



Université Abderrahmane Mira de Bejaia
Faculté de Technologie
Département des Mines et géologie

Memoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines

Option : Exploitation Minière

Présenté par

DJOUAHER Thinhinane

AMRANI Kahina

Thème

Etude de l'influence de la géologie sur la mise en place du forage horizontal sur le champ de Hassi Messaoud

Soutenu le 20 / 09 /2016 devant le jury composé de :

Président : Mr A.GUELMAMI

MAA

UAMB

Examineur : Mr M.MAZA

Pr

UAMB

Promoteur : Mme S.BOUNAB

MAA

UAMB

Année Universitaire: 2015-2016

Introduction générale

Chapitre I :

Présentation du champ de Hassi Messaoud

Chapitre II :

Déscription géologique du champ de HMD

Chapitre III :

Description du forage horizontal

Chapitre IV :

Etude des cas: OMLZ 78, ONIZ 203, OMLZ473

Conclusion générale

Bibliographie

Annexes

Recommendations

Remerciements

On remercie en premier lieu notre bon Dieu, le tout puissant qui a éclairé notre chemin, et nous a donné le courage, la force et la patience pour achever ce travail.

On tient à remercier notre encadreur, madame BOUNAB Samia d'avoir accepté de diriger ce travail, et de nous avoir orienté avec ses conseils considérables afin de mener à bien ce projet de fin d'études.

Nous remercions les membres du jury, qui nous feront l'honneur d'examiner ce travail et d'accorder une partie de leur temps précieux pour évaluer ce mémoire.

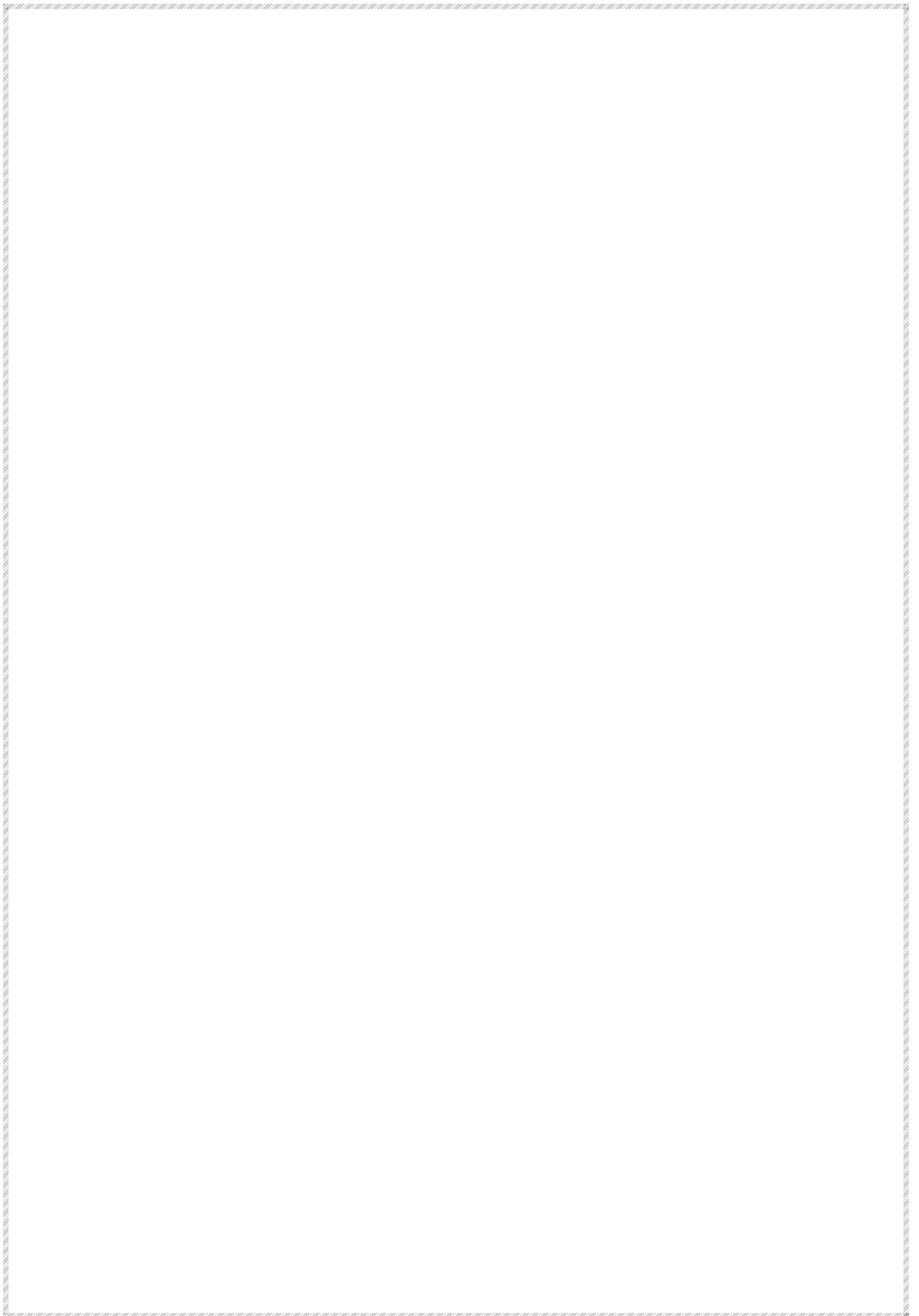
Nos vifs remerciements s'adressent aux personnes travaillant à la SONATRACH Division Forage -Hassi Messaoud - de nous avoir proposé ce thème et de nous avoir orientés et encadrés durant notre période de stage.

On remercie également tout les enseignants du département Mines et Géologie qui ont contribué à notre formation durant notre cursus d'études.

Enfin, on remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

**Qu'ils trouvent tous, ici, l'expression de notre profonde reconnaissance,*

*Que la grâce de Dieu soit avec vous**



Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance et de
gratitude à :*

La pensée de ma grand- mère,

*Mes chers parents pour leur soutien immense qu'ils n'ont
cessé de m'apporter,*

Mes chères sœurs et à mon cher frère.

Tous mes amis (Thinhinane, Ouiame, Sabrina et Camélia)

En fin à ceux qui me sont très chers.

Kahina

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

*En signe de reconnaissance et de gratitude à mes chers
Parents, pour leur soutien immense qu'ils n'ont cessé de
m'apporter, pour leur sacrifices et encouragements, durant
toutes la période de mes études.*

*A ma petite sœur, ma famille mes grands parents, mes
tantes et oncles, cousins et cousines.*

*A mes amis pour leur soutien qu'ils m'ont apporté tout
au long du projet, qu'ils trouvent ici le témoignage de mon
immense affection, l'expression de mon grand attachement.*

Tinhinane

Sommaire

Introduction générale	01
Chapitre I : présentation du champ de Hassi Messaoud	03
Introduction	03
I.1 Cadre géographique	03
I.2 Cadre géologique	04
I.2.1 Cadre géologique régionale	04
I.2.2 Géologie de la zone d'étude	04
I.3 Historique du champ	05
I.4 Zonation du champ et numérotation des puits	06
Conclusion	07
Chapitre II : Description géologique du champ de Hassi Messaoud	08
Introduction	08
II.1 Litho stratigraphie du champ	08
II.1.1. Le socle	08
II.1.2. Le paléozoïque	08
II.1.2.1. L'infra-cambrien	08
II.1.2.2. Le Cambrien	08
II.1.2.3. L'ordovicien	09
II.1.3. Le mésozoïque	10
II.1.3.1 Le Trias	10
II.1.3.2 Le jurassique	11
II.1.3.3 Le crétacé	11
II.1.4 Le cénozoïque	13

II.3 Aspect sédimentologique	15
II.2.1 Stratifications horizontales	15
II.2.2 Stratifications obliques	16
II.2.3 Stratifications entrecroisées	16
II.4 Cadre structural	17
II.5 Aspect pétrolier.....	18
II.5.1 Roche mère	18
II.5.2 Roche couverture	19
II.5.3 Pièges	19
II.5.3.1 Pièges structuraux	20
II.5.3.2 Pièges stratigraphiques	20
II.5.3.3 Pièges mixtes	21
II.6 Description du réservoir	21
II.6.1 Subdivision du réservoir	21
II.6.1.1 Subdivision diagraphique et notion de tranches	21
II.6.1.2 Subdivision pétrographique et notion de drain	22
II.6.1.3 Subdivision sédimentologique	22
II.6.2 Limites du réservoir	23
II.6.2.1 Limite (Ri/Ra)	23
II.6.2.2 Limite (Ra/R2)	23
II.7 contraintes géologiques des réservoirs du champ de HMD	25
II.7.1 Fracturation naturelle très développée	25
II.7.1.1 Déformations cassantes	25

II.7.2 Les intrusions intra cambriennes	28
II.7.2.1 Les laccolites	28
II.7.2.2 Les filons couches	28
II.7.2.3 Les dykes	29
II.7.3 Niveaux argileux et silteux	30
II.7.4 Hétérogénéité de réservoir	31
II.7.5 .accumulation des hydrocarbures dans la roche réservoir	32
II.7.5.1 Types de gisements	33
II.7.5.2 Types de pièges	34
Conclusion	37
Chapitre III : Généralités sur le forage horizontal	39
Introduction	39
III.1 Présentation de la trajectoire d'un forage horizontal	39
III.2 les cas d'utilisation d'un puits horizontal.....	40
III.2.1 Réservoir de faible épaisseur	40
III.2.2 Réservoirs fracturés	40
III.2.3 Réservoirs multicouches	41
III.2.4 Réservoirs à basse perméabilité	41
III.2.5 puits latéral	42
III.3. Objectifs des puits horizontaux	42
III.4. Positionnement d'un puits horizontal	43
III.4.1 Critères d'implantation	43
III.4.2 Conception de la trajectoire	44
III.4.3Inconvénients majeurs des puits horizontaux	45
III.5 Procédure du forage horizontal sur le champ de HMD.....	45

III.5.1 La cible	45
III.5.2. Orientation de la trajectoire	45
III.5.3. Programme du forage	45
III.6.Les aléas rencontrés au cours du forage horizontal liés aux contraintes géologiques.....	48
III.6.1 Difficulté d’atteindre les objectifs géologiques prévisionnels	48
III.6.2. L’endommagement des outils de forage	49
III.6.3. Potentiel de production	50
III.6.4 Pertes de circulation	50
III.7 Conséquences opérationnelles induites par les contraintes rencontrées lors du forage	53
Conclusion	53
Chapitre IV : cas d’étude	54
Introduction	54
IV.1 Puits OMLZ 78	54
IV.1.1 Présentation du puits	54
IV.1.2 Objectif du puits	55
IV.1.3 Programme prévisionnel du puits	55
IV.1.4 .Programme réalisé du puits	57
IV.1.5 Profil du puits	58
IV.1.6.interprétations des trajectoires réalisées	59
IV.2 Puits ONIZ203	59
IV.2.1 Objectif du puits	59
IV.2.2 Profil du puits	60
IV.2.3 interprétations des trajectoires	60
IV.3 Puits OMLZ 473	61
IV.3.1 présentation du puits du Puits	61
IV.3.2. Objectif du puits	62

IV.3.3.Profil du puits	63
VI.3.4.Interprétation des trajectoires	63
Conclusion	64
Conclusion générale	66
Recommandations	67
Bibliographie	68
Annexes	68

Liste des Figures

Figure	Titre	Page
I.1	situation géographique du champ de HMD.	03
I.2	Localisation des gisements pétroliers en Algérie.	05
I.3	Carte de zonation du champ de HMD	06
II.1	Coupe géologique du champ de HMD	13
II.2	Stratigraphie du champ de HMD	14
II.3	Séquence sédimentaire comparative entre les grès de HMD et le TASSILI N'AJJER	17
II.4	Carte structurale du champ de HMD	18
II.5	accumulation des hydrocarbures	18
II.6	pièges structuraux	19
II.7	pièges stratigraphiques	20
II.8	pièges mixtes	20
II.9	Subdivisions du réservoir cambro-ordovicien de HMD	24
II.10	Coupe géologique Nord Sud de la structure de HMD	25
II.11	brèche tectonique	26
II.12	Fissures horizontales	26
II.13	Joints stylolithiques	27
II.14	Horst et Grabens (champ de HMD)	27
II.15	Schémas explicatifs de Horst et Graben	28
II.16	différentes types d'intrusions intra-cambriennes dans le champ de HMD	29
II.17	Les intrusions intra cambriennes dans le Sud West du champ de HMD	30
II.18	Distribution des paramètres pétrophysiques dans les différents drains au niveau du réservoir de HMD	32
II.19	Coupe schématique passant par les champs de Haoud Berkaoui et de Hassi Messaoud	34
II.20	biseau originel	35
II.21	biseau sous discordance	35
II.22	biseau sur discordance	36
II.23	Piège lié à une lentille sableuse	36
II.24	piège lié à un anticlinal simple.	37
II.25	piège lié à un anticlinal faillé	37
II.26	piège lié à un dôme de sel.	38
II.27	Pièges mixtes	38
III.1	Forage horizontal	39
III.2	profil théorique d'un puits horizontal	40
III.3	Réservoirs fracturés.	41
III.4	réservoirs multicouches.	41
III.5	side track	42
III.6	Profil prévisionnel du puits sur le champ de HMD.	46
III.7	profil du forage horizontal sur le champ de HMD	47
III.8	phase d'entrée dans le réservoir.	49
III.9	Formations susceptibles à problèmes de perte de circulation	52
IV.1	localisation du puits OMLZ 78	54

IV.2	Profil du puits OMLZ78.	58
IV.3	Profil du puits ONIZ203.	60
IV.4	localisation du puits OMLZ473	62
IV.5	Profil du puits OMLZ473	63

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
IV.1	Données prévisionnels du puits OMLZ78	55
IV.2	Programme prévisionnels de forage	57
IV.3	Cotes prévisionnelles de forage	57
IV.4	Programme réel du puits	57
IV.5	Objectif du puits ONIZ 203	60
IV.6	Programme prévisionnel du puits OMLZ 473	62

Liste des abréviations

HMD: Hassi messaoud

CFPA : Compagnie française du pétrole algérien.

SN-REPAL : Société Nationale de Recherche et d'Exploration Pétrolière en Algérie.

MD1 : Messaoud 1

TS : Trias salifère.

Ra : réservoir anisométrique.

Ri : réservoir isométrique.

D1: Drain 1

TD: Total depth.

MD: Measured Depth.

VS: Vertical Section.

LP: Landing point

TVD: True vertical depth

WOC: Water oil contact

KOP: kick off point

BHA: Bottom Hole Assembly

ROP: Rate of pénétration.

AZ: Azimut.

INC : Inclinaison.

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements au monde, il apparaît comme un vaste anticlinal aplatit près de la terminaison nord orientale du bassin triasique sud algérien. Le réservoir de ce champ correspond aux grès quartziques du cambrien érodé sous la discordance hercynienne et couvert par le Trias argilo-salifère.

Le champ de HMD est caractérisé par une complexité géologique très importante et une hétérogénéité du réservoir, liée principalement à l'environnement de dépôt des sédiments et leur nature ainsi qu'aux différentes phases tectoniques qu'a subie cette partie de la plate forme saharienne au cours de son évolution géologique.

L'exploitation pétrolière au niveau du champ de Hassi Messaoud trouve un intérêt particulier à adapter des méthodes plus rentables visant à optimiser la récupération et l'augmentation du taux de production pour une meilleure exploitation des réservoirs d'hydrocarbures grâce aux forages horizontaux.

Le forage horizontal est un ensemble d'ingénieries et d'opérations qui consiste à réaliser une section d'un puits incliné par rapport à la verticale afin d'augmenter considérablement la surface de contact entre le réservoir et la colonne de production, il est introduit sur le champ de HMD en 1993 par le premier puits horizontal MDZ1, depuis cette technique ne cesse d'accroître.

Cependant ce type de forage engendre des déséquilibres au cours sa réalisation, beaucoup d'obstacles peuvent survenir et entraver la poursuite des opérations de forage, dont les contraintes géologiques sont les causes principales, qui font que le drain n'atterrit pas dans la couche productive, les coincements des outils de forage ou une faible productivité des puits et tout changement par rapport au programme entraîne des pertes considérables en matière de temps et d'argent.

L'objectif de cette étude est l'identification des contraintes géologiques du champ et leur influence sur la mise en place du forage horizontal, la compréhension de cette dernière permettra d'anticiper les problèmes d'ordre géologiques afin d'améliorer l'emplacement du drain dans la couche productive pour optimiser l'indice de productivité.

Pour cela une étude géologique détaillée du champ et du réservoir de HMD est nécessaire afin de déterminer ces contraintes influant sur les opérations du forage horizontal afin de présenter d'éventuelles solutions à ces contraintes.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres dont le premier porte une présentation du champ de HMD dans le cadre géographique et géologique et la subdivision du gisement.

Le second comporte une description géologique détaillée du champ, du point de vue stratigraphique, structurale, pétrophysique et présenter les contraintes géologiques du champ.

Le troisième chapitre est consacré à la description du forage horizontal et les différentes techniques de réalisation ainsi que les principaux problèmes rencontrés.

Dans le dernier chapitre, nous allons essayer d'établir des synthèses sur les résultats observées sur les puits horizontaux OML78, OMLZ473, ONIZ40 et préciser les causes géologiques responsables des contraintes rencontrées lors du forage.

On termine par une conclusion générale et des recommandations.

Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est situé dans le nord du Sahara algérien, il a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958, considéré de part, ses dimensions et ses réserves comme l'un des plus grands gisements pétroliers au monde, il s'étend sur une superficie d'environ 4200 km² produisant ainsi de l'huile dans le réservoir cambro-ordovicien.

I.1.Cadre géographique

La région de Hassi Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien et se situe à environ 650 km au Sud-Est d'Alger, à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne, et à 80 Km à l'Est de Ouargla. (**FigI.1**).

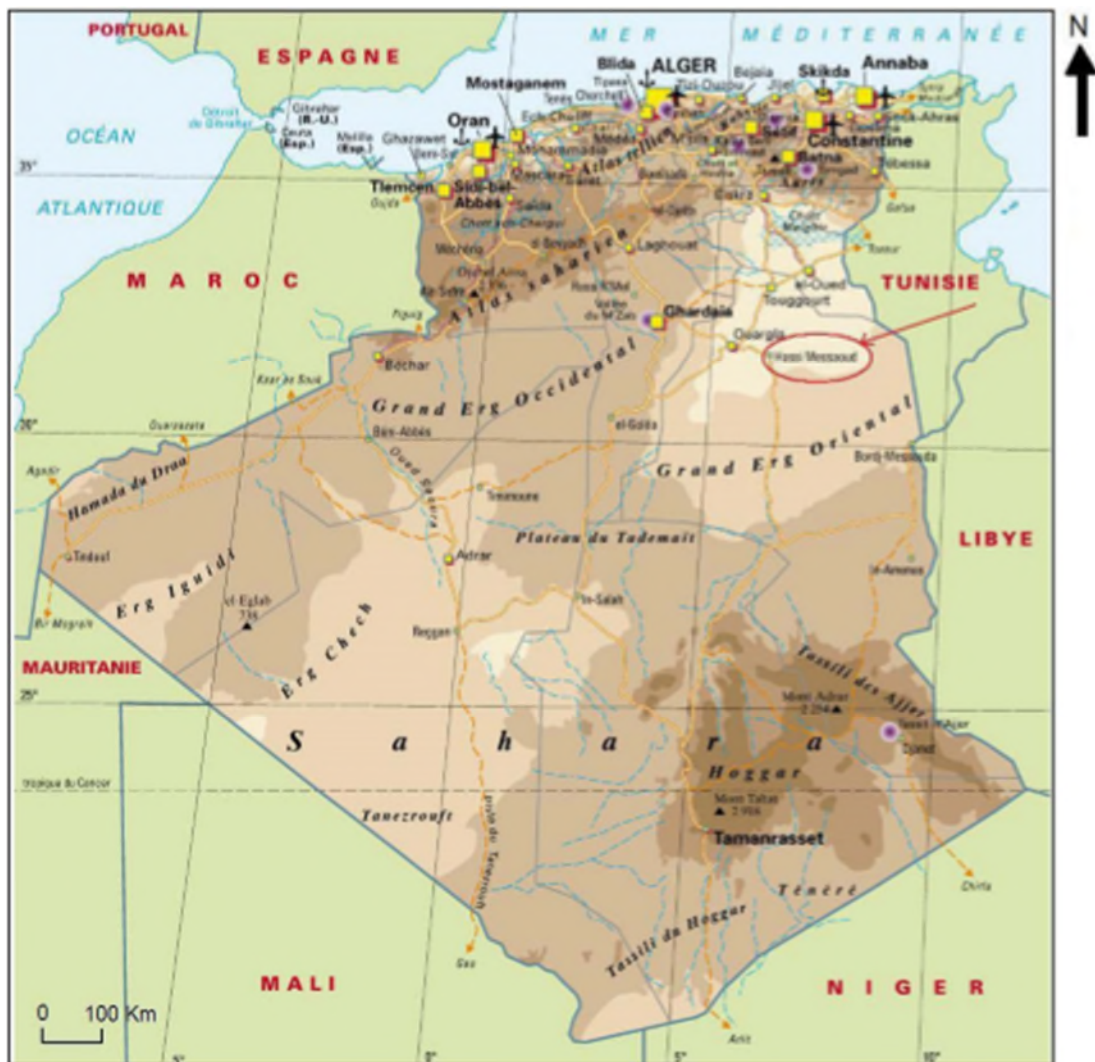


Figure I.1. : Situation géographique du champ de HMD [SONATRACH].

I.2 .Cadre géologique

I.2.1. Cadre géologique régionale

L'Algérie comporte une surface sédimentaire de plus d'un million et demie de kilomètres-carrés, dont l'exploration pétrolière est loin d'être terminée. Cet immense domaine minier comprend deux grandes unités structurales très différentes l'une de l'autre :

- Les bassins offshore et onshore du Nord de l'Algérie qui font partie de l'édifice structural méditerranéen.

I.2.2. Géologie de la zone d'étude

La majorité des gisements d'huile et de gaz découverts à ce jour sont situés dans la partie de la plate-forme saharienne, dont le plus grand gisement de cette province : le champ de Hassi Messaoud.

La plate forme saharienne : est constituée d'un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structuré au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes on distingue d'Oust à Est.

- Les bassins de Tindouf et de Reggane ;
- Le bassin d'Ahnet-Timimoun ;
- Les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya ;
- Les bassins Berkine et d'Illizi.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique de la plate forme saharienne. Il se présente sous forme d'un large anticlinal de direction globale Est Ouest.

De point de vue géologique, ce gisement est limité (**FigI.2**)

- Au nord, par l'ensellement de Touggourt ;
- Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod ;
- A l'Est, par les dépressions de Dahar et Ghadamès ;
- A l'ouest, par la dépression d'Oued Mya.

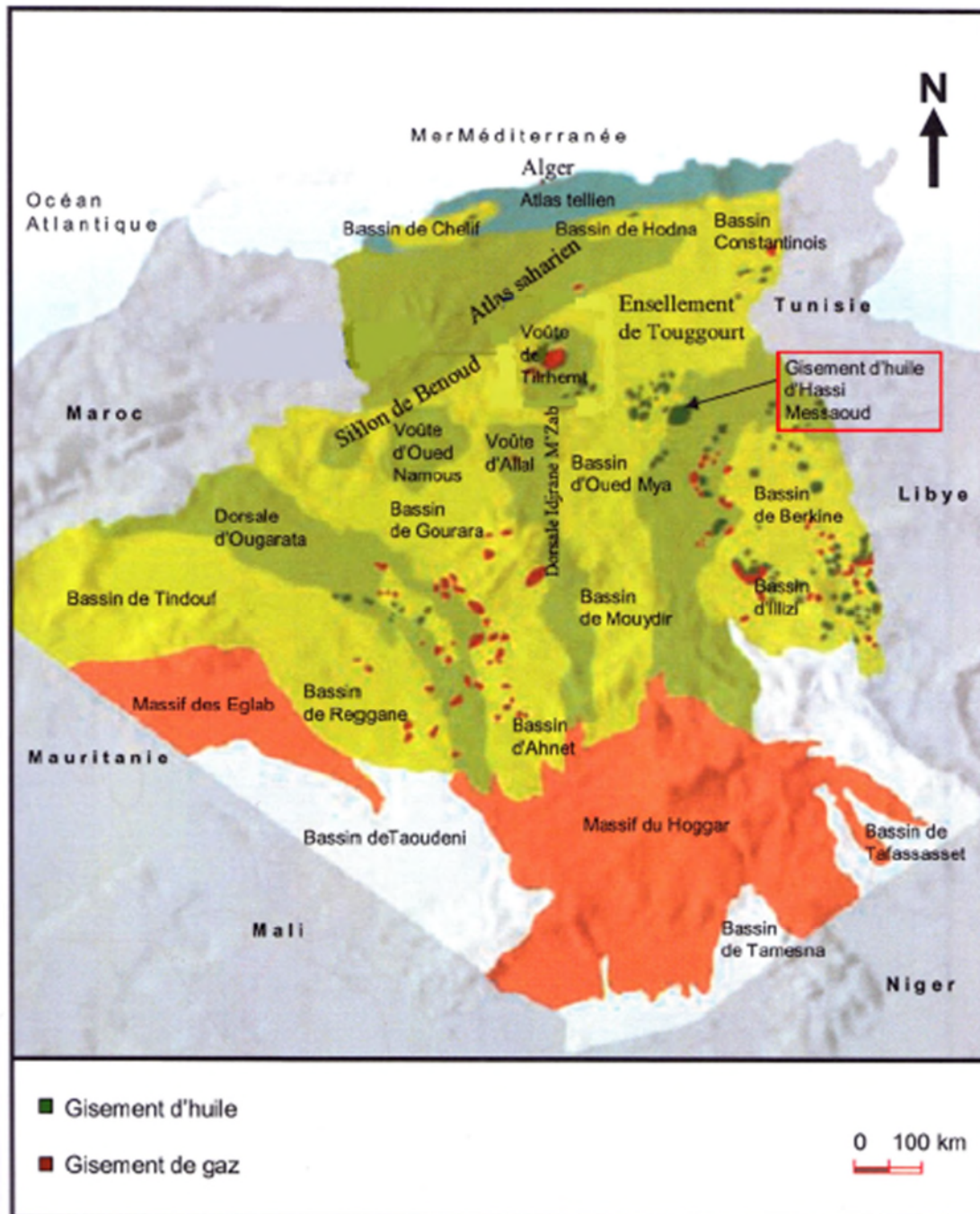


Figure I.1 : Localisation des gisements pétroliers en Algérie [WEC 2007].

