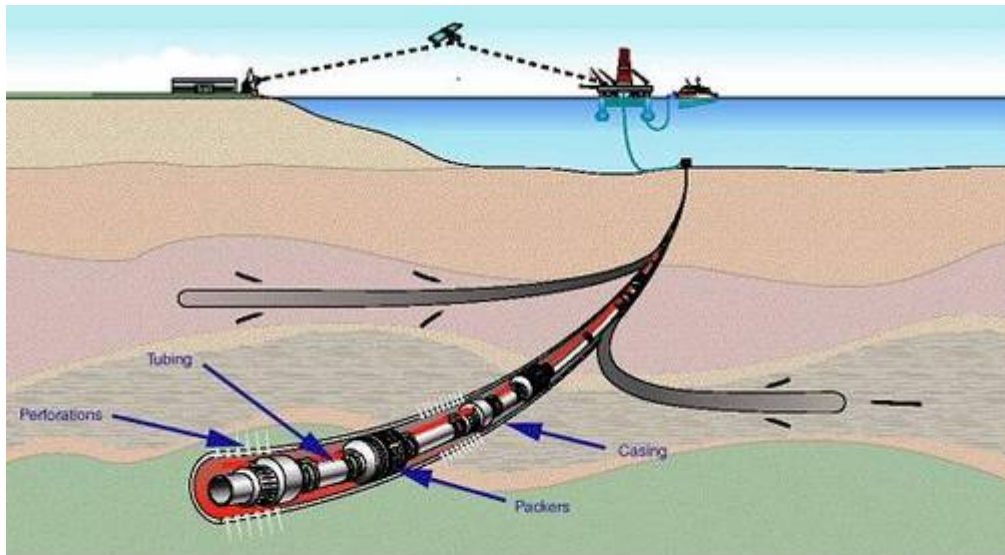
Figure IV-30 Complétion sélective

#### IV-6-3-2-Complétion intelligentes

Ces complétions sont une nouvelle génération de complétions simples à choix multiples, appelées ainsi à cause de leurs instruments d'enregistrement mesurant les pressions, températures et débits mais aussi du fait que les vannes de circulation conventionnelles sont remplacées par des vannes de fond réglables, opérées à partir de la surface, ajustant le débit de chaque zone à l'intérieur d'une seule colonne de production.

Actuellement, la nouvelle technologie de la complétion qui a pour principe révolutionnaire la présence de capteurs de fond et des vannes commandées à distance solidaire au tubing de production.

Cet instrument permet de surveiller et de contrôler chaque segment de puits et peut être utilisé pour maximiser la récupération de l'huile et minimiser la production des fluides indésirables (gaz, eau).



*Complétion intelligente.*

*Figure IV-31 Complétion intelligente*

#### **IV-7-La solution au problème de percée de gaz du puits MDZ 509**

On propose deux solutions :

- 1- Descendre une complétion sélective pour isoler les parties qui sont en percée de gaz.
- 2- Descendre une complétion intelligente pour sélectionner la zone à produire.

On a choisi la complétion sélective du fait de la disponibilité de ses équipements approprié et son prix qui est moins chère de plus elle est applicable dans le champ de Hassi Messaoud.

La complétion sélective se compose des équipements suivants:

- Liner pré perforé dans les zones qui produisent l'huile.
- Liner pleins (blindé) pour les zones qui produisent le gaz.
- ECP (External Casing Patch) packer pour isoler les zones à gaz.

