

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

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

Présenté Par :

**DOUH NADIR ;
BEDDOUDA MOHAMED ELHADI**

-THÈME-

Étude de Short Radius (étude de cas MD619)

Soutenue le 10 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. Ahmed Ghali	Docteur	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. SID ROUHOU H.Med	Docteur	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr.Touahri Abdeldjabar	Docteur	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

Remerciement

*Tout d'abord, je remercie dieu le clément et le miséricordieux de nous avoir donné le courage,
la force et la patience de nous éclairer sur le chemin du savoir.*

*Nous tenons à remercier vivement tous ceux qui nous ont accompagnés de près ou de loin, et
qui ont contribué à la réalisation de cette thèse.*

*Nous tenons à exprimer notre gratitude à notre superviseur **Dr Sid Rouhou Hadj
Mohammed** pour son soutien, sa patience et ses encouragements après notre travail continu.*

*Nous remercions Monsieur **Ahmed Ghali** qui nous fait le plaisir de présider*

*Le jury de ce mémoire en tant que président de jury, nos remerciements s'adressent
également à **Touahri Abdeldjabar** pour sa participation à ce jury en tant qu'examineur.*

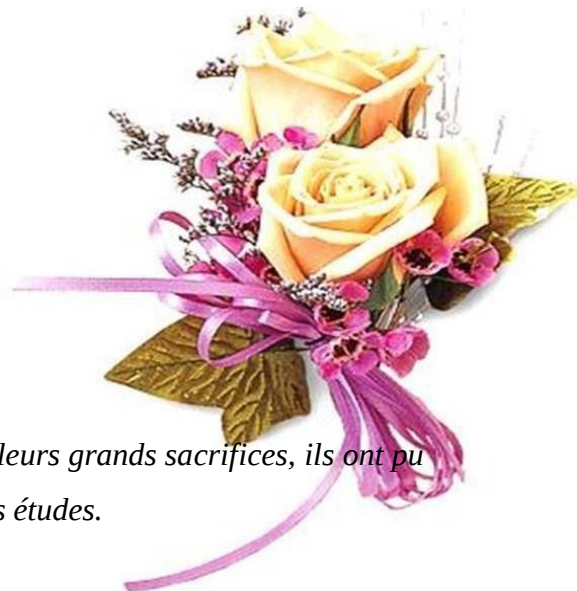
*Leur présence est garante pour nous d'un examen rigoureux et d'une critique juste de notre
travail.*

Notre appréciation et gratitude aux ingénieurs dans la région de Sonatrach Hassi Messaoud

*Dans les dernières lignes, je remercie, d'une façon particulière, nos chers parents, nos frères
et nos amis pour leur aide*

*moral et matériel et pour leur motivation dans le but de réussir cette thèse
de fin d'études*

Dédicaces



Que ce travail témoigne de mes respects:

A mes parents : Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la poursuite de mes études.

Aucune dédicace ne pourrait.

Exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux.

Je prie le bon Dieu de les bénir, de

Veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

A tous mes frères.

*A la famille **DOUH**. Ils vont trouver ici l'expression de mes sentiments de respect et de reconnaissance pour le soutien qu'ils n'ont cessé de me porter. A tous mes professeurs : Leur générosité et leur soutien m'oblige de leurs témoigner mon profond respect et ma loyale considération.*

A tous mes amis et mes collègues

Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.

Nadir

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:

*À mon père, que Dieu lui fasse miséricorde, à ma mère, que Dieu prolonge sa vie, et à ma
petite famille, à ma femme et à mes enfants HOUDAIFA .KHADIDJA, la prunelle de mes
yeux*

*Aux frères et sœurs, à tous les parents et proches,
À tous les amis, Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.*

À mon binôme: Douh Nadir

*À tous ceux que j'ai connus de près ou de loin,
À ceux qui ont hissé les drapeaux de la science et de l'éducation
Chers Messieurs,
À tous ceux qui sont tombés par inadvertance de ma plume et ne sont pas tombés de mon
cœur.*

A tous ce qui me sont chers.

Mohammed elhadi



Résumé :

Opération de courte portée visant à améliorer les caractéristiques pétro physiques des réservoirs compacts en fournissant. Nous avons mené une étude sur le puits MD619 de Hassi Messaoud dans le but d'améliorer la productivité en augmentant la perméabilité. En augmentant la perméabilité, nous avons observé une amélioration remarquable de la productivité, qui a été associée à une perméabilité plus élevée.

Mots clés : le short radius, amélioré de la productivité, champ Hassi Messaoud.

ملخص :

عملية نصف القطر القصير تهدف إلى تحسين الخصائص البتر وفيزيائية الخزانات المدمجة مهمتنا هي تحسين من نصف القطر القصير. الهدف من ذلك هو زيادة الإنتاجية أو تحسينها عن طريق زيادة النفاذية ، وقد أجرينا دراسة على البئر المذكور مسبقا في حقل حاسي مسعود. من خلال هذه الدراسة وجدنا تحسنا كبيرا في الإنتاجية عن طريق زيادة النفاذية.

الكلمات الرئيسية: نصف القطر القصير، تحسين الإنتاجية، حقل حاسي مسعود.

Abstract :

A radius shorts operation aims to improve the petrophysical characteristics of compact reservoirs, with the objective of increasing or improving productivity by increasing permeability. We conducted a study on well MD 619 in the Hassi Messaoud field to assess the effectiveness of a radius shorts operation in achieving these goals.

Through this study, we observed a significant improvement in productivity by increasing permeability.

Keywords: radius shorts, productivity improvement, Hassi Messaoud field.

Titre	N° Page
<i>Remerciement</i>	I
<i>Dédicaces</i>	II
Résumé	IV
Sommaire	V
Liste Des Figures	IX
Liste Des Tableaux	X
Liste des abréviations	XI
Introduction général	01

Chapitre I :

Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1) Introduction	03
I.2) Situation géographique	03
I.3) Situation géologique	03
I.4) Zones et numérotation des puits	05
I.5) Aperçu stratigraphique	06
I.5.1) Le Paléozoïque	06
I.5.2) Le Mésozoïque	08
I.5.3) Le Cénozoïque	10
I.6) Genèse et origine de l'huile	10
I.7) Aperçu structurel	10
I.8) Notion de drain et subdivisions du réservoir	11
<i>I.9) Description et caractéristiques du réservoir</i>	12
I.10) Liaison couche - trou	13
I.11) Problèmes d'exploitation du champ	13

Chapitre II :

Généralités sur le short radius

II.1- Introduction	15
II.2-Classification des puits Horizontaux	15
II.1. Long radius :	16
II.1.1. Définition	16
A. Avantages	16

B. Inconvénients	17
II.2.Medium radius :	17
II.2.1.Définition	17
A. Avantages	17
B. Inconvénients	18
II.3.Short Radius :	18
II.3.1.Définition :	18
II.3. 2.Historique du Short Radius	19
II.3.3. Raisons et intérêts de la reconversion en Short Radius	19
II.3.4.Avantages et les inconvénients des puits en Short Radius :	20
A- Avantages	20
B-Inconvénients	20
II.3 .5-Applications des Short Radius	20
II.3. 5.1- Réservoirs fracturés	20
II.3. 5.2 -Réservoirs multicouches :	21
II.3.5.3 -Réservoirs à basse perméabilité :	21
II.3.5.4 -Formations non consolidées (contrôle de sable) :	21
II.3.5.5- Conning de gaz et de l'eau	22
II.3 .6- Sélection des puits candidats à la reprise en Short Radius	22
II.3 .6.1 -Critères du choix du puits	22
II.3.6.2 -Critères de choix du drain (la cible)	22
II.3.6.3- Critères de choix de la direction du drain (Azimut)	23
II.3.6.3.1.L'anisotropie	23
II.3.6.3.1.-Influence des contraintes	24
II.3.7 -Influence de certains paramètres sur la productivité d'un puits en Short Radius :	24
II.3.7.1- Longueur du drain horizontal :	24
II.3.7.2- Hauteur d'un puits horizontal :	25
II.3.7.3- Effet de l'anisotropie sur la productivité :	25
II.3.7.4 -Effet de rayon de drainage sur la productivité :	26
II.3.7.5 Influence de l'excentricité d'un puits Short Radius	26

Chapitre III :

Etude de cas (puits MD619)

III.1) Généralités	29
III.2) La complétion	30
III.3) Historique du puits MD619	31
III.4) Les opérations	31
II.5) Historique de Production	31
III.6) Analyse des données :	32
III.6.1) Données de jaugeage	32
III.6.2) Résultats des essais de puits :	32
III.7) Etude de cas :	32
III.7.1) Aspect statique	32
III.7.2) Aspect dynamique :	36
2. Offset Wells :	36
2.1) Cumul huile et IP initiale :	37
2.2) pression du gisement :	37
2.3) Performances des puits Voisins	38
2.4) Wcut et Salinités :	38
3) Analyse Dépôt :	39
4) Les paramètres de production :	39
III.7.3) Analyses :	39
1 Aspect pétro physique :	40
2) LOG Composite MD619 :	41
3) Historique MD619 :	42
III 8.Parté calcul :	43
III.8.1. Calcul d'un puits dévié en cours de réalisation :	43
III.8.2. Objectifs de calcul de la trajectoire déviée	43
III.8.3. Principe de calcul :	43
III.8.1.1.Calcul des Dog-legs :	44
III.8.1.2.Sévérité du dog leg (DLS) :	44
III.8.1.3.Wilson's dogleg severity :	44
III.8.4.Méthodes de calcul:	44
III.8.4.1.La méthode tangentielle (tangential method) :	44

III.8.4.2.La méthode de l'angle moyen (Average angle method) :	45
III.8.4.3.La méthode tangentielle pondérée (balanced tangential method) :	46
6) Données de jaugeage après SR :	47
III.9) Etude économique du puits MD619 :	47
III.10) La reprise en short radius :	48
Conclusion générale	50
Références Et Bibliographiques	51

Liste Des Figures :

Titre	N° Page
Figure I.1 : Situation géographique du HMD	4
Figure I.2 : Situation géologique du champ Hassi Messaoud	5
Figure I.3 : Carte de zone [1]	6
Figure II.1 : Profils d'un Forage Horizontal (MR .LR. SR). [2]	16
Figure II.2 : Exemple schématisé d'un Short Radius. [4]	18
Figure II.3 : Réservoirs fracturés [8].	21
Figure II.4 : Réservoirs multicouches. [8]	21
Figure II.5 : Conning de gaz et de l'eau. [1]	22
Figure II.6 : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (K_h/K_v). [8]	23
Figure II.7 : L'influence des contraintes sur la direction de l'azimut. [4]	24
Figure II.8 : Effet de l'anisotropie sur IPR. [1]	25
Figure II.9 : Effet de rayon de drainage sur le rapport IP_h/IP_v . [9]	26
Figure II.10 : Effet de l'excentricité sur la productivité. [1]	27
Figure III.1 : Position des puits de la zone 25. [4]	29
Figure III.2 : fiche technique de puits [4]	30
Figure III.3 : Structure et failles	33
Figure III.4 : Coupes géologique et corrélations diagaphies [4]	33
Figure III.5: Le contexte pétro physique [4]	34
Figure III.6 : Information sur les puits [4]	36
Figure III.7 : Production au type à deux puits [4]	37
Figure III.8 : Pression du gisement [7]	37
Figure III.9 : Performance des puits voisins [8]	38
Figure III.10 et 11 : W_{cut} est Salinités [1]	38
Figure III.12 : les paramètres de production [4]	39
Figure III.13 : les failles confirmées [4]	40
Figure III.14 : Aspect pétrophysique [4]	40
Figure III.15 : LOG Composite de puits [4]	41
Figure III.16 : Historique de puits [4]	42
Figure III.17 : chemin de SR [6]	46

Liste Des Tableaux :

x

Titre	N° Page
Tableau III.1 : les opérations [6]	31
Tableau III.2 : donnés de jaugeage [4]	32
Tableau III.3 : Les mesures pétro physique [5]	35
Tableau III.4 : analyse de dépôt [4]	39
Tableau III.5 : loi de la méthode tangentielle [5]	45
Tableau III.6 : loi de la méthode de l'angle moyen [14]	45
Tableau III.7 : loi de La méthode tangentielle pondérée [6]	46
Tableau III.8 : données après SR [4]	47
Tableau III.9 : prix de brut [7]	47
Tableau III.10 : Situation de puits [4]	48
Tableau III.11 : donné un débit [6]	48
Tableau III.12 : résultats de short radius [4]	49

Liste des abréviations :

T.S :	Trias Salifère
PFS :	Pression de Fond Statistique
GL :	Gas lift
VS :	Vertical Section (m)
API :	American Petroleum Institute
HMD :	hassi messaoud
KOP :	Kick of Point
TVD :	Total vertical depth
DLS :	Dog Leg
DST :	Drill Stem Test
Ø :	porosité
GOR :	Gas Oil Ratio
SR :	short radius
TD :	Total depth
IPR :	In flow Performance Relationship.
WL :	Wire line
K :	perméabilité

Introduction

Général

Introduction général_:

La technique du Short Radius consiste à injecter un fluide avec des agents de rétention pour créer un drain perméable dans un réservoir contaminé, améliorant ainsi l'extraction des hydrocarbures. Bien qu'efficace pour les réservoirs avec des propriétés pétrophysiques améliorées, cette méthode peut rencontrer des problèmes comme la déviation imprévisible des trous de forage et l'érosion latérale. Une analyse géomécanique approfondie est nécessaire avant son application.

Pour le puits MD 619, qui était peu productif, l'application du Short Radius a été bénéfique après une étude détaillée du réservoir, doublant ainsi sa production. Le mémoire examine les études préalables nécessaires, la faisabilité de la technique, en couvrant la localisation du champ, les généralités sur le Short Radius, et l'étude de cas du puits MD 619.

Chapitre I :

Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1) Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro physiques comme ils peuvent les détériorer.

I.2) Situation géographique : (Figure I.1)

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.

I.3) Situation géologique : (Figure I.2)

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie ; il est limité :

* Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, 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 :

* A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

* Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

* Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.

* A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.[1]