I.3. Historique du champ

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le **16 Janvier 1956** par la société nationale de recherche pétrolière en Algérie (SN REPAL). Le premier sondage Messaoud 1 (Md1) a rencontré une accumulation d'huile à une profondeur de 3338 m dans les grès du cambrien.

En 1957, à 7 km au Nord-Nord.Ouest le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le champ de HMD a été divisé en deux (2) concessions distinctes :

- Au Nord attribué a la C.F.P.A.
- Au Sud attribuée a la SN.REPAL.

En 1958, la mise en production a commencé avec 20 puits d'exploitation.

Actuellement le champ est subdivisé en 25 zones productives. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble des puits qui communiquent entre eux litho logiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

I.4.Zonation du champ et numérotation des puits

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le champ de HMD en 25 zones dites de production (**FigI.3**), d'extension variables. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent a un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établi. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

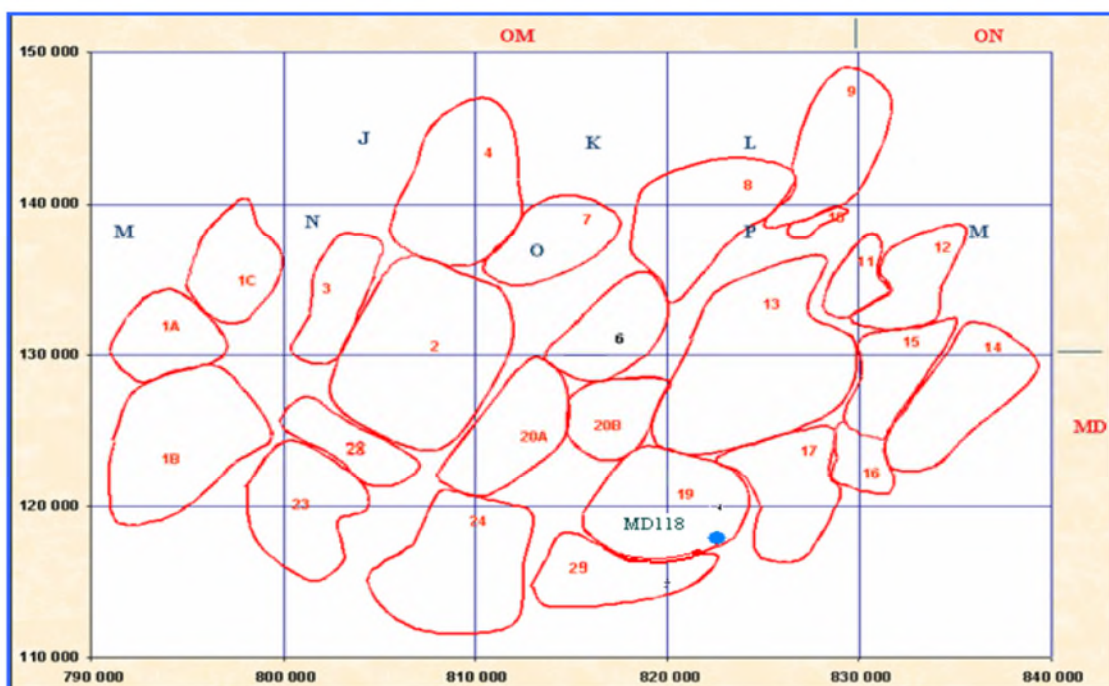


Figure I.3 : Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH].

Conclusion

Le champ de HMD est caractérisé par sa grande capacité du réservoir et sa production élevée, et contribue à plus de 50 % de la production algérienne, néanmoins il présente une grande complexité géologique, et une hétérogénéité des réservoirs entraînant une variabilité de la production sur l'étendue du champ.

Introduction

Le champ de HMD se présente comme un vaste dôme anticlinal près de la terminaison nord orientale du bassin triasique Sud algérien. Quatre unités constituent de haut en bas le réservoir principal cambrien (R3, R2, Ra et Ri) liés aux grès quartzites fissurés avec une épaisseur totale des formations productives qui oscille entre 175 et 240 m.

II.1. LithoStratigraphie du champ

La série stratigraphique du champ de HMD reposant sur un socle granitique a environ 4393 m d'épaisseur. Elle est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, carbonifère et permien, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne, ou les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le cambrien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète (**FigII.1**).

De la base au sommet la stratigraphie de HMD se présente comme suit (**FigII.2**) :

II.1.1. Le socle

Rencontré à la profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

II.1.2. Le paléozoïque

II.1.2.1 .L'infracambrien

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle à travers la discordance panafricaine.

II.1.2.2 Le Cambrien

Les dépôts cambriens reposent sur le socle cristallin et sont représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques. Dans la province triasique, où ils sont les mieux connus, ces dépôts constituent d'importants réservoirs, divisés en unités R3, R2, Ra et Ri. Dans les autres régions, ces dépôts sont subdivisés en unités ou formations d'épaisseur moyenne de 300 m.

On y distingue trois (3) litho zones [R1 (Ra +Ri), R2, R3]

- Lithozone R3_ : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres. elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, ayant des passages de grès ferrugineux et d'argile silteuse.
- Lithozone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. elle se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant avec des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.
- Lithozone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres. elle se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreux passages de silts 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.
- Lithozone Ri (Le Cambro-ordovicien) : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres. elle se compose de grès quartzitique isométriques fins bien classés à ciment argileux et siliceux, avec présence abondante de Tigillites. le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelé Cambro-ordovicien. La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés.

II.1.2.3. L'Ordovicien

Il constitue un ensemble (500 m), allant du Trémadoc à l'Ashgill. Les coupes les plus complètes se situent dans les dépressions de l'Oued Mya et de Timimoun. Les dépôts proximaux (fluviaux) s'agencent autour des régions émergées et forment les falaises du Tassili interne. Les dépôts marins se rencontrent au nord en subsurface et dans ce qui est devenu les Chaînes de l'Ougarta. Des traces de glaciation ont été décelées dans l'Ordovicien terminal.

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques :

- Zone des alternances : son épaisseur moyenne est de 20 mètres. Désignée ainsi en raison de la présence de nombreux passages d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.
- 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 (grapholites) indiquant un milieu de dépôts marin. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- 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 glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.
- Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

II.1.3. Le mésozoïque

II.1.3.1. Le Trias

Le Trias transgressif, discordant sur les formations paléozoïques, est représenté par des dépôts argilo-gréseux et lagunaires (sel et anhydrite). La série gréseuse constitue de bons réservoirs notamment dans le champ de Hassi Rmel.

Il est subdivisé en trois (3) unités:

- Trias éruptif : son épaisseur variables de 0 m à 90 m. Il se situe approximativement entre la discordance hercynienne et le mur du trias argilo-gréseux.
On le localise rarement dans le Ra, sa rencontre est difficilement prévisible dans la partie Sud-Ouest et Ouest du champ. Le potentiel du réservoir se trouve réduit lors de sa présence.
- Trias gréseux : son épaisseur varie de 0 à 75 m. Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent les unes des autres par leur lithologie et leur réponse diagraphique. Il est accompagné par des coulées éruptives.
- Trias argileux : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres. Il est constitué d'argiles plus au moins silteuses, brun rouge à bariolés, dolomitiques et anhydritiques (Ca SO₄) avec des intercalations de banc de sel au sommet
- Trias salifère : Son épaisseur moyenne est de 340 mètres. Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitique.

- Le trias salifère (TS3)

C'est une alternance d'argiles grises sombres, moyennement dures, avec des niveaux de sel massif jaunâtre à rosâtre, parfois translucide. Il a une épaisseur moyenne de 200m.

- Le trias salifère (TS2)

C'est une succession d'argiles grises brunes, tendres avec des bancs de sel massif translucide.

- Le Trias salifère (TS1) : D'une épaisseur de 46 m, il est formé par une argile grise verte parfois rougeâtre, tendre intercalée de bancs d'anhydrite moyennement dure, microcristalline et de sel massif translucide.

II.1.3.2. Le Jurassique

Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

Le Jurassique 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).

- 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 (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

- Le Dogger : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- Le Malm : Son épaisseur moyenne est de 225 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.

II.1.3.3. Le Crétacé

Son épaisseur moyenne est de 1600 mètres.

Le Crétacé est présent partout sur la Plate-forme Saharienne. Il comporte des faciès grésos-argileux à la base évoluant vers un pôle essentiellement carbonaté au sommet.

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- Le Néocomien : Son épaisseur est de 180 mètres.

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passages d'argiles avec des passages de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- 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.

- 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 représenté un bon repère sismique.

- L'Albien : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

- Le Cénomaniens : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- 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 représente la nappe d'eau salée.

- Le Sénonien : Son épaisseur moyenne est de 466 mètres.

A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite .

II.1.4. Le cénozoïque

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Le Cénozoïque est représenté par une série de dépôts détritiques Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

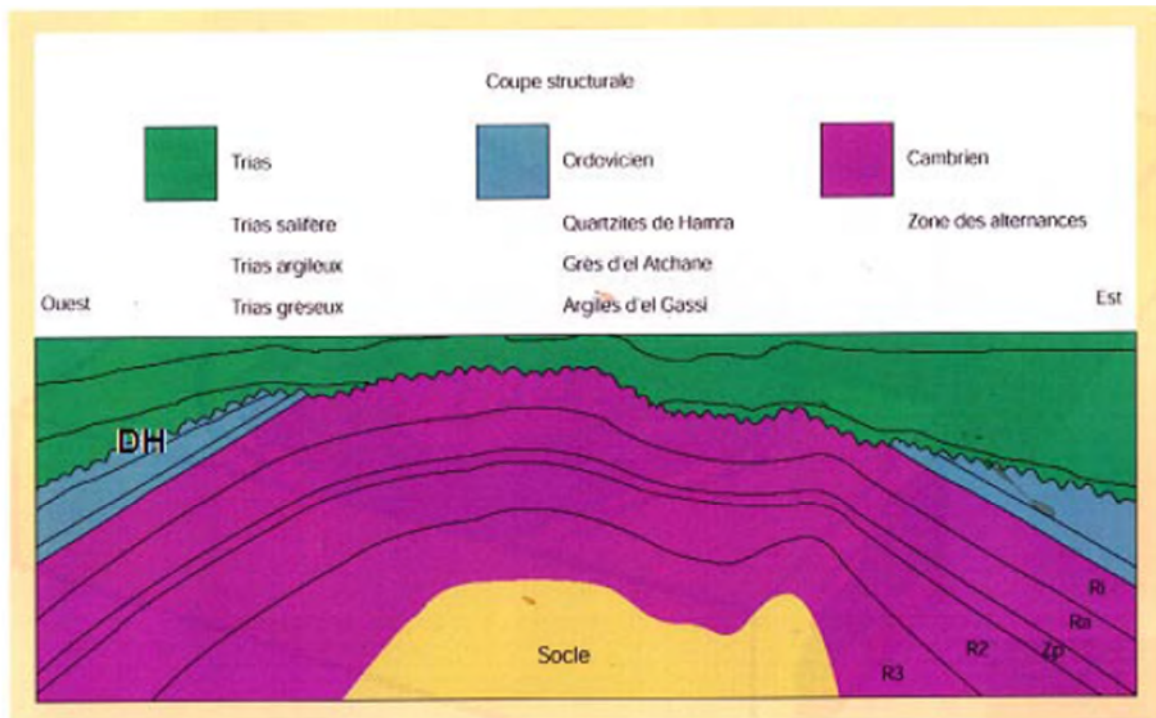


Figure II.1: Coupe géologique du champ de HMD

[SONATRACH / Division Production-Rapport interne 1998]

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine	240	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silix
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN		
		CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie
	NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés	
	JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
		DOGGER		
		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
		LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
		L I A S		
		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
		L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
		L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
		L.S 2	60	Alternances sel et argile
		L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne
	TRIAS	SALIFERE		
		TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
		TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite
		GRESEUX	35	Grés, argile
	ERUPTIF discordance hercynienne	0.92	Andésites altérées	
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE	25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux
		ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes
		ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites
	CAMBRIEN	Ri	50	Grés isométriques, fins, silteux
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grés argileux rouges	
	S O C L E			

Figure II.2: Stratigraphie du champ de HMD

II.2. Aspect Sédimentologique

Des études de comparaison ont été établies entre les grès de HMD et ceux affleurant au Tassili N'ajjers (Beicip-Franlab, 1995 ; CFP 'A', IF, SN. REPAL, 1973), afin de définir les différents types d'environnements sédimentaires caractérisant le réservoir (**Fig. II.3**).

En effet, des similitudes ont été découvertes entre ces deux grès et les structures suivantes sont observées :

II.2.1. Stratifications horizontales

Associées à des dépôts fins à très fins, ces stratifications sont dues à un régime hydraulique calme, à écoulement laminaire, caractérisé par un bon classement. Le ciment argileux est plus important dans ce type de stratification qu'on retrouve dans la zone fine médiane du Ra.

- Les litages en flaser

Ce sont des lentilles de silstones alternant avec des lits d'argiles. On observe ces figures dans la zone fine médiane du Ra, qui sont des indicateurs d'un milieu marin calme.

- Les diasthèmes

Elles correspondent à des interruptions courtes de la sédimentation, avec des surfaces d'érosion tapissées de quartz et diaclasés. Lors des reprises des dépôts, les tubes tigillitiques sont remplis de sables grossiers. Les diasthèmes figurent dans des massifs grossiers et plus fréquemment dans le Ra supérieur.

- Tigillites.

Elles correspondent à des remplissages de terriers creusés par des organismes vivants sous une faible tranche d'eau. On les retrouve dans la zone fine médiane, ainsi que dans le Ri.

- Les structures festonnées

Ces structures sont associées à des tigillites. Leur présence est signalée dans les grès isométriques.

II.2.2.Stratifications obliques

Les faisceaux de stratification oblique se trouvent essentiellement associés aux dépôts grossiers et très grossiers. Le transport de ces dépôts a vraisemblablement nécessité l'existence périodique de courants assez forts avec prédominance de régime hydrodynamique turbulent. Elles sont de deux types

- Type arqué
- Type tabulaire

II.2.3.Stratifications entrecroisées

Des stratifications entrecroisées finement litées, peuvent également exister dans des dépôts moyens à faiblement grossiers.

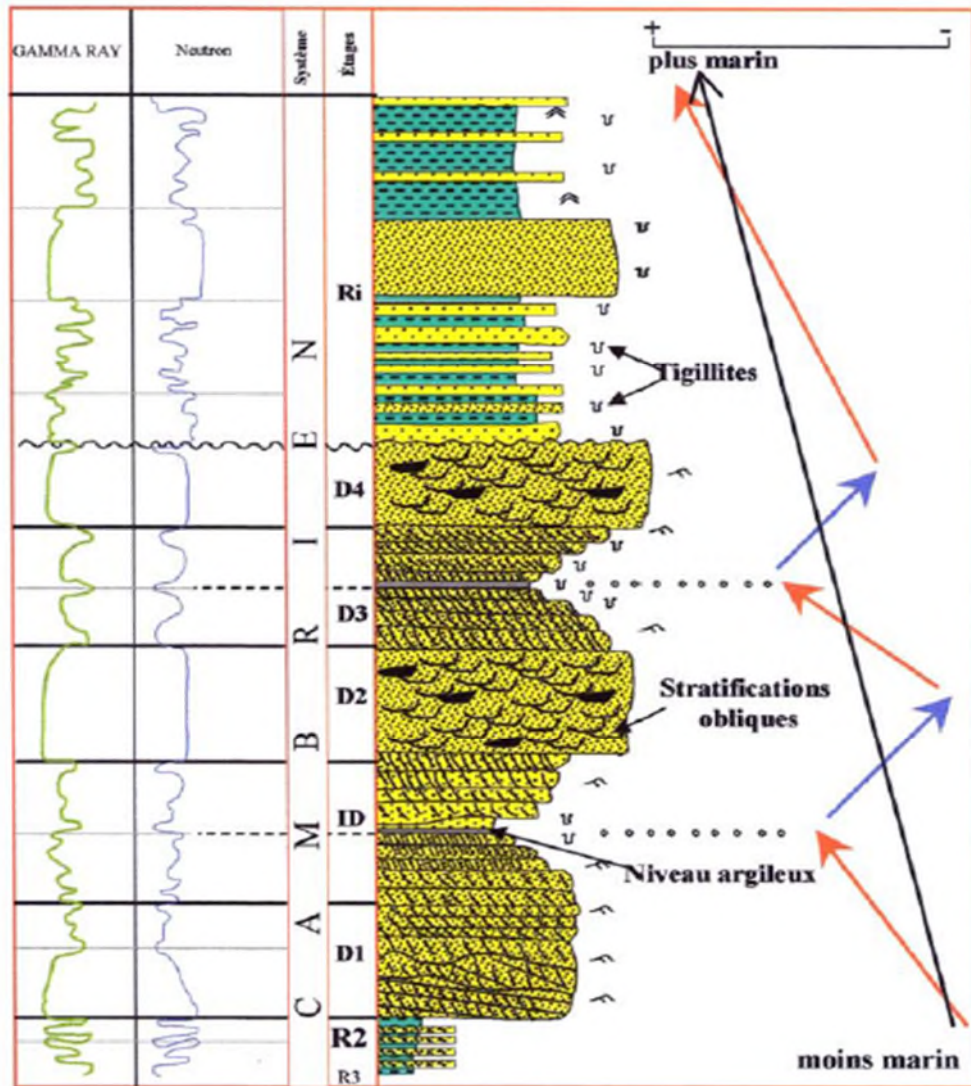


Figure II.3 : Séquence sédimentaire comparative entre les grès de HASSI-MESSAOUD et le TASSILI N'AJJER

[BEICIP, FRANLAB-1995]

II.3 .Cadre structural (Tectonique du champ)

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale Nord.Est-Sud.Ouest .Les accidents affectant le réservoir sont de deux type :

- Les failles de direction subméridiennes Nord.Nord.Est-Sud.Sud.Ouest ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction Ouest.Ouest.Nord-Est.Est.Sud ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.

- Les cassures sans rejet qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

La présence d'une faille majeure Nord Est-Sud Ouest, certainement héritée du socle qui divise le champ en deux compartiments principaux : occidental et oriental, le compartiment occidental est affecté par quelques failles de direction Nord Est-Sud Ouest à Nord-Sud, mais il est surtout recoupé par des accidents transverses Nord Ouest-Sud Est, et le compartiment oriental, structuralement plus bas et plus complexe, partiellement recoupé par des profonds grabens semblant. Le flanc Est est effondré par un système de failles subméridiennes avec un relais Nord Est-Sud Ouest (**FigII.4**).

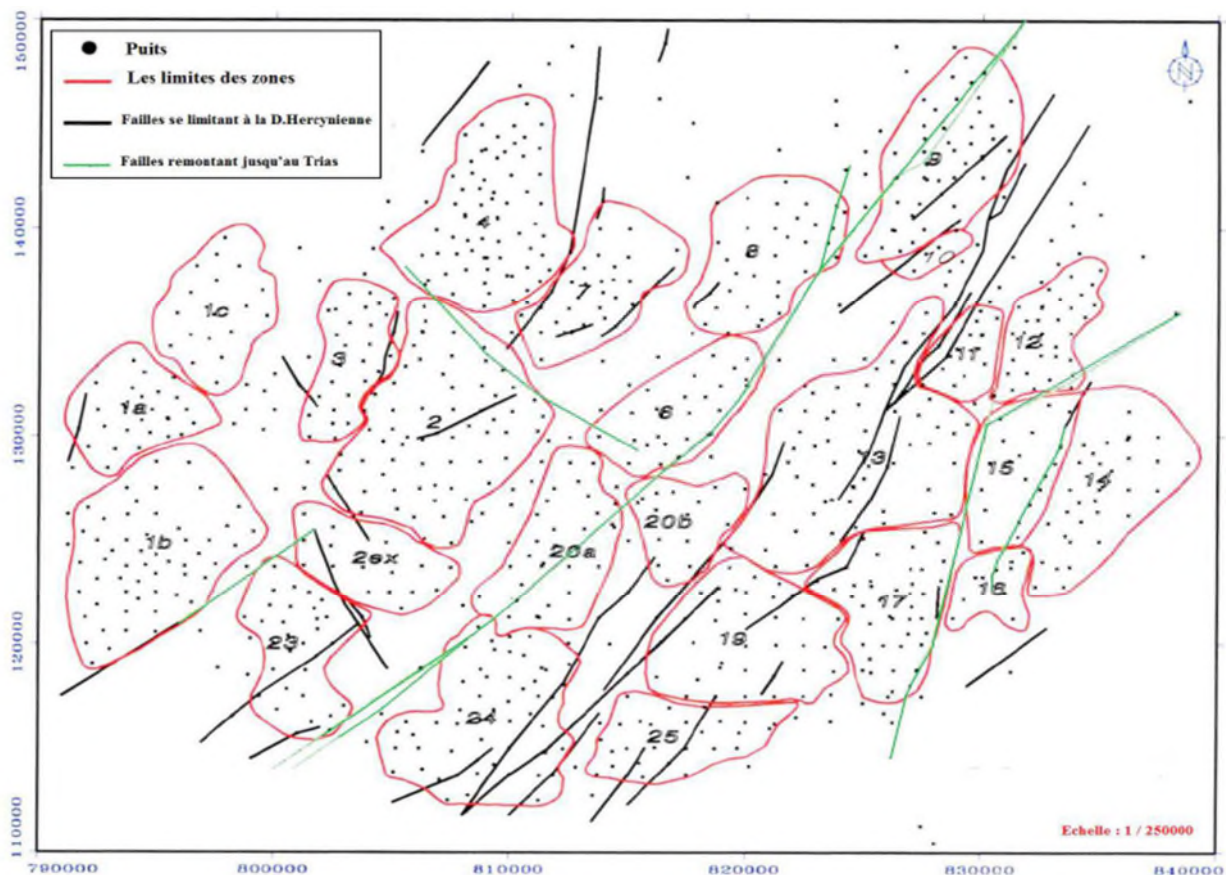


Figure II.4: Carte structurale du champ de HMD.

[SONATRACH/ Division Production- Rapport interne 2002]

II.5. Aspect pétrolier

II.5.1. Roche mère (origine des hydrocarbures)

D'après les études de la S.N.REPAL du champ de HMD, il existe deux hypothèses possibles sur l'origine des hydrocarbures (roche mère) :

- ✓ Les argiles de l'Ordovicien (argiles d'El Gassi)

✓ Les argiles du Silurien

Les argiles d'El Gassi sont des argiles noires et organiques. Elles seraient à l'origine d'une grande contribution à l'accumulation des hydrocarbures de HMD. Cette formation de 38m à 50 m d'épaisseur est détectée dans les puits au-delà de la limite actuelle du champ ainsi que dans les grabens de la structure de HMD. (Forage MD55).

Par contre les argiles du Silurien sont présentes sur les rebords du champ (à 20 km à l'Ouest, et à 100 km à l'Est).

II.5.2. Roche de couverture

Leur rôle est de couvrir les roches réservoirs afin d'empêcher la dysmigration des hydrocarbures vers la surface. Elles doivent être plastiques et imperméables (argiles, évaporites) (**FigII.5**).

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âge Triasique ou Jurassique. Pour les réservoirs cambriens, leur couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Donc les séries argilo-gréseuses du Lias et du Trias, et à un degré moindre la série inférieure (roches éruptives) du Trias, assurent l'étanchéité pour les quartzites de Hamra ; tandis que la série des argiles d'El Gassi et les intrusions intercalées forment une couverture remarquable à l'ensemble des réservoirs cambriens.

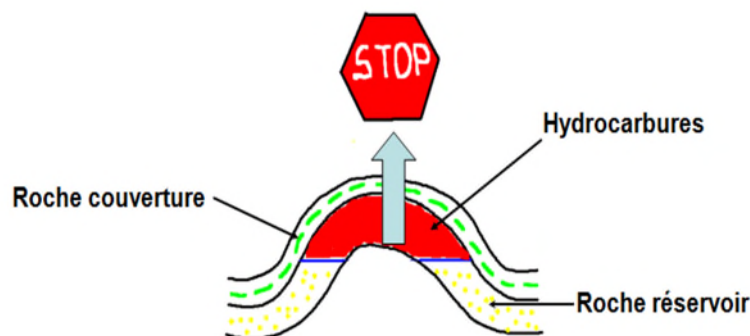


Figure II.5 : accumulation des hydrocarbures.

II.5.3. Pièges

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle

des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler. Il existe trois types de pièges :

II.5.3.1. Pièges structuraux

Ces pièges sont le résultat de mouvement tectonique tel que les anticlinaux ou pièges par failles.

Les pièges

- **Structuraux (les principaux)**



Figure II.6 : pièges structuraux

II.5.3.2. Pièges stratigraphiques

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses et les biseaux.