IV-8-Simulation du shut-off du gaz du puits MDZ 509

IV-8-1-Analyse avec IPR multi-layer horizontal

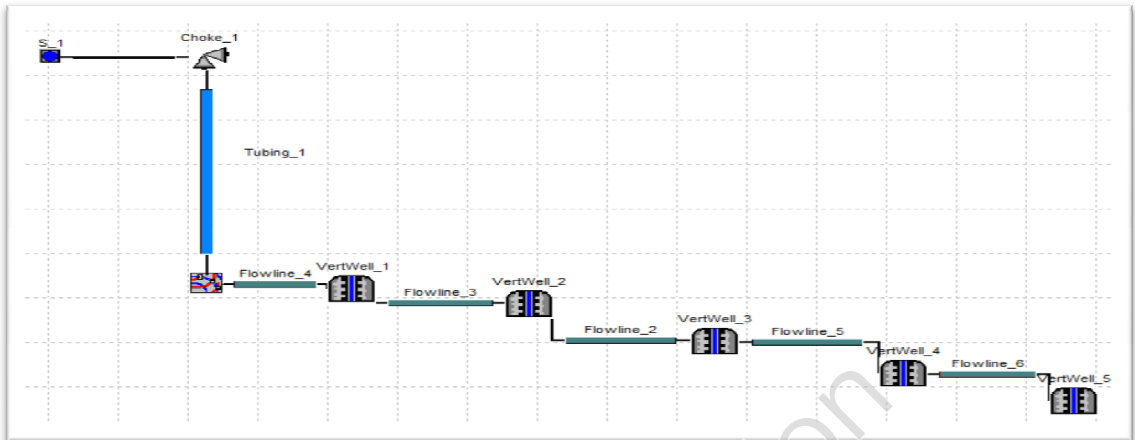


Figure IV-32 Simulation PIPESIM des drains horizontaux du puits MDZ 509

IV-8-2-L'état actuel du puits MDZ 509 : (dernier jaugeage effectuer le 13/01/2016)

On a construit le model PIPESIM suivant les donnes du test jaugeage :

- pression de pipe 17,07 kgf/cm<sup>2</sup>.
- Pression de tête 71,8 kgf/cm<sup>2</sup>.
- Débit d'huile 0.83 m<sup>3</sup>/h.
- Débit du gaz 7802.89 m<sup>3</sup>/h.
- Diamètre du Duse 16mm.
- GOR=9359.

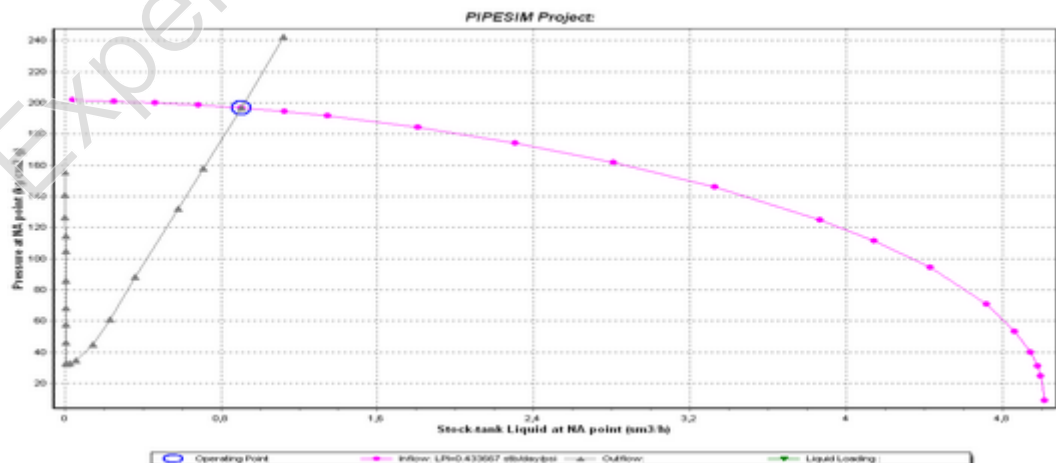


Figure IV-33 Etat actuel du puits MDZ 509 (PIPESIM)

IV-8-3-Gain escompté :

Après le blocage des deux zones qui produisent du gaz avec une complétion adéquate on remarque que le débit d'huile s'améliore de 0.8 à 3.48 m<sup>3</sup>/h avec pression de fond dynamique 200 kgf/cm<sup>2</sup>