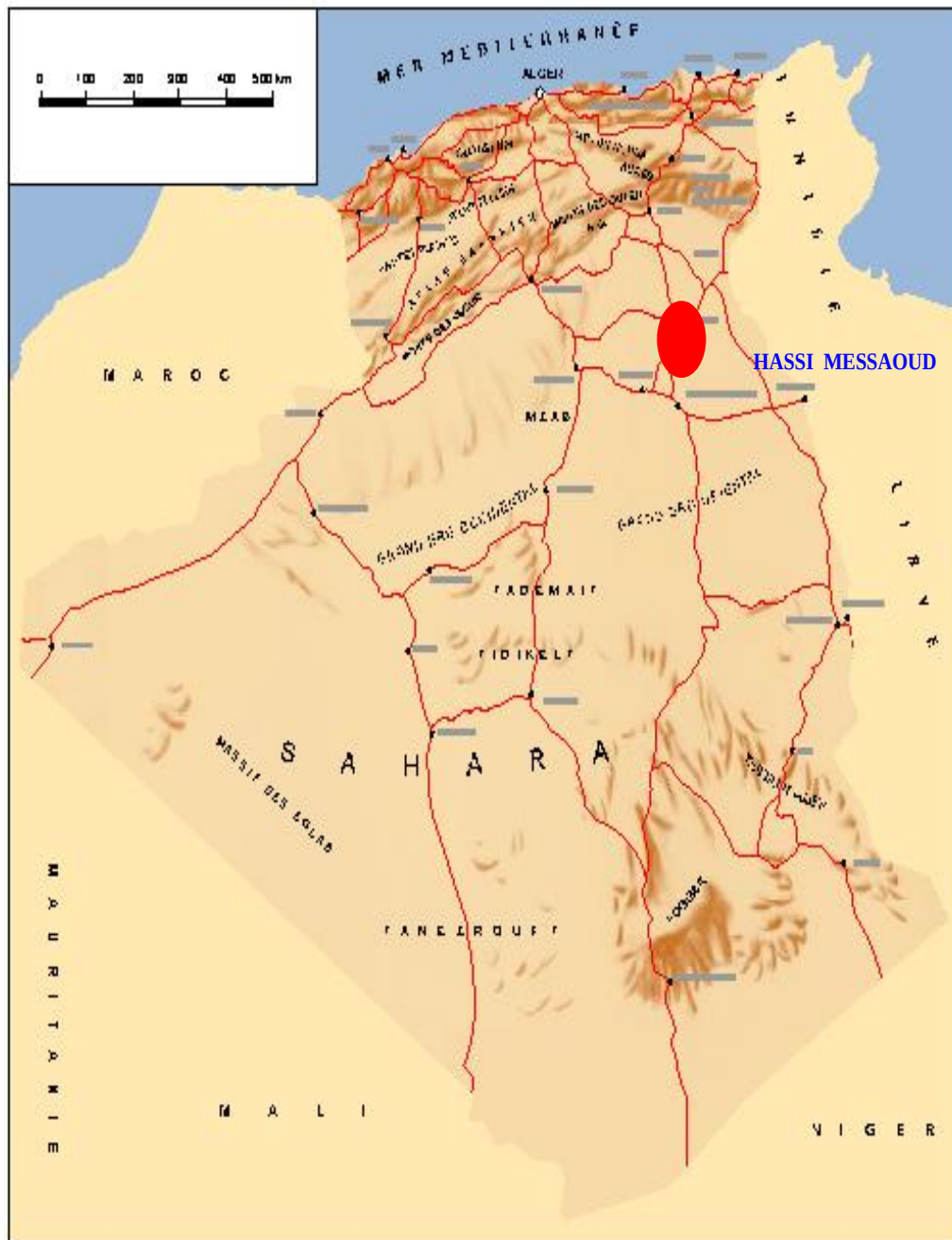


Figure I.1: Situation géographique du HMD

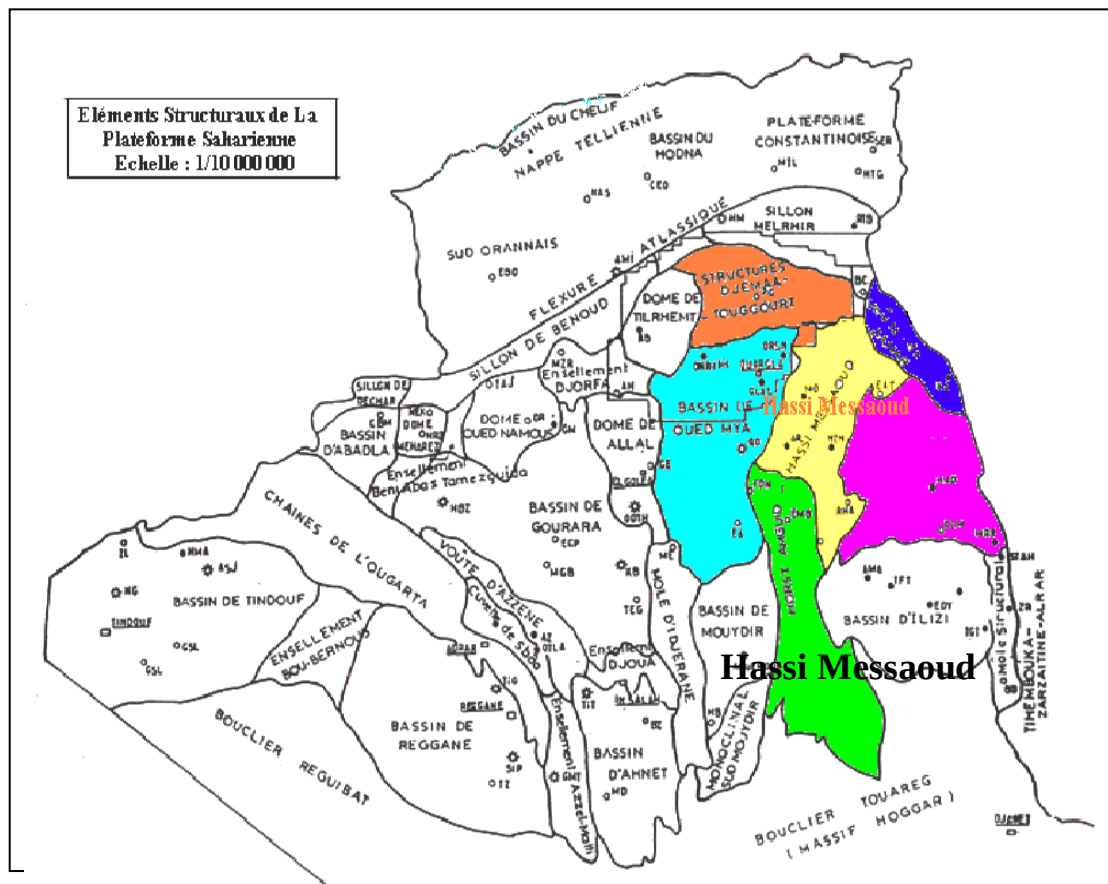


Figure I.2 : Situation géologique du champ Hassi Messaoud

I.4) Zones et numérotation des puits :

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production (Figure I.3). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue pression de gisement.

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

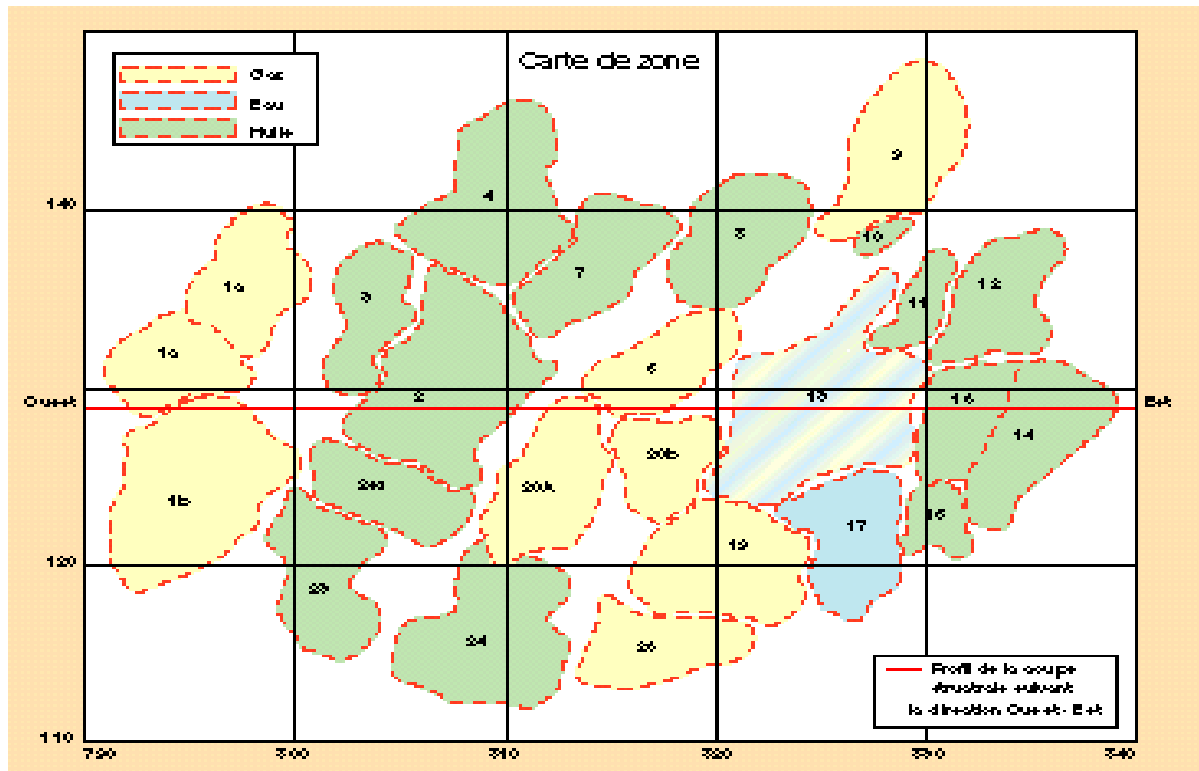


Figure I.3 : Carte de zone [1]

I.5) Aperçu stratigraphique : (Figure I.4)

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

La couverture du gisement est assurée par le complexe Arigilo-gréseux et Salifère du Trias discordant sur la surface d'érosion du Cambro-Ordovicien.

De la base au sommet on distingue :

I.5.1) Le Paléozoïque :

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absente dans la partie centrale de la structure, vers la périphérie du champ la série stratigraphique la plus complète est composée de :

Le Socle : Rencontré aux environs de profondeur de 4000 mètres, il est observé au niveau des puits Md2 à 3658m, et Om81 à 4533 m, il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

L'infrcambrien : Reconnu par le forage Om47 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grès argileux de couleur rouge d'épaisseur de 45m.

Le Cambrien : comprend le réservoir de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra + Ri), R2 et R3.

a) Lithozone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres, il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

b) Lithozone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres, il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

c) Lithozone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

d) Lithozone Ri « Cambrien-Ordovicien » : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, il se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

L'Ordovicien : A l'échelle régionale, il est composé de plusieurs formations, du champ de Hassi Messaoud, l'ordovicien est représenté par :

a) Zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques glauconieuses.

b) Argile d'El Gassi : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres, cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

c) Les grès d'El Atchane : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres, cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieu admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

d) Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

I.5.2) Le Mésozoïque :

Il est subdivisé comme suit :

❖ **Le Trias** : Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en quatre unités :

a) Trias éruptif : Son épaisseur atteint 92 m, il est représenté par des épanchements locaux, de coulée éruptive intercalée dans les matières détritiques.

b) Trias Gréseux : Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres, il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagénétiques, accompagné par des coulées éruptives.

c) Trias Argileux : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres, il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

d) Trias Salifère : Son épaisseur moyenne est de **440** mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

Le trias salifère est subdivisé en trois termes :

T.S.3 : Ce sont des sels massifs d'une épaisseur moyenne de 200 m.

T.S.2 : Correspond à des sels avec des niveaux d'anhydrite et d'argiles gypsifères.

T.S.1 : d'une épaisseur de 46 m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.

❖ **Le Jurassique** : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias)

a) Le Lias : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres, le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur, ils sont :

Le Lias dolomitique 3(LD3) : Ce sont des marnes à passées dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.

Lias salifère 2(LS2) : Ce sont des sels massifs, avec quelques fois des intercalations argilo-salifère de couleur brun rouge.

Lias dolomitique 2(LD2) : Ce sont des dolomies massives à grains fin, de couleur grisâtre.

Lias salifère 1(LS1) : D'une épaisseur moyenne de 90 m, il est constitué de bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche.

Lias dolomitique1 (LD1) : Composé de dolomies et d'anhydrite sur une épaisseur moyenne de 66m.

b) Le Dogger : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres, il est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :

Le dogger lagunaire : D'une épaisseur moyenne de 210 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.

Le dogger argileux : Sur une épaisseur moyenne de 110 m, il est constitué d'argiles silteuse avec parfois des niveaux gréseux à grains fin, et à ciment argileux carbonaté.

c) Le Malm : Son épaisseur moyenne est de 226 mètres, il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

❖ **Le Crétacé :** Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres, il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

a) Le Néocomien : Son épaisseur est de 182 mètres, il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

b) Le Barrémien : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres, il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

c) L'Aptien : Son épaisseur est de 25 mètres, il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

d) L'Albien : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres, Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il est considéré comme étant la nappe aquifère principale en eau douce.

e) Le Cénomanién : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres, alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

f) Le Turonien : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux; au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

g) Le Sénonien : Son épaisseur moyenne est de 450 mètres, il est constitué de deux types de formations :

Sénonien lagunaire : (350m) présente des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

Sénonien carbonaté : (100m) ce sont des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

I.5.3) Le Cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360mètres, il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

Eocene : D'une épaisseur moyenne de 120 m, il est représenté par des calcaires dolomitiques.

Mio-Pliocene : C'est le recouvrement continental essentiellement sableux d'une épaisseur variable pouvant aller jusqu'à 250 m.

I.6) Genèse et origine de l'huile :

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

NB : L'âge géologique du Cambrien de HASSI-MESSAOUUD a été daté par **Mobil Field Research Laboratory** à 560 millions d'années plus ou moins 25 M.A. par la méthode Rubidium/Strontium (chronologie absolue).

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. Les argiles du silurien, puissante série, riches en matières organiques, situées de part et d'autre du gisement à de grandes profondeurs (sillon de Dorbane notamment).

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

Les huiles formées ont migré vers le début du Jurassique jusqu'au Crétacé inférieur où le piégeage a eu lieu (vers 110 millions d'années).

I.7) Aperçu structurel :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale N-E/S-W. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

✓ Les failles de direction sub-méridienne N-N-E/S-S-W ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction sub-latitudinale Ouest-Nord-Ouest/Est-Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben. Les failles moyennes compartimentent le gisement en zones de production distinctes, elles sont de l'ordre de trentaine de mètres et peuvent atteindre plus de 100m dans certains cas.

✓ Les cassures sans rejets remarquables, qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir. [1]

I.8) Notion de drain et subdivisions du réservoir :

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

Le terme de drains, qualifiants des zones ou unités faiblement cimentées à caractéristiques relativement constantes sur l'étendue du champ, coïncident bien avec les trois zones préférentielles du réservoir.

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, le premier sous niveau se caractérise par une épaisseur moyenne non érodée de 80m forme des fois l'aquifère, 17% d'argile en moyenne. la perméabilité est relativement meilleure dans le R2ab.

✓ **Niveau Ra** : réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques petrophysiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :

- **a. Zone I** : grossière inférieure subdivisée de bas en haut :

- Drain D1.
- Drain ID (Inter Drain).
- Drain D2.

- **b. Zone II** : Fine intermédiaire (D3).

- **c. Zone III** : Grossière supérieure (D4).

✓ **Niveau Ri (D5)** : Grès fin isométrique, zone habituellement très compacte (13% des réserves), une épaisseur moyenne non érodée de 45m, un dépôt sur le Ra après une période

d'érosion qui a pu éliminer environ 30% d'argile, une bonne continuité des couches a des faibles perméabilités. [1]

I.9) Description et caractéristiques du réservoir :

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/cm³ ; 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. L'aquifère n'est pas actif.

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 –2 mdarcy,
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45 °API) permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinsertion de gaz,
- La viscosité est d'environ 0.2 cp,
- Le facteur volumétrique de fond B_o est de 1.7 m³/stdm³ et le B_g est de 0.0005 m³/stdm³,
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile + eau + roche) est égale à $3,63.10^{-4}$ (kg/cm²)⁻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 kg/cm²,
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm²,
- La température est de l'ordre de 118° C,
- Les puits présentent des G.O.R. d'une moyenne de 219 m³/m³ (sauf pour les puits en percée où le G.O.R. peut dépasser 1000 m³/m³ et plus : cas d'OML 63 et 633),
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m maximum mais peut également être nulle.
- Cote de référence est de 3200m.

▪ L'étude détaillée (pour chacune des 25 zones) a été faite par le laboratoire "FRANLAB", pour plus de détail sur les caractéristiques des fluides la consultation des études "FRANLAB" est impérative. [11]

I.10) Liaison couche - trou :

Jusqu'à la fin des années 60, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté ; depuis, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée. Vers le milieu des années 80, la chute de production inexplicable de certains puits de la périphérie Ouest du champ, équipés de crépines, a permis de constater un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine par des dépôts organiques. Cette constatation a été faite à la suite de la destruction de la crépine au cours d'un work-over. Depuis, il a été décidé d'éliminer les crépines. Les nouveaux puits ou ceux repris en work-over sont systématiquement équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert. [10]

I.11) Problèmes d'exploitation du champ :

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits, dont 884 producteurs d'huile (502 en gas-lift), 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, ainsi l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels (zones Sud-Est) qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Etant l'eau injectée n'est pas compatible avec l'eau de formation, il se produit des nouveaux dépôts (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs (D32 par exemple). L'injection d'eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon est suffisant.

Malgré que la teneur des asphaltenes soit faible (0.15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ.

Les percées de gaz et d'eau dans les zones soumises à l'injection réduisent considérablement l'index de productivité surtout les puits en percés d'eau qui nécessite un investissement supplémentaire (gas-lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes. [8]

Chapitre II :

Généralités sur le short radius

II.1- Introduction :

Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place chutent considérablement, le plan d'eau remonte et les percées de gaz interviennent. La quantité des hydrocarbures reste empiégée dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques plus avancées et de haute précision. Le forage horizontal est une technique nouvelle dans notre pays. C'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZ1), ce puits a été réalisé à HASSI R'MEL dans l'anneau d'huile. Depuis cette date, deux puits de même type ont été forés 1993, l'un à Hassi Messaoud et l'autre à Tin Fouyé Tabenkort (TFT) en 1994. Un troisième forage dirigé a été réalisé en octobre 1994 sur OMP30D à Hassi Messaoud.

Chacun de ces forages avait son objectif propre :

- A HASSI R'MEL, on voulait éliminer le coning d'eau et de gaz et améliorer la productivité avant la déplétion de la zone.
- A Tin Fouyé Tabenkort (TFT), les inconvénients de la fracturation hydraulique ont rendu nécessaire le forage d'un puits horizontal pour améliorer la production.
- A Hassi Messaoud (HMD), le puits MDZ1 devait leur permettre la récupération de l'huile délaissée par le balayage de gaz d'injection dans la zone¹³.

Actuellement, sur les champs pétroliers Algériens, on distingue :

- ❖ Forages horizontaux propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné.
- ❖ Reprise en Short Radius : Ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux pour résoudre des problèmes liés à la production (puits sec, diminution de la production, éviter le coning d'eau ou de gaz). [1]

II.2-Classification des puits Horizontaux :

En fonction de la longueur du drain traversant la formation, on distingue trois types, Voir la Figure (I.1).