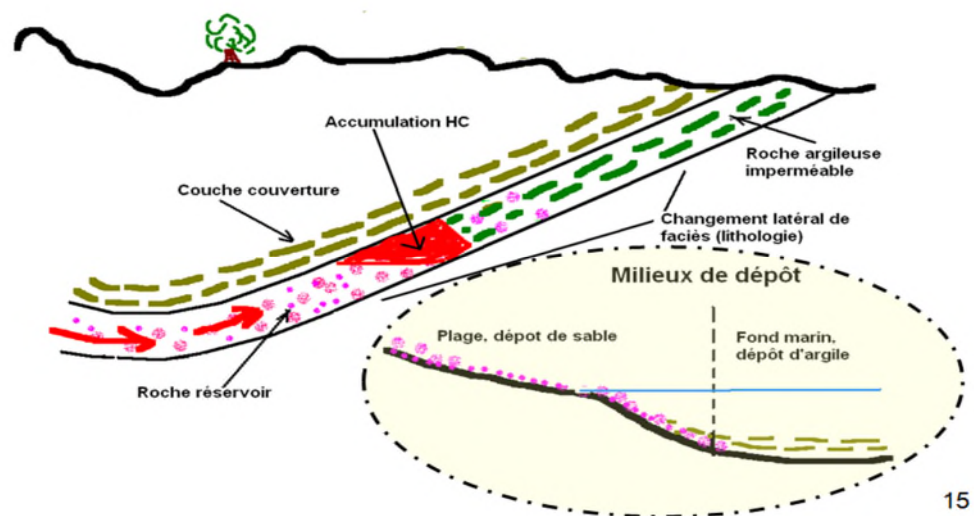


Figure II.7 : pièges stratigraphiques.

II.5.3.3 Pièges mixtes

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple les pièges contre failles. Au niveau du bassin de Oued Mya et le Nord- Est de Hassi Messaoud, les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphiques et structuraux.

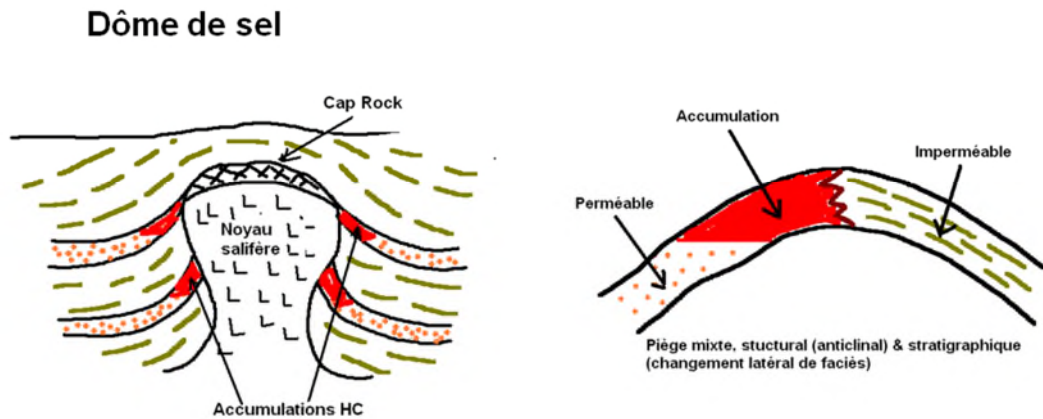


Figure II.8 : pièges mixtes.

II.6.Description du réservoir

Le champ de HMD est composé de quatre réservoirs (R3, R2, Ra, et Ri), dont les dépôts quartzitiques d'âge Cambro-ordovicien se développent sur plusieurs centaines de mètres d'épaisseur, à une profondeur variant de 3200 à 3500 m.

Le Ra, d'épaisseur moyenne ± 100 mètres, constitue le réservoir principal grâce à ses meilleures qualités pétrophysiques et de production.

II.6.1 .Subdivision du réservoir

Le CFPA et la S.N.REPAL, ont subdivisé le réservoir cambro-ordovicien en tranches et en drains, en se basant respectivement sur les diagraphies (Gamma Ray, Neutron) et les critères pétrophysiques. (**Fig. II.8**).

II.6.1.1.Subdivision diagraphique et notion de tranches

Lorsque la série Ra est complète, elle comprend entre les repères diagraphiques R200 et R100, huit (08) tranches sensiblement isopaques.

La limite Ri/Ra correspond au repère 95 et celle du Ra/R2 au repère 200.

Le Ri est limité dans la partie sommitale par le repère 70. Les repères sont toujours des niveaux à tendance argileuse.

De bas en haut, le Ra comprend :

- ✓ Les tranches : 19 - 18 - 17 - 16 - 15 et 14 correspondant au Ra inférieur (épaisseur moyenne : 80m).
- ✓ La tranche 13 équivalente du Ra moyen (épaisseur moyenne : 24 m).
- ✓ La tranche comprise entre le repère 100 et le repère 130 correspond au Ra supérieur (épaisseur variable de 0 à 40 m).

II.6.1.2 .Subdivision pétrographique et notion de drain

En fonction des paramètres pétrophysiques et pétrographiques, la SN-REPAL a subdivisé le réservoir en cinq drains qui sont de haut en bas : D4, D3, D2, ID et le D1.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- ✓ D1 : grès grossiers à stratification de type oblique arqué dominante, bien marqué et souvent a base micro-conglomératique, avec absence de tigillites.
- ✓ ID : niveau plus mince et fréquence plus grande des niveaux silteux avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre D1 et D2.
- ✓ D2 : grès grossiers mais bien classé à stratification oblique tabulaire dominante formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silt à fine bioturbation.
- ✓ D3 : il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus fine). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations
- ✓ D4 : il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas –rides de un à plus de mètres d'épaisseur.

II.6.1.3.Subdivision sédimentologique

L'Homer. 1967, se basant sur les critères granulométriques, a découpé le Ra en trois zones, qui sont de bas en haut :

- ✓ Zone grossière inférieure (Ra inférieur : R190-R140)

Les séquences granulométriques vont de 20 à 30 m, avec des lits de bon classement où le diamètre du grain maximum varie de 1.5 à 2 mm. Cette zone comprend le D1, ID, et le D2.

✓ Zone grossière médiane (Ra moyen : R140-R130)

Sa limite coïncide avec les repères 140 et 130 m, et comprend plusieurs intercalations argileuses, silteuses, correspondant au D3.

✓ Zone grossière supérieure (Ra supérieur : R130-R95)

Cette zone peu épaisse, elle est constituée sensiblement par le même matériel que le Ra inférieur. Elle ne présente pas le même style de dépôt. ses grès sont isométriques.

II.6.2 .Limites du réservoir

II.6.2.1.Limite (Ri/Ra)

Elle correspond à une zone de transition comprise entre les repères diagraphiques R100/R90.elle se traduit par une rupture de granulométrie, définie par le passage de grès grossiers et moins bien classés du Ra à des grès plus fins isométriques du Ri.

II.6.2.2 .Limite du Ra/R2

Elle est généralement claire en diagraphie, définie par le repère diagraphique R200 qui se traduit par une augmentation de la radioactivité sur le Gamma ray, signifiant une augmentation de l'argilosité dans le R2, ainsi qu'une augmentation de la porosité sur le Neutron.

Sur carottes, les faciès du R2 sont le plus souvent caractérisés par des argiles jaunâtres.

AGE		TYPE DE CORELATION	CFPA	SN REPAL			
			DIAGRAPHIQUE	PETRO-PHYSIQUE	SEDIMENTOLOGIQUE	DIAGRAPHIQUE.	
LE CAMBRIEN	Isométriques Grès	Réserveoir Ri	R70	D5			
			R95				D4
	R100	D3	Ra moy				
	R130			D2			
	R140	ID	Ra inf.				
	R150			D1			
	R160						
	R170						
	R180						
	R190						
	R200						
		R2 (CFPA) R2 (SN REPAL)	Réserveoir R2	R300			
				R3			

Figure II.9 : Subdivisions du réservoir cambro-ordovicien de HMD

[L'Homer. (1967).CFPA.SN. REPAL].

II.7 Contraintes géologiques du champ de HMD

Le champ de HMD présente plusieurs contraintes géologiques, sur le plan structural (fissures et failles), et sédimentologique (dépôts et diagenèse), qui affecte le rendement du forage horizontal et engendre des défaillances au cours du forage. Parmi ces contraintes on distingue :

II.7.1 .Fracturation naturelle très développée

II.7.1.1.Déformations cassantes

A HMD il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir du décalage de profondeur entre deux niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entre puits voisins. (FigII.10).

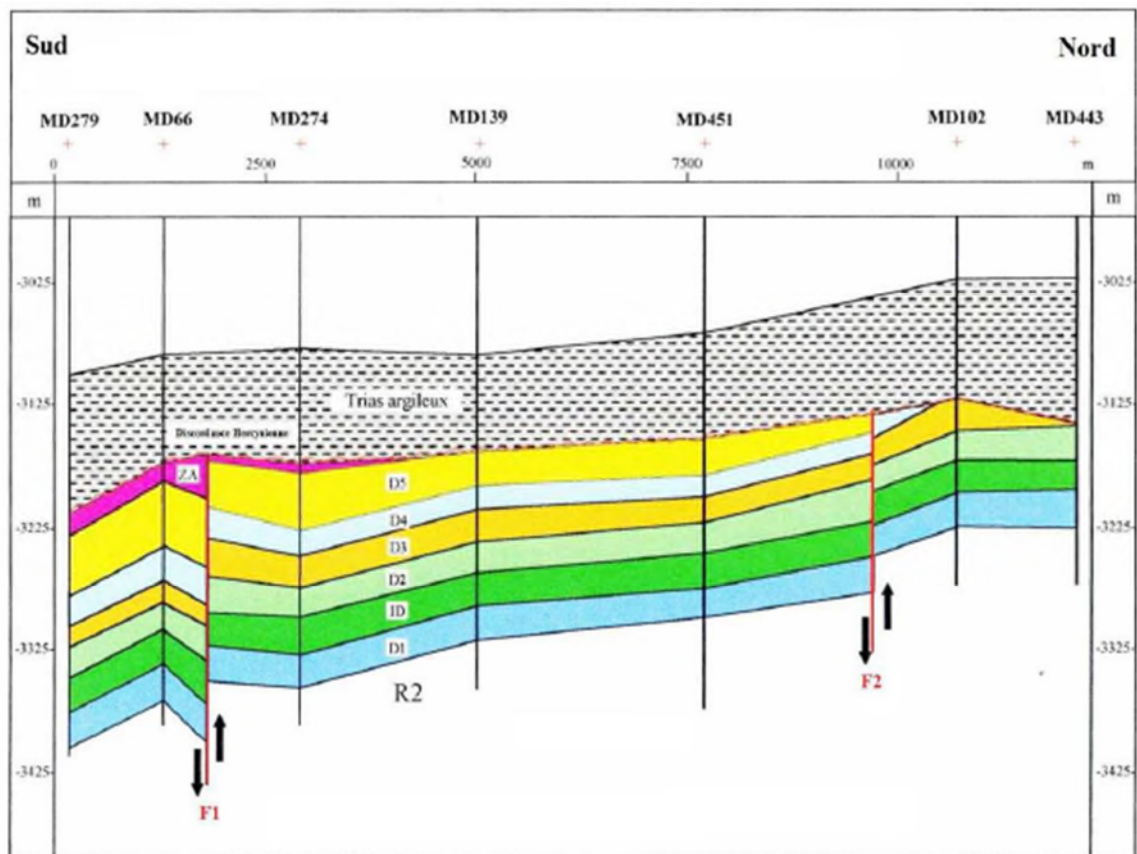


Figure II.10 : Coupe géologique Nord Sud de la structure de Hassi Messaoud.[SONATRACH/ Division Production- Rapport interne 2002]

Les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches telles que les brèches, les fissures, et les stylolithes.

- Les brèches (**FigII.11**) : elles correspondent au remplissage d'espaces vide créés par la faille tel que les fractures et fissures, ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par les éléments broyés. Un puits faillé ou situé a proximité d'une faille est généralement caractérisé par une forte densité de brèches.
- Les fissures (**FigII.12**) : elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois les opérations de carottage peuvent engendrer la formation des fissures artificielle dites induites.
- Les stylolithes (**FigII.13**) : ce sont des discontinuités très irrégulières structurées en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu brunâtre.



Figure II.11: brèche tectonique [OMN-53].



Figure II.12: Fissures horizontales [puits OMLZ 36].



Figure II.13: Joints stylolithiques [puits OMLZ 36].

Le champ de Hassi-Messaoud se trouve sur la partie Nord de la zone haute d'El Biod Hassi-Messaoud formée par une suite de Horsts et Grabens (**FigII.14**), limitée par des failles allant généralement dans une direction subméridienne. Les panneaux sont longs. Ils peuvent atteindre 10 Km de longueur : leur rejet peut aller jusqu'à 150m.

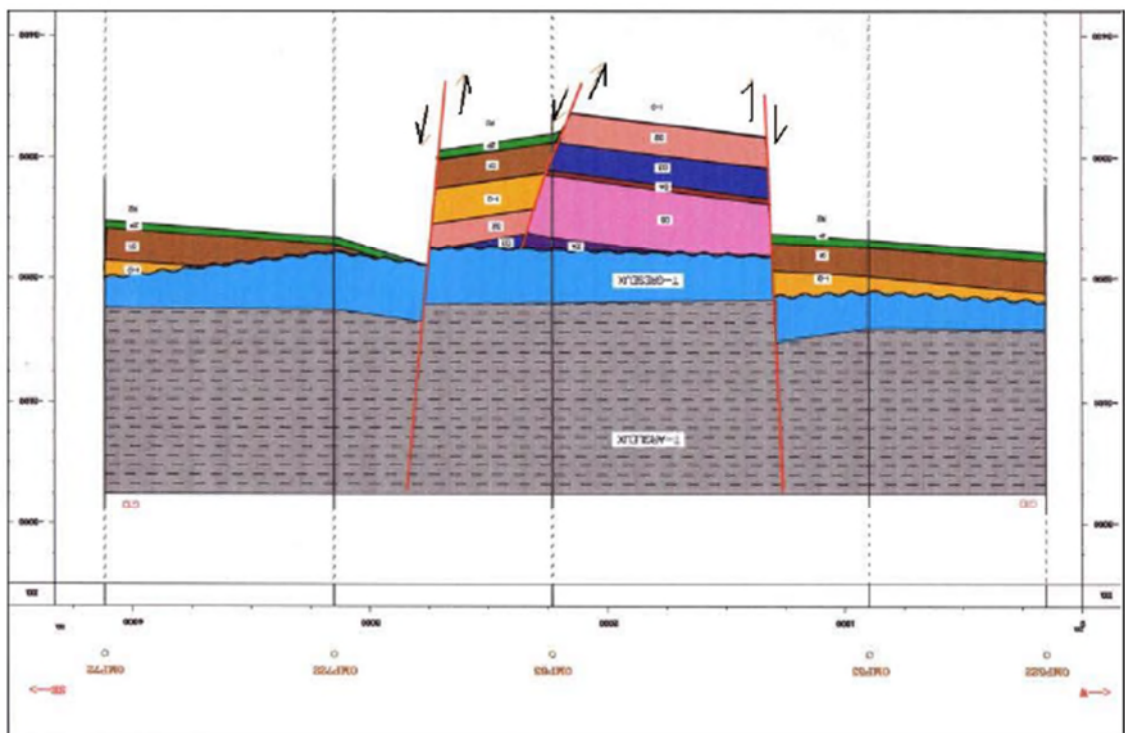


Figure II.14: Horst et Grabens (champ de HMD).

[SONATRACH/ Division Production_ Rap interne 2002]

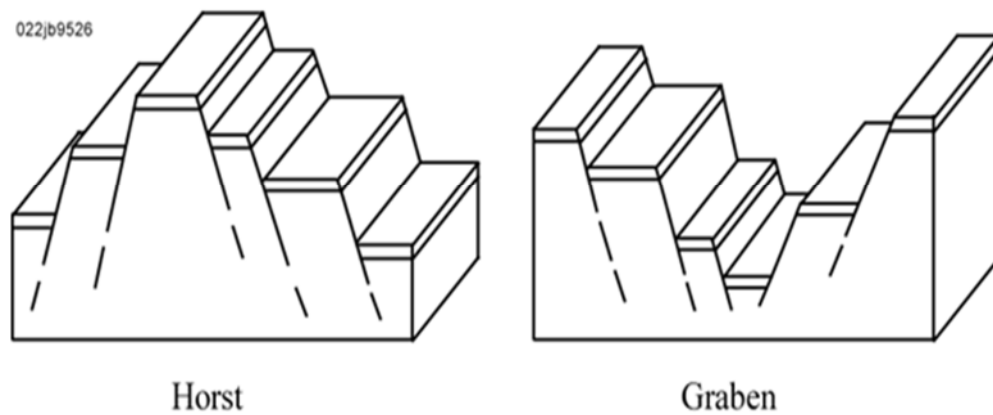


Figure II.15: Schémas explicatifs de Horst et Graben.

II.7.2 .Les intrusions intra cambriennes

Le champ de HMD est caractérisé par le phénomène des intrusions intra cambriennes ainsi, leur type, mode d'emplacement et leur prolongement vertical ou horizontal ont été peu connus jusqu'à maintenant. Ces intrusions sont défavorables à la production car dans certains cas ces intrusions peuvent atteindre les 67 m d'épaisseur.

Ces intrusions peuvent poser problème pour les puits horizontaux quand leur prolongement et épaisseurs latérales sont inconnus. Les intrusions suivantes se présentent sur le champ de HMD :

II.7.2.1. Les laccolites

Ce sont des massifs de roches magmatiques, plutoniques en grosses lentilles de plusieurs mètres de longueur, à surface supérieure convexe, l'ensemble est pratiquement parallèle aux structures de l'encaissant, il est parfois nommé massif concordant (**FigII.16**). Ces laccolites si situent principalement au niveau du secteur sud ouest du champ de HMD. Dans la série stratigraphique, les laccolites occupent généralement la partie centrale du Ra, D3.

II.7.2.2 .Les filons couches

Ce sont des sills, correspondant a une lame de roches magmatiques intrusives, parallèles aux structures de l'encaissant. L'épaisseur varie de 1 m a quelques dizaines de mètres.

Leur longueur atteint plusieurs kilomètres. Les sills s'infiltrent à la faveur d'un niveau argileux : écartent deux couches préférentielles et s'étalent entre elles.

II.7.2.3 Les dykes

Leur épaisseur peut atteindre 100m ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l'encaissant transversalement par rapport aux couches sédimentaires.

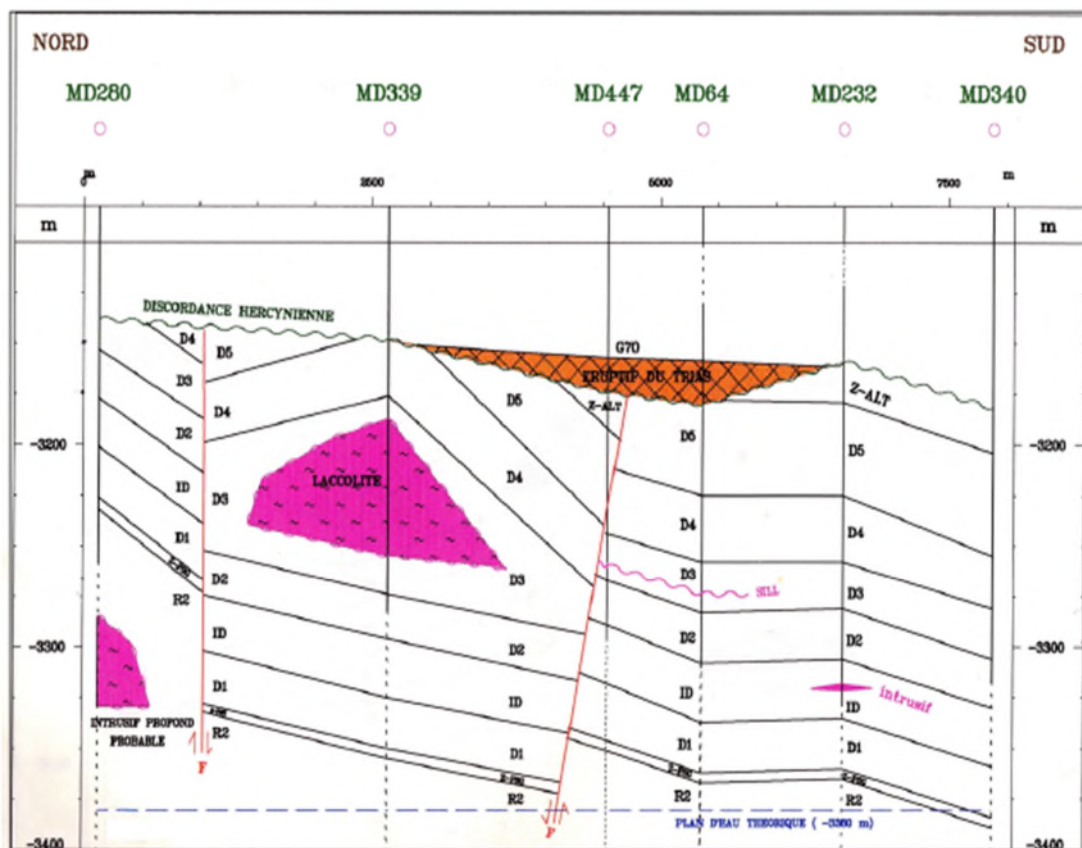


Figure II.16: différents types d'intrusions intra-cambriennes dans le champ de HMD. [SONATRACH/ Division Production- Rap interne 2002]

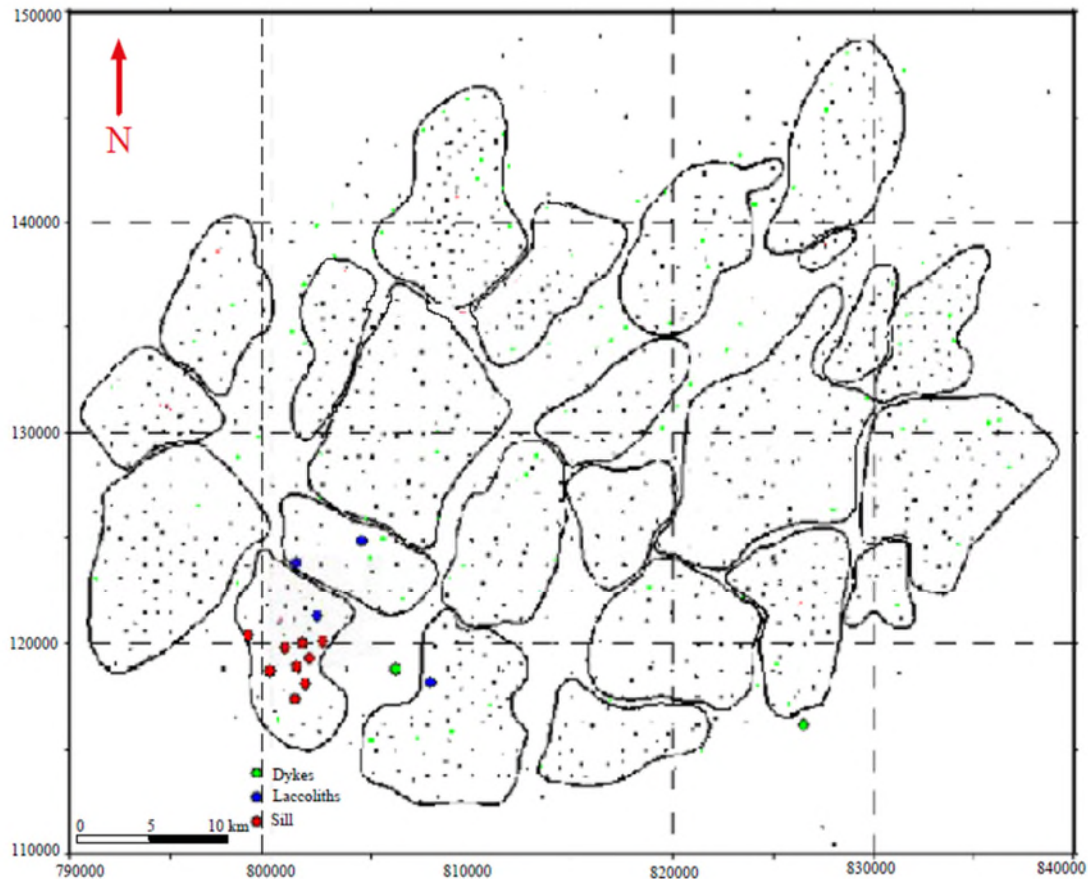


Figure II.17 : Les intrusions intra cambriennes dans le Sud West du champ de HMD.

II.7.3. Niveaux argileux-silteux

Les silts sont des grès très fins imperméables dont l'épaisseur de quelques cm à une vingtaine de centimètres mesurés sur carottes et apparaissent fortement exagérées sur le log Gamma-Ray.

L'appellation " silt " pour les grès de Hassi Messaoud recouvre tous les lits d'argiles et de siltstones argileux, dépourvus de qualités de réservoir et qui se trouvent plus ou moins régulièrement interstratifiés dans les séries gréseuses.

Au niveau du Ra, les silts et les corps gréseux sont discontinus, de faibles extensions par contre dans le Ri on a une meilleure continuité latérale.

Parmi les intrusions argileuses et silteuses sur le champ HMD on distingue :

II.7.3.1. Un niveau argileux dans les joints stylolitiques

Les stylolites se présentent sous forme de films de résidu argileux riche en matière organique. Ces structures complexes, en relation probable avec les premiers temps de la diagenèse, sont associées uniquement aux dépôts bien classés.

II.7.3.2. Les litages en flaser

Ce sont des lentilles de silt alternant avec des lits d'argile.

On observe ces intrusions dans la zone fine médiane du Ra.

II.7.4. Hétérogénéité du réservoir

On peut résumer le réservoir de HMD comme un milieu hétérogène (sur le plan vertical et sur le plan horizontal), cette hétérogénéité se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétro-physique, et qui dépendent étroitement des conditions de dépôt des grès cambriens, entraînant ainsi la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre.

La prise en compte de cette hétérogénéité oblige aujourd'hui à exécuter des études sédimentologique et structurales aussi fixes que possible pour l'estimation des drains les plus poreux, des barrières de perméabilité et du taux de production.