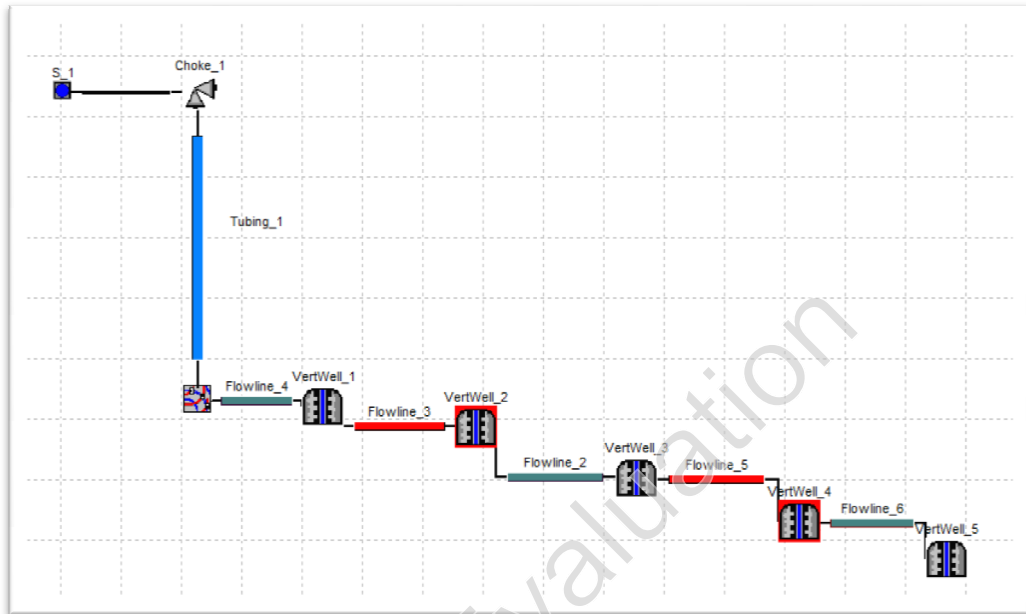


Figure IV-34 Isolation des deux drains produisant du gaz dans le puits MDZ 509

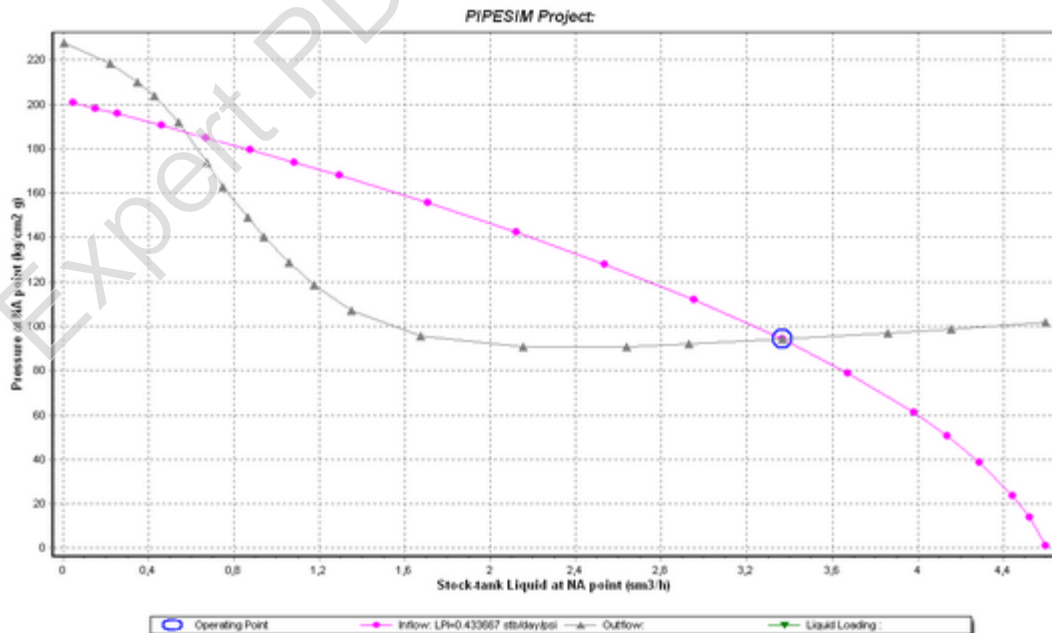


Figure IV-35 Shut –off des zones de gaz du puits MDZ 509 (PIPESIM)

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Du point de vue technique et économique le forage horizontal du puits MDZ 509 à Hassi Messaoud est réalisable.

La productivité des puits horizontaux dépend de la longueur du drain et du type de complétion, qui elle-même dépend de la technique du forage. Pour cela il est très important pour les ingénieurs de forage de travailler en collaboration étroite avec les ingénieurs réservoir et les ingénieurs de complétion. La réalisation d'un puits horizontal est un projet multi disciplinaires.

Après l'analyse des différents paramètres et les données requises des tests (DST, build-up et l'imagerie FSI) réalisées sur le puits MDZ 509, l'étude a montré que la percée de gaz constitue un problème majeur dans les puits producteurs d'huile.

La percée de gaz dans les puits producteurs d'huile implique une augmentation du débit de gaz et du GOR d'où une diminution du débit d'huile. Cela explique l'important impact des puits injecteurs de gaz sur le puits MDZ509.

La solution proposée au problème étudié est de faire une isolation complète par la descente d'une complétion adéquate pour faire arrêter les venues du gaz.