1. Long radius.
2. Medium radius.
3. Short radius.

Type d'un forage horizontal

Trois Types de puits peuvent être définis à savoir :

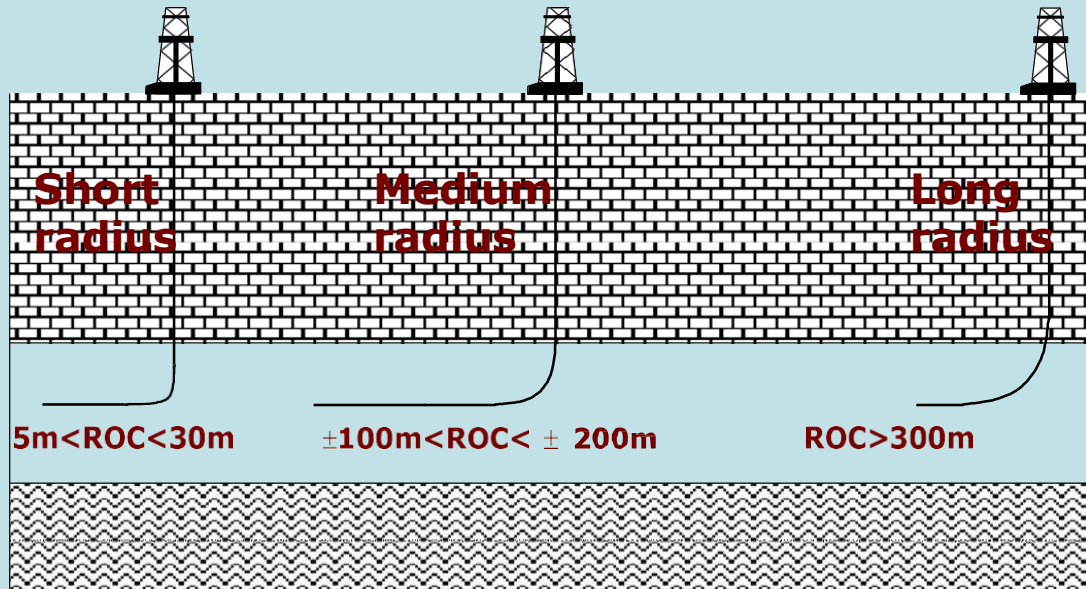


Figure II.1 : profiles d'un forage horizontal (MR .LR. SR). [2]

II.1. Long radius :

II.1.1. Définition :

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure $ROC > 300m$ ou un gradient de build-up $BUR < 6^\circ/30m$. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport ERD, voir Figure (I.1).

A. Avantages :

Les puits LR on plusieurs avantages :

- ✓ Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classique. L'inclinaison du puits peut être obtenue puis maintenue avec des garnitures de forage rotary, il n'est pas nécessaire d'utiliser un moteur de fond. Non seulement on utilise des tiges et des tubages conventionnels, mais en plus, le coût journalier du service de déviation est typiquement moins élevé que pour un puits médium ou short radius.

- ✓ Les puits long radius permettent de forer des drains horizontaux longs (1500m et plus), et d'atteindre des points très éloignés [3].

- ✓ Enfin ces puits permettent de descendre tous les types de diagrapies électriques différées conventionnelles. Ils s'accommodent de tous les types de complétion, de

stimulation, de Work-Over, et des équipements classiques de gas-lift.

B. Inconvénients :

✱La longueur forcée nécessite un chantier de forage plus puissant muni d'une top-drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement et stockage de la boue plus importante.

✱De plus la longueur accrue du trou ouvert augmente les risques de coincement, de venue et de détérioration des parois pouvant exiger la pose de tubages supplémentaires.

✱Le contrôle de la profondeur verticale est moins précis du fait du grand éloignement entre le démarrage du puits et la cible, encore que ce facteur devienne de moins en moins significatif avec l'emploi de MWD précis permettant la corrélation les marqueurs géologiques en temps réel.

✱Enfin les puits long radius ne sont pas envisageables sur des concessions de petite surface car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension du bloc considéré.

II.2.Medium radius :

II.2.1.Définition :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100\text{m} < \text{ROC} < \pm 200\text{m}$ ou soit un gradient de build-up BUR compris entre 6° et 30°/30m. Ces profils typiquement utilisés dans les forages à terre ont été surtout développés aux USA pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur de concessions aux dimensions modestes. Les équipements de forage utilisés pour les puits MR sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage. Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels longs radius, conçues pour résister à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage. Les dog-legs maximums générés en mode Sliding/Orienting sont de l'ordre de 16-20°/30m. Voir la Figure (I.1).

A. Avantages :

- ✓ Comparés au long radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontale mais génèrent davantage de frottements et de torque.
- ✓ On peut utiliser indifféremment des MWD de diamètres conventionnels (MWD collars) ou repêchables de petit diamètre (1¾"OD) ainsi que des moteurs de navigation (steerable) conventionnels.
- ✓ On peut forer des drains de longueur importante (jusqu'à 1500m) et carotter de façon conventionnelle.
- ✓ On peut descendre des tubages et des complétions classiques.

B. Inconvénients :

- ✖ Moins bonne transmission du poids sur l'outil car le gradient de build-up d'un puits MR est supérieur à celui d'un LR.
- ✖ Aussi la construction du profil d'un puits médium radius a-t-elle évolué. De nos jours la tendance est de démarrer le puits comme un long radius de façon à réduire le gradient de build-up dans la partie supérieure du puits. Après la section tangente le profil est réalisé comme un médium radius normal, ce qui permet de forer avec moins de couple et de frottements que dans un puits de profil 100 % médium radius. Et ceci est accompli sans perte de précision dans l'atterrissage ni perte sensible de déport horizontal.
- ✖ Si le diamètre du puits est $\leq 6 \frac{1}{8}$ ", les options sont limitées en ce qui concerne LWD, complétion, Wire-line et Work-Over.

II.3.Short Radius :**II.3.1.Définition :**

Ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux à cause des problèmes liés à la production ou bien des puits horizontaux repris avec un nouveau Target et un nouvel azimuth, cette technique a connu une large application en raison de son faible coût par rapport au coût d'un nouveau forage, voir la Figure (I.2).

Les puits Short Radius ont un rayon de courbure entre $5 \text{ m} \leq \text{ROC} \leq 40 \text{ m}$ soit un gradient de build-up compris entre 3° et 10° par mètre.

Ce genre de méthode est adopté pour la reprise des puits avec des problèmes le but d'atteindre le plus rapidement possible les drains caractérisés par des bonnes conditions pétro-physiques de production. Ce nouveau mode de forage a redonné une seconde vie à des vieux gisements.

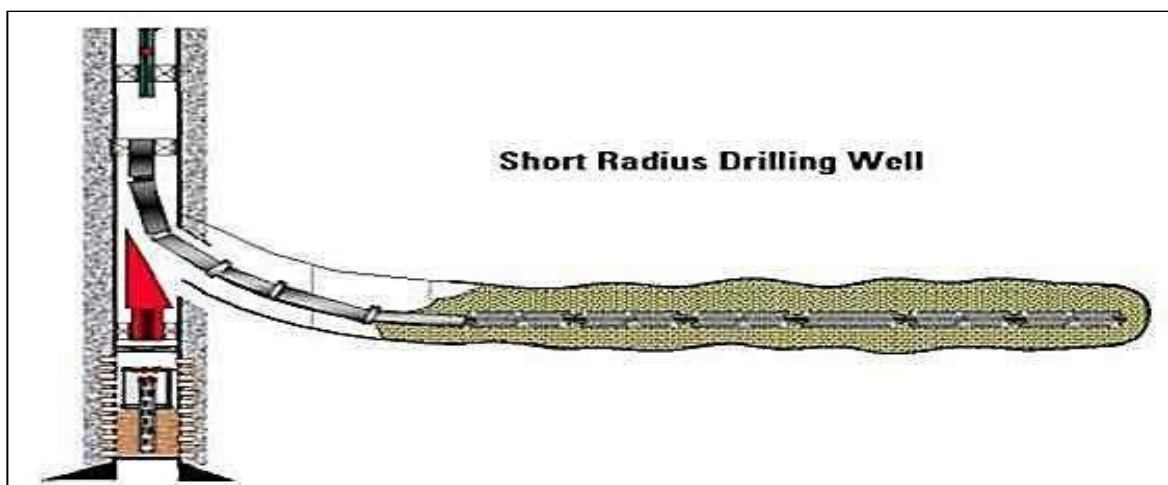


Figure II.2 : Exemple schématisé d'un Short Radius. [4]

II.3. 2. Historique du Short Radius :

La reprise des puits en short radius a été appliquée pour la première fois en Algérie sur le champ de HMD en 1995. Le premier puits était le MD--218, après l'augmentation du nombre de puits fermés à cause de la chute de production malgré les interventions périodiques réalisées sur ces puits (méthodes de stimulation, nettoyage de fond, liftag par gaz lift, ...etc.). La reprise de ces puits par Short Radius semble porter un nouvel élan. Cette technique s'avère l'une des meilleures procédures pour maintenir le plateau de production et aboutir à une récupération maximale en reprenant les nombreux puits fermés qui ne peuvent être exploités autrement. La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir est effectuée à la suite d'un programme détaillé d'une équipe pluridisciplinaire où se côtoient l'ingénieur de réservoir, le géologue, le producteur, le foreur, ainsi que les prestataires des compagnies de service pour les équipements de réalisation l'opération.

Afin de bien choisir les puits candidats à cette technique, des études géologiques et de réservoir doivent être faites ; la position idéale du drain cible (Target), l'orientation favorable

II.3.3. Raisons et intérêts de la reconversion en Short Radius :

- Les puits Short Radius crée un parcours (chemin) à travers l'écoulement dans le réservoir et ainsi on n'aura pas besoin de faire une fracturation hydraulique pour une meilleure production de l'huile (traverser horizontalement les fractures ou failles vertical).
- Résolution du problème de Conning d'eau et de gaz (débit critique plus élevé).
- Remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz.
- Maintenir un grand débit de production le plus longtemps possible pour optimiser la production.
- Optimiser le nombre des puits de développement.
- Amélioration de la productivité par l'augmentation de la surface du puits à exposer à l'écoulement.
- Reprise des nombreux anciens puits fermés verticaux sec et inexploitable avec un nouveau Target.
- Récupération des puits avec un problème de poisson (L'impossibilité de la récupération d'un poisson laissé dans un puits).
- Utilisation des informations sur le puits à drain horizontal pour la caractérisation du modèle du réservoir.
- Possibilité avantageuse de fracturation hydraulique [5].

II.3.4. Avantages et les inconvénients des puits en Short Radius :

A. Avantages :

- ✓ Plus précis encore en déplacement vertical que les puits LR ou MR, les puits SR sont particulièrement attractifs sur de petites concessions ou de petites lentilles dont la position précise est connue.
- ✓ Forés à partir de puits déjà existants, les puits short radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipeline).
- ✓ Comme le point d'initiation de la déviation KOP (kick of point) est généralement situé sous le contact des fluides, ce qui signifie moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits long radius ou médium radius.

B. Inconvénients :

- ✗ Les puits SR nécessitent des équipements de forage spéciaux (flexibles ou articulés) souvent lents à manier, moins résistants que les équipements standards, et souvent non conformes aux recommandations API. Ils requièrent également des moteurs, MWD et BHA articulés ou très flexibles.
- ✗ Vu le petit diamètre de forage, la vitesse d'avancement des outils est faible ainsi que leur espérance de vie. Donc un nombre très important de manœuvres est nécessaire pour changer l'outil ou le BHA.
- ✗ Etant donné que la garniture est particulière pour ces opérations, le coût du forage dévié peut être onéreux.
- ✗ De plus la longueur du drain est souvent inférieure à 150m (300m maxi), sans possibilité de carottage ou de diagraphies électriques différées.
- ✗ Enfin les puits SR ne peuvent être complétés qu'en trou ouvert ou bien avec des complétions très souples. [6]

II.3.5- Applications des Short Radius :

Dans beaucoup de réservoirs, le Short Radius permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau et de gaz dans le fluide récupéré. Les applications des Short Radius sont très nombreuses et nous ne mentionnons ici que les plus intéressantes.

II.3.5.1- Réservoirs fracturés :

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant Sub-verticales, le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale comme le montre dans la Figure (I.3).

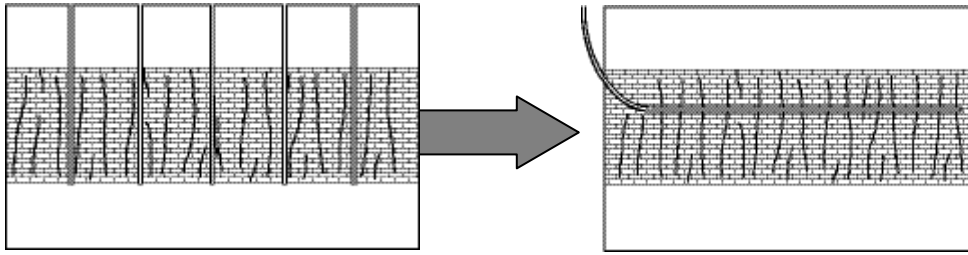


Figure II.3 : Réservoirs fracturés [8].

II.3. 5.2 -Réservoirs multicouches :

Dans la plupart des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

La figure illustre un tel cas de réservoir compartimenté ou un seul puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le Conning. Figure (I. 4).

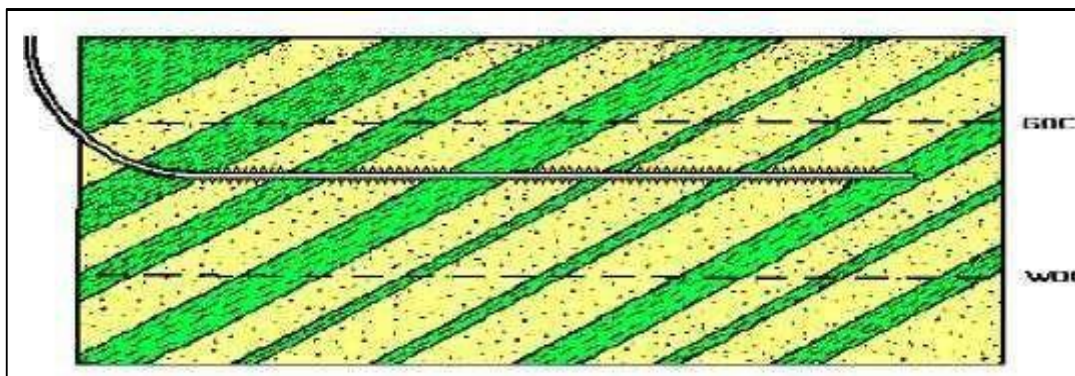


Figure II. 4 : Réservoirs multicouches. [8]

II.3.5.3 -Réservoirs à basse perméabilité :

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir.

Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

- Il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente.
- La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

II.3.5.4 -Formations non consolidées (contrôle de sable) :

La production des sables non consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

II.3.5.5- Conning de gaz et de l'eau :

Les puits horizontaux aident énormément la production de réservoirs affectés par les phénomènes du Conning d'eau ou de gaz. Il en déroule une augmentation de la distance entre le drain et le contact Huile/Eau. L'amélioration de la productivité est obtenue par la dispersion du soutirage entraînant une faible vitesse d'écoulement. Le même principe s'applique dans le cas des venues de gaz. Voir la Figure (I.5) [1].

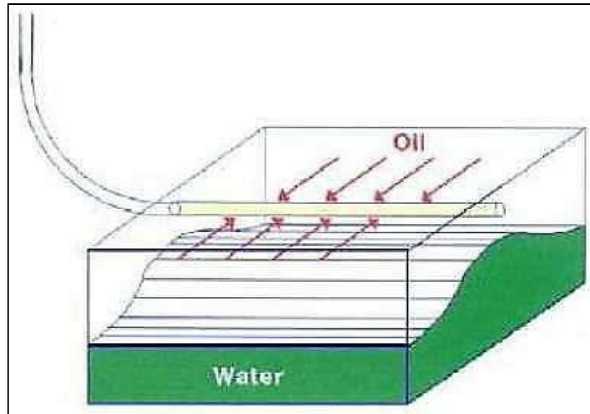


Figure II.5 : Conning de gaz et de l'eau. [1]

II.3 .6- Sélection des puits candidats à la reprise en Short Radius :

Généralement cette sélection se fait à partir des études géologiques et réservoir et tienten compte les critères suivants :

- a) Les critères de sélection des puits pour reprise en Short Radius.
- b) Les critères de choix du drain (la cible).
- c) Les critères de choix de la direction du drain (Azimut).
- d) L'analyse des résultats obtenus.
- e) L'évaluation du gain de production de ces puits candidats.

II.3 .6.1 -Critères du choix du puits :

Pour reprendre un puits en short radius, il doit obéir aux conditions suivantes :

- Être un puits sec ou un mauvais producteur.
- Être loin des puits injecteurs pour éviter les aquifère ou le gaz.
- Être dans une zone à faible GOR.
- Être dans une zone non tectonique dont le but d'éviter les couches faillées ;
- Le plan d'eau doit être le plus bas possible.
- Éviter les rayons de zones sèches.

II.3.6.2 -Critères de choix du drain (la cible) :

Le choix du drain est basé généralement sur l'analyse des caractéristiques pétro-physiques qui sont :

- ☞ La porosité.
- ☞ La perméabilité.
- ☞ La saturation en eau S_w et La saturation en huile S_h .
- ☞ L'épaisseur du réservoir (au moins 5 m).
- ☞ La présence d'un gaz cap.
- ☞ Le niveau du plan d'eau.
- ☞ Le rapport K_v / K_h (Perméabilité verticale / Perméabilité. Horizontale : ce rapport doit être le plus petit possible).

Le choix de ces caractéristiques le long du réservoir se fait afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable et il doit aussi prendre en considération le plan d'eau qui peut présenter des problèmes lors d'exploitation pour permettre d'éviter la percée.