II.7.4.1. Propriétés pétrophysique du réservoir

Pour constituer un réservoir exploitable, la roche doit être poreuse et perméable pour accueillir un volume suffisant d'hydrocarbures et donner la possibilité pour ces fluides de se mouvoir sans perte de charge excessive. .

La distribution de ces paramètres tout au long du réservoir du champ de HMD est montrée dans la figure ci- dessous :

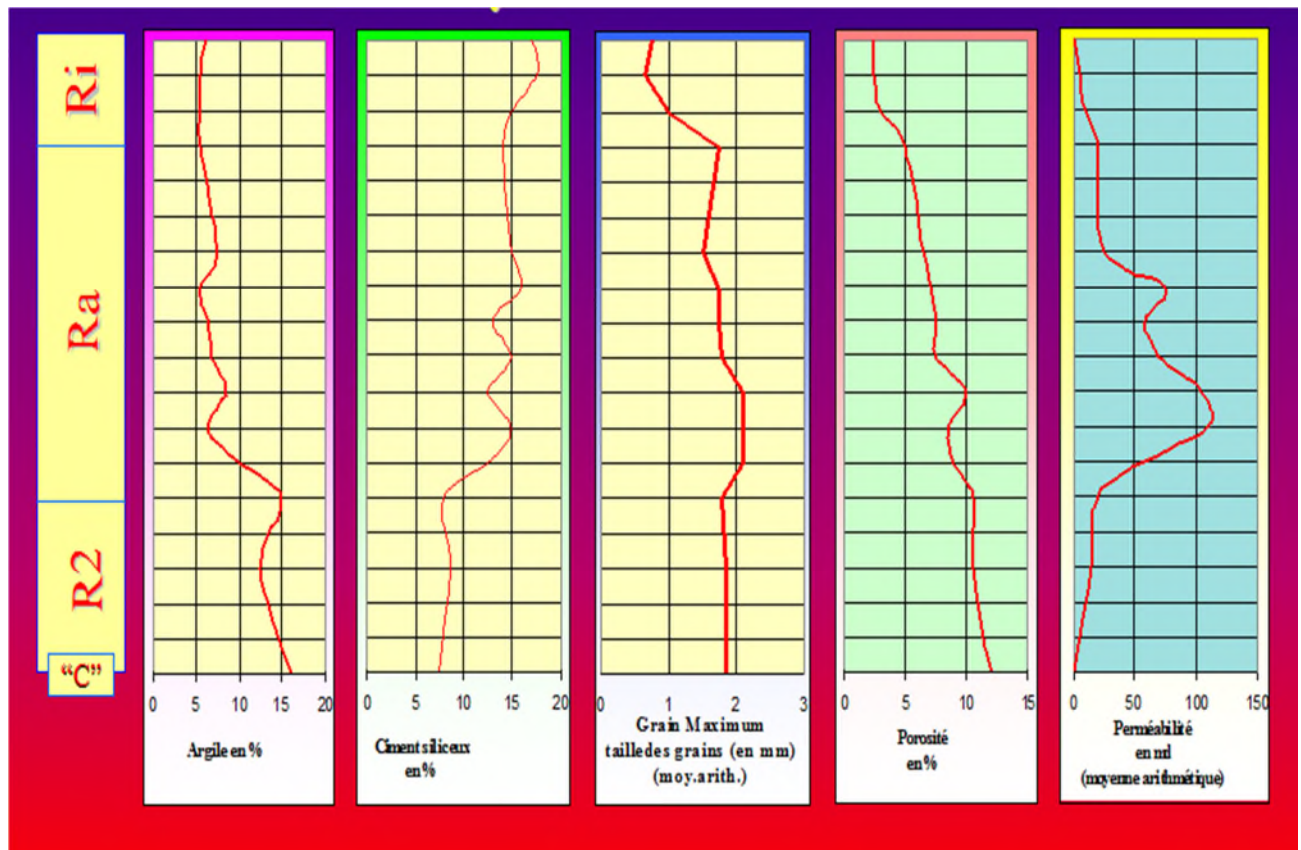


Figure II.18: Distribution des paramètres pétrophysiques dans les différents drains au niveau du réservoir de HMD. [SONATRACH- Rap interne 2000]

L'hétérogénéité verticale du réservoir de HMD se manifeste par une extrême variabilité des valeurs de perméabilité, se distribuant avec des valeurs de 0.1 à 1000 md. Elle est expliquée par le mode de dépôt des grès cambriens, compliqués par les effets diagénétiques, ainsi on observe une bonne perméabilité dans les grès du Ra (> à 10 md) contrairement au grès du R2 et Ri avec une perméabilité moyenne.

La diminution des valeurs de perméabilité nous indique la présence d'un niveau silteux, des niveaux argileux silteux, et des niveaux argileux qui sont répartis d'une façon aléatoire.

Quant à la porosité dépend de la taille et de la forme des grains et leur classement, plus la granulométrie est homogène plus la porosité est grande, et plus l'écart entre la taille des éléments est grande, plus le classement est mauvais, donc porosité faible. Ainsi on observe une porosité moyenne (10 à 15 %) au niveau du R2, une faible porosité dans les grès du Ra (5 à 10 %) et très faible dans le Ri (3 à 5 %). La porosité est liée aussi à la silice, et à l'argile.

Ainsi on observe un ciment argileux abondant dans les grès du R2 contrairement au grès du Ra et Ri avec un ciment argileux et silicieux.

On conclue, que contrôle des qualités de réservoir impose la connaissance de la granulométrie, le classement, la teneur et la nature des argiles et les effets induits par la diagenèse, en plus des aspects structural et tectonique.

II.7.5 .Accumulation des hydrocarbures dans les roches réservoir

Selon Aliev.(1971), le dépôt des roches magasin du Cambro-Ordovicien s'est effectué pendant une période d'instabilité du socle précambrien, avec quelques arrêts de sédimentation et cycle d'érosion engendrant une discordance intra-formationnelle entre le réservoir anisométrique (Ra) et le réservoir isométrique (Ri).

La migration des hydrocarbures aurait débuté au Jurassique inférieur, et se serait poursuivie durant le Crétacé inférieur. Au cours de cette période, une légère tectonique aurait transformé la structure déjà existante en piège, donc le piégeage des hydrocarbures aurait eu lieu au Crétacé inférieur.

II.7.5.1 .Types de gisements

- Gisements structuraux

La fermeture de cette catégorie de gisement est assurée essentiellement par des critères structuraux : plissements ou failles, déterminant ainsi deux grands pièges :

- ✓ Par plissement, la fermeture étant assurée par la surface concave de l'interface réservoir-couverture.
- ✓ Par faille, celle-ci constituant directement ou indirectement une barrière de perméabilité.

- Pièges par plissement ou gisement de type dôme et anticlinaux

Les formes des pièges anticlinaux sont très variées, des plus simples, formés de voûte à peine marquée, aux plus complexes, souvent faillés.

Les pièges de Hassi Messaoud, sont représentés sous forme de dômes larges ou anticlinaux. Ces aires anticlinales, de l'ordre de 1300 Km², correspondent à des zones hautes, régionales, très souvent affectées d'accidents de cisaillement. Elles revêtent de ce fait, une certaine complexité stratigraphique et structurale, bien que les pendages demeurent généralement très faibles, de l'ordre du degré, sinon inférieur.

- Anticlinaux sous discordance

Il est tout à fait normal qu'un certain nombre de zones hautes et en particulier les dômes à grand rayon de courbure, qui se sont soulevées précocement, au cours de la sédimentation, soient caractérisés par des discordances locales.

Le champ de Hassi Messaoud, productif dans le Cambrien gréseux érodé, est recouvert par les formations salifères du Trias transgressif. Il correspond à un anticlinal, érodé à sa partie sommitale, sous discordance (**FigII.13**).

Le pétrole léger a été engendré dans les séries argileuses riches en matière organique des zones synclinales siluriennes voisines et acheminé vers le Cambrien gréseux, poreux, sous l'effet de la charge sédimentaire mésozoïque, dont l'épaisseur atteint plus de 3000m.[8]

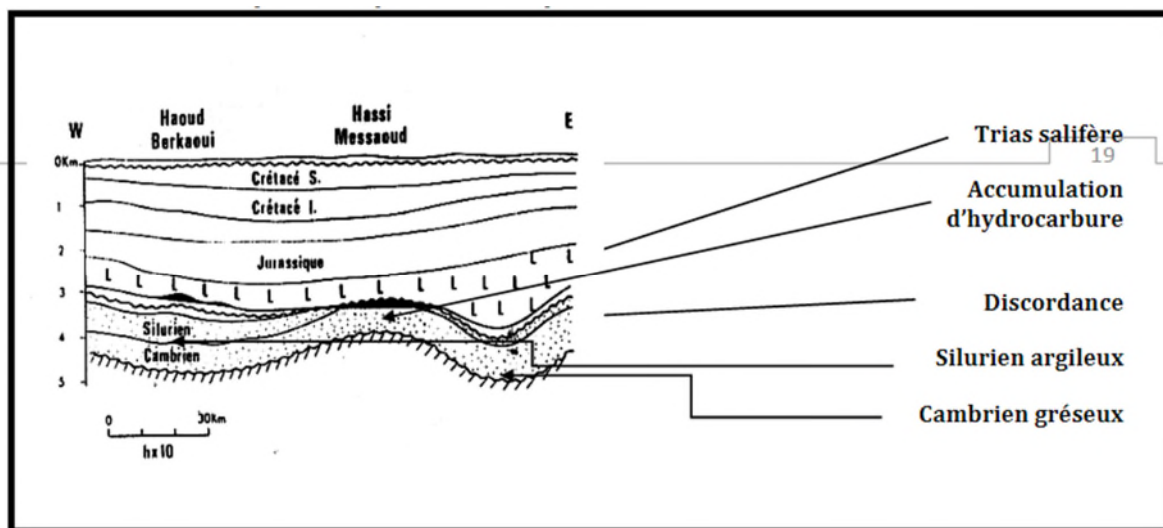


Figure II.13 : Coupe schématique passant par les champs de Haoud Berkaoui et de Hassi Messaoud (Balducci et Pommier, 1970).

II.7.5.2 .Types de pièges

Les types de pièges dans les gisements pétroliers sont créés par des déformations des couches géologiques, et doivent être suffisamment grands pour que l'exploitation du gisement soit économiquement viable ce qui affecte directement le rendement des puits.

Au niveau du bassin de Oued Mya et le Nord- Est de Hassi Messaoud, les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphiques et structuraux.

- ❖ Pièges stratigraphiques : formés principalement par des phénomènes de sédimentation ou de paléogéographie, tels que les biseaux ou les discordances. On distingue :
 - les pièges liés à un biseau originel :

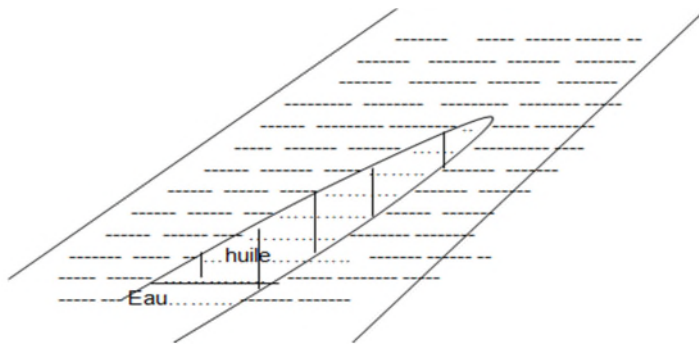


Figure II.20 : biseau originel.

- Piège lié à un biseau sous discordance

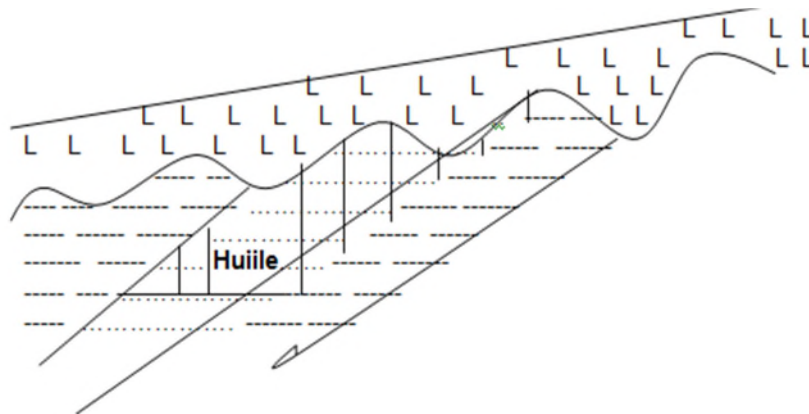


Figure II.21 : biseau sous discordance.

- Piège lié à un biseau sur discordance :

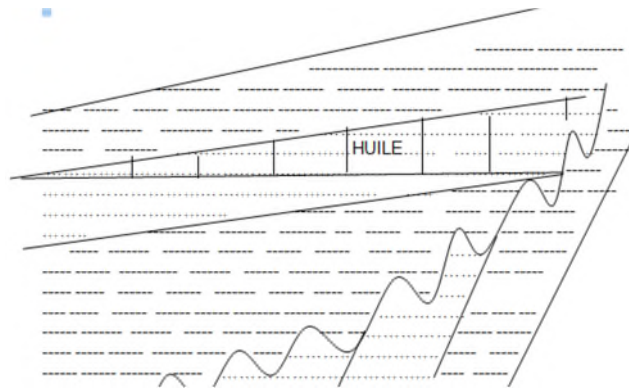


Figure II.22 : biseau sur discordance.

- Piège lié à une lentille sableuse

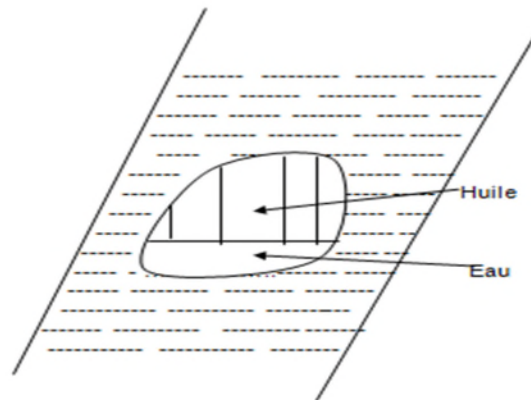


Figure II.23 : Piège lié à une lentille sableuse.

❖ Pièges structuraux

Un piège structural est un piège dont la couverture et le réservoir forment une concavité tournée vers le bas. Ces types de pièges sont principalement formés par des plis (anticlinaux) ou par des failles. Parmi les pièges structuraux on distingue

- pièges liés à un anticlinal simple

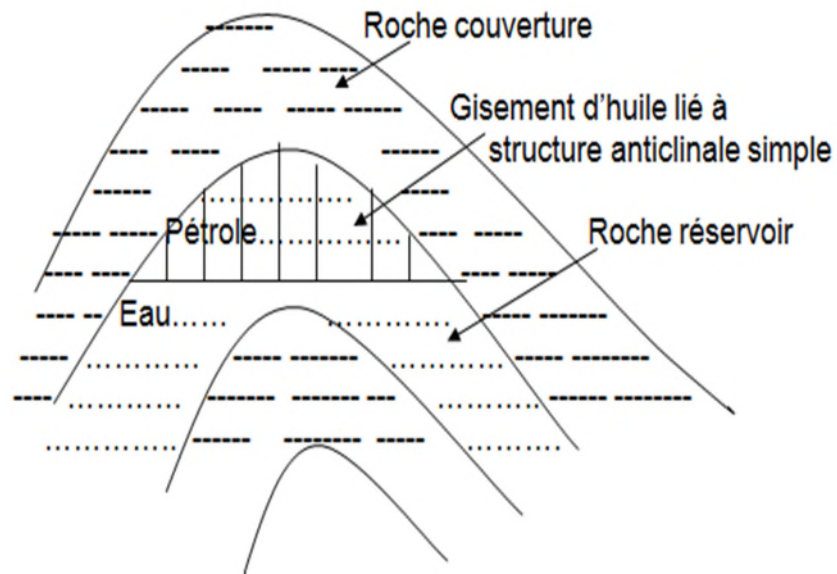


Figure II.24 : piège lié à un anticlinal simple.

- Piège lié à un anticlinal faillé

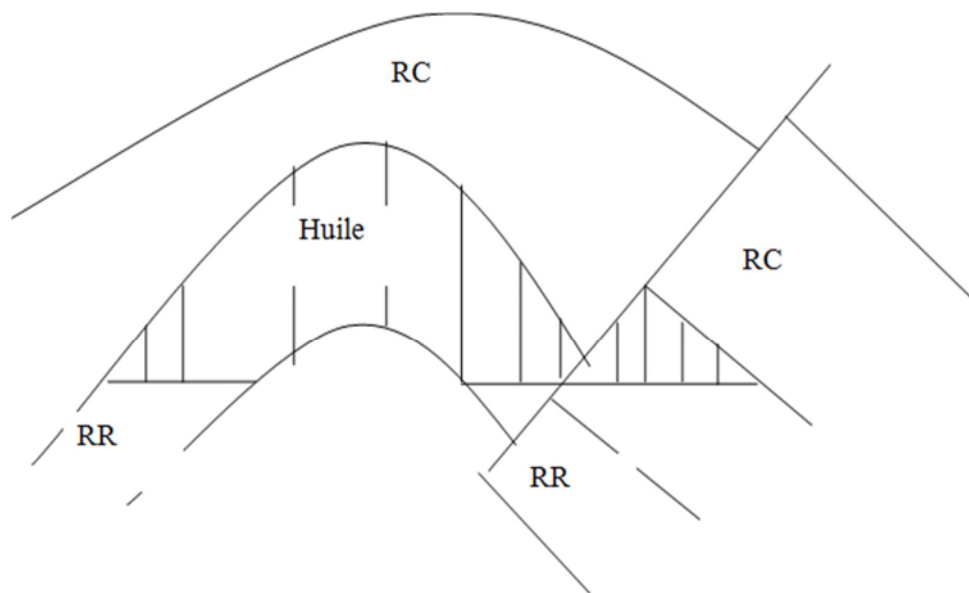


Figure II.25 : piège lié à un anticlinal faillé

➤ Piège lié à un dôme de sel



Figure II.26 : piège lié à un dôme de sel.

- ❖ Pièges mixtes : Les pièges mixtes résultent de la combinaison, parfois complexe, de pièges stratigraphiques et structuraux.

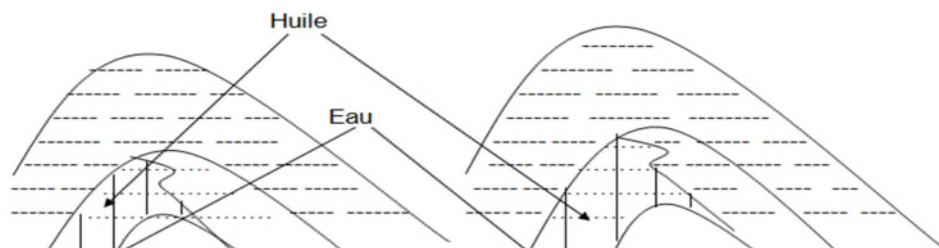


Figure II.27 : pièges mixtes.

Conclusion

Le champ de HMD se présente sous forme d'un large anticlinal, très complexe sur les plans lithologique et structural, et présente une hétérogénéité du réservoir cambrien tant vertical que latéral, ce qui rend l'accès aux hydrocarbures difficile, affectant les opérations de forage et la productivité des puits notamment les puits horizontaux.

•

Introduction

Le forage horizontal est un forage directionnel qui se caractérise par la traversée du réservoir avec une inclinaison pouvant atteindre un maximum de 100° , c'est-à-dire s'éloigner petit à petit de la verticale qui passe par la tête du puits suivant une trajectoire et un rayon de courbure donnés pour enfin arriver à forer le réservoir horizontalement (**Fig III.1**).

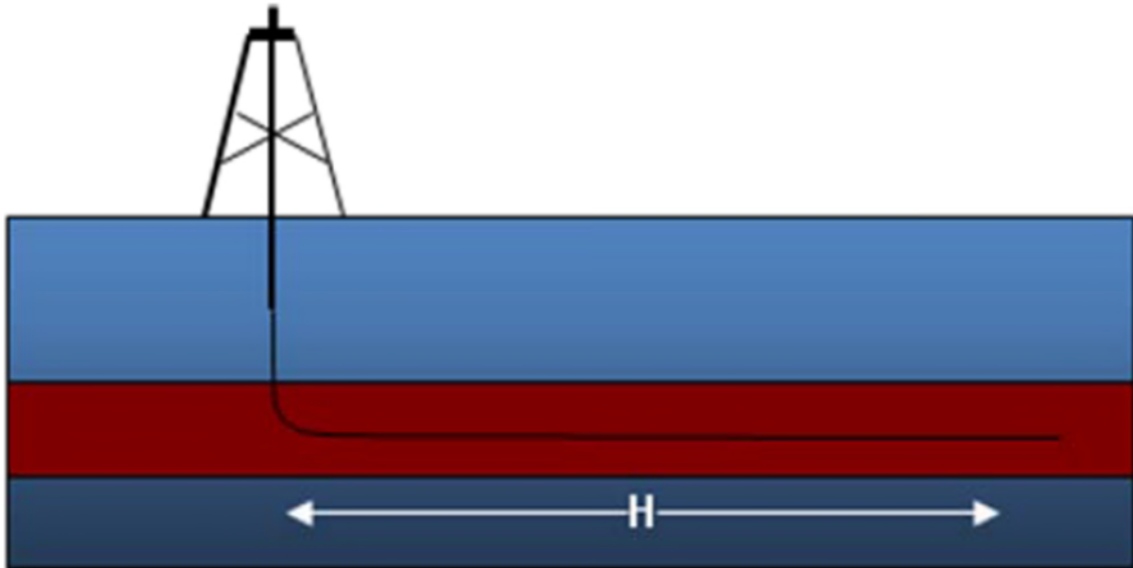


Figure III.1: forage horizontal.

III.1 .Présentation de la trajectoire d'un forage horizontal

La trajectoire théorique d'un forage horizontal (**Fig III.2**) est définie par les paramètres suivants :

- Cible (Target) : Le point visé en sous sol ;
- Drain : section du puits située dans le réservoir ;
- Trajectoire : le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale ;
- Kick-off (KOP) : le point où le puits quitte la verticale ;
- Build-up : (Montée en inclinaison) Section du puits où l'inclinaison augmente ;
- Inclinaison : l'angle du puits par rapport à la verticale ;
- Azimut : la direction du puits par rapport au Nord ;
- Point d'entrée (LP) : Intersection de la trajectoire avec le toit du réservoir ;
- Profondeur mesurée (MD) : longueur du puits le long de la trajectoire ;

- Profondeur verticale (TVD) : la distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits ;
- Déplacement (VS) : Distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête du puits.

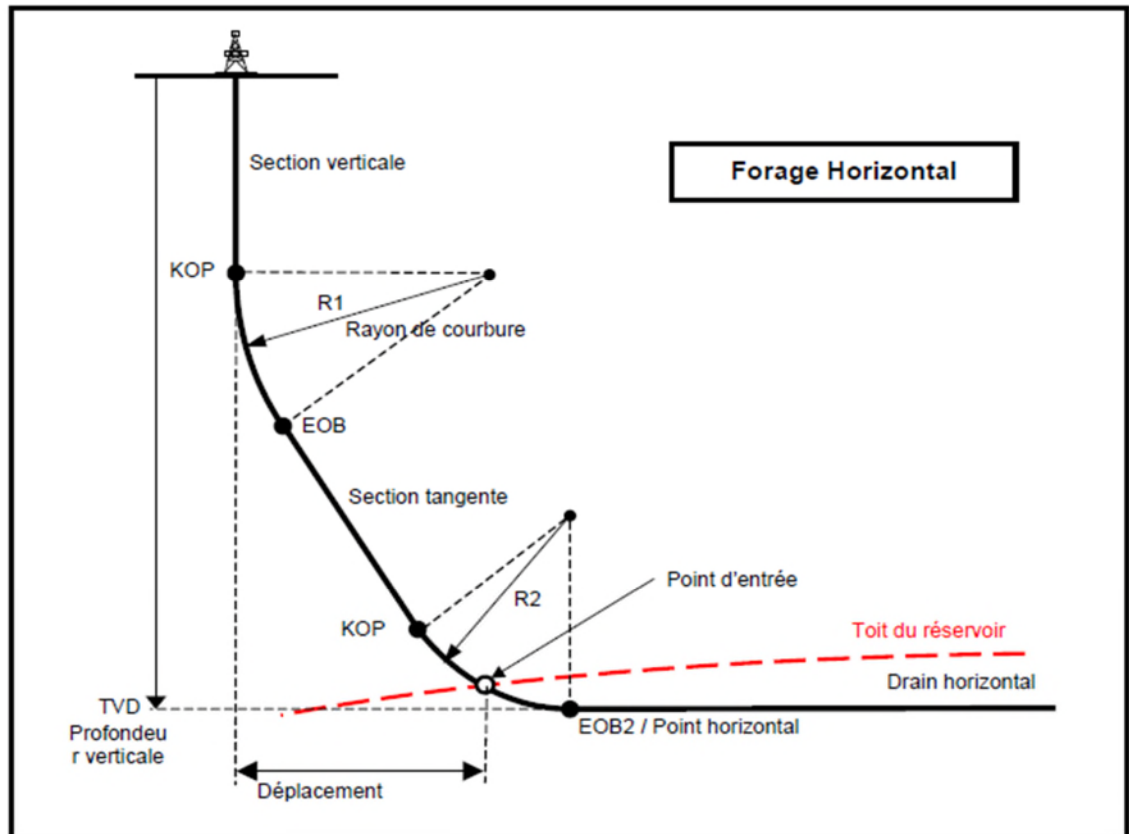


Figure III.2: profil théorique d'un puits horizontal.