Le travail est accompagné d'une simulation avec le logiciel PIPESIM pour estimer le gain escompté et vérifier l'efficacité de la solution proposée.

Après avoir supposé que les zones à gaz ont été fermées, les calculs donnent un gain appréciable pour le puits MDZ509.

Pour le champ de Hassi Messaoud, il est recommandé de :

- ❖ Avoir un emplacement des puits injecteurs de gaz et d'eau de telle manière à ralentir l'arrivée de percée.
- ❖ Se servir de la sismique 3D pour bien cibler les zones de bonnes caractéristiques pétrophysiques.
- ❖ Faire systématiquement des simulations pour trouver la meilleure solution afin d'isoler les zones en percée.
- ❖ Conduite périodique de mesures PLT tels que FSI dans les puits producteurs horizontaux, PLT standard pour les puits producteurs verticaux, PLSS pour les puits injecteurs afin d'identifier les profils de balayage verticaux et surfaciques.
- ❖ Injecter du gaz à un débit optimum pour améliorer la performance du puits par rapport à la diminution de la pression de réservoir.
- ❖ Recommander l'application de cette technique dans d'autres puits ayant le même problème (percé de gaz).

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

- ❖ Cette démarche qui vise à l'amélioration du débit d'huile en cas de percée de gaz est le fruit de plusieurs essais de puits et qui reste perfectible avec le temps en fonction des données qui seront disponibles.

Expert PDF Evaluation

# Bibliographies

- [1] Teknica petroleum services Ltd suite 2500.5300 8<sup>TH</sup> S.W T2358 (JULY 2001)Horizontal wells.
- [2] Jean-Paul Szezuka Edition (3.3-juin 2005),ENSPM forage dirigé ingénierie et méthodes.
- [3] S.D JOSHI (1991).Horizontal well technology Inc Tulsa ok, U.S.A
- [4] Horizontal well performances in HASSI-Messaoud oil field.
- [5] Data Bank (DP-Sonatrach).
- [6] Documentation de Sonatrach.
- [7] Le rapport de Sonatrach du puits MDZ 509.