II.3.6.3- Critères de choix de la direction du drain (Azimut) :

L'amélioration des caractéristiques pétro-physiques du réservoir correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage.

Ces derniers déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits. Donc le choix de l'azimut est en fonction d'un certain nombre de paramètres propres à l'intervalle de réservoir et le plus important sont les suivantes :

- L'anisotropie (K_v/K_h).
- Influence des contraintes.

II.3.6.3.1.L'anisotropie :

Le choix de l'azimut est très important, il faut le choisir de telle façon à ce que le drain soit bien orienté par rapport à l'anisotropie sur le plan horizontal pour assurer un meilleur drainage et il est préférable d'orienter le drain perpendiculairement à la direction de la perméabilité horizontale maximale. Voir la Figure (I.6).

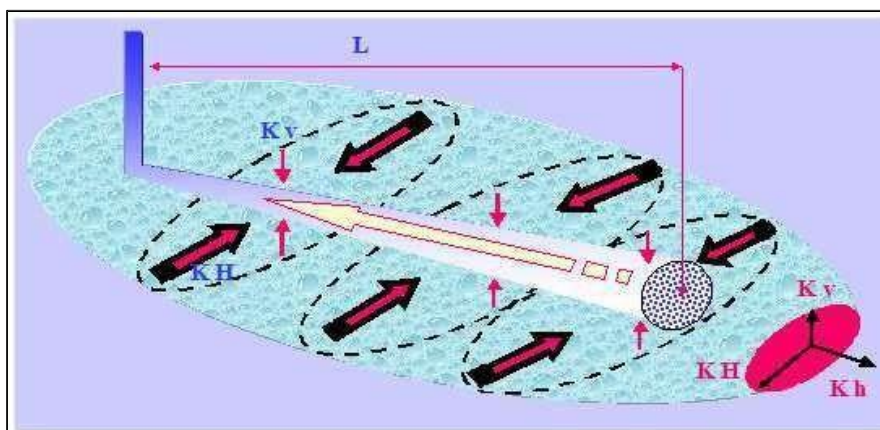


Figure II.6 : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (K_h/K_v). [8]

II.3.6.3.1.-Influence des contraintes :

On a deux types de contrainte représentés par deux directions :

- La contrainte horizontale maximale $\sigma_{\max}$.
- La contrainte horizontale minimale $\sigma_{\min}$

La perméabilité de fissuration dans la formation est contrôlée par la direction des contraintes ceci nous amène à supposer que la direction de la perméabilité de fissuration maximale soit parallèle à la direction de contrainte maximale pour faciliter la pénétration et éviter l'éboulement. Voir la Figure (I.7).

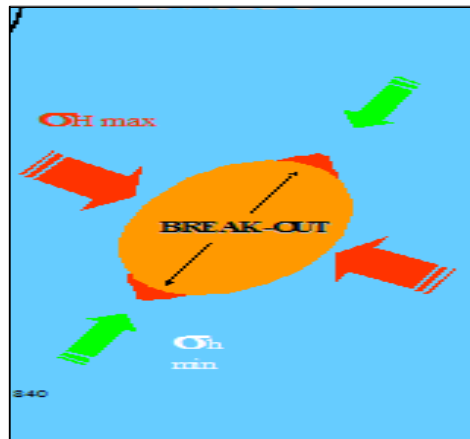


Figure II.7 : L'influence des contraintes sur la direction de l'azimut. [4]

D'autres paramètres sont pris en considération pour l'orientation de drain. L'azimut est pris de telle façon à éviter :

- a) La zone d'eau (injection d'eau)
- b) La zone à gaz (les puits injecteurs de gaz, les puits à GOR élevé)
- c) Les barrières de perméabilité latérales (faille) [4].

II.3.7 -Influence de certains paramètres sur la productivité d'un puits en Short Radius :

Le but essentiel de forage des puits en Short Radius 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.

Plusieurs paramètres peuvent influencer sur l'évolution de la productivité d'un puits

II.3.7.1- Longueur du drain horizontal :

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

On voit que la productivité d'un puits horizontal croît progressivement avec la longueur de celui-ci.

II.3.7.2- Hauteur d'un puits horizontal :

L'influence de la hauteur d'un puits horizontal sur la productivité est tout à fait significative, en donnant la longueur du puits horizontal, et l'augmentation du profil (le gain) dans une surface de contact est remarquable pour un réservoir mince que dans un réservoir épais.

Il est important de noter qu'un réservoir épais présente plus de réserves qu'un réservoir mince, mais c'est relatif vu que la productivité d'un puits vertical d'un réservoir épais est importante.

II.3.7.3- Effet de l'anisotropie sur la productivité :

La comparaison montre qu'une bonne perméabilité verticale est essentielle pour la réussite d'un puits Short radius.

Le mécanisme des dépôts sédimentaires qui ont participé à la formation de la matrice du réservoir et les contraintes tectoniques sont deux des facteurs principaux qui expliquent la différence entre les valeurs de la perméabilité mesurée suivant plusieurs directions sur un échantillon donné de la roche réservoir. Forer un drain horizontal dans la direction appropriée peut être très critique, et la détermination des directions de perméabilité maximale et minimale doit être faite avant d'entamer le forage du puits. Voir la (figure I.8)

Les résultats sur champs montrent que :

- Si l'anisotropie est large (approximation de $\beta=3$), le rapport de l'index de productivité ou le gain sera raisonnablement réduit.
- Le contraire est juste, si l'anisotropie est réduite comme dans le cas d'une formation naturellement fissurée, le rapport de l'index de productivité sera extrêmement large :

$$\beta = \sqrt{Kh} \div Kv \quad (I. 1)$$

La diminution de l'anisotropie fait diminuer la résistance à l'écoulement dans le sens vertical, ce qui fait augmenter la productivité. Voir la Figure (I.8)

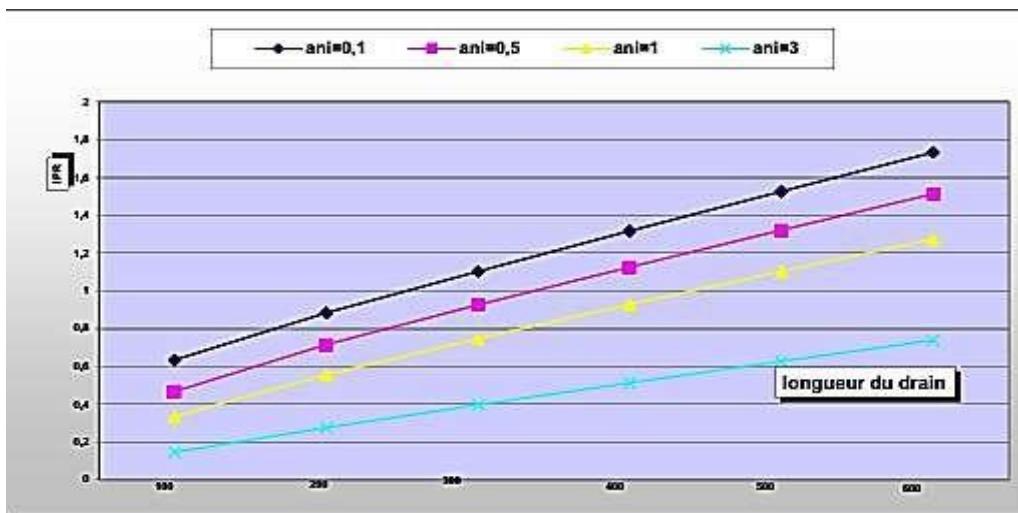


Figure II.8: effet de l'anisotropie sur IPR. [1]

II.3.7.4 -Effet de rayon de drainage sur la productivité :

L'importance des puits en short radius dans les conditions favorables à leur emploi se cache derrière les plus grandes surfaces de contact avec le réservoir et aire de drainage elliptique résultant de ces systèmes qui sont beaucoup plus importantes comparées avec celles des puits verticaux même fracturés. Donc la faible productivité d'un puits verticale due à une faible perméabilité ou à une faible hauteur de réservoir qui peut être compensée par un drain horizontal dont la longueur L n'est pas imposée par la nature mais choisi. Voir la figure (I.9).

L'aire de drainage devient beaucoup plus grande lorsque le drain horizontal traverse perpendiculairement un système de fissure (K_v importante).

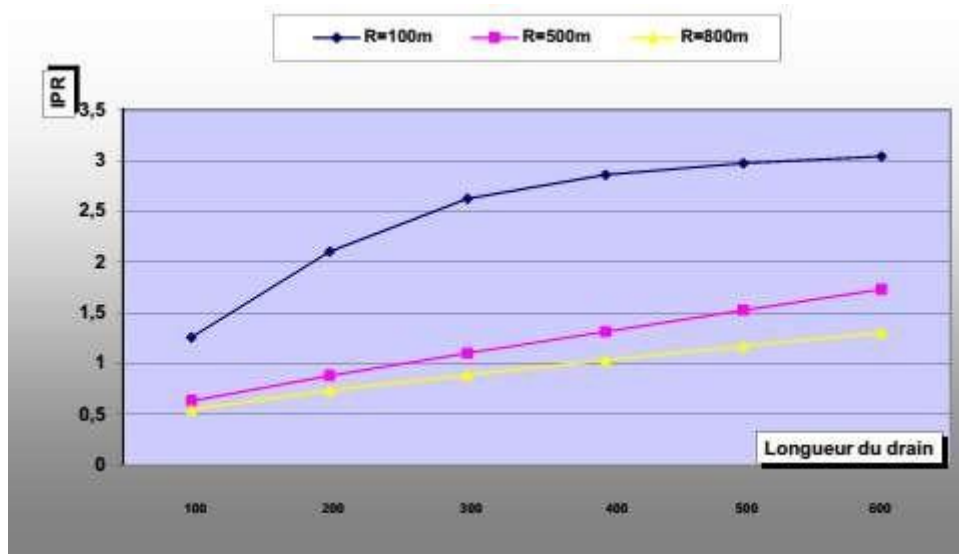


Figure II.9 : Effet de rayon de drainage sur le rapport IP_h/IP_v . [9]

II.3.7.5 Influence de l'excentricité d'un puits Short Radius :

Pour forer un puits en short radius, il est essentiel de décider les limites de tolérance pour l'évolution du puits dans le réservoir.

Pour les petites tolérances (± 5 ft), les mesures et la surveillance commencent dès le début de forage du drain horizontal. Voir la figure (I.10).

La surveillance est très coûteuse mais actuellement, le MWD devient valable pour cette technique, donc l'intervalle de tolérance dépend principalement de types de réservoir tel que :

- Réservoir avec des limites supérieures et inférieures fermées : c'est le cas où l'aquifère et le gaz cap sont totalement absents. L'influence de l'excentricité n'est pas grande à cause de la longueur du drain horizontal foré dans un mince réservoir comme fractures verticale, donc, le puits doit être localisé dans n'importe quelle place dans le plan vertical avec une perte min de production.

- Réservoir avec un aquifère d'eau ou gaz cap : la localisation des puits dans le plan vertical est très important car cet emplacement détermine le temps de break-through (temps de percée).

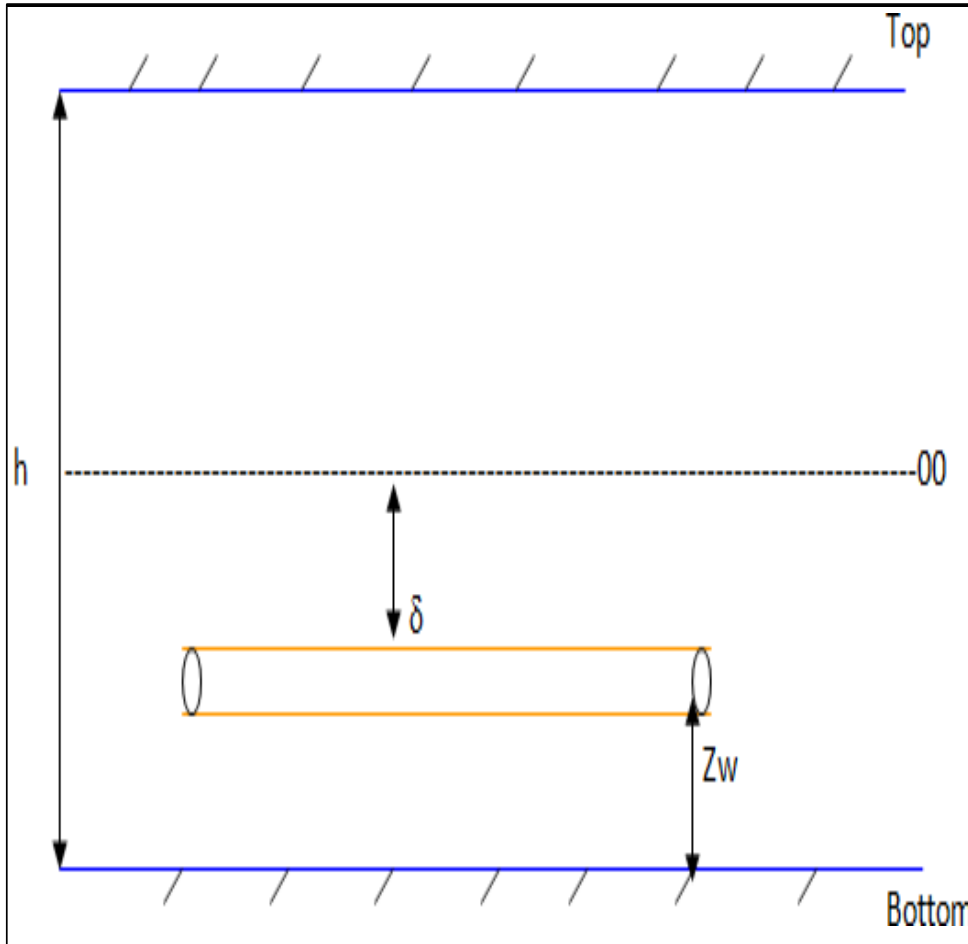
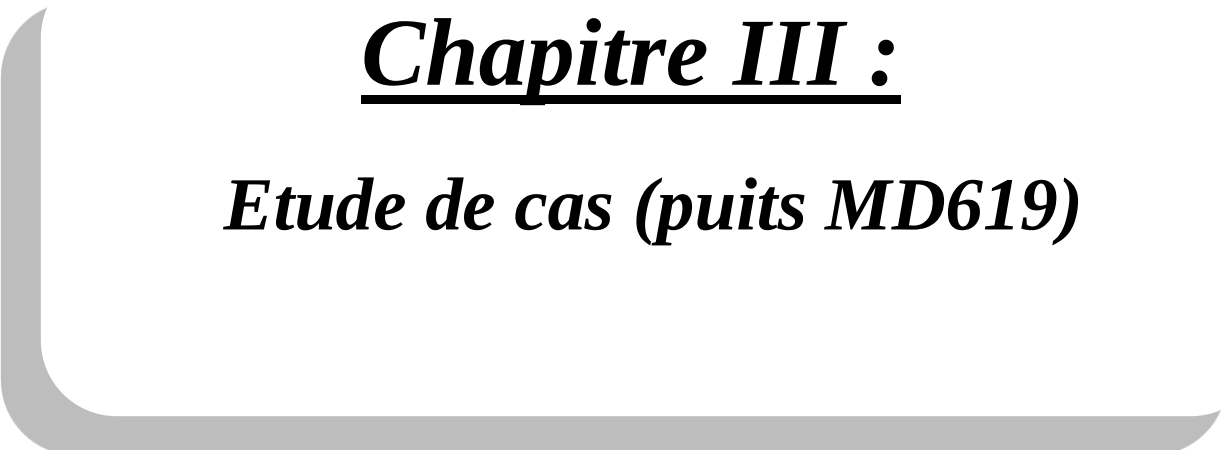


Figure II.10 : Effet de l'excentricité sur la productivité. [1]



Chapitre III :

Etude de cas (puits MD619)

III.1) Généralités :

Le puits MD619 est un producteur d'huile en gaz lift, foré le 21/03/2009 implanté dans la partie hors zone 25 à l'extrême sud-est du champ de Hassi Messaoud et complété le 27/06/2009, sa profondeur initiale est de 3560m, implanté suivant les coordonnées :

X= **830946.895**, y=**112938.664**, z table =155 m et z sol = 145.58m.