III.2. Les cas d'utilisation d'un puits horizontal

Le puits horizontal est appliqué dans les cas suivants

III.2.1. Réservoir de faible épaisseur

Dans un tel réservoir, un puits vertical ne peut avoir qu'une faible pénétration dans le drain et le but d'un puits horizontal c'est d'avoir une pénétration plus importante afin de réduire le nombre de puits nécessaires pour exploiter le réservoir.

III.2.2. Réservoirs fracturés

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par un puits 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 (**Fig III.3**).

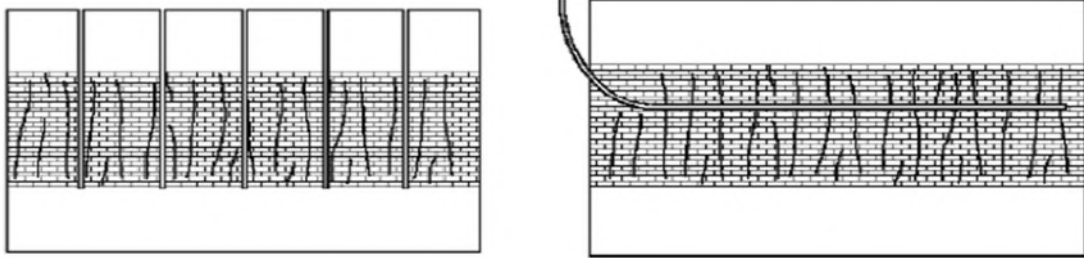


Figure III.3: Réservoirs fracturés.

III.2.3. Réservoirs multicouches

Dans la plus part des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés (**Fig III.4**).

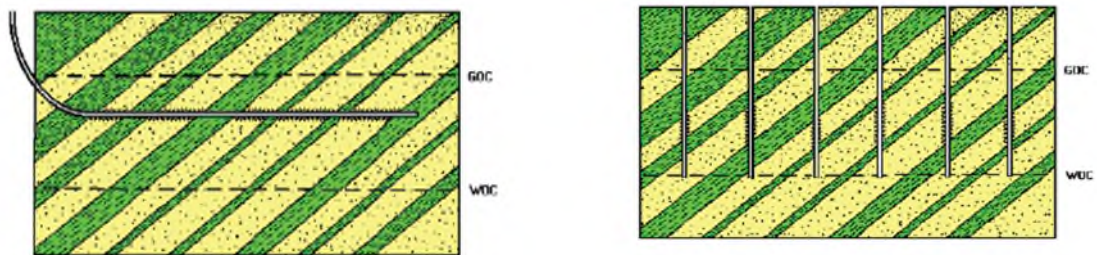


Figure III.4: réservoirs multicouches.

III.2.3. Réservoirs à basse perméabilité

Le puits horizontal dans des tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages,

car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

III.2.4 .Puits latéral (Side-track)

Le forage d'un puits latéral consiste à accéder aux formations qui se trouve à une profondeur inférieure à celle du forage, il est utilisé suite à la rencontre des contraintes techniques ou géologiques, Par exemple (à la suite d'opérations de repêchage infructueuses ; en cas d'extrême dog-leg ; en cas de rupture de casing ; et en cas de rencontre d'une faille imprévue).

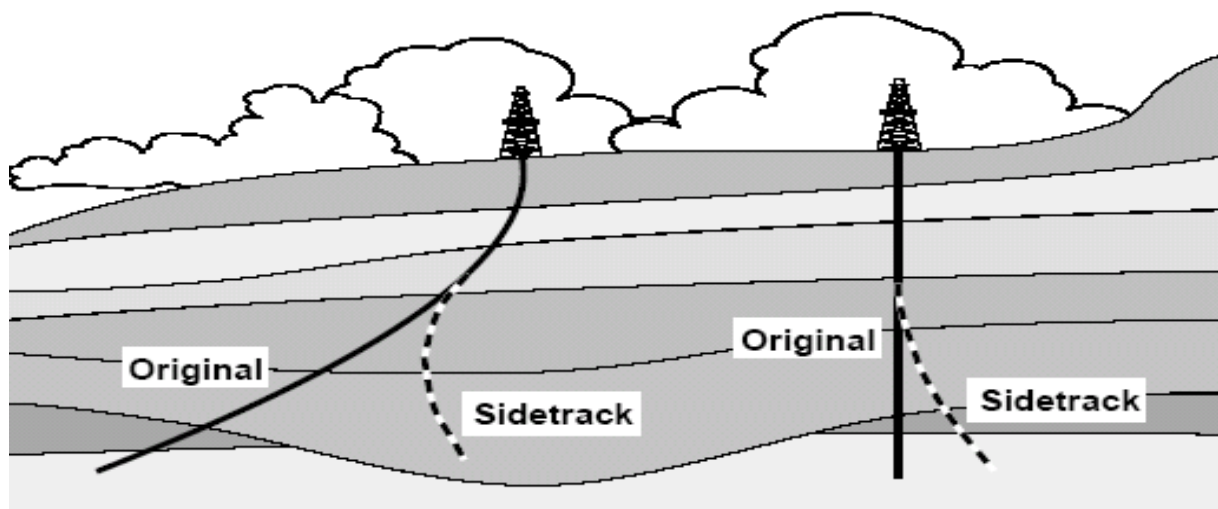


Figure III.5: side track

III.3. Objectifs des puits horizontaux

Les objectifs des puits horizontaux sont :

- ✓ Amélioration de la productivité par l'augmentation de la surface du puits à exposer à l'écoulement ;
- ✓ Maintenir un grand débit de production le plus long temps possible pour optimiser la production ;
- ✓ Réduction du nombre de puits forés sur le champ ;
- ✓ Le puits horizontal 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 ;
- ✓ Augmentation du volume de drainage dans des réservoirs qui son découpés ou faillés.

- ✓ Amélioration du drainage dans la formation hétérogène (connecter les lentilles d'huile) ;
- ✓ Utilisation des informations sur le puits horizontal pour la caractérisation du modèle du réservoir.

III.4. Positionnement d'un puits horizontal

Le programme de forage horizontal doit d'une part se fonder sur des marqueurs géologiques précis que l'on détectera à mesure que l'on progressera vers la cible, et d'autre part permettre des révisions en cas de changement de TVD pour l'entrée dans la cible, changement de KOP, de gradient de build-up, d'inclinaisons et longueurs des sections tangentées.

Le succès d'un puits horizontal dépend de la réussite de son implantation et le positionnement du drain dans le réservoir. Pour cela, il doit prendre en considération les critères d'implantation afin de régler les problèmes de production tels que :

- Faible perméabilité du réservoir ;
- Forte chute de pression aux alentours du puits ;
- Fortes viscosités des fluides de la formation ;
- Hétérogénéité des caractéristiques du réservoir.

III.4.1. Les critères d'implantation

Cette sélection se fait à partir des études géologiques et tient en compte différents paramètres tels que :

- les anomalies structurelles et stratigraphiques, ainsi que la direction des fractures si elles existent ;
- Pétro physique complète (porosité, perméabilité et l'anisotropie) ;
- Choix des drains à cibler ;
- Choix de l'azimut (l'orientation à donner aux drains) ;
- Etre dans une zone qui ne présente pas des contraintes tectoniques (éviter les failles) ;
- Le niveau d'eau doit être le plus bas possible.

III.4.1.1. Choix du drain à cibler

Le choix du drain est basé sur une analyse des caractéristiques pétrophysiques (perméabilité, porosité et anisotropie) le long du réservoir afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable, on doit aussi tenir compte du niveau d'eau pour éviter les percés.

III.4.1.2. Longueur du drain horizontal

Théoriquement, Il est certain que plus la longueur du drain est longue, plus le profil est productif, mais pratiquement les difficultés du forage augmentent (frottement, coincement, mauvaise transmission du poids sur l'outil, perte d'azimut).

III.4.1.3. Choix de l'Azimut

L'amélioration des caractéristiques pétrophysiques correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage. Les caractéristiques pétrophysiques de la roche d'une direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits. D'autres paramètres conditionnent le choix de l'azimut tel que la direction des contraintes et l'orientation des couches géologiques.

III.4.2. Conception de la trajectoire

La trajectoire d'un puits horizontal est principalement dictée par la géométrie du réservoir, sa structure (angle et direction du pendage), et la distribution des fluides dans le réservoir.

La conception de la trajectoire d'un forage horizontal dépend de :

- La position du (des) point(s) d'initiation de montée en inclinaison (kick off point) ;
- Des gradients de montée en inclinaison (Build-Up) ;
- le nombre et l'inclinaison des sections tangentes ;
- La longueur de la section horizontale ;
- La tolérance pour atteindre la cible et pour maintenir le profil du drain.

III.4.3. Les inconvénients majeurs des puits horizontaux

- L'inconvénient majeur caractérisant les puits Horizontaux est bien leur coût de revient qui demeure très élevé ;
- L'endommagement du réservoir par la boue de forage, avec un skin qui est très important ;
- La difficulté d'atteindre les cibles géologiques prévisionnelles.
- L'éboulement des parois, et l'accumulation des sédiments pendant la production ;
- Difficultés de descendre des liners crépines (drain trop lent) ;
- Les pertes de boue des puits forés en over-balance sont très considérables.

III.5. Procédure d'un forage horizontal sur le champ de HMD

III.5.1. La cible

L'objectif d'un puits horizontal à Hassi Messaoud est de réaliser un drain d'environ 1000 mètres, traversant toute l'épaisseur des réservoirs Ri, Ra et R2 ou seulement Ri ou Ri et Ra, perpendiculairement à l'orientation générale de l'anisotropie, avec une inclinaison moyenne de 83° à 87°, de façon à traverser sub-horizontalement les différentes unités de part en part.

III.5.2. Orientation de la trajectoire

La trajectoire du puits est typiquement réalisée dans les quadrants sud-est ou nord-ouest, de façon à forer en direction de la contrainte horizontale principale.

III.5.3. Programme du forage

Phase 26"

Forage vertical jusqu'à 30 à 40m dans le Sénonien anhydritique.

Tubage 18 5/8" cimenté jusqu'en surface.

Phase 16"

Forage vertical jusqu'à 110 m dans le Dogger lagunaire.

Tubage 13 3/8", cimenté avec 3 laitiers jusqu'à couvrir le tubage 18 5/8" de 200 mètres.

Phase 12 1/4"

Forage jusqu'à 20 m VD avant le repère G35, avec une partie verticale puis une partie déviée.

Tubage 9 5/8" cimenté en un seul étage jusqu'à couvrir le tubage 13 3/8" de 300m.

Phase 8 3/8"

Build up jusqu'à 3 m VD dans le Réservoir.

Liner 7", avec un top situé à 50 mètres au dessus du LD2.

Phase 6 "

Forage du drain selon la trajectoire prévue pour traverser le ou les réservoirs.

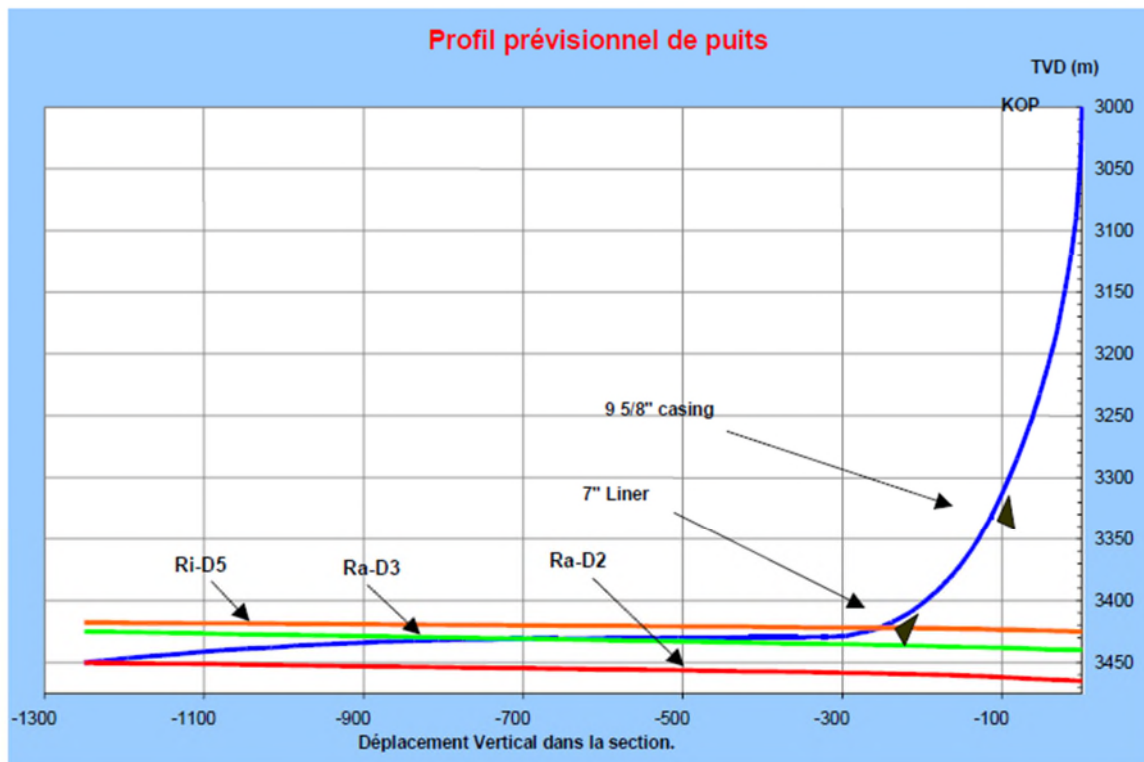


Figure III.6: Profil prévisionnel d'un puits horizontal sur le champ de HMD.

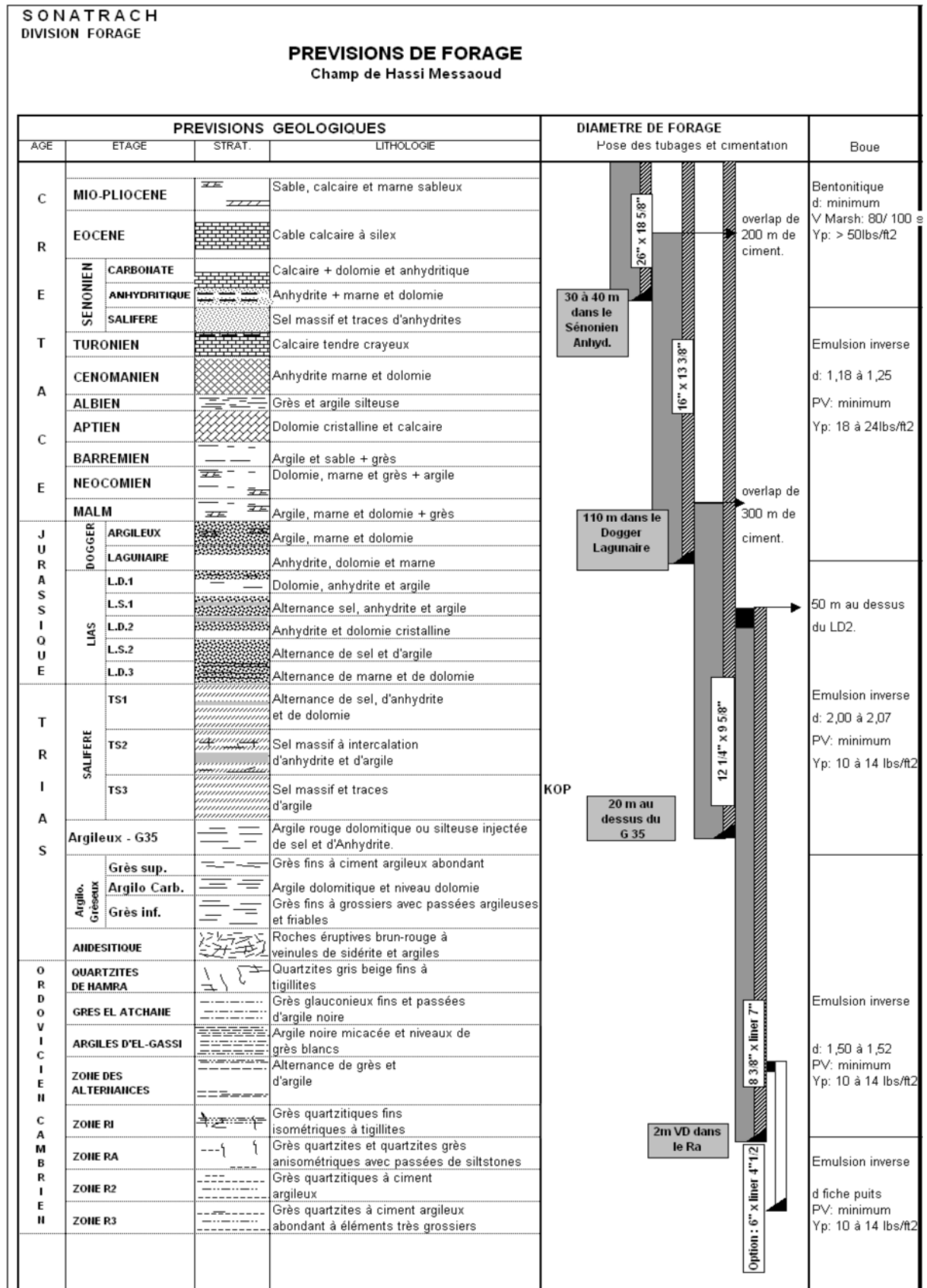


Figure III.7: profil d'un forage horizontal sur le champ de HMD.

III.6. Les aléas rencontrés au cours du forage horizontal liés aux contraintes géologiques

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés, les puits horizontaux rencontrent des contraintes, au cours de leur réalisation tels que :

III.6.1. Difficulté d'atteindre les cibles géologiques prévisionnelles

La méconnaissance de la cote exacte du réservoir peut entraîner un mauvais atterrissage du drain horizontal dans la couche productive, ce qui fait que le réservoir peut être rencontré plus haut ou plus bas, et les causes qui peuvent ramener la trajectoire à rater la cible :

- Erreur d'estimation géologique ;
- Erreur des instruments de mesure.

III.6.1.1. Erreur d'estimation géologique

L'estimation géologique est basée sur les données des puits voisins (corrélation) et les cartes isobathes. Ces données ne sont pas forcément représentatives à cause de la discordance qui caractérise le réservoir de HMD qui est généralement mal estimée ainsi que la structure générale compliquée du réservoir (existence d'une faille imprévue).

III.6.1.2. Conséquences liées à l'incertitude sur le réservoir

L'allure des drains sub-horizontaux à Hassi Messaoud est programmée de telle façon à permettre la production des réservoirs (Ra et R2) du Cambrien, et une telle architecture nécessite de terminer la phase de build-up avant d'entrer dans le réservoir et commencer le drain au toit du réservoir en suivant un angle inférieur à 90°, cet angle dépend de la longueur du drain et l'épaisseur du réservoir.

L'existence d'une incertitude le toit du réservoir, on risque d'être devant deux situations difficiles à corriger :

- Réservoir topé plus haut (cas du puits OMKZ32)

Dans ce cas la côte réelle du réservoir est topée plus haut par rapport à la cote prévisionnelle donc on risque d'arriver trop tôt dans le réservoir avec un angle insuffisant,

entraînant alors un gradient de build-up trop sévère pour passer rapidement à l'horizontal on s'écrase alors sur l'objectif (**Fig III.8**).

- Réservoir topé plus bas (cas du puits OMPZ341)

Cette situation se présente si on atteint l'angle d'atterrissage alors que le réservoir est encore plus bas, alors dans ce cas, on doit forer rectilignement jusqu'à atteindre le réservoir.

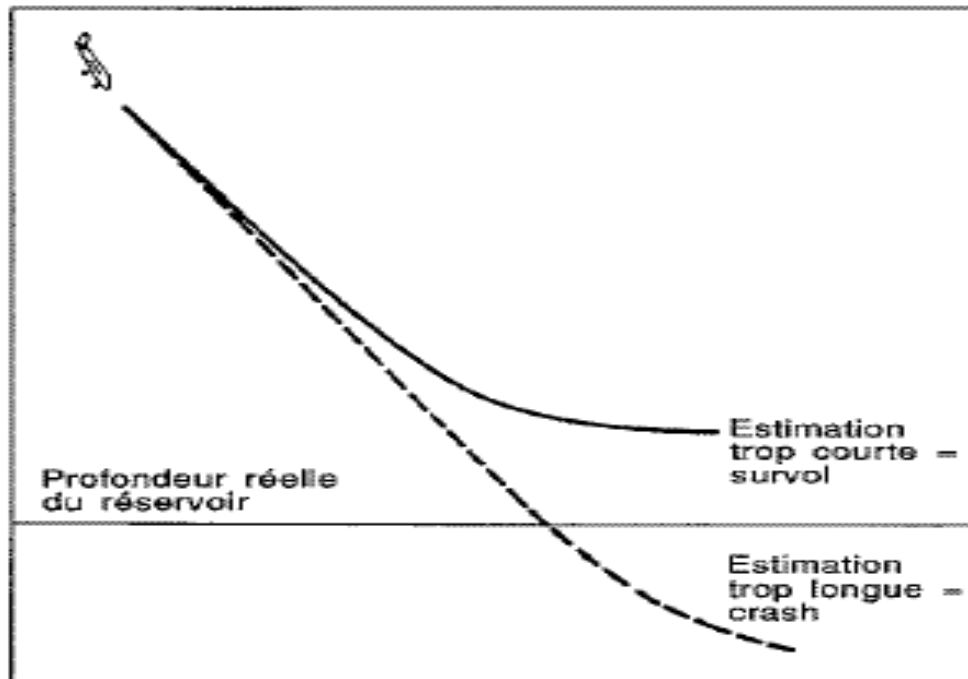


Figure III.8: phase d'entrée dans le réservoir.

III. 6.2. L'endommagement des outils de forage

L'usure de la garniture de forage dépend de la nature des formations traversées, au cours du forage. Certaines formations peuvent avoir une réponse rigide, élastique ou plastique à l'effort induit par les contacts avec l'outil, les stabilisateurs ou les masse-tiges. Ainsi on a deux types de formations :

- Formations dures

L'interception des intrusions volcanique affecte l'outil de forage provoquant l'usure et le cisaillement de la garniture.

- Formations tendres

La présence des intrusions argileuses et silteuses qui ne sont pas détectées par la diaggraphie augmente les risques des coincements pendant le forge des drains horizontaux (vu

leur grand pouvoir d'adsorption, de gonflement et de dispersion) et ce sont la cause principale des problèmes suivant au cours du forage :

- ✓ L'instabilité des parois : resserrement du trou (risque de coincement, mauvais déplacement du laitier pendant la cimentation) ;
- ✓ Bourrage de l'outil de forage et des éléments de la BHA (chute de l'avancement) ;
- ✓ Dispersion des cuttings dans la boue.

III.6.3. Le Potentiel de production

La potentialité de production d'un forage horizontal dépend de la variation des paramètres pétro physiques (porosité et perméabilité) et de la répartition des hydrocarbures dans la roche réservoir.

Les changements brusques des valeurs des caractéristiques réservoirs (porosité et perméabilité) du drain ciblé, affecte la productivité des puits horizontaux, et ces paramètres sont conditionnés par le mode de dépôt des grès cambriens (granulométrie, classement, argilosité).

Pour avoir un réservoir économiquement rentable, la roche doit être poreuse pour contenir un grand volume de fluides, et perméable pour la circulation de ces fluides, ainsi il est possible que le forage horizontal atterrisse sur un réservoir de faible perméabilité ainsi on a un débit de pompage faible (cas du puits OML35).

Les pièges reconnus à HMD sont de types structuraux et stratigraphiques constituant directement ou indirectement une barrière de perméabilité, ainsi il est possible que le forage horizontal atterrisse sur des pièges faillés ou des pièges liés à des dômes de sel ou bien le forage horizontal ne connecte pas le maximum de lentilles sableuses, et ceci entraîne une variation de la production.

III.6.4. Pertes de circulation (cas des puits OMKZ 822 et ONMZ 313)

Les pertes de circulation sont définies comme la perte totale ou partielle du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations de forte perméabilité, cavernueuses ou fissurées dont les conséquences sont :

- ✓ Possibilité de coincement de la garniture à cause de la mauvaise remontée des déblais.

- ✓ Coût très élevé à cause de la perte de boue, temps de mobilisation de l'appareil et l'opération de la cimentation complémentaire.
- ✓ Perte de zone de production résultant de l'endommagement excessif de la formation.

Et les principales causes de pertes sont liées aux caractéristiques de la formation :

➤ Formation perméable

L'élément solide d'une boue n'entre pas dans les pores des couches ordinairement rencontrées telles que les argiles, les marnes ou les sables de perméabilité normale.

Par contre certaines couches laissent pénétrer les phases liquides et solides de la boue en offrant des ouvertures suffisantes.

➤ Formation naturellement fissurée

Une perte de boue est déclenché au droite de ces formation (calcaire) des que la pression de la colonne de la boue dépasse la pression de couche. Cette perte sera proportionnelle à la vitesse d'avancement dans la zone fracturée.

Les opérations de forage sur le champ de HMD sont souvent interrompues à cause des problèmes de pertes de circulation et les formations susceptibles à problèmes de perte de circulation sont (**Fig.III.9**) :

- Les sables grossiers, contenant des particules de grandes dimensions, se rencontrent le plus souvent à de faibles profondeurs et constituent des terrains très perméables et peu compactés ;
- Les graviers contiennent un nombre insuffisant de petites particules (petits graviers ou sables) permettant d'empêcher les pertes ;
- Les réservoirs gréseux, les pertes dans ces zones sont des pertes par filtration. Ces dernières seront contrôlées de très près de façon à minimiser le rayon d'invasion de la formation par le fluide de forage. On réduira le plus possible le filtrat de la boue par un choix très strict des produits à utiliser dans la boue ;
- Les dolomies, ce sont très souvent des couches très peu consolidées s'effritant très facilement sous l'action de l'outil et sujettes à des pertes de boue.