Expert PDF Evaluation



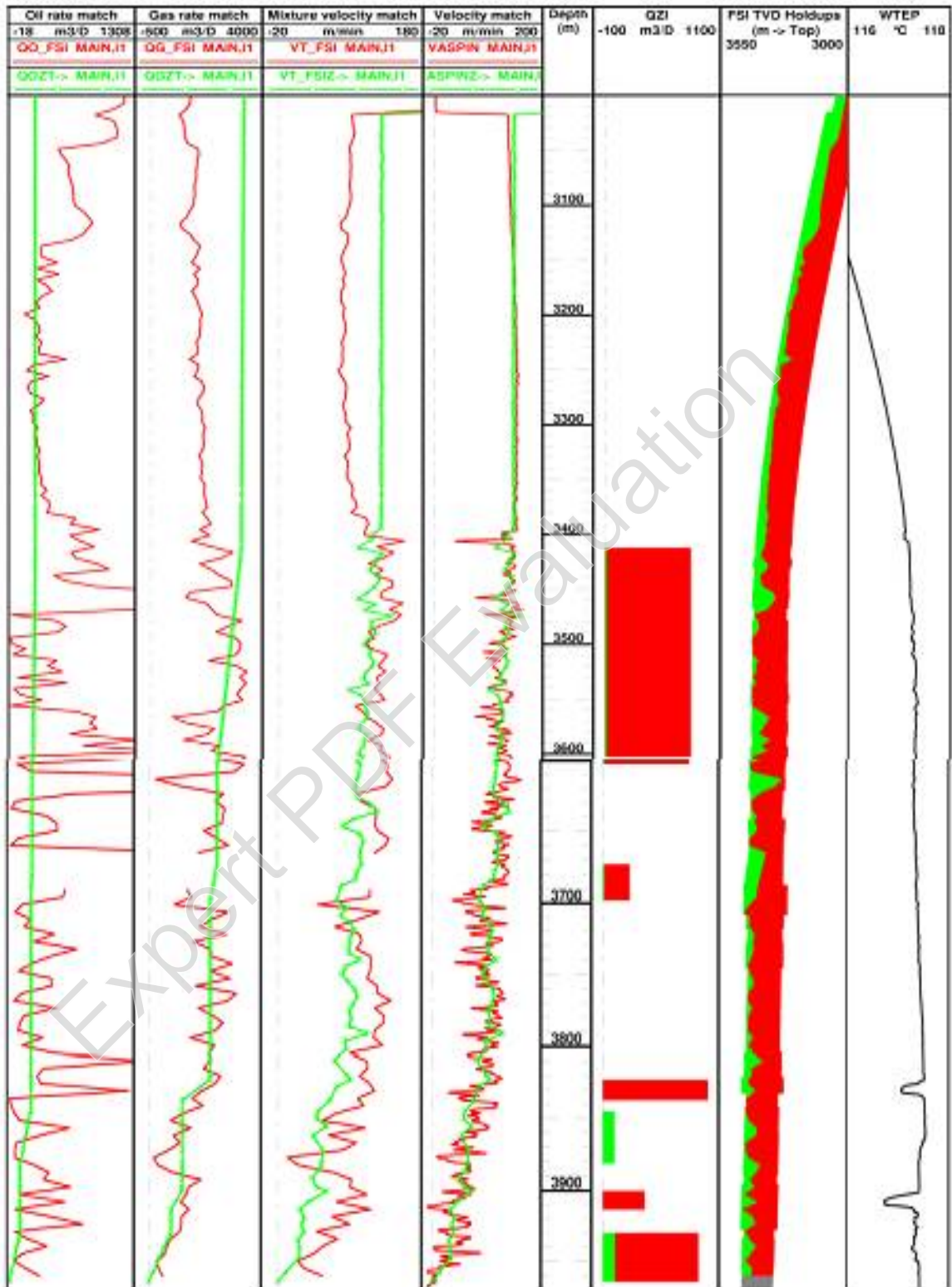
# ANNEXES

## Annexe 1 : Test du jaugeage du puits MDZ 509

PUTTS : MDZ509														
Date Mesure	Diarn. Caste (mm)	Unité Sigeat	P-204 (m³/h)			GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/s)		Observations
			Huile	Gas	GOR		Press. Tote	Press. Pipe	Press. Segin.			Récapéris	Injectée	
16/03/2000	13.7	1440	8.96	807.57	81	49.3	real	8.58	54	0.533	0	0	-----	
24/04/2000	13.3	800	12.25	2797.69	243	54	18	6.7	44	0.437	0	0	-----	
09/07/2000	13.3	800	11.46	2364.17	184	52	17.8	4.9	49	0.481	0	0	-----	
07/11/2000	13.3	720	9.88	2243.73	242	48	16.1	4.4	40	0.536	0	0	-----	
09/01/2001	17	1440	10.53	2403.60	203	43.6	16.6	6	48	0.654	0	0	-----	
15/05/2001	17	400	10.67	2337.60	194	40	16.7	4.6	52	0.635	0	0	-----	
27/07/2001	17	720	11.46	2165.72	170	30.6	16.3	3.4	48	0.552	0	0	-----	
07/11/2001	17	720	11.46	2228.89	179	37.9	16.1	4.2	47	0.543	0	0	-----	
04/02/2002	17	1440	10.07	2056.36	243	37.3	16.3	4.6	45	0.566	0	0	-----	
09/05/2002	17	600	11.07	2440.67	190	37	16.0	4.7	49	0.548	0	0	-----	
20/08/2002	17	1440	10.09	2294.54	253	37.6	13.4	4.6	48	0.612	0	0	-----	
27/01/2003	17	600	10.10	2070.03	263	30.8	16.0	4.8	45	0.632	0	0	-----	
25/06/2003	17	720	10.20	2473.15	218	30.5	16.6	3.5	51	0.634	0	0	-----	
28/11/2003	17	600	8.89	4270.32	464	39	17	4.9	44	0.718	0	0	-----	
17/02/2004	17	720	9.88	2087.54	273	40.4	15.8	3.1	37	0.671	0	0	-----	
17/06/2004	17	600	9.48	3239.00	333	38.2	13.1	4.8	48	0.66	0	0	-----	
26/09/2004	17	600	8.89	3717.38	428	39.4	14.1	3.05	38	0.7112	0	0	-----	
22/01/2005	17	600	8.89	4938.11	570	39	17	6.42	38	0.7337	0	0	-----	
17/05/2005	17	600	8.34	4071.71	543	38.4	17.3	4.64	35	0.7687	0	0	-----	
14/10/2005	17	720	7.9	5071.49	634	39.3	13.4	5.71	29	0.8163	0	0	-----	
24/02/2006	17	720	7.94	3262.89	499	35.9	14.1	6.71	31	0.7886	0	0	-----	
01/07/2006	17	600	7.42	3882.96	389	44.2	13.2	6.91	40	0.8443	0	0	-----	
10/12/2006	17	600	9.26	3409.40	368	35	13.6	3.1	33	0.6907	0	0	-----	
02/05/2007	17	600	7.85	6741.63	1114	63	16.9	7.34	35	1.3168	0	0	-----	
21/06/2007	17	600	5.52	7349.43	1342	76	16	6.46	29	2.1058	0	0	-----	
30/09/2007	17	600	5.83	10045.33	1761	83	15.3	7.83	35	2.3127	0	0	-----	
16/01/2008	17	635	5.56	9176.65	1650	68	16.1	6.16	32	2.5943	0	0	-----	