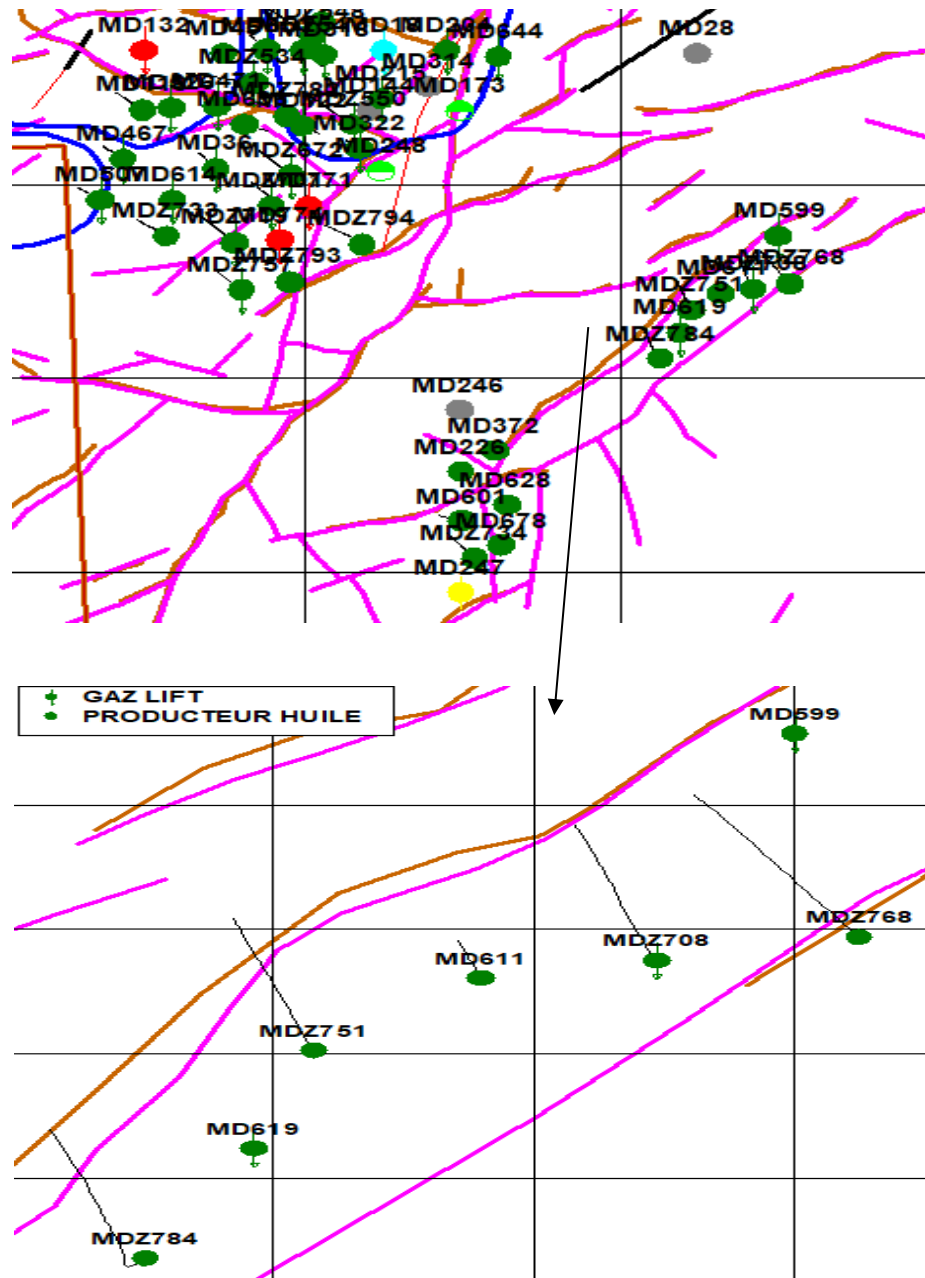


Figure III.1 : Position des puits de la zone 25. [4]

III.2) La complétion :

30

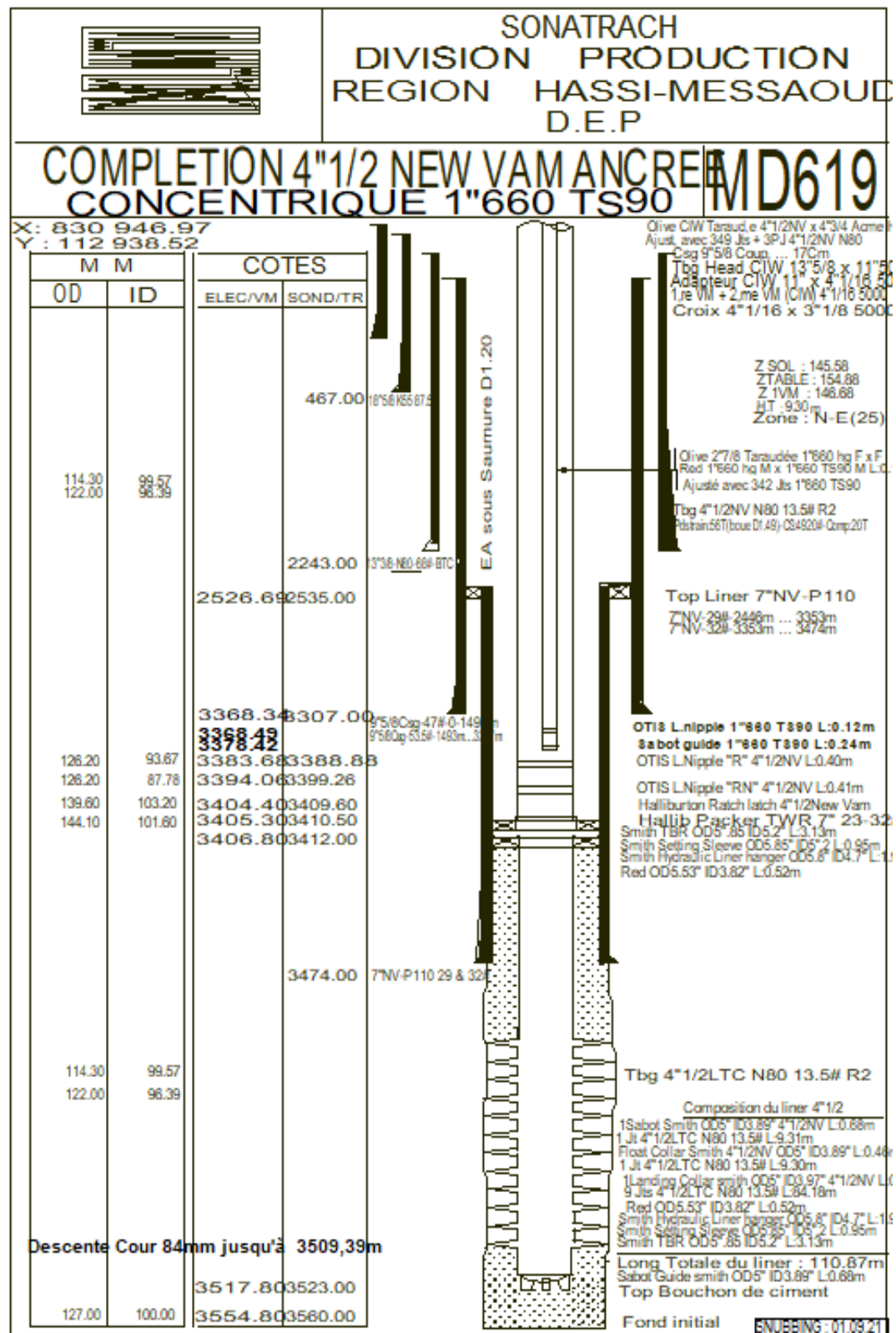


Figure III.2 : fiche technique de puits [4]

III.3) Historique du puits MD619 :

- La pression de gisement a passé de 460 kg/cm² en (09/2009) à 385 kg/cm² en (09/2011), soit un écart de 75 kg/cm² en espace de 2 années de production.
- Des pistonages fréquents étaient nécessaires aux étouffements dus à cette chute de la pression.
- Les contrôles de Wire Line (W.L) mensuels d'entretien ont donné un fond stable à 3378m jusqu'à 2012, ensuite il est passé à 3358m en 2014 soit un ΔH de 30m.
- La salinité de l'huile est faible 40 mg/l.
- Le 12/05/2015 le puits était fermé suite à un débit nul ($q_o = 0$), des tentatives par pistonage pour le redémarrer pendant une semaine, mais sans résultat.
- Décembre 2015 reprise de pistonage, le puits a démarré mais la production est durée cinq (5) jours seulement, par suite le puits a été retenu candidat à l'activation en gas-lift. [6]

III.4) Les opérations :

Tableau III.1 : les opérations [6]

Date		Opérations
DU	AU	
02/4/2023	2/4/2023	OPERATION_SPECIALE (Kill well)
31/3/2023	31/3/2023	DIAGRAPHIE
27/3/2023	29/3/2023	SNUBBING
9/9/2021	10/9/2021	SNUBBING
11/8/2021	2/9/2021	SNUBBING
18/5/2019	18/5/2019	WIRELINE
8/5/2019	8/5/2019	WIRELINE
7/10/2016	7/10/2016	OPERATION_SPECIALE (Kick Off Apres TRT)
6/10/2016	6/10/2016	OPERATION_SPECIALE (Acide 2eme phase (SNB)
8/10/2015	8/10/2015	OPERATION_SPECIALE (Kick off Cce)
31/1/2015	31/1/2015	OPERATION_SPECIALE (KICK OFF)
28/9/2014	28/09/2014	OPERATION_SPECIALE (acid matrix)

II.5) Historique de Production :

De novembre 2009 à mars 2023, le puits produisait 210.34193Mm³. Jusqu'en 2015, le puits était actif jusqu'à ce qu'il soit arrêté à débit nul. Le puits a été fermé pour la deuxième fois (2021) malgré l'absence de production significative. Nous remarquons que dès le début, le puits n'a pas bien produit et n'était pas un bon producteur. [5]

III.6) Analyse des données :

III.6.1) Données de jaugeage :

Tableau III.2 : données de jaugeage [4]

re	Diam . Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observa tions
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Réc upé rée	Inje ctée	
Puits													
27/08/2009	12.7	600	17.59	3195.93	182	108.9	11.2	5.71	39	.6006	0		-----
02/12/2009	12	-	5.2	891.02	171	29.8	20	3.87	15	.502	0		-----
12/05/2015	16	600	0	0	0	0	0	0	16	8.4629	0		-----
10/06/2015	16	600	1.98	2371.70	1197	23.5	15.25	5.1	25	1.7442	0		-----
22/03/2021	16	1440	0	0	0	0	0	0	9.5	1.3829	20		-----
20/02/2023	16	-	.98	1750.65	1783	22.7	17	16.21	24	3.3996	0		-----

III.6.2) Résultats des essais de puits :

Les résultats de l'essai de puits MD619 révèlent que la pression du réservoir en un point donné varie de 460 à 385 kg/. La quantité importante de pression causée par cette période de réduction de pression de deux ans peut être la raison de la réduction observée. 125969 m³, qui est la plus grande des deux. Le test a montré que la barrière perméable à distance est plus élevée que celle près du puits et que le puits avait une apparence de surface positive après un an de production. [4]

III.7) Etude de cas :

III.7.1) Aspect statique :

i. Le contexte géologique

i.1) Structure et failles :

- Le puits MD619 est implanté dans sur le flanc d'une structure qui constitue un compartiment isolé de la structure de HASSI Messaoud par failles et par distances qui font que **ce compartiment se comporte comme un gisement à part**.
- Ce compartiment est délimité par deux failles importantes d'orientations NE-SW.
- Structuralement, le puits MD619 situe dans un monoclinal calme plongeant vers Nord-Est du champ (flanc de la structure).
- Le puits MD619 est plus bas structuralement que MD611. [10]

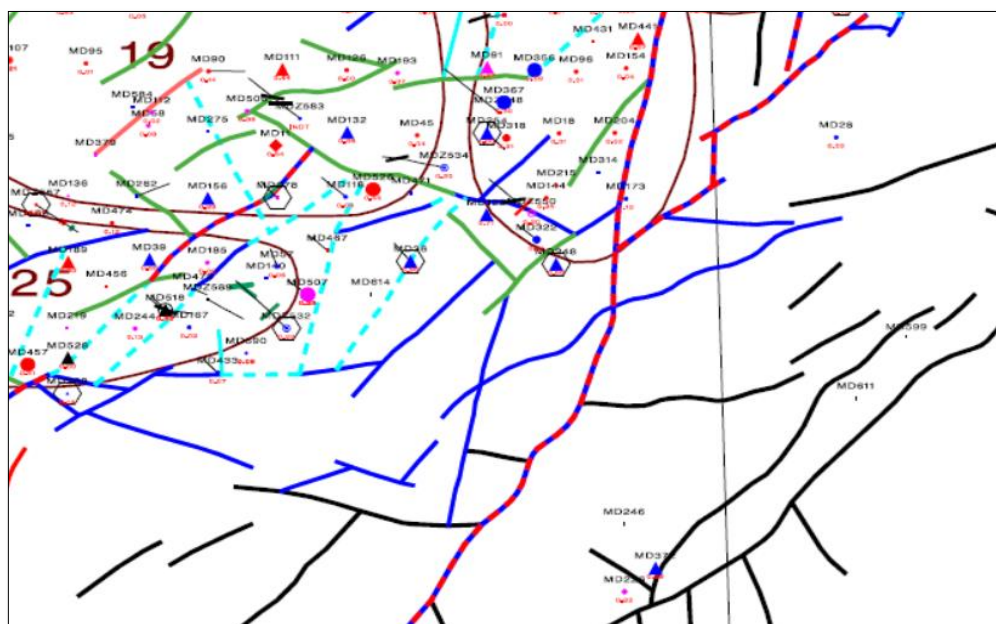


Figure III.3 : Structure et failles

i.2) Coupes géologiques et corrélations diagraphiques :

La cross section de direction NE-SW, montre structuralement le réservoir au niveau du puits MD619 occupe une position intermédiaire par ses deux puits voisins MDZ751 et MDZ784, le DH dans cette partie du champ repose directement sur les argiles d'El-Gassi (AEG).

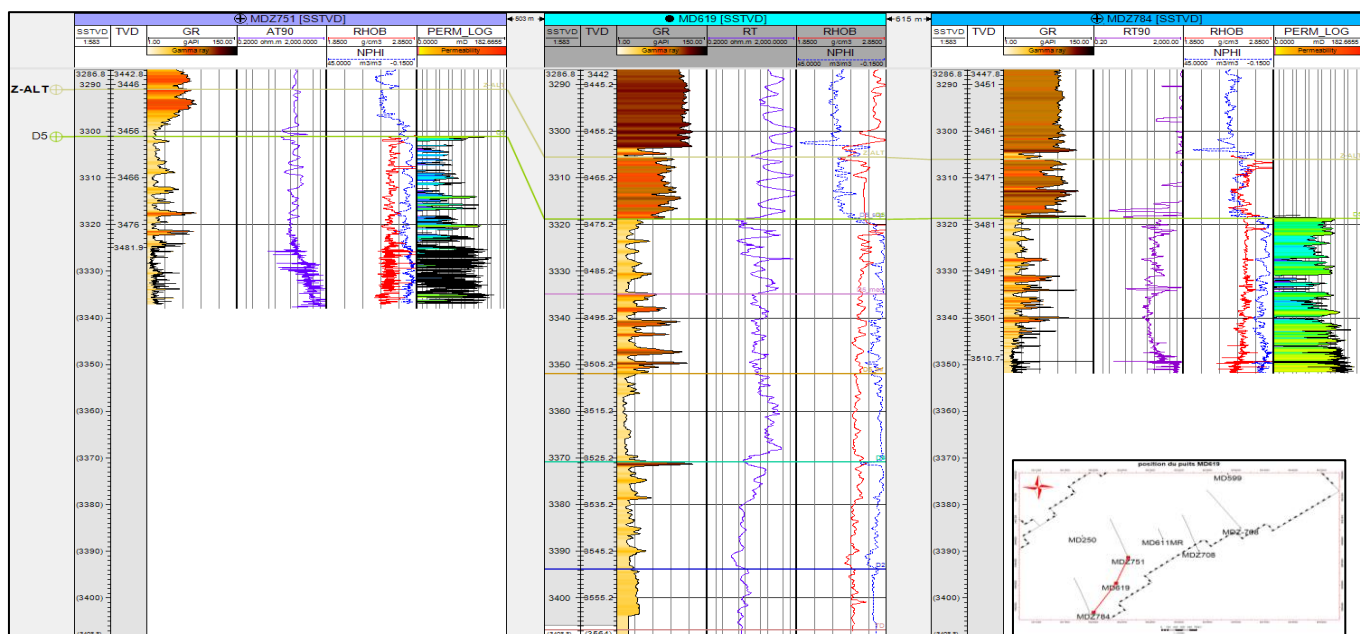


Figure III.4 : Coupes géologique et corrélations diagraphiques [4]

ii .Le contexte pétro physique :

ii.1) Vue de l'ensemble :