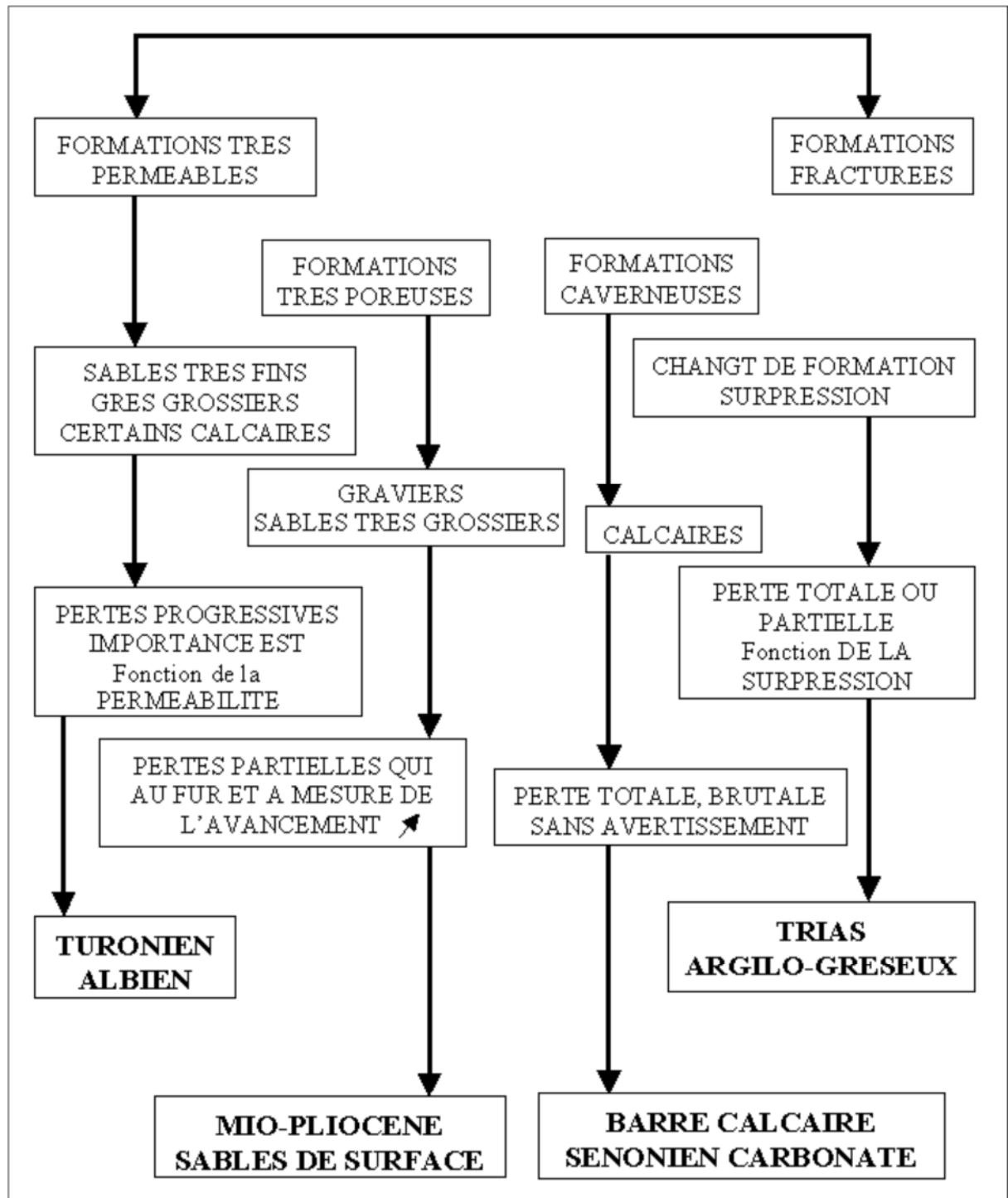


Figure III.9 : Formations susceptibles à problèmes de perte de circulation.

III.7. Les Conséquences opérationnelles induites par les contraintes rencontrées lors du forage horizontal

- ✓ Changement de la cote du sabot 7 “ ;
- ✓ Augmentation du Nombre de joints 7“ ;
- ✓ Augmentation du volume de laitier de ciment ;
- ✓ Pertes totales pendant le forage ;
- ✓ Utilisation du bouchant de ciment pour colmater les pertes ;
- ✓ Cisaillement de la garniture de forage.

Conclusion

Vu les contraintes géologiques rencontrées lors du forage, le recours au forage horizontal est une meilleure solution pour augmenter la production, améliorer le taux de récupération et réduire le nombre des puits nécessaire à l'exploitation du gisement. Cependant cette technique de forage est confrontée aux contraintes géologiques sur le plan structural et stratigraphique tout au long des formations traversées dans les différentes phases de l'architecture du puits horizontal.

Introduction

La réalisation du forage horizontal sur le champ de HMD est soumise aux contraintes géologiques du champ, ce qui a engendré des difficultés au cours des opérations de forage.

Nous avons effectué une étude des cas de puits horizontaux sur le champ de HMD basée sur les side track réalisées au cours des deux phases 6[°] et 8[°] dans lesquelles des difficultés ont été mis en évidence, liées principalement à la géologie des terrains traversés afin d'établir des synthèses sur les résultats observés et de préciser la contrainte géologique responsable.

IV.1. Puits OMLZ78

IV.1.1. Présentation du puits

Le puits OMLZ78 est un puits de développement foré en horizontal, situé au nord de la zone 9 du gisement de Hassi Messaoud. (**FigIV.1**)

Le puits est foré par l'appareil TP 169, qui a débuté le 16/04/2008 et achevé le 17/06/2008.

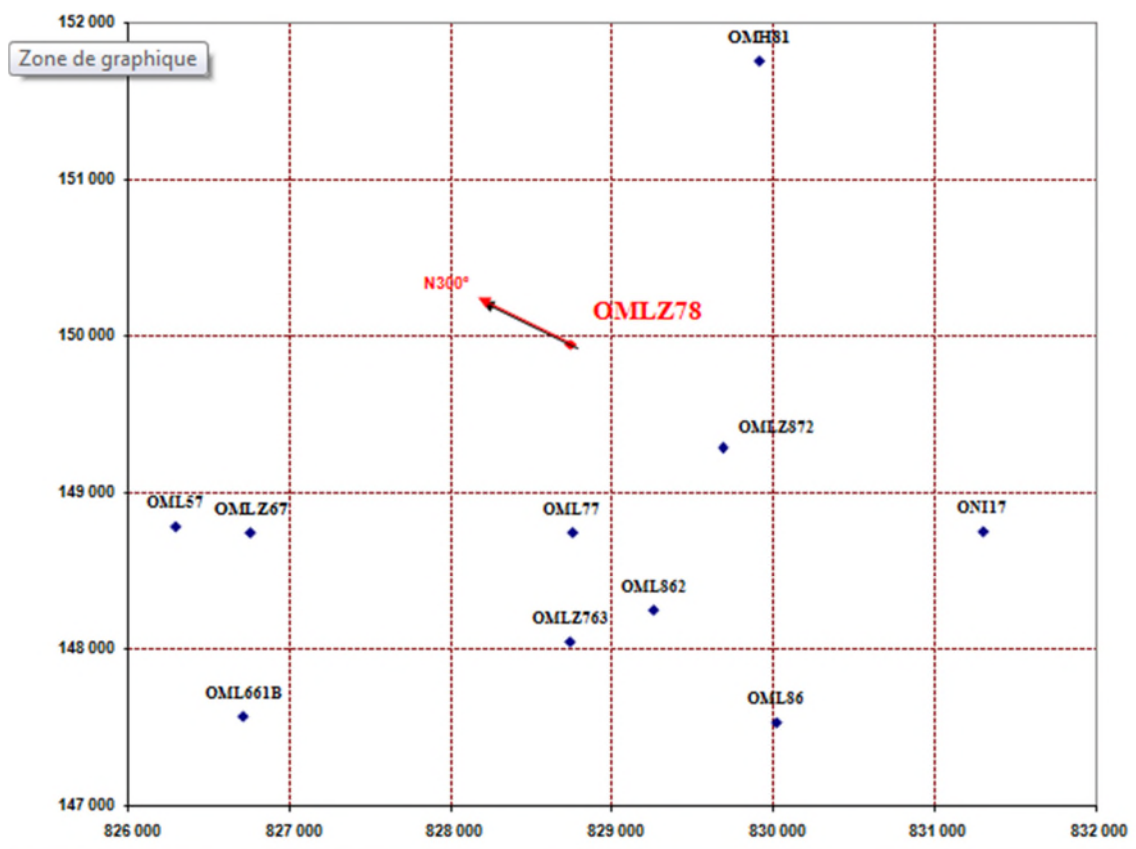


Figure IV.1 : localisation du puits OMLZ 78.

IV.1.2 .Objectif du puits

Le puits est programmé pour la réalisation d'un drain latéral dans le drain D2 du réservoir Ra du cambrien, avec un déplacement horizontal de 800 m et une profondeur verticale de 3446 m vers l'azimut N300°. (**Tableau IV.1**)

Tableau IV.1: données prévisionnelles du puits.

TVD(m)	MD(m)	VS(m)	Azimut (°)	INC(°)
3446	4369.36	800	N300	89.57

Formation	Drain
R1 – Ri	D5
R1 – Ra	D4
	D3
	D2
	ID
	D1
R2	
R3	

IV.1.3. Programme de forage du puits OMLZ78

Les puits horizontaux à Hassi- Messaoud ont pour objectif la réalisation d' un drain horizontal, traversant une partie ou la totalité des réservoirs; et ce perpendiculairement à l'orientation générale de l'anisotropie, avec une inclinaison moyenne de 83° a 87°, de façon à forer en direction de la contrainte horizontale principale.

La phase 26“

Cette phase est foré verticalement depuis la surface jusqu' à 623 m de profondeur soit à 40m au dessous du Sénonien anhydritique et tubé par un tubage 18 5/8" cimenté jusqu' à la surface avec une densité de 1,7 à 1,9.

Phase 16“

Cette phase est foré verticalement jusqu'à une profondeur 2332 m soit 110m au dessous du Dogger lagunaire. L'objectif de cette phase intermédiaire est de tuber en 13 3/8" les formations du Crétacé et une partie du Jurassique (l'Argileux et le Lagunaire).

Phase 12 1/4"

Le but de la phase est d'isoler les terrains du Jurassique (du Dogger lagunaire au Trias argileux) où une boue de densité 2,00 à 2,07 est nécessaire pour tenir les bancs d'argiles fluentes du TS2.

Le forage comporte une partie verticale, puis une partie déviée avec montée en inclinaison, Le tubage posé est de 9 5/8", le KOP est prévue à 3020m TVD, le forage est dévié depuis le KOP jusqu'à la pose du tubage.

Des risques particuliers ont été prévus lors de forage de cette phase :

- Venues d'eau chlorurée calcique du LD2, déstabilisant par diffusion progressive et en particulier lors des arrêts de circulation ;
- Coincements au niveau des argiles fluentes du TS2 ;
- Pertes de circulation en cours de tubage et de cimentation de cette phase.

Phase 8 3/8"

L'objectif de cette phase est de poser le liner 7" dans le réservoir traversant le Trias argileux gréseux, le forage est poursuivi en déviation jusqu'à la pose du liner 7" soit 3 m dans le D3 du cambrien.

Cette phase est la plus importante, elle prolonge la partie déviée qui va conduire le puits vers sa cible finale en rentrant dans le Cambrien avec une forte inclinaison.

Phase 6 "

Le but de la phase est d'atteindre le point d'atterrissage qui est prévue à 3440 m TVD qui va franchir le toit de la cible D2. le forage est poursuivi en horizontal jusqu'à 800 m.

Les risques prévus lors de forage de cette phase:

- Risques de pertes dans les zones fissurées ou très perméables ;
- Risques de venues de gaz, particulièrement à proximité de puits injecteurs de gaz ;
- Risques de coincements par pression différentielle ;
- Instabilité des parois.

Le tableau IV.2 résume les principales opérations dans les différentes phases du puits et le tableau IV.3 regroupe les coordonnées des paramètres principaux du forage horizontal.

Tableau IV.2: programme prévisionnel du forage

Phase	Programme
26"	Forage jusqu'à 623 m (40 m au dessous de sénonien anhydritique)
16 "	Forage jusqu'à 2332 m (110 m au dessous du Dogger lagunaire)
12"	Forage vertical au KOP 3020m TVD (+/- 20 m dans TS3)
12"	Forage dévié depuis le KOP jusqu'à 9"
8"	Forage dévié jusqu'au 7" liner (3m dans le cambrien D3)
6"	Forage dévié jusqu'au LP 3440 TVD (franchir le cambrien D2)
6"	Continuer le forage jusqu'à 800 m en horizontal

Tableau IV.3: cotes prévisionnelles du forage.

	TVD (m)	MD (m)	VS (m)	AZ (°)	INC (°)
KOP	3020	3020	00,00	300	00
9 ^{5/8} Csg	3320	3331,39	71,99	300	26.99
Sabot 7 "	3425	3490,96	187,51	300	68.48
Cambrien D2	3440	3570	264.84	300	89.57
TD	3446	4369,36	1064	300	89.57
Plan d'eau (WOC)	3497				

IV.1.4.Programme réalisé du puits

Tableau IV.4: programme réel du puits.

Phase	Opérations réalisées
26"	Forage jusqu'à 620m
16"	Forage jusqu'à 2322m
12 1/4"	Forage vertical jusqu'à 3020m KOP
8"	Tubage 9 ^{5/8} 3327m/3312m MD/TVD

6"	Forage dévié jusqu'à 3496.95 m MD/3425m TVD (sans toucher le réservoir)
6"	Continuer le forage jusqu'à 3652m /3462.58m MD/TVD (16m de plus que le plan prévisionnel) sans toucher le réservoir
6"	Side track à partir du sabot 9 ^{5/8} puits converti en vertical.
6"	Liner 7" à 3416 m TVD
6"	Forage jusqu'à 3551m MD (10 m dans le WOC)

IV.1.5. Profil du puits

Le profil du puits montre une comparaison entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réelles :

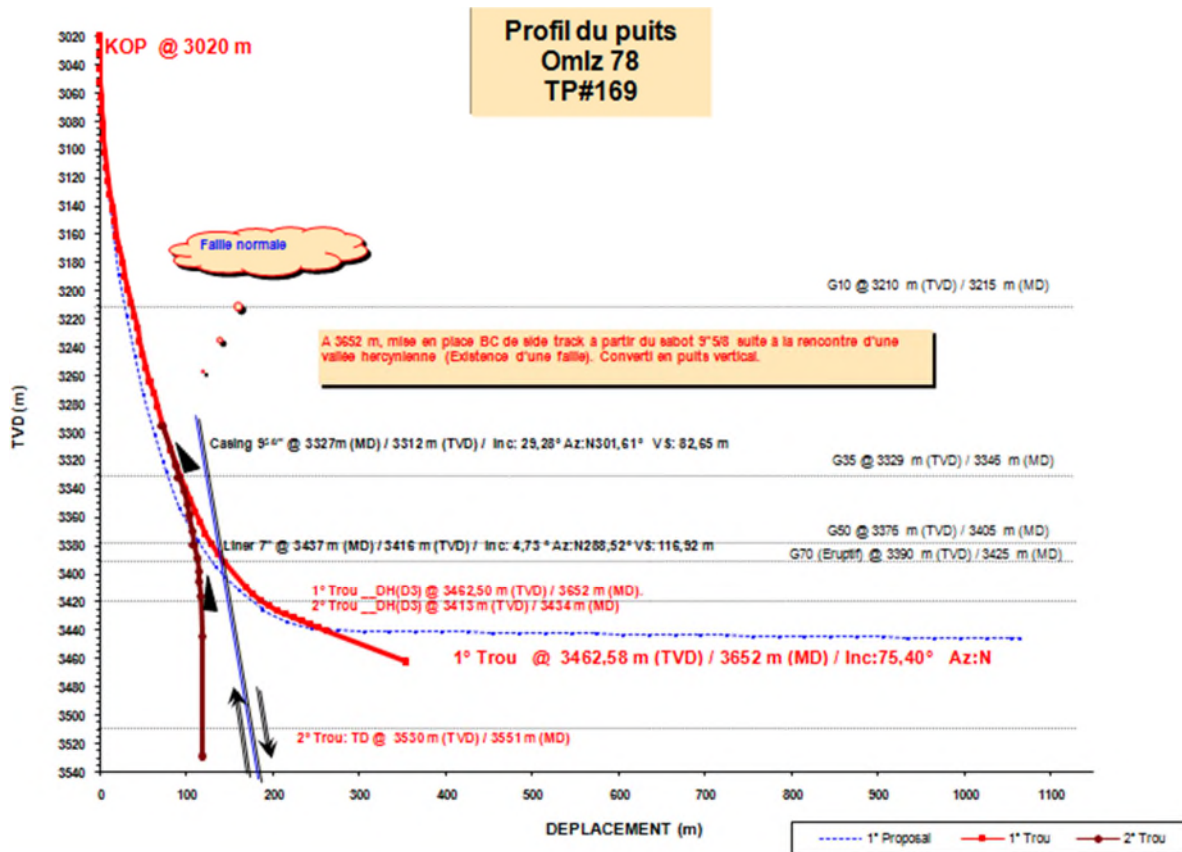


Figure IV.2 : profil du puits OMLZ78.

IV.1.6. Interprétation des trajectoires

Phase 6“

Dans la phase 6“, le forage à atteint la cote du point d’atterrissage (LP) à 3340 m TVD sans franchir le drain D2 du réservoir cambrien.

Le forage à été poursuivi jusqu’à 3462.58 m TVD sans toucher le réservoir, soit 16 m de plus que le plan prévisionnel.

La contrainte géologique responsable est la présence d’une faille normale qui a engendré un décalage de profondeur entre les drains du réservoir (**Fig IV.2**) (abaissement du bloc supérieur par rapport au bloc inférieur sur un plan de faille) un glissement sur ce plan de faille à induit un écartement des drains du réservoir, Par conséquent, le toit du drain D2 n’a pas été topé à la cote prévisionnelle ni au dessous.

Conséquences opérationnelles

- Difficulté à poursuivre la trajectoire prévisionnelle suite à la perte de l’angle adéquat de déviation ;
- La présence d’une faille à entraîné le problème de pertes totale pendant le forage ;
- Utilisation des bouchons de ciment pour colmater la perte.

Tentative de récupération

Un deuxième side track a été réalisé à 3416 m TVD pour convertir le puits en vertical, le forage était poursuivi jusqu’à 3530 m TVD sans atteindre le réservoir par conséquent le niveau d’eau a été touché.

IV.2. Puits ONIZ 203

IV.2.1. Objectif du puits

Le puits est programmé pour la réalisation d’un drain latéral dans le drain ID du réservoir Ra du cambrien, avec un déplacement horizontal de 800 m avec un point d’atterrissage vers le toit de la cible à 3405 TVD et une profondeur verticale totale de 4535 m vers l’azimut N310°.

Tableau IV.5 : objectif du puits

Cible	LP(m)	INC(°)	AZ(°)	TD/MD(m)	VS(m)
ID	3535/3405	88.5	310	4535/3431	800

IV.2.2.Profil du puits

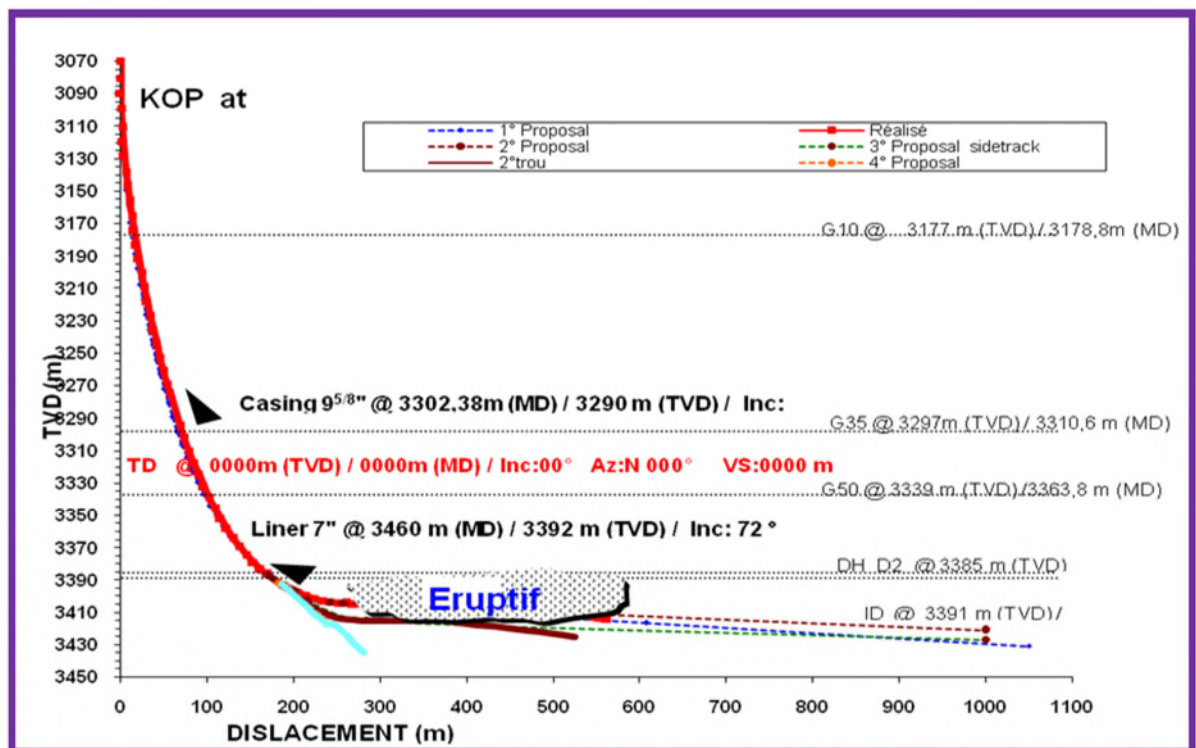


Figure IV.3 : profil du puits ONIZ 203.

IV.2.3. Interprétation des trajectoires

Le profil du puits montre une compatibilité entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réelle jusqu'à la phase 6°.

Phase 6°

Dans cette phase le réservoir a été topé à 3392 m TVD avec une inclinaison de 72 °, soit 15 m plus haut que prévu.

Le forage a été poursuivi en horizontal jusqu'à 280 m VS, on constate un coincement du train de tige au fond du trou.

Un premier side track à été réalisé à 3462 m MD avec une inclinaison de 73 ° jusqu'à une profondeur de 3807 m, le forage à été poursuivi en horizontal jusqu'à 296 m VS, on a un taux de pénétration nul. Un second side track a été réalisé à 3842 m MD.

La cause géologique de ce problème est la conséquence de l'interception des intrusions éruptives à partir de 3400 m TVD, qui a provoqué le cisaillement de garniture au fond du trou au cours du premier trou réalisé, et un taux de pénétration nul à 296m VS au cours du forage du deuxième trou.

Ces intrusions éruptives pourraient être des laccolites qui se présentent en grosses lentilles de plusieurs mètres de longueur, parallèles à la structure du réservoir.

Tentative de récupération

Un troisième trou à été foré.

IV.3 Puits OMLZ 473

IV.3.1. Présentation du puits

Le puits OMLZ473 est un puits de développement foré en horizontal, situé au nord ouest de la zone 9 du gisement de Hassi Messaoud.

Le puits est foré par l'appareil TP 169, qui a débuté le 27/02/2009 et achevé le 26/06/2009.

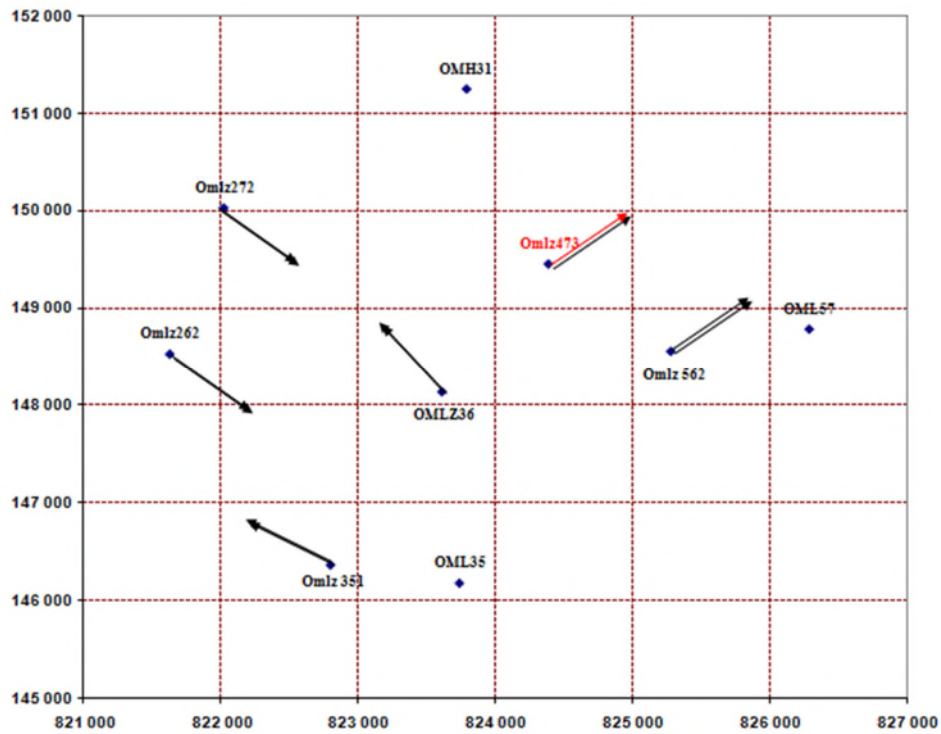


Figure IV.4 : localisation du puits OMLZ473.