23/05/2008	17	600	5.9	6935.52	1419	90.5	10.4	7.84	33	2.5173	0	0	-----	
05/08/2008	17	1440	5.5	13735.03	2500	91	17	15.3	33	2.742	0	0	-----	
21/10/2008	17	635	1.4	3217.11	2265	20.7	16.0	4.59	33	2.2675	0	0	-----	
21/05/2010	12	-	4.37	6202.54	1441	125	16.7	11.03	23	2.5081	0	0	-----	
24/08/2010	12	600	3.56	8085.26	2274	125	13.6	11.36	28	3.0797	0	0	-----	
20/12/2010	12	-	4.38	10943.25	2946	117	10.8	15.7	23	3.864	0	0	-----	
07/03/2011	12	-	4.33	14046.24	3381	108	12.5	21.45	28	3.0167	0	0	-----	
04/06/2011	12	600	1.88	7322.42	3794	119	16.3	9.38	24	3.2982	0	0	-----	
18/07/2011	15	720	3.93	13254.43	3764	118	21.8	17.03	35	4.0701	0	0	-----	
23/01/2013	15	600	2.97	16221.89	6387	85	21.2	8.97	26	4.1233	0	0	-----	
13/03/2012	15	600	1.98	12115.90	6113	100	17.3	9.99	24	6.0328	0	0	-----	
18/06/2012	16	635	1.97	11545.70	7393	98	17.9	6.72	24	6.1737	0	0	-----	
07/09/2012	16	-	1.97	11292.34	7192	96	17.3	6.97	25	6.9992	0	0	-----	
24/12/2012	16	-	1.98	13994.24	8219	85	17.3	12.03	27	7.9036	0	0	-----	
06/02/2013	20	-	1.39	10046.64	7240	98	15.3	7.83	26	15.4336	0	0	-----	
12/06/2013	20	1440	1.34	9788.31	7169	85.2	19.3	19.48	31	13.9772	0	0	-----	
23/12/2013	16	635	1.19	9481.85	7940	74	14.7	10.71	30	9.1117	0	0	-----	
25/03/2014	16	1440	1.4	9189.99	6543	83.3	17.55	19.88	27	6.7197	50	0	-----	
12/08/2014	16	1440	1.33	11397.67	8586	86	19	21.43	43	9.5233	47	0	-----	
24/10/2014	16	1440	1.24	9398.67	7740	82.3	20.3	-	36	9.7811	10	0	-----	
29/02/2013	16	1440	1.09	9382.37	8789	82.8	17.9	19.17	29	11.1663	0	0	-----	
11/07/2013	16	1440	0.97	9526.37	9437	80	16.7	19.68	27	12.146	0	0	-----	
16/10/2015	16	1440	1.72	8164.80	4738	72	19	10.05	12	6.1435	0	0	-----	
13/05/2016	16	1440	0.83	7802.89	9359	71.8	17.2	17.23	27	12.6626	0	0	-----	

# ANNEXES

## Annexe 2 : Profil de production (FSI du puits MDZ 509)



---

---

**CHAPITRE 01 :**

**GÉNÉRALITÉS SUR LE  
CHAMP DE  
HASSI-MESSAOUD**

---

---

## CHAPITRE 02 :

# APERÇU SUR LES PUITS HORIZONTAUX

---

---

## **CHAPITRE 03 :**

# **L'INDICE DE PRODUCTIVITÉ**

---

---

## **CHAPITRE 04 :**

# **ANALYSE DE LA PERFORMANCE DU PUIITS MDZ 509**

---

---

---

# CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

---

---

---

# RÉFÉRENCES

---

Expert PDF Evaluation