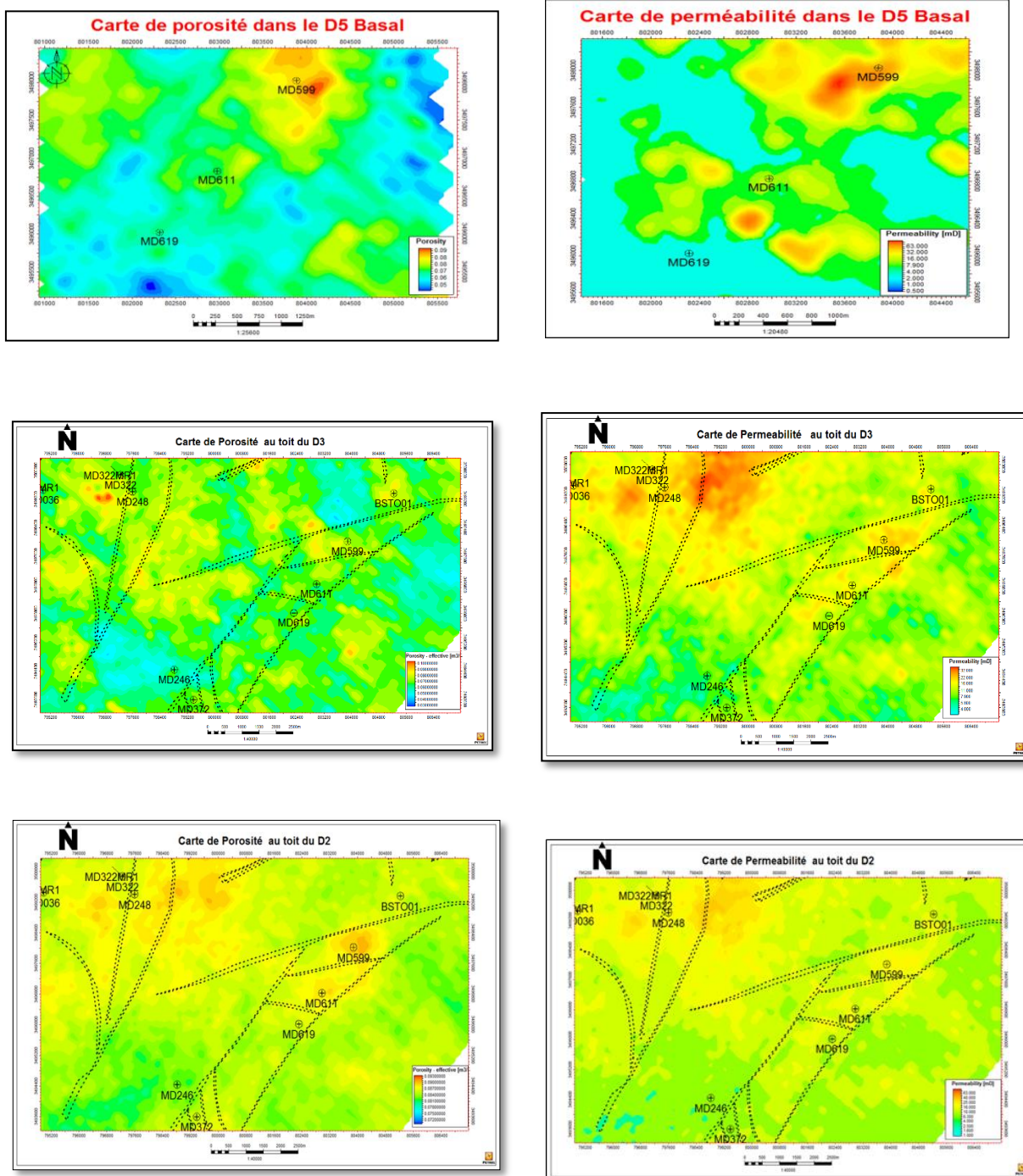


Figure III.5:Le contexte pétro physique [4]

- On note l'absence du D4, soit à une érosion ou non déposition ce qui reste à confirmer.
- On note des porosités moyennes de l'ordre de 4% à 7% pour le D5, D3 et D2.
- De même, on note de faibles perméabilités de l'ordre de 10mD à 30 mD pour D5, D3 et D2.

ii.2) Focus sur le puits MD619 :

- Les mesures pétro physiques carottes (Φ , K, Sw) n'ont pas été effectuées, néanmoins la description carottes nous renseigne sur les réservoirs impliqués.
- **Réservoir Ri:** quartzite grès à grès quartzites isométriques gris et gris clair fin à moyen à ciment siliceux de couleur gris sombre à gris. compacte avec intercalations siliceuses. joints stylolithiques abondants colmatés par de l'argile par endroit. tigillites très fréquentes. quelques passées centimétriques et décimétriques de siltstone gris noir films argileux assez développés. quelques fissures sub-verticales vides ou colmatées par de la silice, fissurations horizontales fermées. stratification obliques parfois inobservables.
- **Réservoir Ra:** grès à grès quartzitique anisométrique, moyen, gris sombre à gris clair, à grossier par endroits. Ciment siliceux et scilico-bitumineux. passées centimétriques à décimétriques de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre. Nombreux films d'argile jaunâtre. apparition de quelques tigillites courtes sur des endroits épais de la carotte. Fissures subhorizontales ouvertes vides ou colmatées par de la silice ou du bitume. Stratification inobservable et subhorizontale par endroits et rarement entrecroisé. fin des carottes à 3538.8m. [2]

Tableau III.3 : Les mesures pétro physique [5]

D E C O U P A G E				N°	CAROTTES (INTERVALLES)	RECUPERATION (%)
DRAIN	TOIT (metres)	MUR	EPAIS. (m)			
AEG	3392 --	3458	66	01	3446.0m A 3473.0m	97.78
Z-Alt	3458 --	3474	16	02	3476.0m A 3483.5m	66.60
D5	3474 --	3526	52	03	3484.0m A 3518.0m	100
D3	3526 --	3549	23	04	3518.0m A 3538.8m	80.70
D2	3549 --	3562	13			

I N T E R P R E T A T I O N - E L A N				
INTER.INTER	EPAI.EF (m)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
--	---	--	--	--
--	---	--	--	--
3475 -- 3526	29.41	07	19	04
3526 -- 3549	12.05	08	42	04
3549 -- 3554	05.00	10	40	01

- L'interprétation Elan montre de bonnes porosités et des saturations en eau moyennes inférieures à 40%.
- L'imagerie révèle :
- Densité de fracturation très faible.
- Direction du paléo courant dans le cambrien (d5/d3) orientée n-nw.

- Direction de la contrainte horizontale minimale (déduite à partir du break out) est: ne-sw.

III.7.2) Aspect dynamique :

1. Etat actuel du puits et problématique :

- Cote du sabot de 7" est de 3474m / CS, soit 1 m dans le réservoir.
- Le puits est complété en tbg de production 4"½ ancré.
- Liaison couche trou : LCP 4"½.
- Intervalles perforés 29/11/2009 sont au D5 soit 14m en tous 3487-3490, 3494-3496, 3499-3518.
- Le fond initial est à la côte 3562m/CS suivi d'un bouchon de ciment à la côte 3523m/CS soit tout le D2 D3 et une partie du D5 qui sont isolées (39m) en total.
- Mise en GL le 11/10/2015 avec un CCE 1"900 à 3378,28m/CS comme côte d'injection.
- Le puits est raccordé au manifold E1C, sous manifold E4B.[3]

Problématique

- Le potentiel du puits a chuté malgré toutes les opérations d'entretien pour donner lors du dernier jaugage 1 m³/h.
- Amélioration de la productivité du puits par en éventuelle reprise en SR.

2. Offset Wells :

MD599 foré 17/08/2008 GL **F**

DST1 : PG=471,61kg/cm², IP=0.012, Qo=3,79m³/h

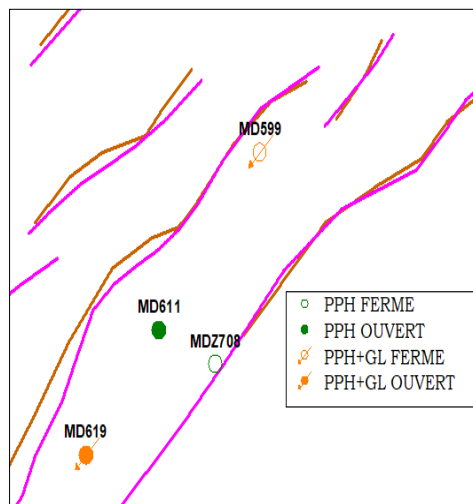
DST2 : PG=453,02 kg/cm², IP=0,303, Qo=17,2 m³/h

PFS 19/01/2017 : PG=373,3 kg/cm²

Salinité 20/09/2014 : 234mg/l

Jaug 15/07/2017:

Qo=0.94m³/h, GOR=256, ϕ =8mm



MD611 foré 24/03/2009 SR **O**

DST1 : PG=479,09kg/cm², IP=0.04, Qo=10,21m³/h

DST2 : PG= 418,91kg/cm², IP=0,208, Qo=13,81 m³/h

PFD 31/10/2018 : PFD=239,01 kg/cm²

Salinité 04/08/2012 : 43mg/l

Jaug 12/02/2019 :

Qo=5,69m³/h, GOR=869,89, ϕ =9mm

MDZ708 foré 28/10/2018 **O**

DST : PG=403kg/cm², IP=0.245, Qo=13,48m³/h

Salinité pas de données

Jaug 03/05/2019 :

Qo=4,76m³/h, GOR=700,71, ϕ =10mm

Figure III.6 : Information sur les puits [4]

2.1) Cumul huile et IP initiale :

Les puits horizontaux présentent de bonnes valeurs de l'indice de productivité initiale par rapport aux puits verticaux

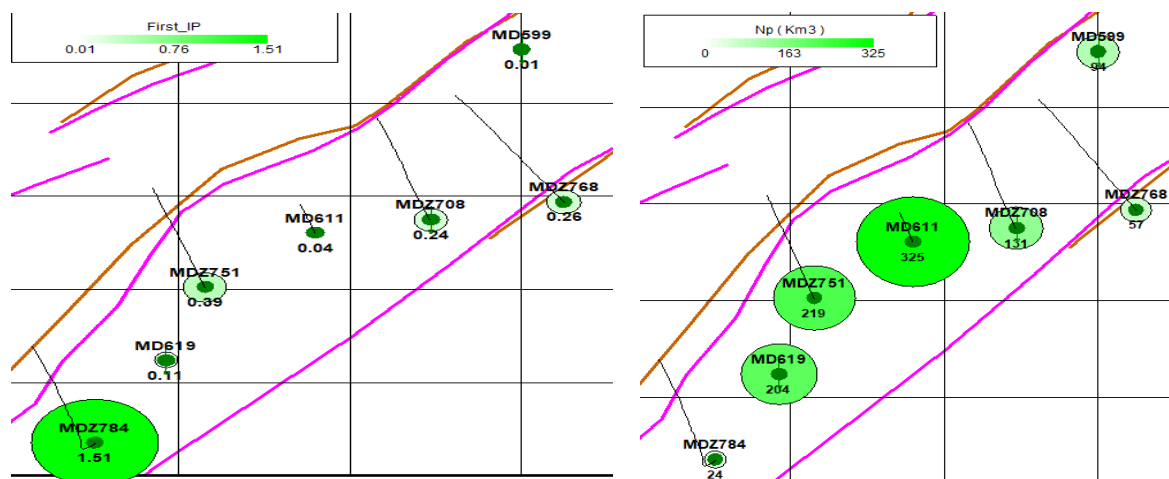


Figure III.7 : Production au type à deux puits [4]

2.2) pression du gisement :

Le puits MD619 est isolé carrément des autres puits du secteur, il se situe dans un système fermé.

Le puits MD599 a subi une chute de pression de gisement après le forage du puits avoisinant MDZ768

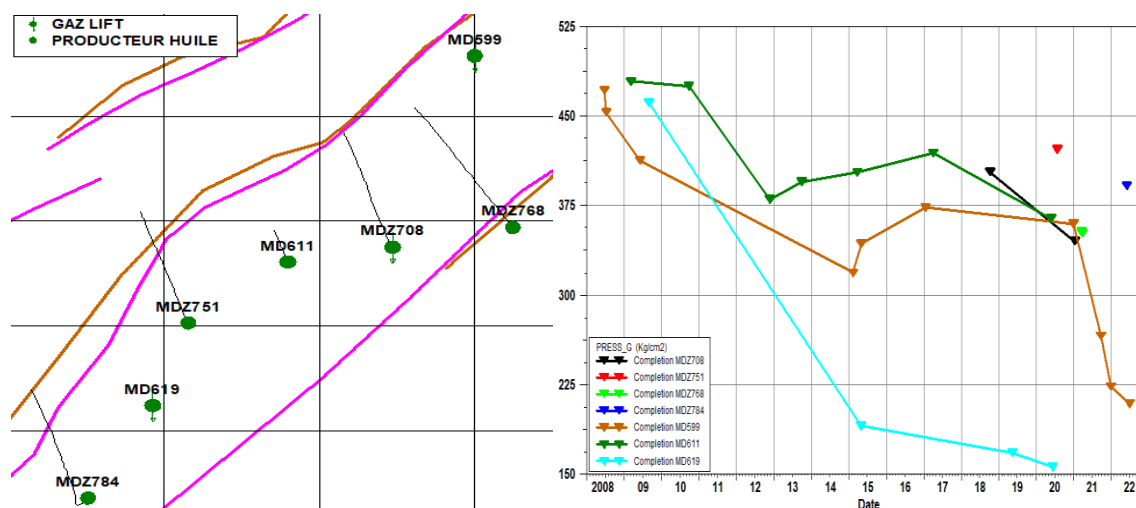


Figure III.8 : Pression du gisement [7]

2.3) Performances des puits Voisins :

La production des puits verticaux chute rapidement par rapport aux puits SR et HZ :

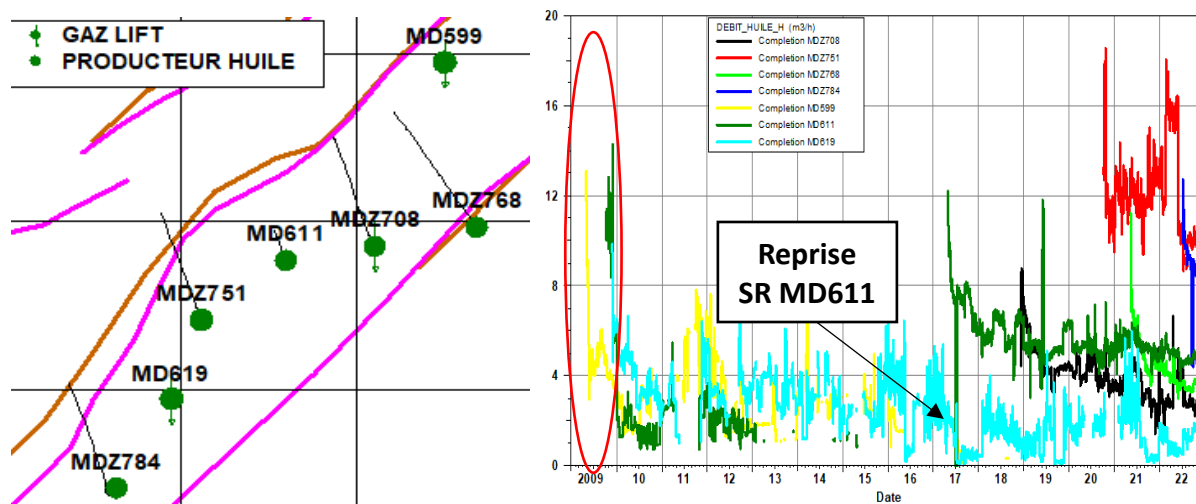
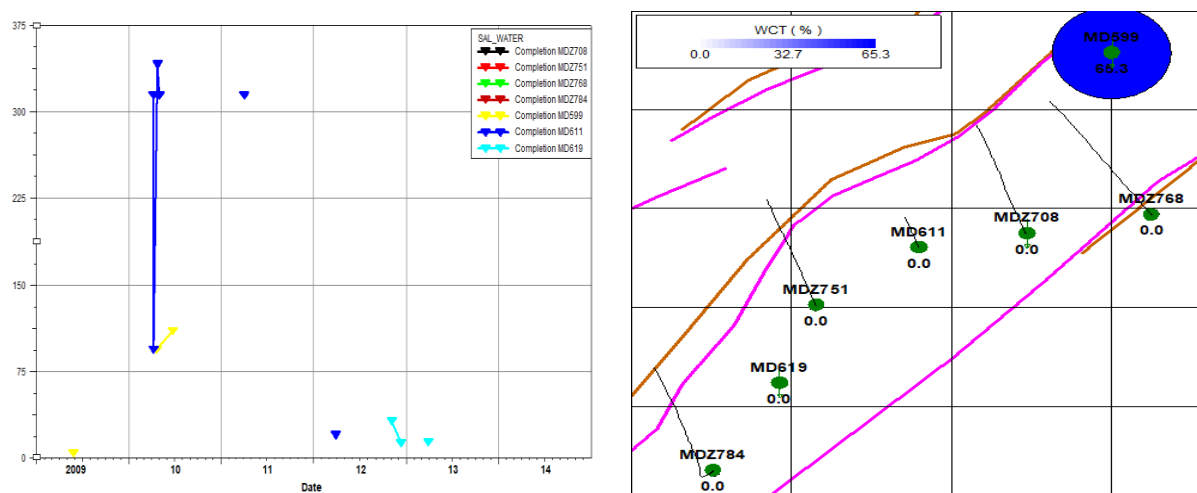


Figure III.9 : Performance des puits voisins [8]

2.4) Wcut et Salinités :

Le puits MD619 est isolé carrément des autres puits du secteur, il se situe dans :