IV.3.2. Objectif du puits

Le puits est programmé pour la réalisation d'un drain latéral dans le D2 dans le réservoir Ra du cambrien, avec un déplacement horizontal de 1000 m et une profondeur verticale de 3434 m vers l'azimut N45° (tableau IV.6).

Tableau IV.6: programme prévisionnel du puits.

Cible	VS(m)	AZ(°)	TD(m)	LP (m)
D2	1000	N45	4511/3434	3511/3387
			MD/TVD	MD/TVD

IV.3.3. Profil du puits

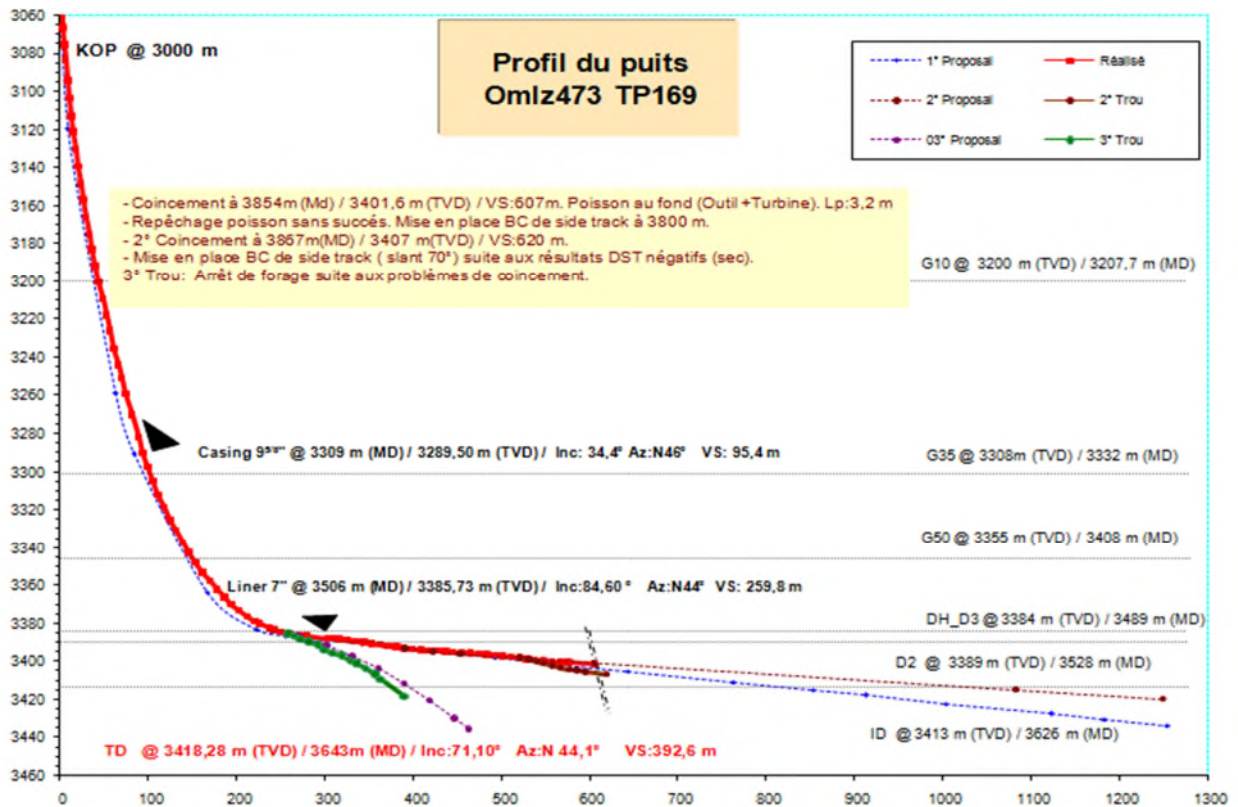


Figure IV.5 : Profil du puits OMLZ473.

IV.3.4. Interprétation des trajectoires

Le profil du puits montre une compatibilité entre la trajectoire prévisionnelle et réelle jusqu'à la phase 6" ou le forage a intercepté le drain D3 non prévu, puis les deux side track réalisées à deux niveaux différents sont dus aux problèmes de coincement de la garniture de forage dans les trois trous forés a trois niveaux différents.

Phase 6"

Dans cette phase le forage a intercepté le toit du drain D3 sur 5m au lieu du drain D2, le forage a été poursuivi jusqu'à 3854/3401.6 MD/TVD, ainsi on constate un coincement de la garniture à 3851m MD, et un poisson laissé au fond (outil+ turbine + Drill pipe).

Un décoincement de la garniture a été planifié pour une récupération d'une partie du poisson (reste au fond outil+turbine).

Tentative de récupération

Mise en place d'un side track à 3800 m, le forage à été poursuivi jusqu' à 3867/3407m MD/TVD et à 260 m en horizontal, on constate un deuxième coincement de l'outil de forage.

Mise en place d'un bouchon de ciment side track a partir du sabot 7 " suite au coincement et eu résultats de DST qui montre un puits sec.

Réaliser un troisième trou jusqu'à 3418 m TVD avec des problèmes de coincement + DST négatif.

Arrêt de forage.

L'utilisation des données des puits voisins nous permet de supposer les raisons de coincements au cours du forage et la faible productivité de ce puits.

Puits OMH31 : présence de Tigillites en D3, production faible, réservoir médiocre.

Puits OML 35 : puits presque sec, mauvais réservoir, R2 poreux mais faible perméabilité, Ra a plus de 20 % de silice.

Puits OML57 : production faible, réservoir moyen.

La présence des tigillites dans le drain D3 pourrait être la raison des coincements de la garniture, car les tigillites sont souvent associés à des argiles ou des silts qui affectent le calibrage du puits provoquant le resserrement du trou ainsi le coincement de l'outil de forage.

Les puits voisins ont présentés des puits secs presque inexploitable, réservoirs médiocres et cela est dû au caractéristiques pétrophysique de la roche, forte porosité et une faible perméabilité (le cas OML35) et la présence de la silice a plus de 20 %.

Conclusion

L'étude des différentes contraintes géologiques des cas du OMLZ78, ONIZ 203 et OMLZ473 dans la phase 6" montre que les principales causes des déséquilibres au cours du forage peuvent être la présence de failles normale qui entraine des difficultés à atteindre le toit du réservoir et engendre des pertes totales ou la présence des intrusions éruptives qui entraine

un taux de pénétration nul et un cisaillement de la garniture , ou l'hétérogénéité du réservoir qui affecte la productivité du puits.

L'exploitation pétrolière sur le champ de HMD trouve un intérêt à adapter des méthodes plus rentables pour une meilleure exploitation des réservoirs grâce aux forages horizontaux.

Cependant le champ de HMD présente une complexité géologique sur les plans structuraux et stratigraphiques et une hétérogénéité du réservoir qui se manifeste par une fracturation très développée du gisement, la présence d'intrusions éruptives, la variation des paramètres pétrophysique (perméabilité et porosité), ce qui affecte les opérations du forage horizontal et la productivité des puits.

Compte tenu de la complexité géologique du gisement de Hassi Messaoud, le forage horizontal est soumis à un certain nombre de contraintes au cours du forage, notamment les difficultés à atteindre le toit du réservoir, coincements de la garniture, les pertes de circulation et la faible productivité des puits.

L'analyse des puits horizontaux sur le champ de HMD nous a permis de déterminer que :

La présence des failles provoquant un décalage de profondeur entre les niveaux des drains du réservoir, ce qui fait que le réservoir peut être topé plus haut ou plus bas de la couche productive.

La présence d'intrusions éruptives au sein des formations traversées induit à l'endommagement des outils de forage par le coincement et l'usure des masses de tige et un taux d'avancement du forage nul.

Le rendement des puits dépend de la variation des paramètres pétrophysiques et la répartition des hydrocarbures dans la roche réservoir, pour constituer un réservoir économiquement viable, la roche doit être poreuse et perméable et les formes de pièges doivent être suffisamment grandes pour accueillir un volume suffisant d'hydrocarbures.

Les formations poreuses à forte perméabilité et les formations fracturées engendrent la perte de circulation entraînant des risques opérationnels tels que les coincements de la garniture, les pertes de boue et laitier de ciment.

Pour une meilleure prise en charge de différentes contraintes géologiques rencontrées lors du forage horizontal sur le champ de HMD et afin de forer dans des conditions optimales, les sociétés de service tel que Schlumberger recommandent de :

➤ **Forer un Trou pilote**

Un trou pilote est planifiée afin d'identifier précisément réservoir, ils peuvent être forés soit verticalement soit en inclinaison à partir d'un point quelconque de la trajectoire, il pourra être une carotte pendant le forage.

La réalisation d'un trou pilote qui a pour but :

- Donner les repères géologiques exacts et établir le build-up approprié ;
- Positionner le drain dans le réservoir le plus près possible du point d'entrée prévu ;
- Connaitre les interfaces du réservoir (contacts gaz/huile/eau) et de données structurales.

A fin de réaliser un bon atterrissage dans le Ra et Ri nous proposons de :

- Réaliser un trou pilote après la pose de sabot 9" ^{5/8} (40°) est ça jusqu'à pénétrer de deux mètre au dessous de R2 en déterminant les cotes réelles des deux niveaux et l'épaisseur réelle de Ra et R2 ;
- Recalcule du deuxième KOP ainsi que l'angle d'atterrissage et abandon du trou pilote.

➤ **Utilisation d'un geosteering**

Le geosteering est une nouvelle technologie permettant d'avoir une image de la structure proche du forage, et de donner une direction concernant les marqueurs géologiques.

En d'autre terme, c'est une utilisation interactive prévue d'information géologique et directionnelle en temps réel afin de placer avec précision la position de chaque section du puits tout en forant.

Elle permet de :

- Présenter une image du puits ;
- Déterminer la pression de la formation ;
- Faire une sismique tout en forant ;
- Déterminer la valeur précise de l'emplacement du drain horizontal.

Recommandations

L'utilisation de ces équipements et des nouvelles technologies s'avèrent très chère et couteuses ainsi nous recommandons :

- Une étude économique comparative entre les couts d'endommagement dus aux risques opérationnels des contraintes rencontrés lors du forage horizontal et les couts d'utilisation de ces techniques équipements proposées par les sociétés de service.
- Prendre en considération l'étude géologique de chaque puits, car l'estimation géologique basée sur les données des puits voisins n'est pas forcément représentative à cause de la discordance qui caractérise le champ de HMD.
- Améliorer l'indentification structurale en améliorant les études de sismique et de diagraphie afin de mettre en évidences toutes les contraintes géologiques du réservoir.

Bibliographie

- ABRIKOSOV.I et GOUTMAN.I “ Géologie du pétrole” Editions MIR MOSCOU (1982).
- ALIEV.M, “ structure géologique et perspectives du Sahara algérien”. Edition Altamira Rotopress (1974).
- ARIF .A et MESSAOUDI .A, “ Etude des pertes de circulation dans un appareil de forage” Mémoire de Master, Université Ouargla (2014).
- BEICIP, FRANLAB. Révision du modèle géologique du champ de Hassi Messoud.Technical edition service. (1995).
- BENDJEDA.O. Influence des intrusions intra-cambriennes sur les qualités réservoirs dans le secteur Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud. Thèse de magister. Institut national des hydrocarbures.Boumerdes. (1998).
- BENMAMMERI.M. Géologie pour les ingénieurs producteurs et foreurs. (juillet 2002)
- BENRABAH .B et KAPROV .P “ Relation entre la lithologie et les caractéristiques pétrophysiques dans les grès cambriens de la zone I de Hassi Messaoud, Rapport interne.CRD SONATRACH (1980).
- BESSA.F,” Reservoir charactererization and reservoir modeling in the northwestern part of Hassi Messaoud field ”.Thèse de magister.Univ d’Hambourg, 2004, P6-P7.
- Dahiri.Y, Relation entre lithologie, diagraphie sonique et caractéristiques géotechniques, des grès cambriens, réservoirs d’hydrocarbures, du champ de Hassi Messaoud, mémoire de magister. Univ USTHB, (2012), P 18.
- Dickinson.W and Dickinson.R.W “ A second generation horizontal diriling system, International society of Petroleum Engineers”, Dallas, (Fevrier 1986).
- Jean-Paul Szezuka. Forage dirigé ingénierie et méthodes. Edition 3.3 (juin2005)
- KHELLAF .A, MANIA .J, BROQUET .P, BELHAOUS .A,CHAUVE .P. Etude pétrophysique de l’unité Ra du réservoir cambrien de Hassi Messaoud, Bulletin de l’association internationale de géologie de l’ingénieur, P56. (Avril 1996).
- Massa.D, Structure et fracturation du champ de Hassi Messoud. Edition Technip. (1971).
- MONTADERT.L, “ La sédimentologie et l’étude détaillé es hétérogénéités d’un réservoir, Application au gisement de Hassi Messaoud, Revue, Institut français de pétrole.

-
- NOUÏN et NACERDINE.F’’ Optimisation des paramètres d’un forage horizontal’’ mémoire de Master, Université de Boumerdes (2006).
 - PERRODON .A, géodynamique pétrolière : genèse et répartition des gisements d’hydrocarbures. Deuxième édition. Elf Aquitaine. Paris .1985.
 - SADAOUÏ .M, BOUTALEB .K, KECIR .A, caractérisation du réservoir argilo-gréseux inférieur du champ de Hassi Berkine sud, bassin de Berkine plate forme saharienne Algérie, Thèse de magister ,2001.
 - Slimani.M,Forage Dirigé & UBD. Thèse de magister IAP Boumerdes, (2008).
 - SONATRACH / Division production – Rapport interne 2002.
 - SONATRACH, “La stratigraphie du champ Hassi Messaoud” Rapport interne, Division Exploration. 2005, P 35
 - SONATRACH, Division forage, Procédure du forage horizontal sur le champ de Hassi Messaoud, Section 8
 - SONATRACH/ Division production – Rapport interne 2000
 - YAHIAOUI.L. Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux a Hassi Messaoud aspect géologique et application dans la partie Sud, mémoire de Magister.Univ de Boumerdes, 2010, P 24.

Annexes

Puits OMLZ 78

Puits : Omlz78

Appareil :
TP # 169

Fiche Stratigraphique et Technique

Plate forme

X	828 741,17
Y	149 945,85
Ztable	172
Zsol	163

Date début forage	16/04/2008
Date fin forage	17/06/2008
Nbr° jours DTM	22j
Nbr° jours à laTD	63 j
Date fin sondage	
Déviation	SPES
Azimut	N300°
Target	D2
VS dans la Target	800 m

Objectif : Puits horizontal, situé au Nord de la zone 9 du gisement de Hassi Messaoud . Objectif: la partie sommitale du D2.

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques		Observations / Incidents			
			Top	Epais	Top	Epais				
Mio-Pliocene	0	251	**	**	**	**	<p style="color: red; font-weight: bold; margin: 0;">Démarage de la cabine MudLogging</p> : pas de cabines geologiques <p style="color: red; font-weight: bold; margin: 0;">Phase 26"</p> : Forage sans cabine mudlogging. (Nouvelle cabine datalog (SH/CRD) pour essai. <p style="color: red; font-weight: bold; margin: 0;">Phase 16"</p> : Forage sans cabine mudlogging. <p style="color: red; font-weight: bold; margin: 0;">Phase 12"^{1/4}</p> : Forage sans cabine mudlogging. FIT positif. Logging intermédiaire posé à 2930 m. Logging annulé pour la partie au dessus de la cote du pose. <p style="color: red; font-weight: bold; margin: 0;">Phase 8"^{3/8}</p> : Forage à 3578 m. Perte signal MWD (GR + survey) , continue forage jusqu'à la cote 3652 m. Mise en place BC de side track à partir du sabot 9"5/8 suite à la rencontre d'une vallée hercynienne (Existence d'une faille normale). Converti en puits vertical (décision PED). <p style="color: red; font-weight: bold; margin: 0;">Phase 6"</p> : Forage sans MWD. Laissez 02 molettes à 3466 m. Descente junkbasket. Récupéré 0,5 kg de ferailles, Descente fraise et fraisage molettes. Récupération 05 kg de ferailles. Top BC: 3510 m (CE), Top BC: 3508 m (CS) Descente un Liner 4" ^{1/2} .			
Eocen	251	210	**	**	**	**				
Sen. Carb.	461	122	**	**	**	**				
Sen. Anhy.	583	148	**	**	**	**				
Sen. Sal.	731	124	**	**	731	153				
Turonian	855	122	**	**	884	90				
Cenomanian	977	101	**	**	974	118				
Albian	1 078	372	**	**	1 092	358				
Aptian	1 450	23	**	**	1 450	25				
Barremian	1 473	211	**	**	1 475	233				
Neocomian	1 684	171	**	**	1 708	186				
Malm	1 855	272	**	**	1 894	236				
Dogg. Arg.	2 127	95	2 125	96	2130	98				
Dogg. Lag	2 222	232	2 221	209	2 228	209				
LD1	2 454	78	2 430	94	2 437	94				
LS1	2 532	87	2 524	84	2 531	84				
LD2	2 619	40	2 608	61	2 615	61				
LS2	2 659	70	2 669	66	2 676	66				
LD3	2 729	40	2 735	31	2 742	31				
TS1	2 769	55	2 766	54	2 773	54				
TS2	2 824	191	2 820	191	2 827					
TS3	3 015	195	3 011	199	NL					
KOP @ 3020 m			TVD	MD	Inc	Vs	CE (MD)	CE (TVD)	Résultats DST	
G10	3 210		3210,0	3215,0	20,10	31,10			Pg (kg/cm ²)	470,34
G20			3273,0	3283,0	24,81	62,63			Pfd (kg/cm ²)	103,1
G30			3312,0	3326,6	28,75	82,00			Pt (kg/cm ²)	34,1
G35	3320		3329,0	3346,1	30,63	92,00			Débit (m ³ /h)	1,38
G50			3376,0	3404,6	43,75	126,62			Salinité (mg/l)	78
Andésites	non prévu		3390,0	3425,1	49,52	141,49			Skin	-1,8

Annexes

DH(D3) 1°Trou	3 422	3462,5	3652,0	75,40	354,00		<i>IP</i>	<i>0,004</i>
DH(D3)2°Trou	3 422	3413,0	3434,0	4,80	116,00	3435,00	<i>GOR (m3/m3)</i>	<i>562,00</i>
D2	3 440	**	**			3460,00	<i>Hk L (m.md)</i>	<i>4</i>
ID		**	**			3485,00	<i>Hk Lointain (m.md)</i>	**
D1		**	**			3512,00	<i>Duse (mn)</i>	<i>9,53</i>
Z-psg		**	**			3542,00		
R2		**	**			3549,00		
Fond	3 446	3530,0	3551,0			3554,00		
Plan d'eau	3 497						EOW Report	Date de réception
							<i>Hard copy</i>	
							<i>Electronic copy</i>	

Tubage	Prévisions	C.S	C.E
Csg shoe 18 ^{5/8}	623	620	613,5
Csg shoe 13 ^{3/8}	2332	2 332	2 319,8

	TVD	MD	Incl	Az	Vs	Observations	
Csg shoe 9" ^{5/8}	3320	3 312,31	3 327,00	29,28	301,61	82,65	**
Csg shoe 7"	3 425	3 416,00	3 437,00	4,73	288,14	116,92	**

Logging

Phase	Date	Company	Job	Observations
16"	29-avr-08	SPES	GR/SONIC/CAL	**
12" ^{1/4}		SPES	GR/SONIC/CAL	posé à 2930 m
8" ^{3/8}	22-mai-08	SPES	CBL/VDL du casing 9" ^{5/8}	**
6"	18-juin-08	SPES	1°Run: GR/AIT/DSI/EMS 2° Run:GR/TLD/CNL/HNGS	**
		SPES	3°Run:GR/UBI/OBMI-IMAGINING	**
	21-juin-08	SPES	4° Run: CBL/VDL / CCL du liner 7" 5° Run: GR/XPT	**

1° Data planned

MD	Inc	Az	TVD	V.S	North	East	DLS	Observations	
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30 m)		
3010,00	0,00	300,00	3010,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
3020,00	0,00	300,00	3020,00	0,00	0,00	0,00	0,00	KOP@3020mTVD	
3040,00	1,73	300,00	3040,00	0,30	0,15	-0,26	2,60		
3070,00	4,33	300,00	3069,95	1,89	0,94	-1,64	2,60		
3100,00	6,93	300,00	3099,80	4,83	2,42	-4,19	2,60		
3130,00	9,53	300,00	3129,49	9,13	4,57	-7,91	2,60		
3160,00	12,13	300,00	3158,96	14,77	7,38	-12,79	2,60		
3190,00	14,73	300,00	3188,13	21,74	10,87	-18,82	2,60		
3220,00	17,33	300,00	3216,96	30,02	15,01	-26,00	2,60		
3250,00	19,93	300,00	3245,39	39,61	19,80	-34,30	2,60		
3280,00	22,53	300,00	3273,35	50,47	25,24	-43,71	2,60		
3310,00	25,13	300,00	3300,79	62,59	31,30	-54,21	2,60		
3331,39	26,99	300,00	3320,00	71,99	35,99	-62,34	2,60	9"^{5/8}Csg@3320mTVD	
3340,00	29,23	300,00	3327,60	76,04	38,02	-65,86	7,80		
3370,00	37,03	300,00	3352,70	92,43	46,21	-80,04	7,80		

Annexes

3400,00	44,83	300,00	3375,35	112,06	56,03	-97,05	7,80		
3430,00	52,63	300,00	3395,13	134,59	67,30	-116,56	7,80		
3460,00	60,43	300,00	3411,66	159,60	79,80	-138,22	7,80		
3490,00	68,23	300,00	3424,65	186,62	93,31	-161,61	7,80		
3490,96	68,48	300,00	3425,00	187,51	93,75	-162,39	7,80	7" Csg @3425mTVD	
3520,00	76,21	300,00	3433,80	215,16	107,58	-186,33	7,99		
3550,00	84,20	300,00	3438,90	244,70	122,35	-211,91	7,99		
3570,18	89,57	300,00	3440,00	264,84	132,42	-229,36	7,99	LP(top D2)@3440mTVD	
3580,00	89,57	300,00	3440,07	274,66	137,33	-237,86	0,00		
3610,00	89,57	300,00	3440,30	304,66	152,33	-263,84	0,00		
3640,00	89,57	300,00	3440,52	334,66	167,33	-289,82	0,00		
3670,00	89,57	300,00	3440,75	364,66	182,33	-315,80	0,00		
3700,00	89,57	300,00	3440,97	394,66	197,33	-341,78	0,00		
3730,00	89,57	300,00	3441,20	424,66	212,33	-367,76	0,00		
3760,00	89,57	300,00	3441,43	454,66	227,33	-393,74	0,00		
3790,00	89,57	300,00	3441,65	484,65	242,33	-419,72	0,00		
3820,00	89,57	300,00	3441,88	514,65	257,33	-445,70	0,00		
3850,00	89,57	300,00	3442,10	544,65	272,33	-471,68	0,00		
3880,00	89,57	300,00	3442,33	574,65	287,33	-497,66	0,00		
3910,00	89,57	300,00	3442,55	604,65	302,33	-523,64	0,00		
3940,00	89,57	300,00	3442,78	634,65	317,33	-549,62	0,00		
3970,00	89,57	300,00	3443,00	664,65	332,32	-575,60	0,00		
4000,00	89,57	300,00	3443,23	694,65	347,32	-601,58	0,00		
4030,00	89,57	300,00	3443,45	724,65	362,32	-627,56	0,00		
4060,00	89,57	300,00	3443,68	754,65	377,32	-653,54	0,00		
4090,00	89,57	300,00	3443,90	784,65	392,32	-679,52	0,00		
4120,00	89,57	300,00	3444,13	814,65	407,32	-705,50	0,00		
4150,00	89,57	300,00	3444,35	844,64	422,32	-731,48	0,00		
4180,00	89,57	300,00	3444,58	874,64	437,32	-757,46	0,00		
4210,00	89,57	300,00	3444,80	904,64	452,32	-783,44	0,00		
4240,00	89,57	300,00	3445,03	934,64	467,32	-809,42	0,00		
4270,00	89,57	300,00	3445,25	964,64	482,32	-835,40	0,00		
4300,00	89,57	300,00	3445,48	994,64	497,32	-861,38	0,00		
4330,00	89,57	300,00	3445,70	1024,64	512,32	-887,36	0,00		
4360,00	89,57	300,00	3445,93	1054,64	527,32	-913,34	0,00		
4369,36	89,57	300,00	3446,00	1064,00	532,00	-921,45	0,00	TD@3446mTVD	

Puits : Omlz 78

MD (m)	Incl (°)	Azimuth (°)	TVD (m)	Latitude N/S (m)	Longitude E/W (m)	DLS (°/30m)	VS (m)	Remarques
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie in
3020,00	0,00	300,00	3020,00	0,00	0,00	0,00	0,00	KOP
3023,00	0,43	253,14	3023,00	0,00	-0,01	4,30	0,01	
3033,00	1,65	275,69	3033,01	0,00	-0,19	3,79	0,16	
3043,07	2,60	280,65	3043,06	0,06	-0,56	2,88	0,51	
3053,16	3,54	286,64	3053,14	0,19	-1,08	2,95	1,03	
3063,20	4,73	287,70	3063,15	0,40	-1,77	3,56	1,74	
3073,06	5,69	288,55	3072,97	0,68	-2,62	2,93	2,61	

Annexes

3083,01	6,81	292,94	3082,86	1,07	-3,63	3,67	3,68	
3093,33	8,32	295,51	3093,09	1,63	-4,87	4,50	5,03	
3103,06	9,43	295,38	3102,70	2,27	-6,23	3,42	6,53	
3113,15	10,80	298,23	3112,64	3,08	-7,81	4,34	8,30	
3123,01	12,03	299,84	3122,30	4,02	-9,51	3,87	10,25	
3133,03	13,32	302,81	3132,08	5,17	-11,39	4,33	12,45	
3143,33	14,65	303,88	3142,07	6,54	-13,47	3,95	14,93	
3153,01	15,65	305,11	3151,41	7,97	-15,55	3,26	17,45	
3163,01	16,53	305,56	3161,02	9,57	-17,81	2,67	20,21	
3173,02	17,40	304,99	3170,60	11,28	-20,18	2,63	23,12	
3183,03	18,35	304,21	3180,12	13,05	-22,70	3,28	26,18	
3193,07	18,88	302,89	3189,64	14,82	-25,37	2,02	29,38	
3203,01	19,87	301,78	3199,02	16,58	-28,15	3,19	32,67	
3213,02	20,88	302,07	3208,40	18,42	-31,11	3,04	36,16	
3223,26	20,87	301,96	3217,97	20,36	-34,21	0,12	39,80	
3233,04	21,22	301,76	3227,10	22,21	-37,19	1,10	43,31	
3243,02	21,50	302,29	3236,39	24,14	-40,26	1,02	46,94	
3253,08	22,23	302,38	3245,73	26,14	-43,44	2,18	50,69	
3263,01	23,20	302,42	3254,89	28,20	-46,64	2,93	54,52	
3273,02	23,89	302,82	3264,06	30,35	-50,04	2,12	58,51	
3283,01	24,81	302,95	3273,16	32,59	-53,50	2,77	62,63	
3293,33	25,83	302,98	3282,49	34,99	-57,20	2,97	67,04	
3308,00	27,54	302,28	3295,60	38,54	-62,75	3,56	73,62	
3327,00	29,28	301,61	3312,31	43,32	-70,42	2,79	82,65	Proj to Csg9"5/8
3339,12	29,56	301,36	3322,93	46,38	-75,39	1,99	88,48	
3349,20	31,10	300,39	3331,63	48,99	-79,76	4,81	93,57	
3359,12	32,69	300,45	3340,06	51,65	-84,28	4,81	98,81	
3369,10	34,78	300,02	3348,35	54,44	-89,07	6,32	104,35	
3379,15	36,68	299,73	3356,51	57,36	-94,16	5,69	110,22	
3389,06	39,24	299,69	3364,33	60,38	-99,45	7,75	116,32	
3399,06	41,98	299,36	3371,92	63,59	-105,11	8,25	122,82	
3409,18	45,20	299,52	3379,25	67,02	-111,19	9,55	129,80	
3419,01	47,94	299,30	3386,00	70,52	-117,41	8,38	136,94	
3429,01	50,54	298,85	3392,53	74,20	-124,03	7,87	144,51	
3459,27	59,19	297,97	3409,88	86,17	-145,70	8,54	169,27	
3469,45	62,63	299,24	3414,82	90,43	-153,51	10,65	178,16	
3479,03	65,80	299,84	3418,99	94,68	-161,01	10,07	186,78	
3489,15	69,70	300,01	3422,82	99,35	-169,13	11,57	196,15	
3499,01	72,01	299,87	3426,06	104,00	-177,20	7,04	205,46	
3509,06	74,53	299,87	3428,95	108,80	-185,55	7,52	215,09	
3519,04	76,13	300,04	3431,48	113,62	-193,91	4,83	224,74	
3529,02	77,25	300,30	3433,77	118,50	-202,31	3,45	234,45	
3539,15	76,75	300,15	3436,05	123,47	-210,84	1,54	244,32	
3549,05	77,30	300,30	3438,27	128,32	-219,17	1,72	253,97	
3559,18	77,10	300,39	3440,52	133,31	-227,70	0,65	263,85	
3652,00	75,40	300,39	3462,58	178,92	-305,47	0,55	354,00	Proj To TD 1° Trou
Side track à partir du sabôt 9"5/8. Converti en puits vertical								
3308,00	27,54	302,28	3295,60	38,54	-62,75	3,56	73,62	
3339,16	28,25	301,79	3323,14	46,28	-75,11	0,72	88,18	
3349,05	25,74	300,62	3331,95	48,60	-78,95	7,78	92,67	
3359,18	23,26	299,12	3341,17	50,70	-82,59	7,57	96,87	

Annexes

3369,09	21,18	297,59	3350,34	52,48	-85,89	6,54	100,62	
3379,03	19,05	296,22	3359,67	54,03	-88,93	6,58	104,03	
3389,03	16,88	294,78	3369,19	55,36	-91,72	6,64	107,11	
3399,00	14,21	294,87	3378,79	56,48	-94,14	8,03	109,77	
3409,05	12,25	294,39	3388,57	57,44	-96,23	5,86	112,06	
3419,10	9,66	293,36	3398,44	58,21	-97,98	7,75	113,96	
3426,09	8,22	294,54	3405,34	58,65	-98,97	6,23	115,04	
3437,00	4,73	288,52	3416,00	52,65	-92,97	6,30	116,92	Liner 7"
3466,00			3444,50				118,00	
3551,00			3530,00				119,00	Proj-TD

Puits OMLZ473

Fiche Stratigraphique et Technique du Puits

Puits : Omlz473

Appareil :
TP#169

Plate forme

X	824 386,67
Y	149 456,84
Ztable	175
Zsol	164,739

Nbr° jours DTM	13j
Date début forage	27/02/2009
Date fin forage	26/06/2009
Nbr° jours à laTD	123j
Date fin Sondage	15/07/2009
Nbr° jours fin sondage	139 j
Déviation	PDS

Objectif du puits	Développement N/W Zone 9 du gisement de HMD.
Target	1000 m dans le Drain D2
Azimut	N45° - - - - -

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
			Top	Epais	Top	Epais
Mio-Pliocene	0	350	**	**	**	**
Eocen	350	62	**	**	**	**
Sen. Carb.	412	100	**	**	**	**
Sen. Anhy.	512	223	**	**	502	228
Sen. Sal.	735	122	**	**	730	146
Turonian	857	114	**	**	876	102
Cenomanian	971	128	**	**	978	134
Albian	1 099	351	**	**	1 112	343
Aptian	1 450	25	**	**	1 455	26
Barremian	1 475	219	**	**	1 481	219
Neocomian	1 694	198	**	**	1 700	199
Malm	1 892	233	**	**	1 899	231
Dogg. Arg.	2 125	101	**	**	2 130	109
Dogg. Lag	2 226	213	**	**	2 239	203
LD1	2 439	85	**	**	2 442	104
LS1	2 524	78	**	**	2 546	68

Observations / Incidents

Démarrage de la cabine MudLogging: Pas de cabine
Phase 26":
Phase 16":

Phase 12"1/4: VTP: 28 m3. Pose BC de consolidation.

Phase 8"3/8:

Phase 6": **Interception du drain D3 non prévu sur 5 m TVD**

Fond: 3854 m. Coincement garniture à 3851 m. Travail garniture. Décoincement garniture. Laisse poisson au fond (Outil +Turbine + Drill pipes). Lp:453 m .Top:3398 m. Augmentation de la densité à 1,46. récupération d'une partie du poisson. Reste au fond (Outil +Turbine). Lp:3,2 m .Repêchage poisson sans succès Mise en place BC de side track à 3800 m.
2° Coincement à 3867m(MD) / 3407 m(TVD)
2° Fond: 3867 m. Mise en place BC de side track (slant 70°) suite aux résultats DST négatifs (sec, sans retour).

3° Trou: Arrêt de forage suite aux problèmes de coincement. Résultats DST négatif (Puits sec). Descente Kill String.

Annexes

	2 602	62	**	**	2 614	60			
LD2	2 602	62	**	**	2 614	60			
LS2	2 664	64	**	**	2 674	61			
LD3	2 728	26	**	**	2 735	34			
TS1	2 754	58	**	**	2 769	54			
TS2	2 812	187	**	**	2 823	185			
TS3	2 999	197	**	**	3 008	192			
KOP @ 3000 m			TVD	MD	Inc	Vs	CE (MD)	CE (TVD)	Résultats DST n°: 2
G10	3 196		3 200,0	3 207,7	24,53	45,93	3 207,00	3 200,00	<i>Pg (kg/cm²)</i>
G20			3 258,0	3 272,0	31,47	75,93	3 280,00	3 254,00	<i>Pfd (kg/cm²)</i>
G30			3 290,0	3 310,0	34,30	94,66	3 317,00	3 286,00	<i>Pt (kg/cm²)</i>
G35	3302		3 308,0	3 332,0			3 340,00	3 306,00	<i>Débit (m³/h)</i>
G50	3 343		3 355,0	3 408,0	59,65	167,33	3 394,00	3 344,00	<i>Salinité (mg/l)</i>
DH(D3)	Non prévu		3 384,0	3 489,0	80,92	243,01	3 499,00	3 386,00	<i>GOR (m3/m3)</i>
D2	3 382		3 389,0	3 528,0	78,05	280,50	3 513,00	3 389,00	<i>Hk L (m.md)</i>
ID	3 403		3 413,0	3 626,0	71,50	375,32	3 634,00	3 414,00	<i>Hk Proche (m.md)</i>
D1	3 432		**	**	**	**	**	**	<i>Duse (mm)</i>
Z-Psg	3 462		**	**	**	**	**	**	<i>Skin</i>
R2	3468		**	**	**	**	**	**	<i>I.P</i>
Fond	3 435		3 418,3	3 643,0	71,1	392,6	NA	3 421,00	
Plan d'eau	3 477								

Puits SEC

	Prévisions	C.S	C.E					
Tubage							EOW Report	Date de réception
Csg shoe 18 ^{5/8}	552	546	546				<i>Hard copy</i>	
Csg shoe 13 ^{3/8}	2336	2 331,5	2 331,5				<i>Electronic copy</i>	
		TVD	MD	Incl	Az	Vs	Observations	
Csg shoe 9 ^{5/8}	3302	3 289,50	3 309,00	34,4	46,0	95,4		
Csg shoe 7"	3 385	3 385,73	3 506,00	84,6	44,0	259,8		

Logging

Phase	Date	Company	Job	Observations
16"	16-mars-09	SPES	GR/SONIC/CAL	**
12 ^{1/4}	30-mars-09	SPES	GR/SONIC/CAL	
8 ^{3/8}	22-avr-09	SPES	CBL/VDL du casing 9 ^{5/8} .	
6"	2-juil-09	SPES	1° Run: GR/AIT/MSIP/CAL/GPIT/Mud Temp.	
	3-juil-09	SPES	2° Run: TLD/CNL/OBMI/GPIT/GR	
	5-juil-09	SPES	CBL/VDL/GR du liner 7".	

1° Data planned

MD	Inc	Az	TVD	V.S	North	East	DLS	Observations
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30 m)	
3000,00	0,00	45,00	3000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3015,00	0,00	45,00	3015,00	0,00	0,00	0,00	0,00	KOP
3120,00	12,25	45,00	3119,20	11,18	7,19	7,19	3,50	
3270,00	29,75	45,00	3258,70	64,73	45,77	45,77	3,50	
3308,09	34,19	45,00	3291,00	84,89	60,03	60,03	3,50	9^{5/8}
3420,00	63,37	45,00	3363,94	168,17	118,91	118,91	7,82	
3480,00	79,02	45,00	3383,22	224,79	158,95	158,95	7,82	
3511,78	87,31	45,00	3387,00	256,31	181,24	181,24	0,00	7" (LP)

Annexes

3600,00	87,31	45,00	3391,15	344,44	243,55	243,55	0,00	
3660,00	87,31	45,00	3393,97	404,37	285,93	285,93	0,00	-
3750,00	87,31	45,00	3398,20	494,27	349,50	349,50	0,00	
3810,00	87,31	45,00	3401,02	554,21	391,88	391,88	0,00	
3900,00	87,31	45,00	3405,25	644,11	455,45	455,45	0,00	
4020,00	87,31	45,00	3410,89	763,97	540,21	540,21	0,00	
4110,00	87,31	45,00	3415,12	853,87	603,78	603,78	0,00	
4170,00	87,31	45,00	3417,94	913,81	646,16	646,16	0,00	
4260,00	87,31	45,00	3422,17	1003,71	709,73	709,73	0,00	
4380,00	87,31	45,00	3427,81	1123,58	794,49	794,49	0,00	
4440,00	87,31	45,00	3430,63	1183,51	836,87	836,87	0,00	
4511,00	87,31	45,00	3434,00	1255,20	887,56	887,56	0,00	TD

2° Data planned

MD	Inc	Az	TVD	V.S	North	East	DLS	Observations
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30 m)	
3638,10	86,13	44,96	3393,30	391,64	277,79	276,07	0,00	
3640,00	86,19	44,96	3393,43	393,53	279,13	277,41	1,00	
3670,00	87,19	44,98	3395,16	423,48	300,32	298,58	1,00	
3700,00	88,19	45,00	3396,36	453,46	321,52	319,77	1,00	
3703,20	88,30	45,00	3396,46	456,66	323,78	322,03	1,00	
4330,00	88,30	45,00	3415,06	1083,18	766,77	765,08	0,00	
4496,89	88,30	45,00	3420,01	1250,00	884,73	883,04	0,00	TD

3° Data planned (side track)

MD	Inc	Az	TVD	V.S	North	East	DLS	Observations
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30 m)	
3800,00	87,61	43,73	3400,14	553,36	3993,11	389,46	0,00	
3858,00	86,14	45,06	3403,95	611,23	434,15	430,26	2,02	KOP
3978,00	88,63	45,06	3407,62	731,16	518,86	515,16	0,00	
4496,99	88,63	45,06	3420,03	1250,00	885,33	882,44	0,00	

Data planned (side track) slant 70°

MD	Inc	Az	TVD	V.S	North	East	DLS	Observations
(m)	(deg)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30 m)	
3507,50	85,02	44,00	3385,87	261,28	183,97	185,54	261,28	
3517,50	82,35	45,00	3386,97	271,22	191,06	192,50	271,22	
3520,00	82,19	45,00	3387,31	273,70	192,81	194,25	273,70	
3550,00	80,19	45,00	3391,90	303,34	213,78	215,21	303,34	
3580,00	78,19	45,00	3397,53	332,81	234,61	236,05	332,81	
3610,00	76,19	45,00	3404,18	362,06	255,30	256,73	362,06	

Annexes

3640,00	74,19	45,00	3411,85	391,06	275,80	277,24	391,06	
3670,00	72,19	45,00	3420,53	419,78	296,11	297,55	419,78	
3700,00	70,19	45,00	3430,20	448,17	316,19	317,63	448,17	
3716,96	70,00	45,00	3436,00	464,12	327,46	328,90	464,12	TD

Puits : Omlz473

N°	MD (m)	Incl (°)	Azimuth (°)	TVD (m)	Latitude N/S (m)	Longitude E/W (m)	DLS (°/30m)	VS (m)	Remarques
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie in
2	3000,00	0,00	45,00	3000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	KOP
3	3012,10	0,78	62,60	3012,10	0,04	0,07	1,93	0,08	
4	3015,00	1,45	55,96	3015,00	0,07	0,12	7,04	0,13	
5	3020,65	2,77	52,33	3020,65	0,19	0,29	7,04	0,34	
6	3030,17	4,25	50,97	3030,15	0,55	0,74	4,67	0,92	
7	3039,60	5,53	49,57	3039,54	1,07	1,36	4,09	1,72	
8	3047,94	7,00	46,84	3047,83	1,68	2,04	5,39	2,63	
9	3057,40	8,09	46,39	3057,21	2,53	2,94	3,46	3,87	
10	3066,99	9,13	45,08	3066,69	3,53	3,97	3,31	5,30	
11	3076,37	10,17	44,37	3075,94	4,65	5,07	3,34	6,88	
12	3084,12	11,18	45,20	3083,56	5,67	6,09	3,95	8,31	
13	3095,50	12,08	45,03	3094,70	7,29	7,71	2,37	10,61	
14	3105,03	12,66	45,27	3104,01	8,73	9,16	1,83	12,65	
15	3114,48	13,83	45,64	3113,21	10,25	10,70	3,72	14,81	
16	3123,13	15,08	45,33	3121,58	11,76	12,24	4,34	16,97	
17	3132,82	16,91	44,89	3130,90	13,64	14,13	5,68	19,64	
18	3142,23	17,89	46,64	3139,88	15,61	16,15	3,54	22,45	
19	3151,81	18,69	47,08	3148,97	17,66	18,34	2,54	25,46	
20	3160,73	19,28	47,28	3157,41	19,63	20,47	2,00	28,36	
21	3170,37	20,09	46,63	3166,49	21,85	22,84	2,61	31,60	
22	3179,92	21,53	45,16	3175,41	24,21	25,28	4,81	35,00	
23	3188,61	22,96	44,03	3183,46	26,56	27,59	5,15	38,29	
24	3198,30	23,42	45,19	3192,36	29,27	30,27	2,01	42,10	
25	3207,71	24,53	44,76	3200,96	31,98	32,97	3,58	45,93	
26	3217,40	25,36	45,90	3209,75	34,85	35,88	2,97	50,01	
27	3226,82	26,51	47,36	3218,24	37,69	38,88	4,18	54,14	
28	3236,01	27,19	47,82	3226,42	40,48	41,94	0,00	58,28	
29	3246,50	28,03	48,29	3235,71	43,73	45,55	2,48	63,13	
30	3256,58	28,48	48,56	3244,49	46,89	49,12	1,39	67,89	
31	3264,22	28,88	48,31	3251,29	49,33	51,87	1,63	71,55	
32	3273,60	30,04	48,00	3259,46	52,40	55,30	3,74	76,16	
33	3286,54	32,07	47,43	3270,55	56,90	60,24	4,75	82,83	
34	3300,50	33,64	46,00	3282,27	62,09	65,75	3,76	90,40	
35	3310,31	34,46	46,00	3290,40	65,90	69,70	2,50	95,89	
36	3319,26	37,05	45,10	3297,66	69,57	73,43	8,85	101,12	
37	3328,61	39,74	44,09	3304,99	73,70	77,51	8,86	106,92	
38	3338,28	42,12	44,20	3312,30	78,25	81,92	7,38	113,26	

Annexes

39	3347,59	44,16	44,08	3319,09	82,82	86,35	6,57	119,62	
40	3356,55	47,25	44,38	3325,56	87,57	90,98	10,02	126,26	
41	3365,55	49,75	44,54	3331,32	92,21	95,54	8,64	132,76	
42	3375,41	51,86	44,99	3337,55	97,64	100,92	6,51	140,40	
43	3384,60	53,68	44,86	3343,11	102,82	106,09	5,95	147,72	
44	3393,70	56,48	44,04	3348,32	108,15	111,31	9,49	155,18	
45	3403,22	58,90	44,06	3353,41	113,93	116,91	7,63	163,23	
46	3412,70	60,45	44,03	3358,19	119,81	122,60	4,91	171,41	
47	3421,70	62,65	44,84	3362,43	125,40	128,07	7,79	179,23	
48	3431,07	65,13	45,35	3366,60	131,40	134,10	7,99	187,73	
49	3440,20	67,68	45,08	3370,25	137,29	140,03	8,42	196,10	
50	3449,60	70,38	44,44	3373,62	143,53	146,21	8,83	204,88	
51	3458,94	72,31	44,54	3376,61	149,84	152,42	6,21	213,73	
52	3468,24	74,75	44,41	3379,24	156,20	158,66	7,88	222,64	
53	3473,50	76,38	44,26	3380,55	159,85	162,22	9,33	227,74	
54	3485,47	80,19	43,87	3382,98	168,27	170,37	9,60	239,45	
55	3489,90	81,02	44,00	3383,70	171,42	173,40	5,69	243,82	
56	3499,10	82,93	44,00	3384,99	177,97	179,73	6,23	252,93	
57	3508,70	85,32	44,00	3385,97	184,84	186,36	7,47	262,48	
58	3518,00	86,61	44,89	3386,62	191,46	192,86	5,05	271,76	
59	3527,10	87,36	44,30	3387,10	197,93	199,24	3,14	280,84	
60	3551,00	87,40	44,30	3388,20	215,02	215,91	0,05	304,72	
61	3554,80	87,81	42,34	3388,15	218,49	218,52	2,58	308,52	
62	3359,50	87,59	42,71	3388,34	221,69	223,21	4,26	313,21	
63	3564,30	86,78	42,91	3388,57	224,95	228,00	5,21	318,00	
64	3568,30	86,34	42,84	3388,81	227,70	227,66	3,34	321,99	
65	3573,40	86,23	42,88	3389,14	231,43	231,13	0,69	327,08	
66	3582,60	86,29	43,51	3389,74	238,12	237,41	2,06	336,25	
67	3592,00	86,74	44,74	3390,31	244,86	243,94	4,17	345,63	
68	3601,20	86,62	43,98	3390,85	251,43	250,36	2,50	354,82	
69	3610,40	86,28	43,90	3391,42	258,04	256,74	1,14	364,00	
70	3619,70	86,05	43,99	3392,04	264,72	263,17	0,80	373,28	
71	3629,00	86,04	44,75	3392,68	271,35	269,66	2,45	382,55	
72	3638,10	86,13	44,96	3393,30	277,79	276,07	75,00	391,63	
73	3647,70	86,44	44,88	3393,92	284,57	282,83	1,00	401,21	
74	3656,70	87,41	45,08	3394,41	290,93	289,18	3,30	410,20	
75	3666,00	88,73	44,64	3394,72	297,52	295,74	4,49	419,49	
76	3675,50	89,06	44,52	3394,90	304,28	302,41	1,11	428,99	
77	3684,70	88,61	44,56	3395,09	310,84	308,86	1,47	438,19	
78	3693,80	88,38	45,40	3395,33	317,27	315,29	2,87	447,29	
79	3703,10	88,49	45,77	3395,58	323,78	321,93	1,24	456,58	
80	3712,70	88,10	44,90	3395,87	330,52	328,75	2,98	466,18	
81	3722,10	87,71	44,61	3396,21	337,19	335,37	1,55	475,57	
82	3731,30	87,43	44,58	3396,60	343,74	341,82	0,92	484,76	
83	374,60	87,47	44,22	3397,01	350,38	348,32	1,17	494,05	
84	3749,40	87,20	44,18	3397,42	356,68	354,45	0,93	502,84	
85	3758,90	86,73	44,21	3397,93	363,47	361,07	1,49	512,33	
86	3768,40	86,65	43,96	3398,48	370,28	367,67	0,83	521,81	
87	3777,50	86,69	43,76	3399,00	376,83	373,97	0,67	530,89	
88	3786,50	87,01	43,47	3399,50	383,34	380,16	1,44	539,88	
89	3795,60	87,31	43,56	3399,95	389,93	386,42	1,03	548,96	
90	3805,60	87,99	43,95	3400,36	397,15	393,33	2,35	558,95	

Annexes

91	3814,80	88,49	43,36	3400,64	403,80	399,68	2,52	568,15	
92	3823,80	88,54	43,15	3400,88	410,35	405,85	0,71	577,14	
93	3854,00	88,70	46,00	3401,60	417,29	412,48	1,46	607,33	1° Fond (poisson)
	Side track à 3800 m								
1	3768,40	86,65	43,96	3398,48	370,28	367,67	0,00	521,81	
2	3779,18	85,10	44,66	3399,25	377,98	375,18	4,73	532,56	
3	3788,20	82,43	46,69	3400,23	384,24	381,59	11,13	541,53	
4	3796,12	82,59	47,33	3401,26	389,59	387,34	2,48	549,37	
5	3806,00	83,60	47,40	3402,45	396,24	394,55	3,07	559,17	
6	3815,14	84,14	47,24	3403,43	402,40	401,24	1,85	568,26	
7	3824,52	85,02	47,00	3404,31	408,75	408,08	2,92	577,59	
8	3833,73	85,90	47,42	3405,04	414,99	414,82	3,17	586,76	
9	3842,98	86,55	47,59	3405,65	421,22	421,62	2,18	595,98	
10	3867,00	87,00	46,80	3407,00	437,52	439,22	1,13	619,95	2° Fond (coincemnt)
	Side track à partir du sabôt 7" (slant 70°)								
1	3507,50	85,02	44,00	3385,87	183,97	183,97	0,00	261,28	
2	3511,90	81,22	46,40	3386,40	187,05	187,05	30,58	265,65	
3	3520,77	78,53	46,16	3387,96	193,09	194,94	9,13	274,38	
4	3530,40	77,90	46,55	3389,93	199,59	201,77	2,29	283,80	
5	3539,60	77,76	46,27	3391,87	205,79	208,28	1,00	292,79	
6	3548,80	78,49	46,15	3393,76	212,02	214,78	2,41	301,80	
7	3558,14	78,68	46,18	3395,61	218,36	221,38	0,61	310,95	
8	3567,40	78,19	46,04	3397,46	224,65	227,92	1,64	320,02	
9	3576,75	77,86	44,93	3399,40	231,07	234,44	3,64	329,16	
10	3585,49	76,34	43,24	3401,35	237,19	240,37	7,69	337,68	
11	3595,11	74,90	43,52	3403,74	243,96	246,77	4,57	347,00	
12	3608,28	72,75	43,03	3407,41	253,17	255,44	5,01	359,64	
13	3614,02	72,13	43,19	3409,14	257,16	259,18	3,33	365,11	
14	3643,00	71,10	44,10	3418,28	277,06	278,16	1,39	392,60	Proj-TD

Annexes

Résumé

Vu les contraintes géologiques et techniques rencontrés lors de l'exploitation pétrolière sur le champ de Hassi Messaoud, le recours à la réalisation du forage horizontal est recommandé pour optimiser le taux de récupération, réduire le nombre des puits forés sur le champ et l'amélioration des drainages dans les formations hétérogènes, néanmoins la réalisation de ce forage horizontal rencontre des aléas tels que les difficultés à atteindre le toit du réservoir, les pertes de circulation, les coincement de la garniture de forage, et la faible productivité des puits qui sont liés aux contraintes géologiques du champ et à l'hétérogénéité du réservoir.

L'objectif de cette étude est l'identification des contraintes géologiques influant sur le forage horizontal et sur la productivité des puits afin d'éviter ces risques et d'optimiser les opérations de forage et d'augmenter le taux de récupération.

Mots clés : Hassi Messaoud – contraintes géologiques – Forage horizontal