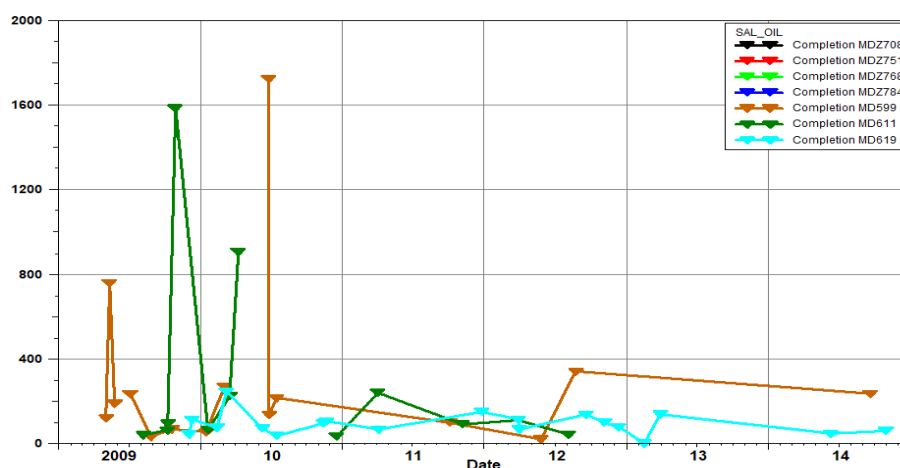


Figure III.10 et 11 : Wcut est Salinités [1]

3) Analyse Dépôt :

Tableau III.4 : analyse de dépôt [4]

Puits	Date Echantillonnage	Lieu D'échantillonnage (Côte)	Résultats
MD599	21/07/2009	Côte 3383 à 3400m et 3500 à 3517	Asphaltènes
	13/03/2014	au niveau de porte duse	100% Sels (NaCl)
	11/07/2015	Côte 1048m	100% Sels (NaCl)
MD611	02/04/2010	Côte 1755 m	100% Sels (NaCl)
	11/01/2011	Côte 1651m	100% Sels
	17/05/2019	3528m	10% Sels(NaCl), Reste paraffines+Asphaltenes
MDZ751	03/01/2022	1587m	66% Asphaltènes + 32 % Paraffines + 2 % Sels (NaCl)
MDZ751	13/07/2022	Porte duse	75,5% Asphaltènes + 22,5 % Paraffines Reste : grés fins de formation
MDZ784	13/07/2022	Porte duse	91 % Asphaltènes Reste : grés fins de formation

4) Les paramètres de production :

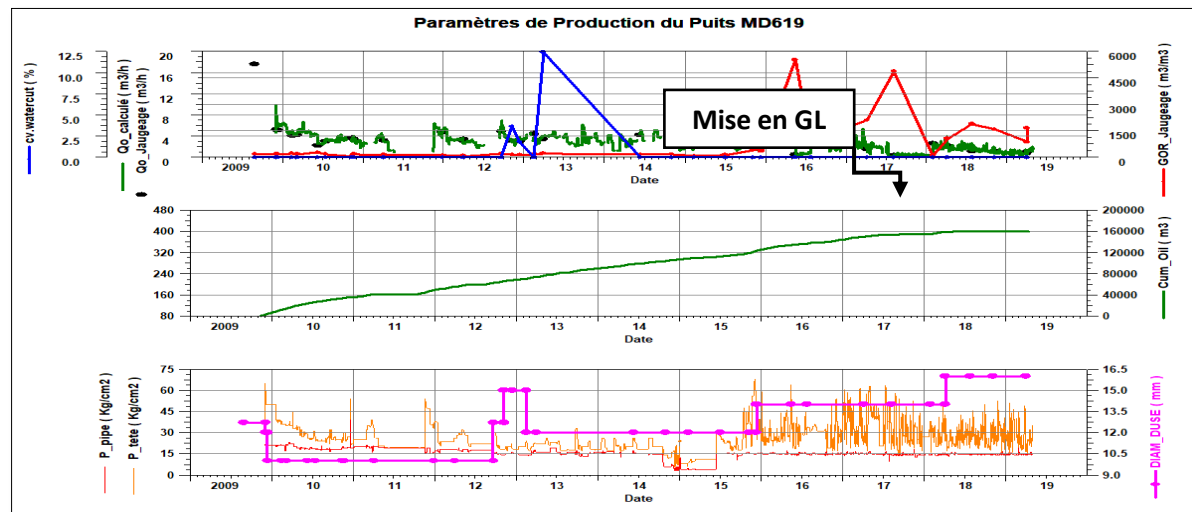


Figure III.12 : les paramètres de production [4]

III.7.3) Analyses :

- Le DST du puits MD619 avec un rayon d'investigation de 133,728m révèle l'existence de 2 failles interceptées formant un angle de 166° aux alentours du puits.
- La pression de gisement est estimée à $461,09 \text{ kg/cm}^2$ avec un Draw Down de $156,65 \text{ kg/cm}^2$.
- le DST confirme l'existence des fractures observées par l'imagerie avec un modèle réservoir double porosité-perméabilité.
- On note des comportements de pression différents puits avoisinants, ce qui nous ramène à supposer que le compartiment est compartimenté en lui-même.

Les 2 mesures PFD et PFS du puits MD619 ne sont pas représentables car la pression de fond ne s'est pas stabilisée. [6]

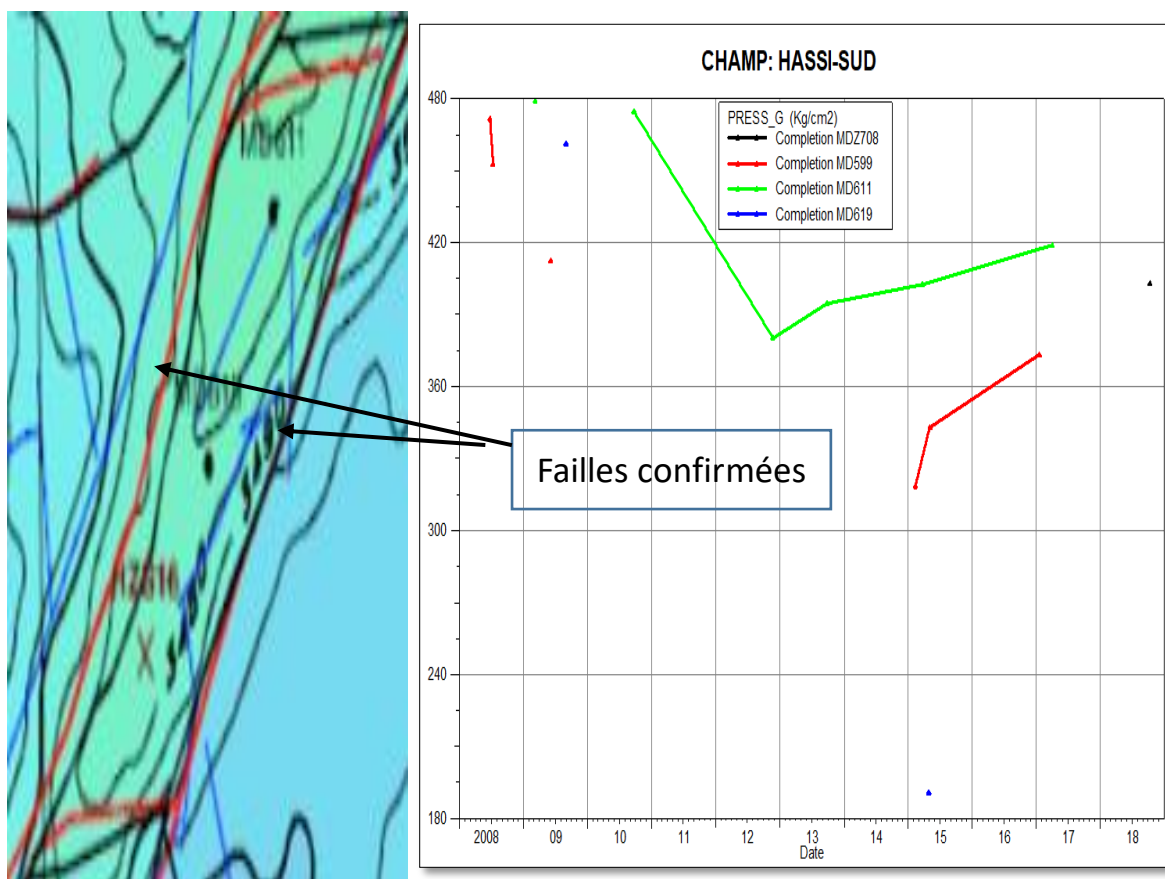


Figure III.13 : les failles confirmées [4]

1 Aspect pétro physique :

La carte en isoporosité du D5, montre que la porosité au niveau du MD619 est faible, et on note qu'il y a des améliorations vers le NNW du puits en question.

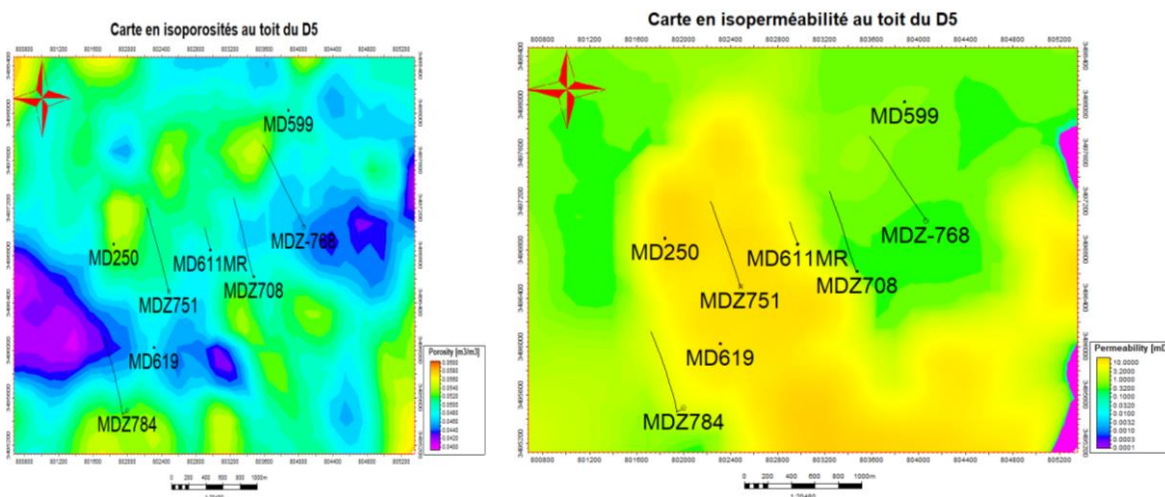


Figure III.14 : Aspect pétrophysique [4]

La carte en isoperméabilité du D5, montre que KH au niveau du puits MD619 est Bonne, ainsi aux alentours.

2) LOG Composite MD619 :

-7''@3474 CE, 3474m CS.

Puits vertical, approfondissement jusqu'à la TD finale 3560 m

Pose d'un bouchon de ciment top vers 3524 m.

Le Loge de résistivités montre que les bonnes résistivités au niveau du D5 inf, [On note chute de résistivité à partir du 3535mTVD](#) (-3381m TVDSS).

Les porosités Elan sont assez bonnes

Les saturations en eau sont élevées au niveau du D3 & D2, selon l'interprétation par ELAN.

Plan d'eau théorique SW65% @-3374mTVDSS soit 3530 mTVD.

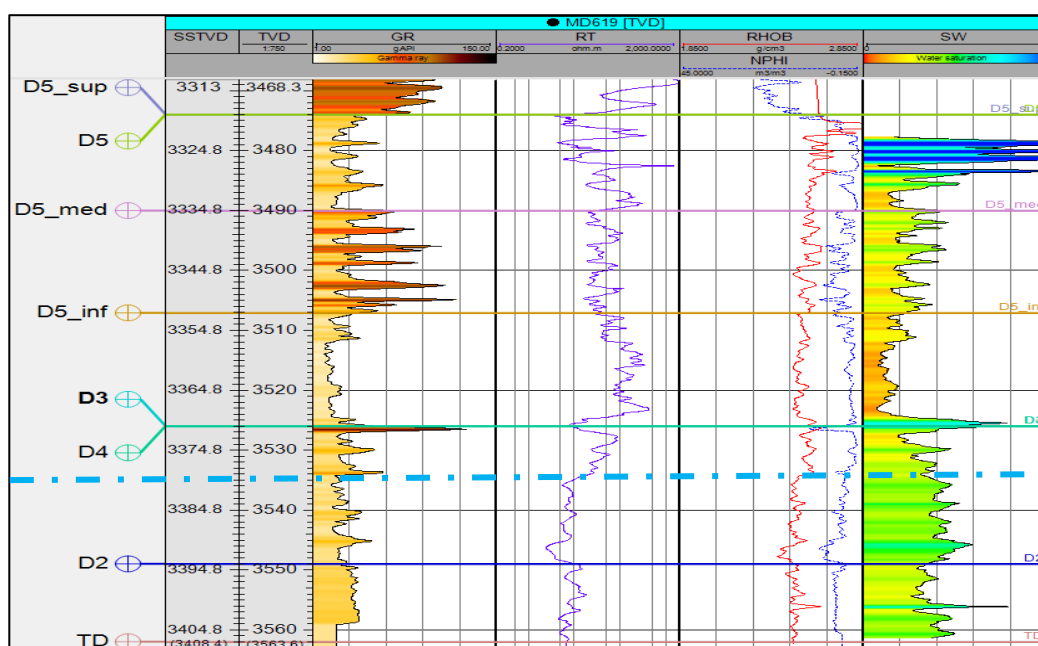


Figure III.15 : LOG Composite de puits [4]

3) Historique MD619 :

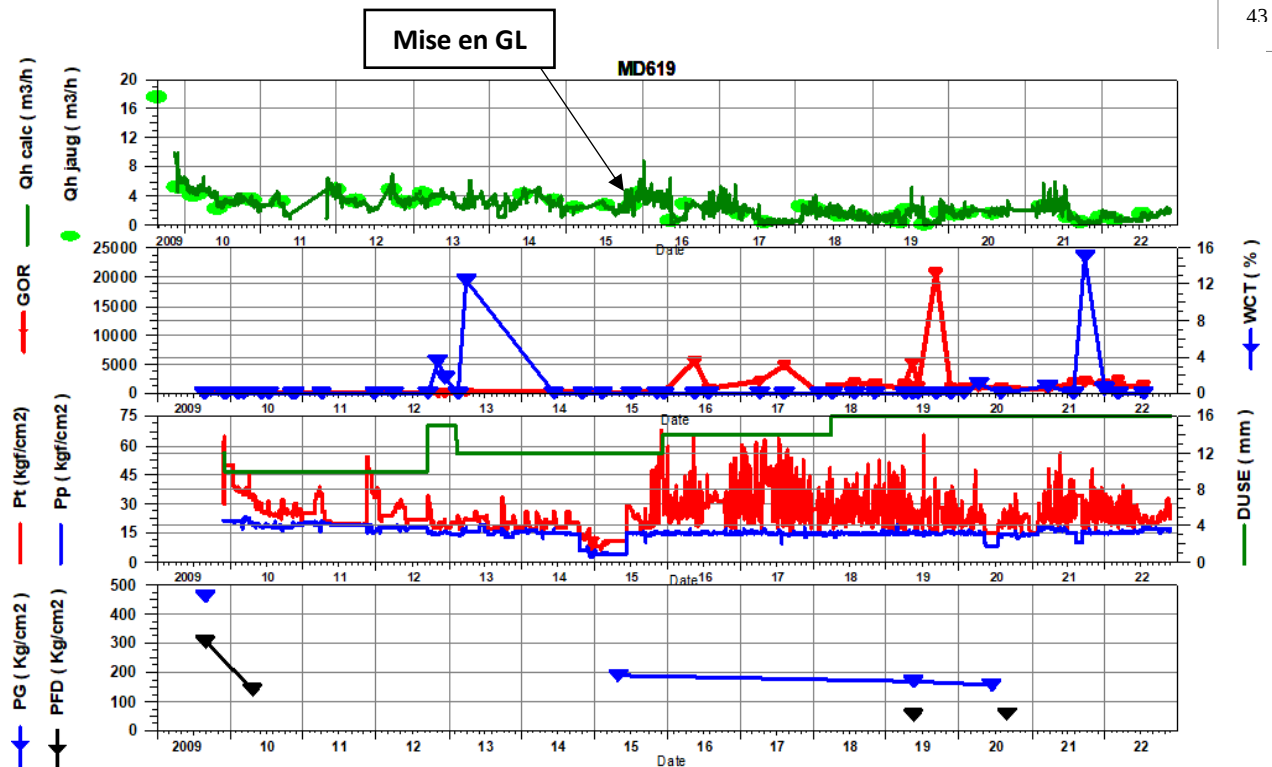


Figure III.16 : Historique de puits [4]

III 8.Parté calcul :

III.8.1. Calcul d'un puits dévié en cours de réalisation :

III.8.2. Objectifs de calcul de la trajectoire déviée :

- suivre la réalisation de la trajectoire
- positionner le puits géométriquement
- Mettre en oeuvre les mesures obtenues depuis les instruments de mesure

III.8.3. Principe de calcul :

Lors de réalisation d'un puits dévié le calcul s'effectue point par point, dont l'origine est un point de surface

Profil réel → plusieurs stations selon le programme du forage:

- La cadence de forage (exp : chaque 100 m)
- Les formations géologiques traversées

Position géométrique du puits : à une profondeur (un point quelconque de la trajectoire / station intermédiaire)

TVD (z) : la profondeur verticale partielle y : latitude partielle (N/S)

HD (D) : le déplacement horizontal partiel x : longitude partielle (E/W)

Ces paramètres sont des inconnus (paramètres indirectes), qui se calculent à partir

d'autres paramètres.

Paramètres physiquement mesurable : à une profondeur (un point quelconque de la trajectoire / station intermédiaire)

$L = \Delta MD \rightarrow$ profondeur [m]

$\alpha \rightarrow$ L'inclinaison [$^\circ$]

$A \rightarrow$ l'azimut [$^\circ$]

Paramètres de références et repères : sont à déterminer et fixer avant de commencer le calcul

- Niveau de référence pour mesurer la profondeur (table de rotation, le sol, le niveau de la mer)
- Système de coordonnées (position de la tête du puits)
- Azimut de projection selon Les repères (déclinaison magnétique, la [5] convergence) (figure III.17)

III.8.1.1.Calcul des Dog-legs :

Le calcul des dog-legs repose sur la trigonométrie, dont :

$$DL = \cos^{-1} [\cos \alpha_1 \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(A_2 - A_1)]$$

III.8.1.2.Sévérité du dog leg (DLS) :

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} DL \quad [^\circ/10m], [^\circ/30m] \text{ et } [^\circ/100ft]$$

$$DLS = \frac{10 \cos^{-1} [\cos \alpha_1 \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(A_2 - A_1)]}{\Delta L}$$

III.8.1.3.Wilson's dogleg severity :

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} \sqrt{\Delta \alpha^2 + (\Delta A \sin((\alpha_1 + \alpha_2)/2))^2}$$

Cette sévérité devient moins précise au-dessous de 5°

$$DLV \text{ (dog-leg vertical)} = \frac{10 \Delta \alpha}{\Delta L} \quad (\text{c'est le gradient de déviation})$$

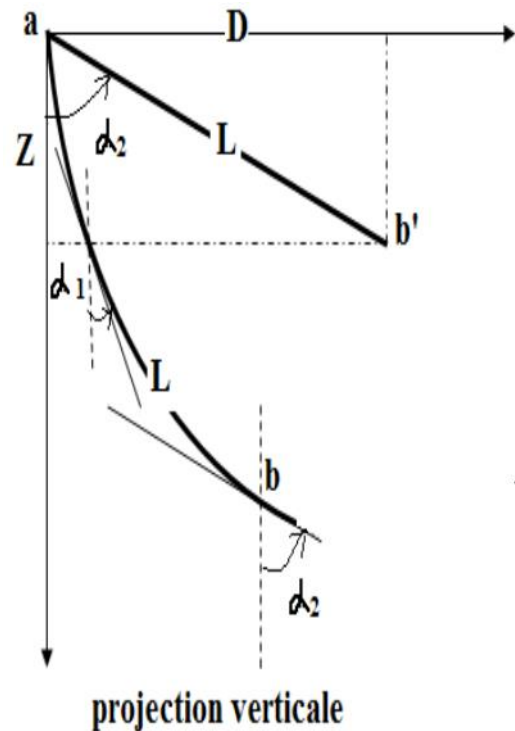
III.8.4.Méthodes de calcul:

Il existe plusieurs méthodes de calcul, dont les plus connues et publiées sont :

III.8.4.1.La méthode tangentielle (tangential method) :

Tableau III.5 : loi de la méthode tangentielle [5]

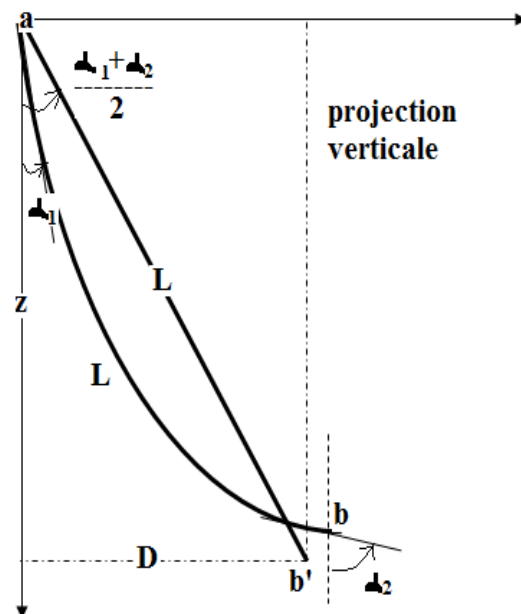
Assimilation	ab est assimilé au segment ab' // tangente en b à la trajectoire réelle, dont α_2 et A_2 en b
z (cote)	$L \cos \alpha_2$
D (déport)	$L \sin \alpha_2$
x (longitude)	$D \sin A_2 = L \sin \alpha_2 \sin A_2$
y (latitude)	$D \cos A_2 = L \sin \alpha_2 \cos A_2$
Inconvénient	Manque de précision - la trajectoire calculée est très éloignée de la trajectoire réelle - en build up : la cote calculée < la cote réelle le déport calculé > le déport réel
Avantage	Calcul simple
Utilisation	Abandonné (déviations de calculs / réalité)



III.8.4.2. La méthode de l'angle moyen (Average angle method) :

Tableau III.6 : loi de la méthode de l'angle moyen [14]

Assimilation	Le tronçon foré à un segment de droite de même longueur, avec $\alpha = \alpha_1 + \alpha_2 / 2$ et $A = A_1 + A_2 / 2$
z (cote)	$L \cos \alpha$
D (déport)	$L \sin \alpha$
x (longitude)	$L \sin \alpha \sin A$
y (latitude)	$L \sin \alpha \cos A$
Inconvénient	Build Up : profondeur verticale plus grande / déport plus court // réalité Drop Off : l'inverse
Avantage	Calculs simples
Utilisation	Ne nécessite pas l'ordinateur



III.8.4.3. La méthode tangentielle pondérée (balanced tangential method) :

Tableau III.7 : loi de La méthode tangentielle pondérée [6]

Assimilation	Le tronçon foré à un segment de droites consécutives $L' = L/2$ α_1 et A_1 en a et α_2 et A_2 en b
z (cote)	$L'(\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2)$
D (déport)	$L'(\sin\alpha_1 + \sin\alpha_2)$
x (longitude)	$L'(\sin\alpha_1 \sin A_1 + \sin\alpha_2 \sin A_2)$
y (latitude)	$L'(\sin\alpha_1 \cos A_1 + \sin\alpha_2 \cos A_2)$
Inconvénient	Build Up : profondeur verticale plus grande / déport plus court // réalité Drop Off : l'inverse
Avantage	Bonne précision
Utilisation	Calculs manuels relativement difficiles

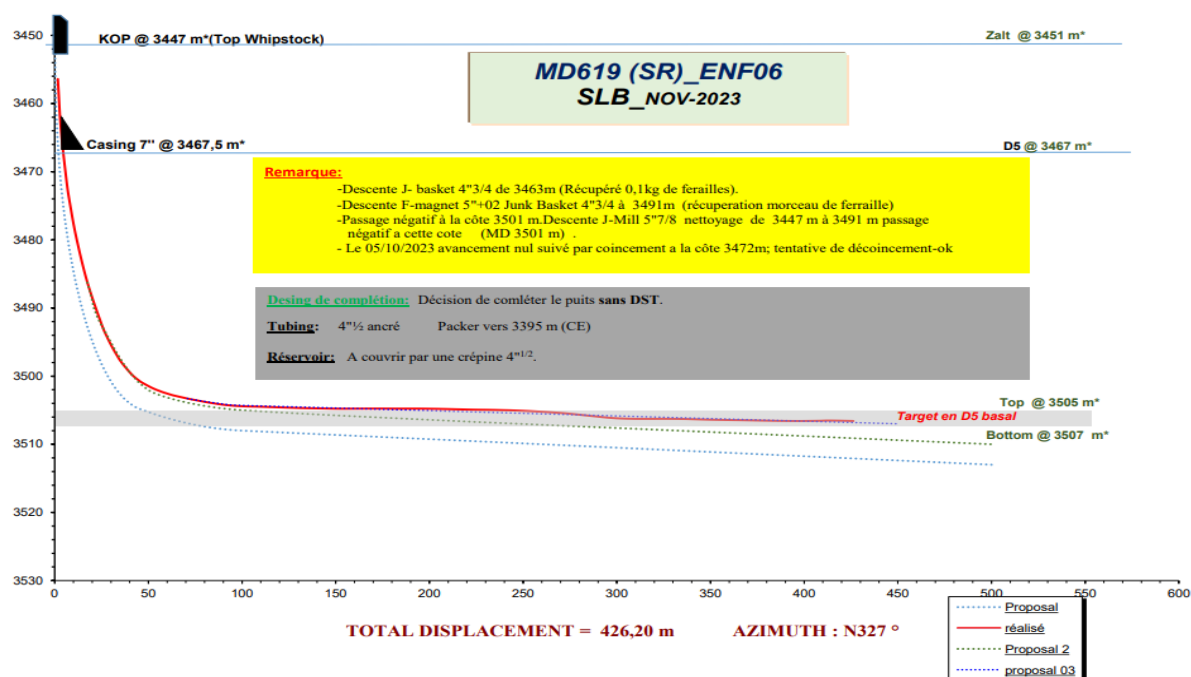
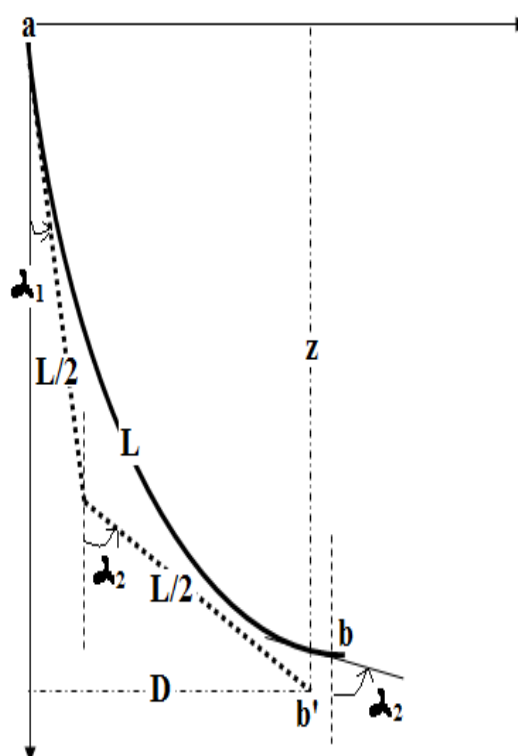


Figure III.18:chemin de SR [6]

6) Données de jaugeage après SR :

Tableau III.8 : données après SR [4]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
13/05/2022	16	1440	.73	959.52	1306	26.41	15.75	15.87	7	5.2856	0		-----
14/07/2022	16	1440	1.62	2242.96	1385	24.29	19.22	19.24	30	2.12	0		-----
22/12/2022	16	1440	2.07	894.00	433	22.74	17.65	17.73	8.5	1.5803	0		-----
20/02/2023	16	-	.98	1750.65	1783	22.7	17	16.21	24	3.3996	0		-----
09/02/2024	9.53	1440	11.18	2143.02	192	110.7	36.5	4.49	23	.5728	0		-----

III.9) Etude économique du puits MD619 :

Pour calculer le Pot on utilise la formule suivante :

$$Pot = \frac{\text{Le cout global de l'opération} + \text{perte de production}}{Q_{\text{gain}} \cdot 24 \cdot \text{Prix net de m}^3 \text{ de brut}}$$

Avec :

- Q_{gain} : Le gain en débit (m³/h)

Le gain en débit = débit après l'intervention – débit avant

L'intervention

- Perte de production : (US\$)

Perte de production = Q_0 (m³/h) . 24 . Durée de l'opération (j) . Prix net de m³

- Prix net : (US\$/m³)

Prix net = Prix de vente moyen – Prix de revient

Tableau III.9 : prix de brut [7]

Brut	Prix
vente moyen pour un baril l'année 2009	50 US\$.
vente moyen pour le mètre cube l'année 2009	314.5 US\$.
Coût de production d'un baril	3 US\$.
Coût de production d'un mètre cube	18.8 US\$.
net d'un mètre cube	295.7 US\$.

couvre l'étude de puits et de sensibilité MD619 qui montre le débit de 0,98 m³/h avant l'opération, tel que déterminé par le dernier jaugeage (09/02/2024) et un examen technique, indiquant que le puits était d'environ 90 km dB avant l'opération. Deuxièmement, nous examinons le pot pour chaque technique.

Tableau:

Tableau III.10 : Situation de puits [4]

Situation	Date	Jaugeage Débit (m ³ /h)
Avant l'opération	20/02/2023	0.98
Après l'opération	09/02/2024	11.18

III.10) La reprise en short radius :

- Le coût moyen d'une reprise en short radius est de l'ordre de

1 800 000 US\$:

- l'étude a donné un débit de :

Tableau III.11 : donné un débit [6]

Débit	Longueur de drain
2.25m ³ /h	200m
11.18m ³ /h	1250m

- **Calcul de gain :**

$$Q_{\text{gain}} = 11.18 - 0.98 = 10.2 \text{ m}^3/\text{h}$$

- **Calcul de perte de production :**

$$\text{Perte de production} = 0.98 \cdot 24 \cdot 20 \cdot (314.5 - 18.8) = 139\,097.28 \text{ US\$}$$

Calcul de Pot :

$$Pot = \frac{1\,800\,000 + 139\,097}{10.2 \cdot 24 \cdot 295.7} = 27 \text{ j}$$

Le tableau suivant présente résultats trouvés ;

Tableau III.12 : résultats de short radius [4]

Opération	Qo après (m ³ /h)	Qo avant (m ³ /h)	Coût Global (US\$)	Payout time (Jours)
Short radius	11.18	0,98	1 800 000	27

Conclusion générale :

Finalement, après tout cela, il nous est apparu clairement qu'avant d'appliquer la technique Short Raduis, il y avait des études spécifiques à étudier afin d'éviter des pertes de matière inutiles. Nous avons également remarqué que Short Raduis contribue grandement à améliorer la porosité et dans l'état du puits, nous avons également vu la valeur du débit avant et après l'opération. Je conseille également de l'utiliser La technologie et le recours à celle-ci, malgré son coût élevé sont efficaces et rémunèrent son propriétaire.

Recommandation :

Enfin, à travers ce sujet, je recommande d'appliquer et de suivre ces études afin d'améliorer cette technique et donner des résultats impressionnants :

- 1/Déterminer l'emplacement correct du carburant.
- 2/Exploiter une bonne porosité et perméabilité pour faciliter le processus de production.
- 3/Déterminer la tendance des shorts radius.

Cependant, malgré cela, ces études présentent des problèmes et des inconvénients :

- 1/Vous pouvez faire une erreur et subir ensuite des pertes en vain.

Références Et Bibliographiques :

- [1] Jean-Paul NGUYEN. « Techniques d'exploitation pétrolière- le forage » Institut Français Du Pétrole.
- [2] J. A. JIM SHOR,” Introduction to directional and horizontal drilling”, PENNWELL

PUBLISHING COMPANY, Tulsa (Oklahoma),

[3] W. Graham, A. Trotman, «Volum2 Directional drilling», Petroleum engineering and development, London

[4] Document « SONATRACH Hassi Messaoud division production ».

[5] B.S. AHMED, « Etude et choix de candidature fracturation hydraulique - short radius des puits de la zone 25 du champ Hassi Messaoud », Mémoire de Magister, Université de Boumerdes, (2010).

[6] Jean-Paul Zizka, « Forage dirigé Ingénierie et méthodes » ENSPM, (Juin/2010).

[7] M. Slimani, « Forage Dirigé et UBD » IAP spa, Boumerdes, (Février/2012).

[8] « Exploitation des gisements des hydrocarbures », Institute Français du Pétrole, Edition Technip.

[9] Document SONATRACH (drilling, production and reservoir engineering), “Forage dirigé ET UBD”, Boumerdes, Algerian petroleum institute (IAP), February 2011, page 215.

[10] Howes. J: Advances in Slim Hole drilling. Petroleum Review 45.426-428

[11] Littleton. J.: Refined Slim Hole drilling technology renews operator interest. Petroleum Engineer International 64.6. 19-26, 2012.

[12] Mi. RRAS, P.J. Spk I r, P.J. Jantzen, R.E. Sirsi d. S. O, & Taylor, M.R: Slim Hole exploration: a case for partnership m I he nineties.SPE/IADC Drilling Conference.Amsterdam. February 1993. SPE IADC25724.439-448

[13] BERLI, S. & Pinchi. R.: Anwendung der modern en Tiefbohrtechnik inder Schweiz. Bull. Schweiz. Ver. Petroleum-Geol. u. –Ing. p 61. 138. p45-66

[14] Purba. D, Adityatama. D., Umam, & Muhammad. Key Considerations in Developing Strategy for Geothermal Exploration Drilling Project in Indonesia. PROCEEDINGS, 44th University. (2016).

Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University. (2019).

[15] DIANE W. Lique, CRAIG H. Cranston, DAVID F. Morehouse,” Drilling Sideways – A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application”, Office of Oil and Gas US. Department of Energy, Washington, April 1993.

[16] Finger. J, Jacobson. R, Hickox. C. Combs, J. Polk. G, & Goranson.C, Slim Hole HANDBOOK: Procedures and Recommendation for Slim Hole Drilling and Testing in Geothermal Exploration. California: Sandia National Laboratories, 1999.

[17] Nielson.D., & Garg. S. Slim Hole Reservoir Characterization for Risk Reduction. PROCEEDINGS, 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford