

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Hydrocarbures, des Energies
Renouvelable, des Sciences de la Terre et
de l'Univers



Département de Production des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master Académique

Domaine : Hydrocarbures

Option : production des hydrocarbures

Presenté par : **ATTABI Fouad, BOUMAZA Isslam**

Thème

*Évaluation d'un réservoir en utilisant
Les tests de pression et prise d'échantillons*

Soutenu le **29/05/2017**

Devant le jury composé de :

M. KOUADRI Ghada
M. REMITA A/El Raouf
M. MSSIBAH Ilyas

Président
Examineur
Rapporteur

2016-2017

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu ALLAH, le tout puissant, de nous avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour finaliser ce travail.

Nous tenons à adresser nos plus vifs remerciements à notre encadreur, Monsieur, Messibah Ilyess pour nous avoir encadrés et pour la confiance qu'il nous a témoignés tout au long de ce travail.

Nous remercions très vivement les membres de nos familles pour leurs soutiens, confiances, et patiences.

Nous exprimons mes profondes reconnaissances à Mr **T METTAH**, Mr. **O SALMI**, et à **K.BENDJERAD**, ingénieurs géophysiciens, pour leurs conseils judicieux et leur continu encouragement.

Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute notre gratitude.



Dédicace

S

Je dédie ce modeste travail :

✦ *A mes très chers parents qui m'ont beaucoup aidé et encouragé
durant toutes ma vie.*

✦ *A mes grands-mères.*

✦ *A toute ma famille*

✦ *A ma sœur et mes frères.*

*A mon cher ami et binôme isslam, Pour tous les moments de joie et de
peine qu'on a passée ensemble.*

*Enfin, à tous mes amis(es) qui mon aident de près ou de loin dans
mon cursus universitaire*

Fouad





Dédicace

S

Je dédie ce modeste travail :

✦ *A mes très chers parents qui m'ont beaucoup aidé et encouragé
durant toutes ma vie.*

✦ *A mes grands-mères.*

✦ *A toute ma famille*

✦ *A mes sœurs et mes frères.*

*A mon cher ami et binôme Fouad, Pour tous les moments de joie et de
peine qu'on a passée ensemble.*

*Enfin, à tous mes amis(es) qui mon aident de près ou de loin dans
mon cursus universitaire*

ISSLAM BOUMAZA



SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
-----------------------------	---

CHAPITRE I

Introduction.....	3.
I.1..SITUATION N GE OGRAPHIQUE	3.
I.2.CADRE GEOLOGIQUE :.....	4.
I.3. HISTORIQUE DE LA RECHERCHE PETROLIERE DANS CE BASSIN.....	5.
I.4.ASPE CT STRATIGRAPHIQUE	5.
I.5.ASPE CT STRUCTURAL.....	8.
I.6.SYSTE ME PETROLIER.....	9.

CHAPITRE II

Introduction.....	13.
II. 1. DEFINITION DE LA DIGRAPHIE	13.
II. 2. L'UTILISATION DE S DIAGRAPHIE	13.
II.2.1. Diagraphies en cours de forage :.....	13.
II.2.2. Diagraphie différées.....	13.
II.2.3. Diagraphie de production.....	13.
II. 3. ACQUISITION DE S DIAGRAPHIE S.....	13.
II.3.1. Laboratoire d'enregistrement.....	13.
II.3.2. Dispositif de mesure.....	14.
II.3. 3.Transmission des mesures.....	14.

II.4. NOTIONS PETROPHYSIQUES.....	14.
II.4. DIAGRAPHIES DIFFERENTES.....	17.
II.4.1 Diagraphies électriques.....	17.
II.4.1.1. Diagraphies de résistivité.....	17.
II.4.2 Diagraphies de radioactivité naturelle.....	20.
II.4.3. Diagraphies de porosité.....	20.
II.4.3.1. Diagraphies de densité.....	20.
II.4.3.2. Diagraphies neutrons.....	22.
II.4.3.3. Diagraphies soniques.....	23.
II.4.4. DIAGRAPHIE AUXILIAIRE S.....	23.
II.4.4.1.Diagraphie de thermométrie.....	23.
II.4.4.2. Diagraphie de diamétrage.....	24.
II.4.4.3. Diagraphie de teste.....	24.

CHAPITRE III

Introduction.....	26.
III. 1. OBJECTIFS D'UN TEST DE PRESSION.....	26.
III.2. LES OUTILS UTILISES AUX ESSAIS DE PAROIS.....	26.
III.2.1. Historique de l'utilisation des outils de mesure de pression.....	26.
III.2.1.1. Le FT et FIT (Formation Tester, Formation Interval Tester).....	27.
III.2.1.2. Echantillonneur répétitif (RFT).....	29.
III.2.1.3.Le MDT.....	29.
III.5. L'ECHANTILLONNAGE DU FLUIDE.....	44.

CHAPITRE IV

IV- Introduction.....	46.
IV.1. LES PARAMETRE PETROPHYSIQUES.....	46.
I.1.1. La porosité.....	46.
IV.1.2. Détermination de la porosité effective.....	48.
IV.1.4. Détermination du volume d'argile.....	48.
IV.1.5. Détermination de la résistivité de la zone vierge R_t	49.
IV.1.6. Détermination de résistivité de l'eau de formation R_w	49.
IV.1.6.Détermination du la saturation en eau de la formation.....	50.
IV.1.7. Détermination du la saturation en hydrocarbures.....	50.
IV RESULTATS D INTERPRETATION.....	51
IV.3. CAUSES DU PHENOMENE DE BASSE RESISTIVITE	59.
IV.3. 1. Facteurs liés à l'environnement	59.
IV.3. 2. Facteur géologique influençant les mesures de la résistivité R_t	59.

CHAPITRE V

Introduction.....	62.
V .1. LES PRE-TESTS.....	63.
V .2 ANALYSE DES DONNEES DE PRESSION MDT	65.
V .3.ANALYSE GENERAL DES RESULTATS.....	75.
CONCLUSION GÉNÉRALE	78.

Bibliographie

Résumé

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

- Fig. (I.1) : Situation du ‘Bassin de Berkine ‘EN Algérie. Source : Document Sonatrach...4**
Fig. (I.2) : La colonne Stratigraphique du bassin de BERKINE Source : Document Sonatrach.....8
Fig. (I.3) : colonne stratigraphique de la région d’étude. Source : document sonatrach.....11

Chapitre II

- Fig. (II.1) : Distribution des minéraux dans une roche Source : Document Schlumberger.....17**
Fig. (II.2) : Principe du DLL Source : document Schlumberger.....18
Fig. (II.3) : Focalisation du courant électrique Source : Document Schlumberger.....19
Fig. (II.4) : Enregistrement de la combinaison DLL-MSFL Source : Document Schlumberger.....19
Fig. (II.5) : Principe de mesure de la diagraphie densité Source : Document Schlumberger.....21
Fig. (II.6) : Principe de mesure de la diagraphie neutron Source : Document Schlumberger.....22

Chapitre III

- Fig. (III.1) : Historique des outils de mesure de pression.....27**
Fig. (III.2) : le FT Source : Document Schlumberger.....28
Fig. (III.3) : Le FIT Source : Document Schlumberger.....28
Fig. (III.4) : Schéma de FIT source : Document Schlumberger.....28
Fig. (III.5) : RFT source : document Schlumberger.....29
Fig. (III.6): Présentation de l’outil MDT avec tous ses modules.....31
Fig. (III.7) : Présentation du Dual Packer.....33
Fig. (III.8_ : Présentation du Dual Packer.....34
Fig. (III.9) : Chambre d’échantillonnage. Source : Document Schlumberger.....35
Fig. (III.10_ : Le module de Multi-Échantillonnage. Source : Document Schlumberger....36

Figure. (III.11) : Le module Pump-out. Source : Document Schlumberger.....	37
Figure. (III.12) : Optical Fluid Analyzer.....	38
Fig. (III.13) : Mesure de opticalfluidanalyzer.....	39
Fig. (III.14) : Mesure de pression hydrostatique.....	40
Fig. (III.15) : Mesure de pression hydrostatique.....	41
Fig. (III.16) : Mesure de pression hydrostatique.....	41
Fig. (III.17) : Mesure de pression hydrostatique.....	42
Fig. (III.18) Exemple d'un profil de pression.....	43

Chapitre IV

Fig. (IV.1) :Détermination du Rw (abaque GEN-9) source : Schlumberger.....	49
Fig. (IV.2) :RESULTATS D'INTERPRETATION DE Silurien Unité B.....	53
Fig. (IV.3) :Resultats d'interpretation DE Silurien Unité A2.....	57
Fig. (IV.4) :Résultats d'interprétation de Silurien Unité A1.....	58
Fig(IV.5) :Resultats d'interpretation de Silurien Unité M2.....	58
Fig. (IV.6) : Effet de la mouillabilité.....	59
Fig. (IV.7) : Effet des minéraux conducteurs.....	59

Chapitre V

Fig. (V.1) : Points de mesure (Intervalle 4470-4480m) Source : Document SH/EXPLO... 	66
Fig. (V.2) : Echantillon prélevé à 4473,5m Source : Document SH/EXPLO.....	67
Fig. (V.3) : Diagramme pression Vs profondeur par MDT.....	68
Fig. (V.4) : Points de mesure (Intervalle 4540-4547m) Source : Document SH/EXPLO... 	69
Fig. (V.5) : Echantillon prélevé à 4543, 31m Source : Document SH/EXPLO.....	70
Fig. (V.6) : Diagramme pression Vs profondeur par MDT.....	71
Fig. (V.7) : Points de mesure (Intervalle 4552-4557m) Source : Document SH/EXPLO.....	72
Fig. (V.8) : Echantillon prélevé à 4553.5m Source : Document SH/EXPLO.....	72
Fig. (V.9) : Points de mesure (Intervalle 4560-4574m) Source : Document SH/EXPLO.... 	73
Fig. (V.10) : Echantillon prélevé à 4560.9m Source : Document SH/EXPLO.....	74
Fig. (5.11) : Echantillon prélevé à 4568m Source : Document SH/EXPLO.....	74
Fig. (V.12) : Diagramme pression Vs profondeur par MDT.....	75

LISTE DES TABLEAUX

Tableau N°01 : tops des formations.....	50
Tableau N°02 : Paramètres d'interprétation.....	51
Tableau N°03 : Résultats et commentaires des résultats de réservoir Silurien UnitéA2....	55
Tableau N°04 : Programme de pression et échantillonnage MDT.....	63
Tableau N°05 : Pré-tests.....	64
Tableau N°06 : Résultats d'interprétations des données de pression.....	75

LISTE DES ABREVIATIONS

TAGI	Trais argilo gréseux
DLL	Dual laterolog
MDT	Modular dynamique tester
RDT	Reservoir description tool
FIT	Formation interval tester
FT	Formation tester
GOC	Gaz oil contact
GWC	Gaz water contact
OWC	Oil water contact
CQG	Compansated quartz gauge
OFA	Optical fluid analyser
XPT	Pressure express
Φ	porosité
Φ_{x0}	Porosité de la zone vierge
Φ_{ssh}	Porosité sonique des argile
Φ_{sc}	Porosité sonique des argile corrigée
Φ_n	Porosité neutron
Φ_{nc}	Porosité neutron corrigée
Φ_d	Porosité densité
Φ_{dc}	Porosité densité corrigée
Φ_u	Porosité effective

INTRODUCTION GENERALE

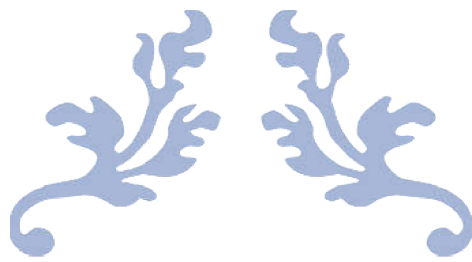
La caractérisation d'un réservoir est toujours constituée d'un énorme challenge pour les explorateurs en hydrocarbures, car tout le temps rêvé de maîtriser la distribution des propriétés structurales et pétro-physiques et, par la même, de pouvoir comprendre et prévoir le mouvement des fluides qu'il contient.

Partant d'informations rassemblées à partir de diagraphies de puits, les ingénieurs de réservoirs essaient de reconstituer l'état des réservoirs, d'abord en corrélant les événements observés localement puis en structurant la relation entre les informations obtenues localement et les études sismiques et géologiques effectuées à une plus grande échelle.

L'évaluation des propriétés des réservoirs et de la nature des fluides, à travers un point de contrôle unique qui est le puits avec les diagraphies, carottes, tests et déblais de forage (cutting), soulève des difficultés techniques significatives. Avec des données sismiques 3D, la distribution des propriétés pétro-physiques au-delà des points de contrôle (puits) devient encore plus difficile à l'échelle du champ pétrolier et dans un environnement géologique très variable.

Durant cette étude nous avons proposé d'étudier un cas particulier d'évaluation de réservoirs à partir d'un test d'échantillonnage de fluide MDT mis en œuvre lors de l'évaluation des réservoirs siluriens dans la région de Berkine.

Pour cela un programme de diagraphie dite « conventionnel » a été utilisé pour l'évaluation des paramètres pétro-physiques des réservoirs traversés et compte tenu des difficultés rencontrées lors de l'interprétation c'est pour cette raison que nous avons utilisé l'échantillonnage de fluide « MDT » qui est le thème de ce mémoire de fin d'étude.



CHAPITRE I
GEOLOGIE DE LA
ZONE D'ETUDE



Introduction

Le bassin de BERKINE est très connu du point de vue intérêt pétrolier. Les études géologiques et géophysiques effectuées dans ce bassin antécédemment ont été principalement consacrées au Trias Argileux Gréseux Inférieure (TAGI), au Carbonifère, au Dévonien et au Silurien Supérieur.

I.1.SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le Bassin de Berkine est situé dans l'erg oriental du Sahara Algérien (FigI.1), entre les latitudes et les longitudes suivantes :

- Latitudes : 29° et 30° Nord.
- Longitudes : 3° et 9° Est.

Ce Bassin est délimité par : L'Algérie dans sa partie occidentale, la Libye dans sa partie orientale et le sud de la Tunisie dans sa partie septentrionale. Et plus exactement :

- A l'Est, par le bassin de Syrte, entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- Au Sud par le Bassin d'Illizi.
- A l'Ouest par le môle d'Amghuid El Biode-Hassi Messaoud.
- Au Nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et la route de Dahar.

Il occupe une surface totale de près de **300 000 km²**, mais seulement **103 000 km²** sont situés dans le territoire algérien.[5]

I.2. HISTORIQUE DE LA RECHERCHE PETROLIERE DANS CE BASSIN

Les premières découvertes dans la partie occidentale du bassin ont eu lieu en 1958 à HAMRA où d'importance quantité en gaz condensât a été découvert dans les quartzites de HAMRA d'âge ordovicien.

Dans les années 60, l'exploration pétrolière dans la région a commencé, où plusieurs puits ont été forés ; le premier puits a trouvé l'huile dans la partie orientale du bassin est ZK-1 de Zemlet et Kalef en 1961 ou de bon indices ont été rencontrés lors d'un test de formation au cambrien. En 1962, le gisement de Rhourd el Baguel essentiellement d'huile dans le cambrien ainsi que le gisement de Mesdar. La reconnaissance du carbonifère dans le bassin de Berkine est relativement récente 1964 par rapport à celui de Libye qui date de 1936.

Durant les années 70, plusieurs découvertes ont été réalisées surtout dans le Trias Argileux Gréseux Supérieur « TAGS » à Hassi Chergui, Nezela, Hassi Touareg, Rhourdechouf et Gassi elAdem.

Jusqu'aux années 80, cinq forages ont été réalisés dans cette région pour une superficie de près de 60 000 km². Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de Berkine avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec SONATRACH).[5]

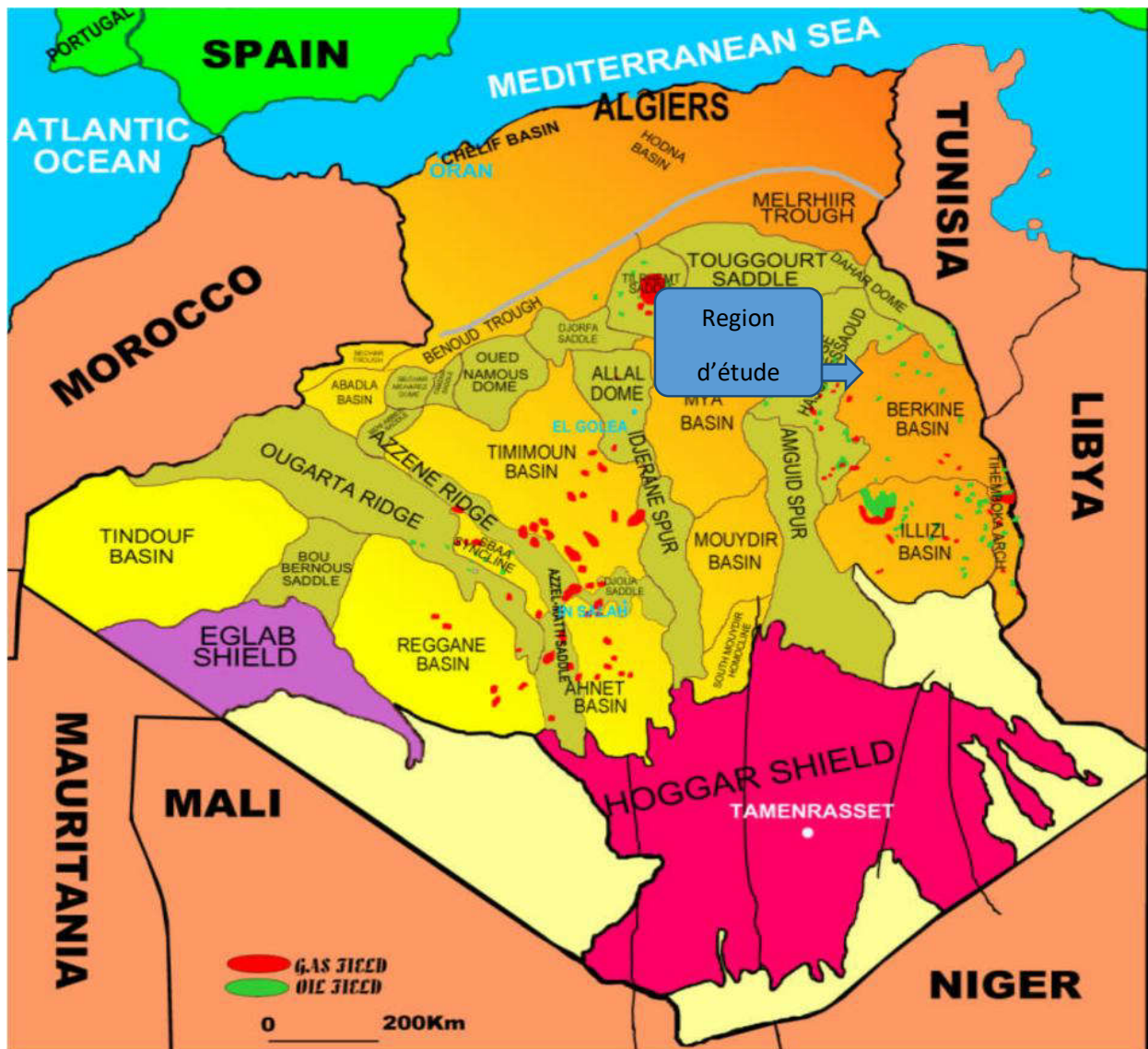


Fig. (I.1) : Situation géographique du 'Bassin de Berkine 'EN Algérie.

Source : Document SONATRACH.

I.3. CADRE GEOLOGIQUE

Du point de vue géologique, Le Bassin de Berkine peut être classé dans les vastes bassins intra-cratoniques, il est situé dans la partie Nord-Est de la plate-forme Saharienne. Il est défini comme étant un bassin de plate-forme à substratum infracambrien fortement pediplané.

Le socle qu'on peut rencontrer à une profondeur de 7000m à 7500m est constitué par les roches cristallines, métamorphiques, volcaniques et parfois déformation sédimentaire métamorphique.

Au-dessus, du socle repose en discordance une série sédimentaire comprenant des termes, allant du cambrien à l'actuel.[5]

I.4. ASPECT STRATIGRAPHIQUE

La signification du terme stratigraphique a posé de nombreux problèmes dus, d'une part aux variations latérales de faciès, mais d'autre part à l'insuffisance de macrofaune, ce qui nous conduit à établir des nomenclatures litho stratigraphiques régionales.

Cependant, l'absence de repère chronologique rend parfois difficile les corrélations entre les séries sédimentaires.

Le bassin de Berkine a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6000 m d'épaisseur au centre du bassin allant du Paléozoïque à l'actuel, le tout repose sur un socle granitique précambrien.

Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par les érosions hercyniennes. Les pourtours du bassin sensu sont caractérisés par les développements du Siluro-dévonien sous le Mésozoïque.

I.4.1. Le Paléozoïque: il est subdivisé en cinq étages, comme suit:

➤ **Le cambrien :** Ces réservoirs sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3, qui sont généralement des Quartzites. Les grès du cambrien sont reconnus par leur production en huile, avec une épaisseur de **300m**.

➤ **L'Ordovicien :** Ces principaux réservoirs sont les quartzites de HAMRA, les grès d'Ouargla, les grès d'El Atchane, les argiles d'El Gassi, les argiles d'Azzel, les grès Ramade, les grès d'Oued Saret et les argiles micro conglomératique. Ces réservoirs ont une dépression moyenne

de 250 m. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturations.

➤ **Le Silurien** : Cette période est caractérisé par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600m, cet étage est composé essentiellement par :

• **Le Silurien Argileux**:constitué principalement par des argiles grises à gris clair devenant parfois brun foncé, silteuse avec fines passées de silstone. Vers la base les argiles deviennent noires et très charbonneuses, représentant la roche mère principale du bassin.

• **Le Silurien Argileux Gréseux**:complexe Argilo gréseux avec des argiles gris à gris foncé parfois gris-verdâtre, silteuse et des grès blancs, quartzeux fins à très fins parfois compact et quelques intercalations de silstone.

➤ **Unité B2** : constituée par des argiles noir foncés fortement silteuses à sableuses, micacées, légèrement feuilletés, avec des intercalations de bancs de grès fins à moyen, localement grossier, siliceux à silicoquartzitique micacée bien consolidé, dur à très dur.

➤ **Unité B1** : constituée par des argiles noires silteuses localement pyriteuse micacée indurée.

➤ **Unité A2** : présente au sommet un banc gréseux fin à moyen silicoargileux friable. Constituée d'argiles gris foncé à sombre, silteuse, tendre localement indurée micacée parfois pyriteuse avec fine passée de grès blanc beige, gris blanc, fin à moyen silico-argileux à silicoquartzitique.

➤ **Unité A1** : constituée par des grès blancs à beiges, fins à très fins, passant à des siltstones, silico-quartzitiques, durs localement silicoargileux, avec passée d'argiles gris foncé à brun rouge, pyriteuse indurée.

➤ **Unité argileuse** : constituée d'argile grise, gris foncé et noir localement silteuse pyriteuse, rarement brun rouge, indurée avec passée de grés fin à très fin.

➤ **Unité M2**:présente au sommet un intervalle gréseux (~20m) à moyen silico-argileux friable. Argile grise, localement silteuse, indurée, avec fines passées des grés gris à gris blanc, beige à jaunâtre, fin à très fin, silico-quartzitique.

➤ **Unité M1**:présente au sommet un banc gréseux fin à moyen silicoargileux friable, avec passée d'argile.

✓ **Gedinnien (Tadrart)** : Grés blanc à gris blanc, fin à moyen, parfois grossier à trèsgrossier, par endroit micro conglomératique, subarodi à subanguleux, argilo-siliceuxavec intercalations d'argiles gris foncé à noires, indurée de traces de pyrite, silteuse etlégèrement feuilletée.

I.4.2. Mésozoïque

Il repose en discordance (discordance hercynienne) sur le paléozoïque, il est composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo gréseux, qui sont très importants du fait qu'ils constituent de bons réservoirs.

✓ **Le Trias:** en discordance sur le paléozoïque, il est représenté par des dépôts argilo gréseux et lagunaires (sel et anhydrites); il est subdivisé en trois niveaux:

- **Le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI).**
- **Le Trias Argilo Carbonaté (TAC).**
- **Le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS).**

✓ **Le jurassique:** il est composé de sédiments marins lagunaires, à sa base se trouve un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent appelé l'horizon B.

✓ **Le Crétacé:** il est présent partout sur la plateforme saharienne, il est composé d'alternances de grés, d'argiles, de dolomies et de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, de gypses et de sels, il devient vers le sommet essentiellement carbonaté.

I.4.3. Cénozoïque :

Discordance sur le mésozoïque, il est composé par des sables fins à grossiers avec des argiles sableuses intercalées.[5]

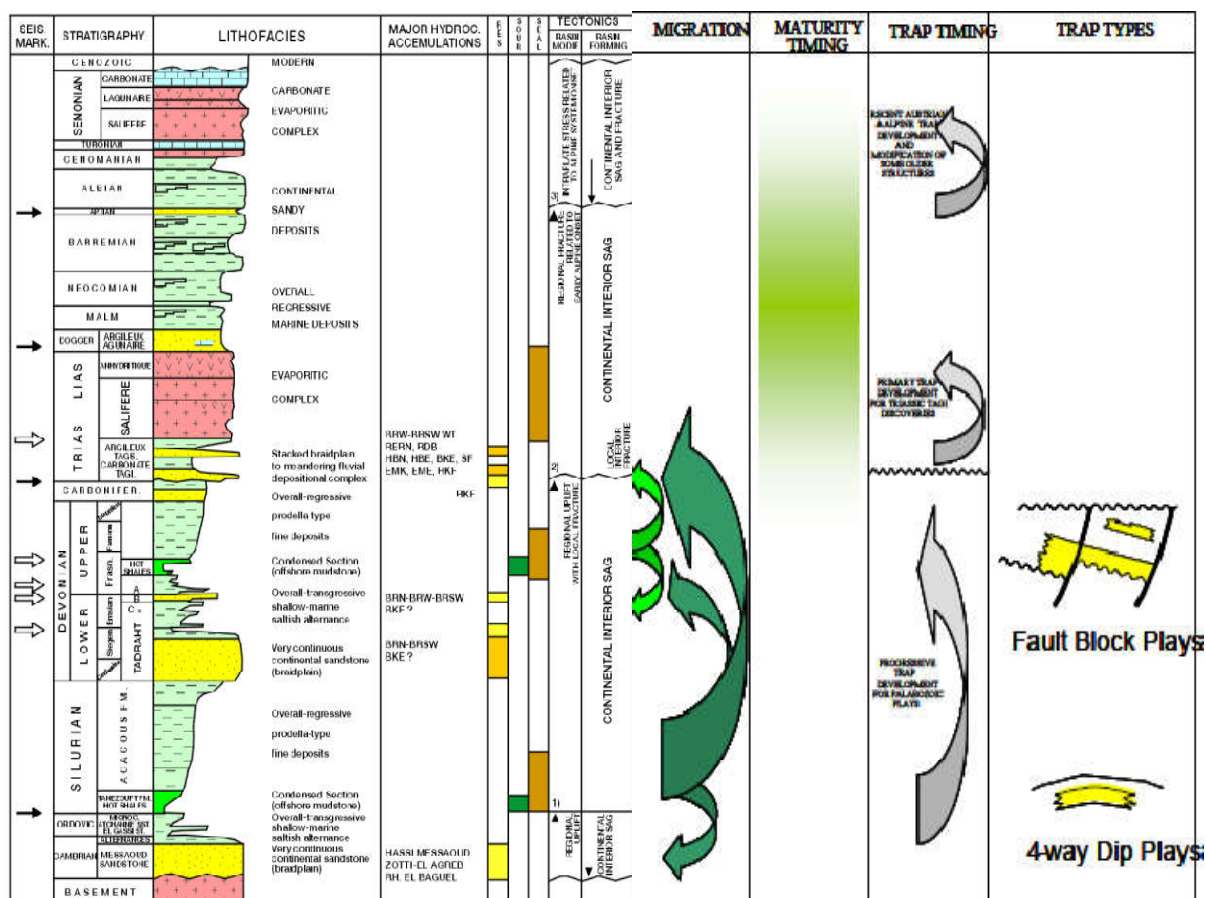


Fig. (I.2): La colonne Stratigraphique du bassin de BERKINE

Source : Document SONATRACH.

I.5.ASPECT STRUCTURAL

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturations dû à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le précambrien.

Ces fracturations sont organisées et classés suivant ces principales orientations :

- ❖ Direction subméridienne: les failles qui leur sont associées, présentent des rejets importants à l'ensemble de la faille de Rhoude Nous dont le rejet atteint 500 mètres.
- ❖ Direction NE-SW (N30° An 60°) : les failles NE-SW affectant principalement le centre et le nord du bassin, les structures associés à cette direction ont de grandes ampleurs à l'ouest du bassin, et relativement moins structurés au centre.
- ❖ Le rapport BEICIP 1991, a mis en évidence trois autres orientation:
- Direction N70 : caractérise la région de Rhourde-nouss, Menzel-lejmet et Gassi touil.

- Direction subéquatoriale : observée au SE sur le môle d'Ahara.
- Direction N150 : observée au NE au niveau du trend Keskassa, Bir-Rebaa et Bir Berkine Nord.[5]

I.6.SYSTEME PETROLIER

1. Roche mère

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de série argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien.

Quant aux roches mères dévoniennes, la fenêtre à huile a été atteinte au Crétacé supérieur et elles sont actuellement en phase à huile dans la majeure partie de Berkine à l'exception du dépocentre paléozoïque (région de rhourde el fares).

La superposition des unités gréseuses du Silurien sur les argiles roches mères de même âge a certainement favorisé l'alimentation en gaz de ces réservoirs gréseux.[7]

2. Roche réservoir

Il existe plusieurs réservoirs potentiels dans le (TAGS, TAGI, Carbonifère et le Dévonien).

Dans notre cas le réservoir ciblé par notre étude est le silurien argilo gréseux.

➤ Le silurien argilo gréseux :

• Unité M2:

Sur la base des forages réalisés dans la région d'étude, l'interprétation des diagraphies du Silurien argilo-gréseux a montré un intérêt pour l'unité M2. de bonne porosité ont été constatées à ce niveau de réservoir.

La préservation de ces qualités réservoirs excellentes à cette profondeur est vraisemblablement due à la présence de ciment chamoisitique (chlorite ferrifère) bien connu pour son effet inhibiteur de la cimentation et de la compaction des sables avec l'enfouissement.

• Unité A2 A1:

Deux passages gréseux au sommet des unités A2 et A1 ont été interprétés à hydrocarbures sur la base de l'analyse des diagraphies des puits avoisinants les puits sur les quelle se porte notre étude.[7]

3. Roche couverture

La couverture des unités gréseuses du Silurien est assurée par les argiles intra siluriennes intercalées avec les unités gréseuses.[7]

4. Piégeage et migration

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphique. Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes.

La nature de pièges associés aux réservoirs argilo gréseux dans le bassin de Berkine est de type structural (anticlinaux faillés) et à un degré moindre stratigraphique.

La structure du bassin est caractérisée par le développement de trends structuraux régionaux de direction NW-SE, conséquence d'une tectonique polyphasique, et sur lesquels se greffent des pièges à fermeture contre failles.

La migration verticale par le biais des failles et/ou à travers les argiles silteuses du Silurien argilo-gréseux est à considérer comme possible pour la charge des réservoirs.[7]

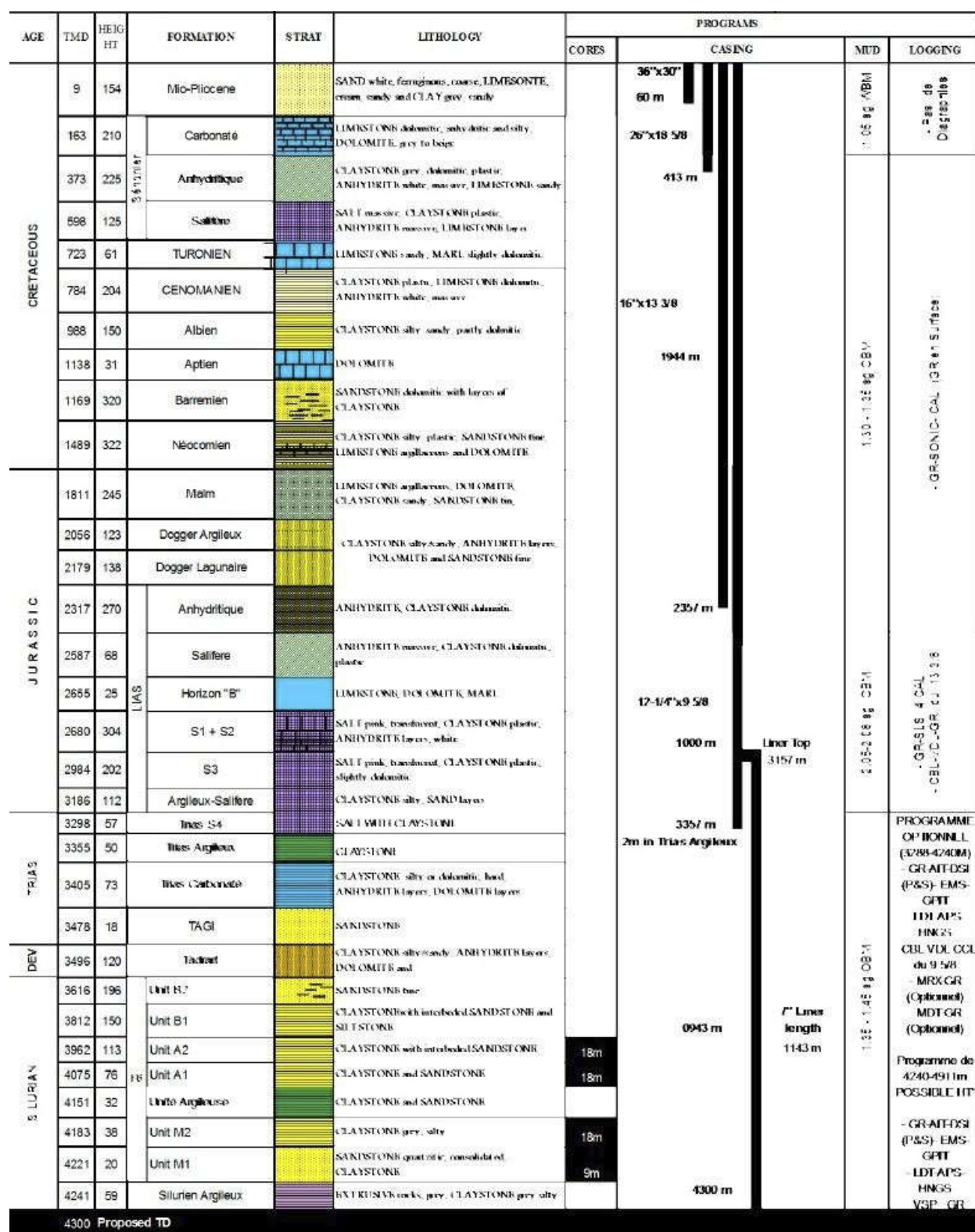
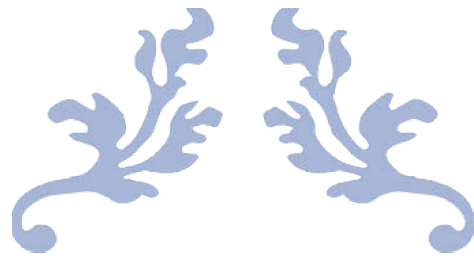
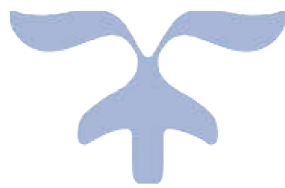


Fig. (I.3) : Colonne stratigraphique de la région d'étude. Source : Document SONATRACH.



CHAPITRE II

**PRESENTATION DES
DIAGRAPHIES**



INTRODUCTION

Les diagraphies constituent l'un des moyens permettant d'acquérir des renseignements sur les formations géologiques du sous-sol ; traversées par un forage. En effet :

- Elles donnent une image continue et objective des séries traversées
- Elles sont le seul lien entre les mesures de surface et la géologie de subsurface.
- Elles permettent la quantification des données.[4]

II. 1.DEFINITION DE LA DIGRAPHIE

Une diagraphie est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur, d'un paramètre physique donné des formations géologiques traversées par le sondage. La mesure enregistrée se présente sous forme de courbe. Cependant, la mesure physique obtenue peut être spontanée ou obtenu par excitation.[4]

II. 2.L'UTILISATION DES DIAGRAPHIE

Les diagraphies utilisées actuellement pour l'évaluation d'un puits sont les suivantes :

II.2.1. Diagraphies en cours de forage : les mesures sont effectuées pendant l'opération de forage (loggingwhiledrilling-LWD).

II.2.2. Diagraphie différées :l'ensemble de tige de forage est retiré du trou de forage, afin que l'on puisse y descendre des sondes liées à l'extrémité d'un câble conducteur.

II.2.3. Diagraphie de production :Le puits est mis en état de produire, ainsi des mesuresd'autres paramètres physiques sont effectuées pendant la production et les sondes sont de dimensions réduites pour passer à travers le tubing de production (well testing).

Dans ce qui suit nous allons développer, essentiellement, les diagraphies différées et de production.[4]

II.3. ACQUISITION DES DIAGRAPHIES

II.3.1. Laboratoire d'enregistrement

L'enregistrement est réalisé à l'aide d'un camion laboratoire parfaitement autonome, équipé électriquement et mécaniquement. Pour l'enregistrement des signaux électriques, une chaîne complète d'enregistrement a été mise au point. Elle met tout son électronique sur terrain avec ses modules de teste. La mesure se fait pendant la remonté de la sonde ; avec une vitesse

d'enregistrement adaptée en fonction de chaque outil utilisé. Plusieurs paramètres peuvent être obtenus en une seule descente.[4]

II.3.2. Dispositif de mesure

L'outil d'enregistrement utilisé en diagraphie est appelé : sonde, Elle est constituée de plusieurs modules électroniques entre eux avec un maximum d'étanchéité dont les composants peuvent résister à des températures plus 200°C. Cependant, chaque sonde est caractérisée par un couple émetteur récepteur dont l'écartement participe à la profondeur d'investigation de la mesure et à la résolution verticale. Par ailleurs, des effets perturbateurs peuvent affecter la mesure de l'outil. Ils peuvent être de différentes origines, liés à la nature des terrains ou non.[4]

II.3. 3. Transmission des mesures

La transmission des mesures est assurée par un câble liant la sonde au camion laboratoire Généralement il comprend 7 à 11 conducteurs, il est parfaitement résistant qui permet, vu le nombre de conducteurs, l'enregistrement simultané de plusieurs signaux.

En effet, c'est le défilement du câble qui permet la mesure des profondeurs.[4]

II.4. NOTIONS PETROPHYSIQUES

✓ Réservoir

Un réservoir est une formation du sous-sol poreuse et perméable. Elle renferme, généralement, une accumulation naturelle d'hydrocarbure (huile et /ou gaz), limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique. Toutefois, cette définition renferme, donc, à la fois les concepts suivants :

- Paramètres pétrophysique : porosité et perméabilité
- Accumulation naturelle d'hydrocarbures
- Couverture-fermeture : barrière rocheuse ou aquifère
- Régime de pression naturelle, avant exploitation.

Un gisement est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres. [9]

Cependant, il peut contenir soit de l'huile, soit du gaz ou les deux fluides superposés.

Type de réservoirs

Les principaux réservoirs sont constitués de grès et / ou de carbonates.

1. Réservoir gréseux

La roche réservoir est formée de grains de quartz (silice SiO₂). Il s'agit des sables et des grès qui sont constitués, respectivement, de grains libres et de grains cimentés. Selon le type de ciment, on distingue plusieurs types de grès : grès argileux, grès carbonaté, ...[9]

2. Réservoirs carbonatés

Ils sont associés aux minéraux de calcite (CaCO₃) et / ou dolomite (CaCO₃, MgCO₃) Il faut noter que les réservoirs gréseux sont les répondus dans la nature, par conséquent, on s'intéressera à l'interprétation des réservoirs gréseux.[9]

✓ *Invasion*

D'une manière générale, la présence du fluide de forage est génératrice de perturbations. Ainsi, les formations forées contiennent des fluides (eau et pétrole) qu'il faut maintenir en place, afin d'éviter leur venue en surface. Pour cela, la boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent.

Dans ces conditions, il se produit une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes dans la formation. C'est le **filtrat de boue**. Les particules dispersées s'accumulent sur les parois du trou, formant le dépôt de boue. C'est **lemud cake**. Ce dernier a une épaisseur qui varie entre 3mm et 2.54cm.

Cependant, le filtrat de boue envahit la formation et perturbe les fluides en place, ainsi on distingue deux zones principales.

- **Zone envahie** : le filtrat de boue a chassé, totalement, les fluides de la formation. Par conséquent, les pores sont remplis de filtrat de boue et de résidus d'hydrocarbures.
- **Zone intermédiaire** : le filtrat de boue a chassé, partiellement, les fluides de la formation.
- **Zone vierge** : Cette zone n'a pas été contaminée par le filtrat de boue. Ainsi, les pores sont remplis des fluides de la formation. Elle est appelée : **zone profonde**

✓ **Remarque** : les zones envahie et intermédiaires constituent la **zone lavée**[9]

✓ *Porosité*

C'est la fraction du volume des vides par rapport du volume total.

$$\Phi = V_{\text{vides}} / V_{\text{total}} \text{ exprimé \%...}(9)$$

La porosité accessible aux fluides libres (porosité effective) varie entre 1 % et 40 %.

Elle est :

- Faible si $\Phi < 5\%$
- Médiocre si $5\% < \Phi < 10\%$
- Moyenne si $10\% < \Phi < 20\%$
- Bonne si 20%
- Excellente si $\Phi > 30\%$ [9]

✓ **Perméabilité**

La perméabilité désignée par K, est la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser. Elle est exprimée en millidarcy (md).

Elle dépend fortement de la taille des grains dans la roche, de la porosité et de la saturation irréductible. La perméabilité est :

- Très faible si $K < 1$ md
- Faible si K compris entre 1md et 10md
- Médiocre si K est compris entre 10md et 50md
- Moyenne si K est compris entre 50md et 200md
- Bonne si K est compris entre 200md et 500md
- Excellente si $K > 500$ m

La saturation est le rapport des fluides qui remplissent les pores et le volume des pores.

$$S = \text{Volume des fluides} / \text{Volume des pores.}$$

Dans la zone lavée : les pores sont remplis de filtrat de boue et résidus d'hydrocarbure. On évalue, donc, les deux saturations, respectivement, S_{xo} et S_{hres} par la formule :

$$S_{xo} + S_{hres} = 1 \dots (9)$$

Dans la zone vierge : où les pores sont remplis d'eau et d'hydrocarbure, traduit par les deux saturations respectives, S_w et S_h et par la formule :

$$S_w + S_h = 1 \dots (9)$$

Dans le cas où les hydrocarbures sont composés d'huile et de gaz, ils sont traduits par les deux saturations respectives S_o et S_g , par la formule :

$$S_h = S_o + S_g \dots (9)$$

✓ **Remarque :** Dans le cas d'un niveau réservoir aquifère, $S_w = 1$ et $S_{xo} = 1$. [9]

II.4. DIAGRAPHIES DIFFERENTES

II.4.1 Diagraphies électriques

II.4.1.1. Diagraphies de résistivité

Elles mesurent la résistivité propre des formations traversées par le sondage, elle est notée R et

Cette diagraphie dépend de la composition de la roche en éléments Solides et de la nature des fluides contenus. La résistivité dépend de :

- la composition de la roche, c'est-à-dire la nature et le pourcentage du « contenant », donc des éléments solides (grains, cristaux, ciments), et du « contenu », donc des fluides (eau et hydrocarbures) ; à de rares exceptions près (graphite, sulfures et éléments natifs), les minéraux entrant dans la constitution des roches sont pratiquement des isolants ; le gaz et le pétrole sont eux aussi des isolants ; en revanche, dans la mesure où elle contient des ions en solution, l'eau est conductrice ; cette conductivité augmente avec la teneur en sels.
- le pourcentage des fluides dans la roche (porosité) et dans les pores (saturation).
- la texture de la roche, c'est-à-dire la taille, la forme, l'arrangement, le classement, l'orientation des grains ou des cristaux, le volume de ciment ; tous ces paramètres conditionnent le volume des pores, leur taille, leur répartition, la taille des seuils ou des canalicules les reliant, et la connexion des pores entre eux .
- la distribution des minéraux conducteurs dans la roche (FIG.II.1).
- la structure de la roche, ainsi que l'épaisseur des bancs.
- la température ; plus celle-ci est élevée, plus la formation est conductrice, toutes choses égales par ailleurs. [2]

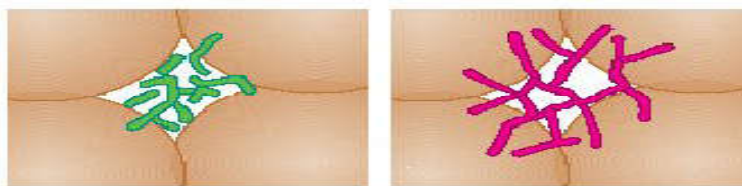


Fig. (II.1) : Distribution des minéraux dans une roche
Source : Document Schlumberger

1.Principe de mesure :

Le principe fondamental de mesure des diagraphies de résistivité, Consiste à envoyer un courant électrique par une source émettrice (électrode ou bobine), qui pénètre dans la formation. Et à

travers un récepteur (électrode ou bobine), on enregistre la résistivité ou la conductivité de la formation.

La distance entre émetteur-récepteur est appelé espacement Selon l'espacement, on distingue : les macrodispositifs et les microdispositifs

➤ Macrodispositif

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t . Plusieurs outils ont été conçus dans ce but (DLL, AIT ...)

DLL (Dual Latéolog) : Cette sonde est un macrodispositif, constituée de deux demi cylindres, séparés par un isolant et permet l'enregistrement de deux courbes en une seule montée : R_{ll} et R_{lls} (FIG.II.2)

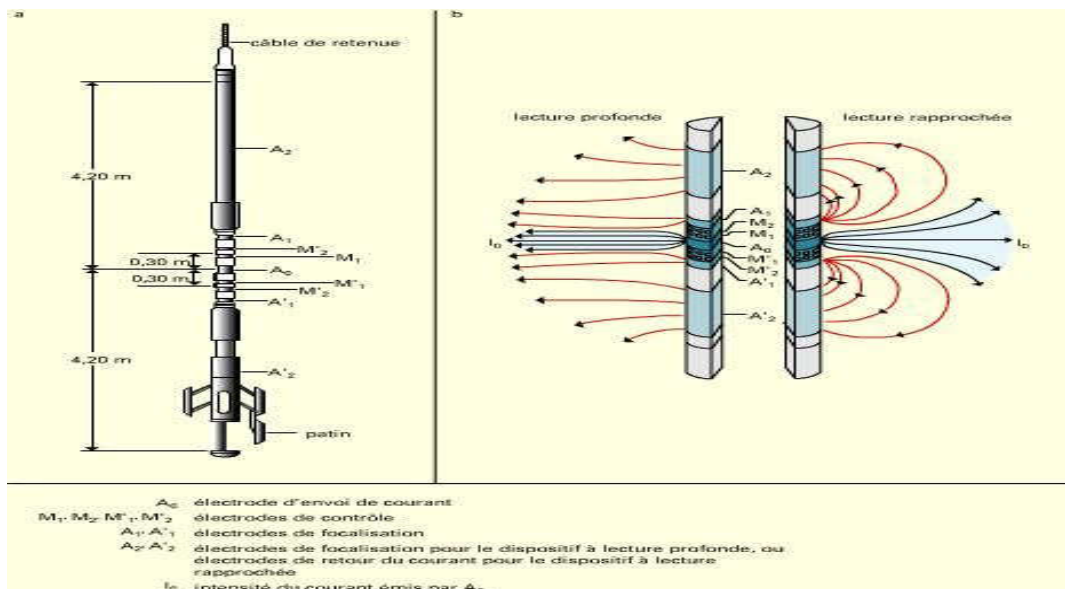


Fig. (II.2) : Principe du DLL Source : document Schlumberger)

➤ Microdispositif

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xt} . (MSFL, 6FF40, AIT....).

MSFL (Microspherically Focused Log) : C'est un microdispositif, Constitué de cinq électrodes rectangulaires et le courant est focalisé sphériquement dans un espace faible.[2]

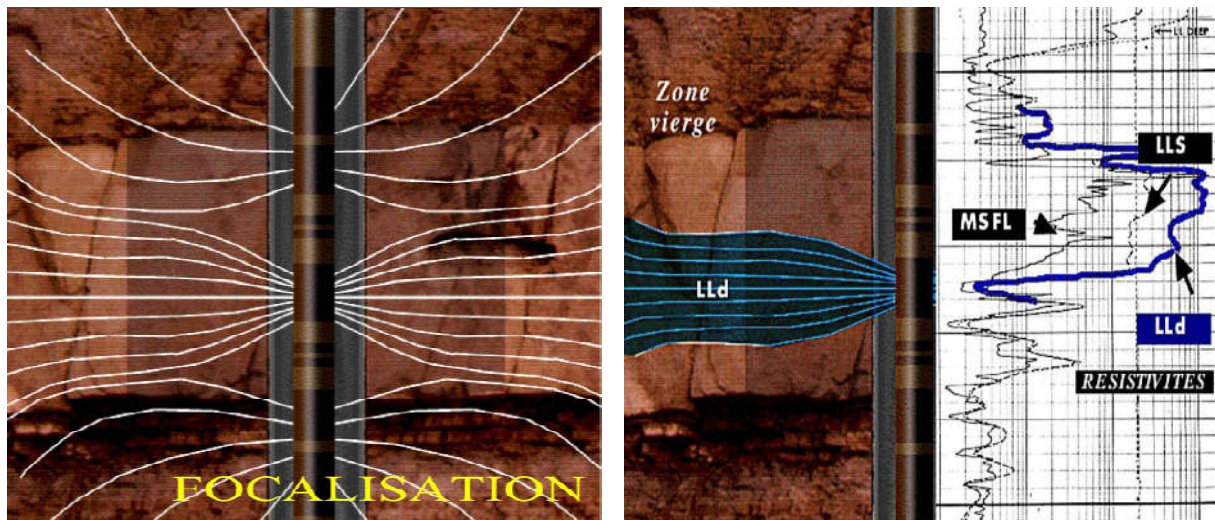


Fig. (II.3) : Focalisation du courant électrique Source : Document Schlumberger

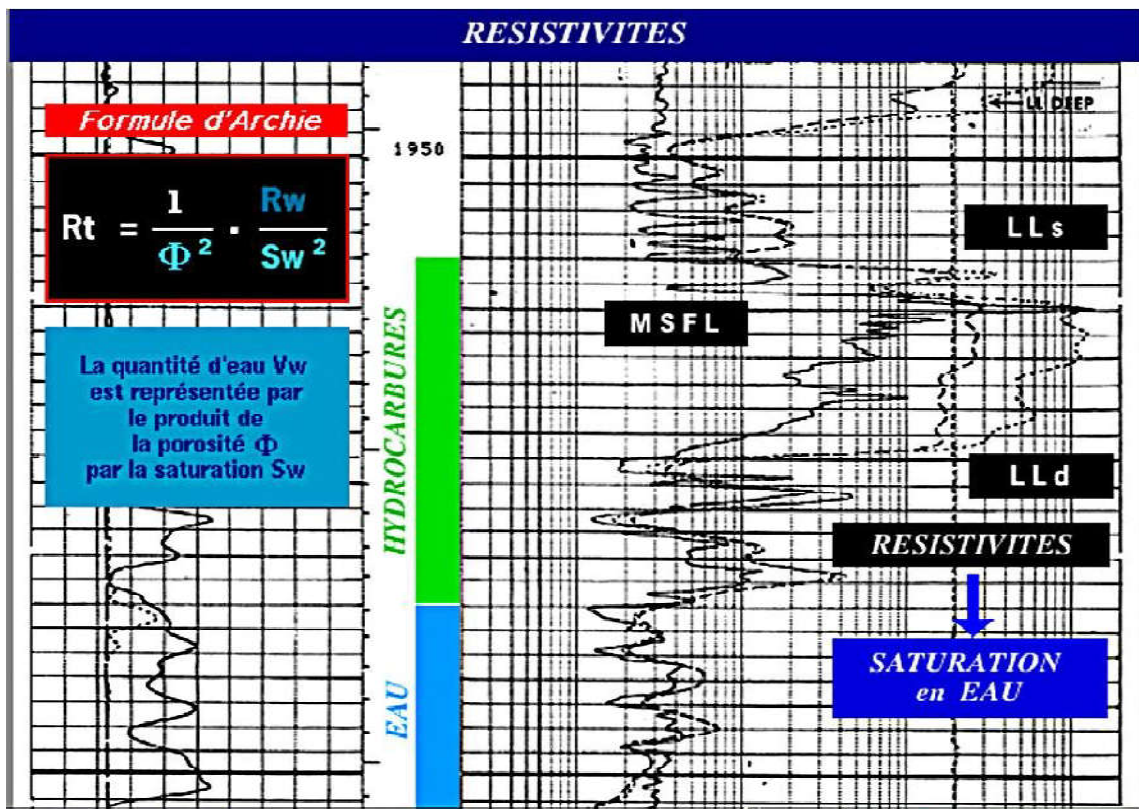


Fig. (II.4) : Enregistrement de la combinaison DLL-MSFL

Source : Document Schlumberger

II.4.2 Diagraphies de radioactivité naturelle

Ces diagraphies peuvent être enregistrées en trou ouvert et en trou tubé, puisque les rayons gamma traversent suivant leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).[3]

Diagraphie rayonnement gamma "GR": Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturelle émis par les formations traversés par le forage son symbole est le **GR** est son unité est l'**API**.

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Les facteurs influençant la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, le temps mort, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs.

Il est enregistré pour tous les puits d'études.[3]

Application :

- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur.
- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Une approche de la perméabilité.

II.4.3. Diagraphies de porosité

II.4.3.1- Diagraphies de densité

Ces diagraphies utilisent des sources radioactives pour l'émission de rayonnement gamma. Celles-ci peuvent être ^{60}Co ou ^{137}Cs . Les rayons gamma émis rentrent en collision avec les électrons des atomes des formations traversées. La perte d'énergie à chaque interaction passe par trois stades

d'énergie qui sont : la production paire, l'effet photoélectrique et comptions. Ce sont ces deux derniers qui intéressent les diagraphies de densité (FIG.II.5).[2]

Applications

Les principales applications des diagraphies de densité sont le calcul de la porosité, la détermination de la lithologie et l'identification minéralogique par combinaison avec d'autres

diagraphies, particulièrement, de porosité et de radioactivité naturelle (LDT-NGS), (FDC-CNL)... densité exprimée en terme de porosité Φ par la relation :

$$\Phi = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma}) \dots (2)$$

Avec ρ_{ma} : densité de la matrice, ρ_f : densité de la boue.

En présence des argiles, la porosité s'exprime par :

$$\rho_b = \Phi_e \rho_f + (1 - \Phi_e) \rho_{ma} + V_{sh} (\rho_{sh} - \rho_{ma}) \dots (2)$$

Avec : ρ_{sh} , la densité d'argile ; V_{sh} , le volume de l'argile ; Φ_e , est la porosité effectif.

✓ Ils existent plusieurs sondes de mesure. Parmi lesquelles nous allons citer le FDC (Formation Density Compensated) qui permet, uniquement, la mesure de ρ_b et le LDT (Litho Density Tool) qui enregistre, en plus de ρ_b , le coefficient P_e . [2]

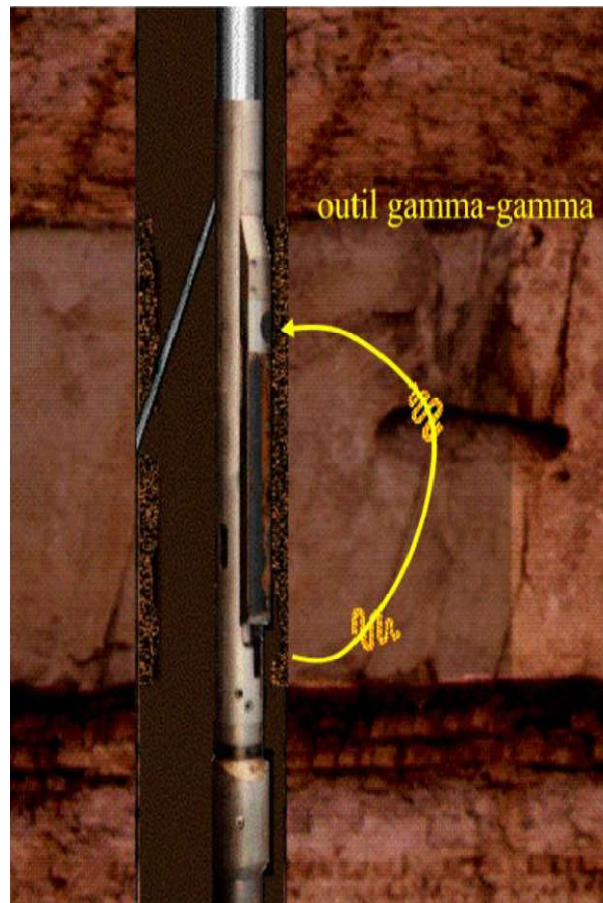


Fig. (II.5) : Principe de mesure de la diagraphie densité

Source : Document Schlumberger

II.4.3.2. Diagraphies neutrons

La diagraphie Neutron est utilisée spécialement pour l'évaluation des formations poreuses et la détermination de leurs porosités. Elle représente le volume de l'hydrogène contenu dans la formation. Dans les formations propres saturées de l'eau ou de l'huile, le log neutron reflète le volume du liquide remplissant les pores, d'où on peut accéder à la porosité. La détection du gaz est possible par la comparaison du log neutron avec le log de densité.[2]

1. Principe de mesure

Des neutrons à grandes vitesses et hautes énergies, sont émis par une source radioactive, généralement, Am-Be, pour bombarder les formations traversées par le sondage. A chaque collision, ces neutrons perdent de leurs énergies pour atteindre, dans un premier temps, le stade épithermique (0.4 – 10 ev) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ 0.025ev) (FIG.II.6).

Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée. En effet, la plus utilisée du stade thermique, est celle CNL (Compensated Neutron Log) qui permet la mesure de la porosité neutron Φ_N (%) pour une calibration dans les calcaires remplis d'eau.

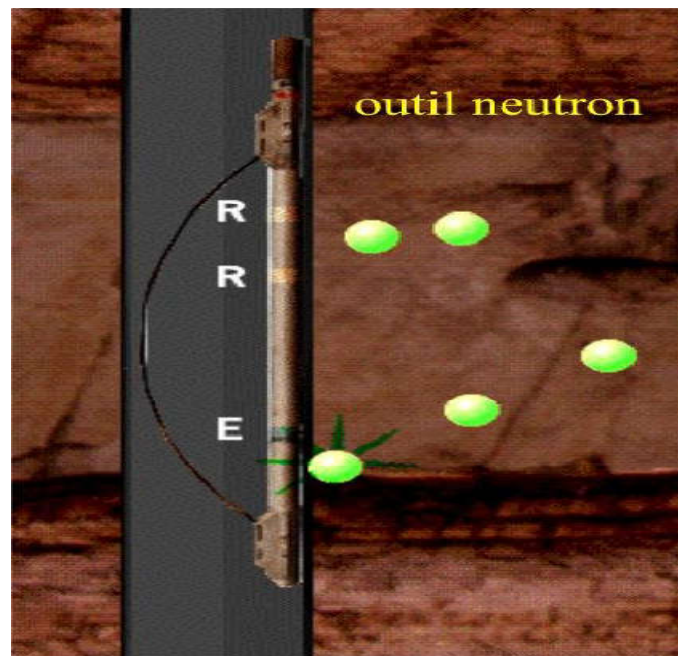


Fig. (II.6) : Principe de mesure de la diagraphie neutron

Source : Document Schlumberger

Dans le cas des formations argileuses, la porosité Φ_{NC} est liée au volume d'argiles V_{sh} par la relation :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} \cdot \Phi_{Nsh} \dots (2)$$

Φ_{Nsh} : est la porosité neutron des argiles.[2]

2. Applications

Ainsi, les principales applications des diagraphies neutrons sont la détermination de la porosité des formations et l'identification, par combinaison avec d'autres diagraphies, de la lithologie du réservoir et de la nature des fluides contenus dans les pores. Par ailleurs, le type de distribution des argiles ainsi que leur volume peuvent être mis en évidence à travers ces combinaisons.[2]

II.4.3.3. Diagraphies soniques

Elles mesurent les temps de propagation, le long des parois du puits, d'une onde acoustique P pour parcourir la distance émetteurs-récepteurs. Le temps de parcours Δt ($\mu s/ft$) dépend de la nature lithologique, de la porosité et du type de fluides contenus dans les pores.

Le temps de parcours est traduit en porosité sonique par la relation :

$$\Phi_S = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \dots (2)$$

Avec Δt_{ma} : temps de parcours de la matrice.

Δt_f : temps de parcours de la boue.

Dans le cas des formations argileuses, la porosité sonique corrigée Φ_{SC} est exprimée par :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} \cdot \Phi_{Ssh} \dots (2)$$

Où Φ_{Ssh} est la porosité sonique des argiles :

$$\Phi_{Ssh} = (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \dots (2)$$

Où Δt_{sh} est le temps de parcours des argiles.

Les applications des diagraphies soniques sont similaires à celles des diagraphies neutrons et de densité.[2]

II.4.4. DIAGRAPHIE AUXILIAIRES

II.4.4.1. Diagraphie de thermométrie

La température des formations est mesurée à l'aide d'un thermocouple dont l'élément sensible est un filament métallique dont la résistance varie avec la température. Le gradient géothermique dépendant de la lithologie, ses variations peuvent caractériser des changements lithologiques, en

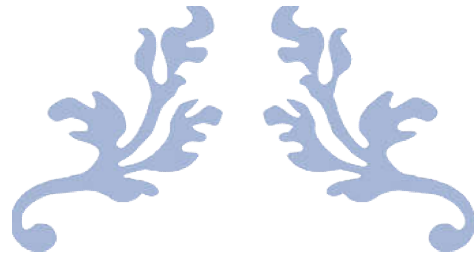
particulier la présence de couches d'évaporites ou de charbon, d'intrusions volcaniques, ou de roches poreuses contenant du gaz.[4]

II.4.4.2. Diagraphie de diamétrage

Le diamètre d'un trou de forage est en principe légèrement supérieur à celui du trépan. En fait, il varie avec la cohésion des roches traversées, leur porosité, leur texture, leur structure et la diagenèse qu'elles ont subie. Au droit des roches poreuses et perméables, on observe un rétrécissement léger du diamètre dû au dépôt d'une couche constituée par les éléments solides de la boue, qui ne peuvent pas pénétrer dans les pores des roches (le terme américain est mud-cake, ce qui se traduit littéralement par « gâteau de boue »). Les graviers et sables non consolidés peuvent s'ébouler, les argiles et les roches fracturées s'effriter, occasionnant de fortes augmentations de diamètre du trou et souvent son ovalisation. En revanche, des argiles gonflantes ou sous compactées réduisent le diamètre du trou et peuvent même bloquer le trépan ou la sonde diagraphique.[4]

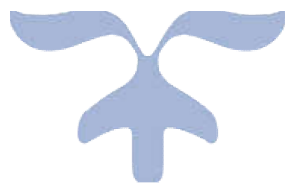
II.4.4.3. Diagraphie de teste

Nous offrent par ses mesures, le moyen de déterminer le volume du réservoir propre, la productibilité d'une formation, la nature et la composition des fluides déplaçables, et prédire le comportement du réservoir durant la production. Dans ce type de diagraphie on note les MDT, RDT et RCI.[4]



CHAPITRE III

CONCEPTION DES
OUTILS DE MESURE
DE PRESSION



Introduction

La descente de sondes dans les puits par câble électrique remonte à 1927, année où le premier diagramme fut enregistré par les frères Schlumberger. Dans les années qui suivirent un effort fut entrepris pour effectuer des opérations auxiliaires sur les câbles telles que perforation des tubages par canons à balles puis par charges creuses, prise d'échantillons de paroi, torpillage au niveau des couches, etc.[1]

III. 1. Objectifs d'un Test de Pression

L'objectif d'un test de pression de formation est de déterminer la nature et les contacts des différents fluides existants dans le réservoir, les outils de mesure de pression permettent également de prélever des échantillons qui sont une représentation réelle du fluide de la formation. De ce fait un test de pression de formation constitue un DST ponctuel dans le réservoir.[1]

III.2. Les outils utilisés aux essais de parois

III.2.1. Historique de l'utilisation des outils de mesure de pression

Depuis 1948 L'idée de prendre des échantillons de fluide est due à M. Schlumberger qui a essayé dès 1950 les " balles suceuses " ; celle s-c i, tirées à la place des balles de carottier latéral, récupéraient quelques centimètres cubes de fluides. Au fil des années l'évolution de la technologie a permis l'introduction d'outils extrêmement performants et fiables.[1]

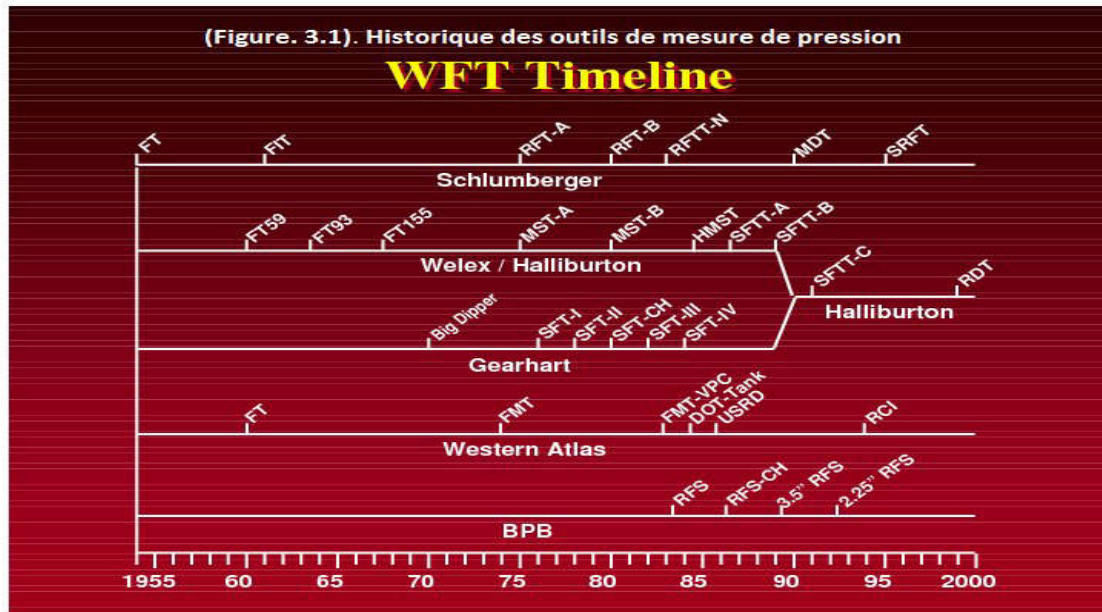


Fig.(III.1) :Historique des outils de mesure de pression.

III.2.1.1. Le FT et FIT (Formation Tester, Formation Interval Tester)

Le premier "tester" de formation sur câble a été construit, mis au point et commercialisé vers 1955.

Le FT possédait un seul patin d'environ 0,40 m de longueur et 0,15 m de largeur (Figure. III.2). Le bloc de tir au centre du patin pouvait contenir des balles ou une charge creuse. Une feuille d'élastomère collée à ce bloc assurait l'étanchéité autour de la zone testée.

L'ensemble était indépendant du support d'acier pour pouvoir se conformer exactement à la paroi du sondage. Un patin arrière venait prendre appui sur la paroi opposée.

L'ouverture était hydraulique, la puissance provenant de l'action de la boue sur un piston différentiel. En conséquence, l'appareil ne fonctionnait qu'une fois par descente.

La récupération du fluide s'effectuait dans un ou deux réservoirs, ce qui permettait d'obtenir un ou deux échantillons consécutifs provenant du même niveau, cette dernière technique permettait de déterminer l'évolution de la composition de l'effluent au cours de l'essai. Un enregistrement de la pression de la ligne d'écoulement était fait, de même que celui de la PS, à l'aide d'une

électrode sur le câble au-dessus de l'outil pour déterminer la position dans le sondage avec précision par rapport aux diagraphies.

Finalement, après la fermeture du ou des réservoirs d'échantillonnage, une égalisation de la pression hydrostatique de la boue de part et d'autre du patin permettait son décollage de la paroi. Le FT est maintenant abandonné.

Ensuite est apparu le FIT de la (Figure.III.3) qui comporte deux petits patins d'étanchéité et effectue un double test comme le montre schématiquement la (Figure. III.4). Cet appareil comme le FT n'effectue qu'un test par descente ; il permet de récupérer un échantillon de 3,785 litres ou 10,400 litres. Cet échantillon est extrait lentement grâce à un "coussin d'eau" qui doit passer à travers une Duse lors du remplissage du réservoir, comme l'indique la (Figure. III.4). Après un positionnement précis grâce à une électrode sur la partie isolée du câble qui permet d'enregistrer la PS, l'évolution de la pression au cours de l'échantillonnage est également enregistrée.[1]

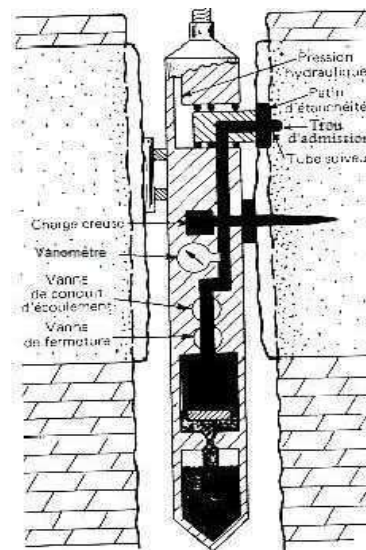
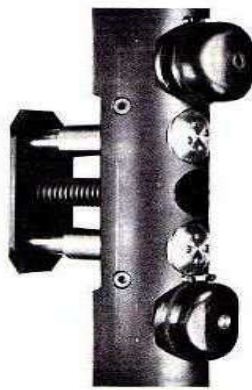
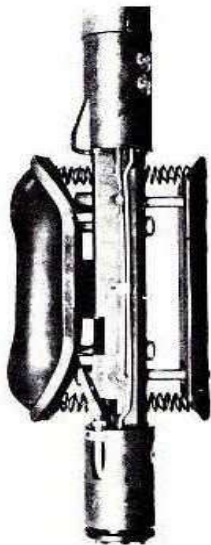


Fig. (III.2) : le FT

Fig. (III.3) : Le FIT

Fig. (III.4): Schéma de FIT

Source : Document Schlumberger

source : Document Schlumberger

III.2.1.2. Echantillonneur répétitif (RFT)

L'échantillonneur répétitif peut effectuer un nombre illimité des tests de pression dans le puits au cours de la même descente. Comme le FT, le RFT comporte un patin porteur d'un packer d'étanchéité et un patin arrière qui prend appui sur la paroi opposée. L'ouverture est hydraulique mais avec une pompe actionnée électriquement de la surface. Les séquences d'opération sont commandées par des électro vannes et peuvent donc être répétées indéfiniment.

Ces tests comportent la prise d'un échantillon de 20 cm³, "prétest ", pendant le quel une remontée de pression est faite et la prise de deux autres échantillons de 3785 cm³ et 10400 cm³ à la suite de l'un quelconque des prétests.

On voit sur la (Figure. III.5) une photo graphique de l'outil RFT (RepeatFormation Tester) en position fermée et ouverte.

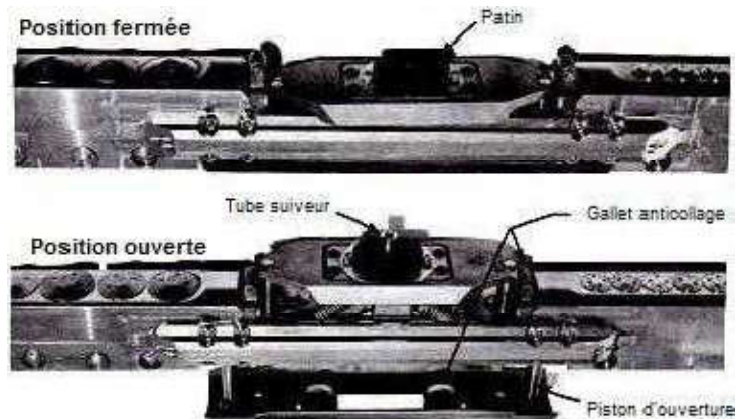


Fig. (III.5) : RFT source : document Schlumberger

D'autant plus que la pression de formation est un paramètre très important pour l'exploitation.
[10]

III.2.1.3.MDT

Fournit une série de mesures de pression qui permettent de déboucher sur d'autres informations à caractères pétrophysiques, structuraux ou sédimentologique.[10]

✓ *Principe de l'outil MDT*

Le MDT est une sonde utilisée essentiellement dans un trou ouvert. Il est principalement employé pour mesurer la répartition des pressions verticales dans un réservoir et prélever des échantillons des fluides de formations à plusieurs profondeurs.

Au cours d'une seule descente dans le sondage, le MDT peut effectuer un nombre illimité de mesures précises de pression. En effet, il permet la mesure de la pression du réservoir le long d'un puits à plusieurs profondeurs. Ces mesures seront ensuite plotées en fonction de la profondeur absolue pour obtenir les gradients de pression des fluides sur le profile de pression et calculer par la suite leur densité.

A partir, de ces diagrammes de pression de formation, on aura les positions des contacts « gaz-huile- eau » pour évaluer les différents degrés de communication entre ces contacts (GOC et OWC et GWC). Une fois descendu, le MDT peut être utilisé autant de fois que cela est souhaitable au niveau d'un même point de mesure et à toute profondeur désirée indépendamment de la pression de la boue.[10]

✓ *La configuration de l'outil MDT*

Le MDT est représenté par un ensemble de modules (d'où son nom *Modular*»), ce qui permet la reconfiguration de l'outil selon les mesures souhaitées en fonction des besoins d'acquisition.

Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour pouvoir comprendre le choix des modules.[8]

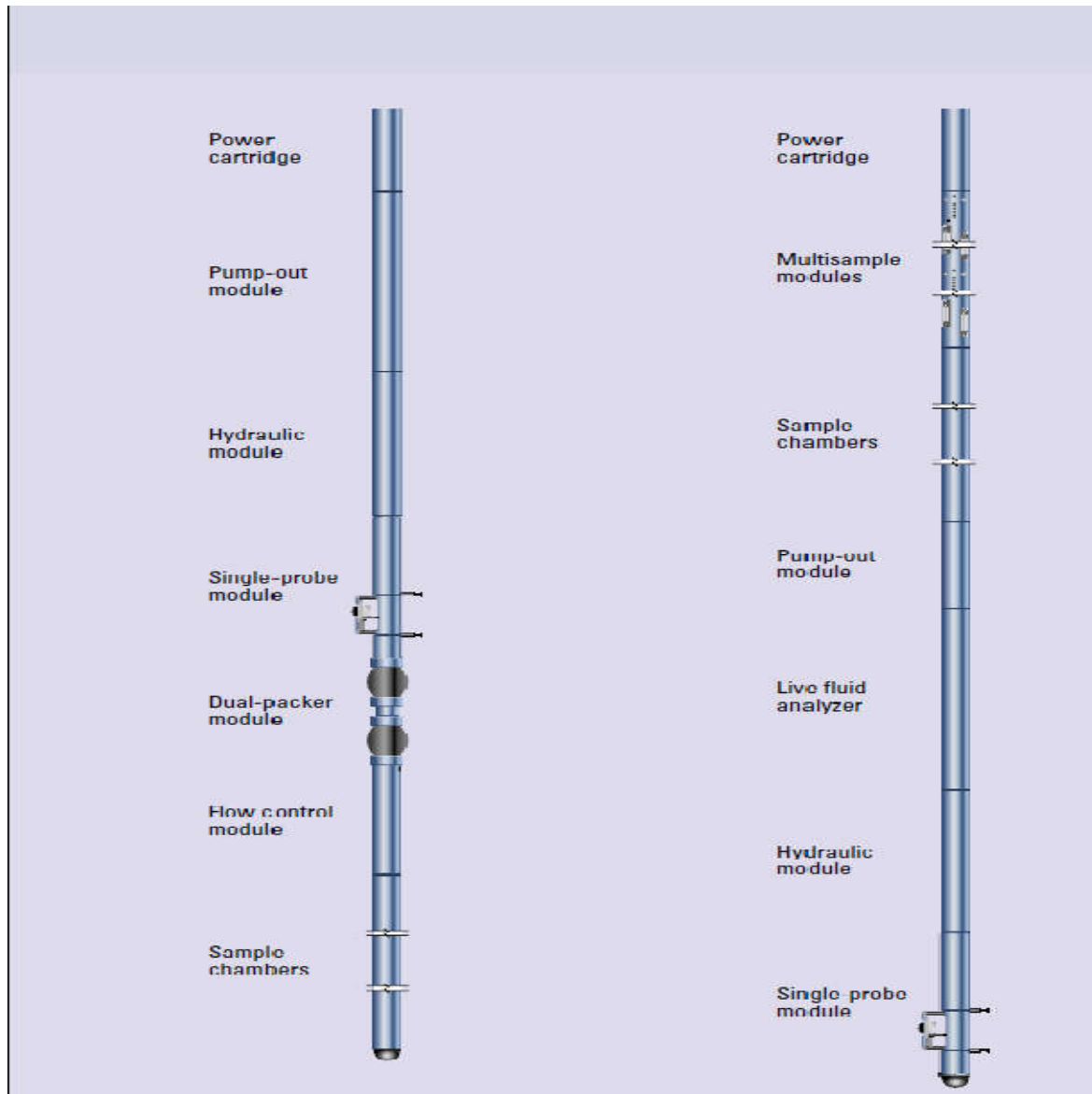


Fig. (III.6): Présentation de l'outil MDT avec tous ses modules.

1. Module d'énergie électrique

Toujours placé en haut de la tige de l'outil, il convertit le courant alternatif injecté à la surface en courant continu qui va alimenter les autres modules du MDT.[8]

2. Module d'énergie hydraulique

Placé à n'importe où sur la tige de l'outil, il contient un moteur électrique qui actionne une pompe hydraulique pour pomper un volume constant de fluide à chaque tour du moteur, ce qui permet de régler le volume désiré à extraire.[8]

3. Le module Single Probe

Il est utilisé pour les mesures de pression dans la formation. Une valeur approximative de la mobilité du fluide au voisinage du *Probe* peut être calculée à partir des données acquises.[8]

Un nombre important de caractéristiques du module sont détaillées dans ce qui suit :

3.1. La mesure de pression

➤ Pourquoi commencer par les Mesures de Pressions ?

Il est préférable de commencer par les mesures de pressions appelées aussi Pré-Tests avant l'échantillonnage pour les raisons suivantes :

- Avoir une idée sur la perméabilité afin de mieux choisir les points d'échantillonnage.
- Diminuer les risques liés à l'échantillonnage comme les coincements et les pannes.
- Avoir une information sur la nature des différents fluides de formation.
- Le manomètre à quartz du MDT - CQG (compensated quartz gauge) donne une réponse dynamique rapide avec une grande précision sur les mesures. Un autre manomètre est aussi utilisé, c'est le manomètre à jauge de contrainte (Strain gauge).[8]

3. 2. Les prés tests

Quand la sonde est plaquée contre les parois du puits, un mini test est effectué appelé « Prétest ». Le volume du prétest standard est de 20cm³. Cependant, dans une formation à faible perméabilité, un prétest de 20cm³ nécessite un temps considérable pour que la pression remonte à la pression de formation. Dans ce type de formation, la possibilité de blocage de l'outil ou du câble est assez grande. Pour éviter ce problème, le pré test volumétrique a été introduit. Un volume de pré test inférieur à 20cc peut être sélectionné et spécifier à chaque prétest. (Schlumberger, 1996) [8]

3. 3. Les mesures de résistivité

Une cellule de mesures de résistivité est incorporée dans la conduite de prélèvement (*Flow line*). Ceci permet l'identification de l'huile ou l'échantillon de l'eau de la formation.[8]

3. 4. Vanne d'isolation

Elle est utilisée pour isoler le *flow line* du système de mesure pendant le pré test. Son ouverture permet de laisser passer le fluide de la formation vers la sonde, et sa fermeture de l'emprisonner à l'intérieur.[8]

3. 5. Vanne de compensation (égalisation)

Elle permet d'équilibrer la pression hydrostatique entre les *packers* et l'extérieur à la fin du test. Ceci aide à la rétraction de l'outil. La chambre du prètest est vidée grâce à cette vanne à la fin du test ; elle reste ouverte pendant l'enregistrement dans le puits, ainsi les senseurs de pression peuvent détecter la pression hydrostatique.[8]

4. Le Dual Packer

✓ **Packers** : Patins en caoutchouc qui sont appliqués contre les parois du puits pour isoler la zone à tester de la colonne de boue. Ils se trouvent de part et d'autre de la sonde (Figure. III.7)



Fig. (III.7) :Présentation du Dual Packer.

Mini-DST with Straddle Packer

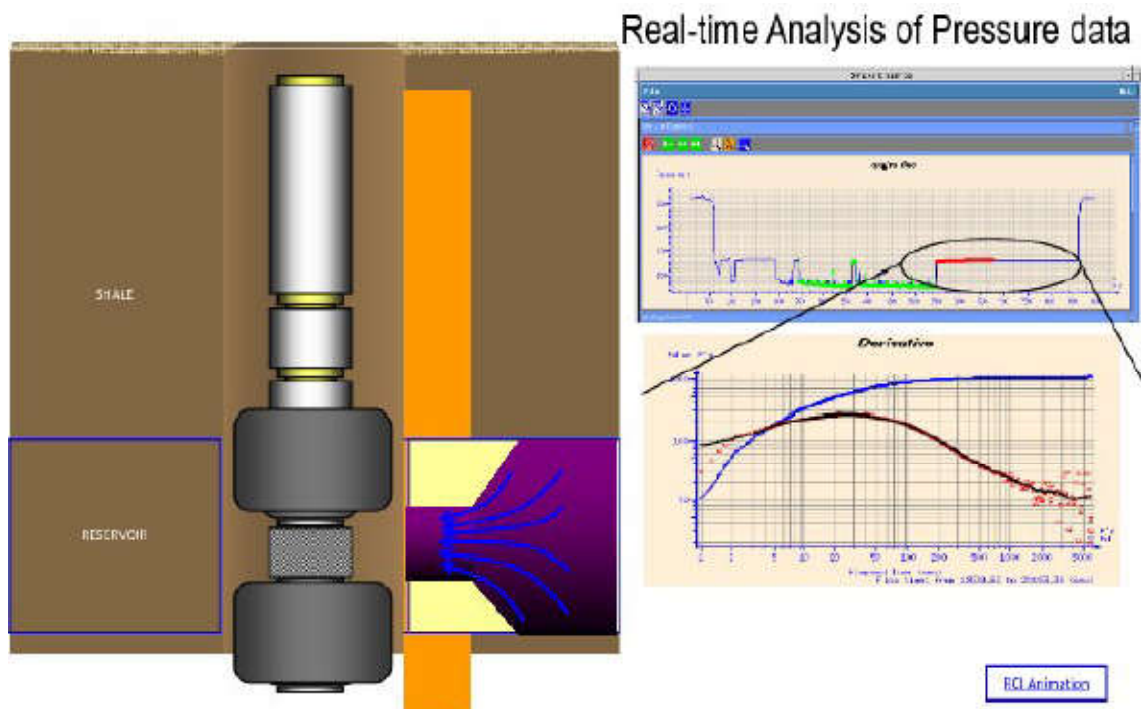


Fig. (III.8) : Présentation du Dual Packer.

Ce module utilise deux *packers* gonflables, distants de 3m l'un de l'autre pour isoler une section du puits. Les *packers* sont gonflés en utilisant le «*pumpout*» module (pompe le fluide, généralement la boue dans les éléments du *packer*).

Les *packers* peuvent être gonflés et dégonflés autant de fois dans le puits. Le *packer* est particulièrement utile dans les formations peu perméables ou vacuolaires. L'aire du puits séparé par *packer* est 4000 fois plus grande que celle de la sonde. Toutefois, la pression de la formation est plus rapidement mesurée qu'avec le *Single Probe*. (Schlumberger, 1996) Dans les formations fracturées, il y a une grande probabilité que la sonde pénètre une fracture. Dans ce cas, la pression mesurée va correspondre à la pression de la colonne de boue puisque généralement la fracture communique directement avec la boue ; toutefois quand le *packer* est utilisé, une isolation de 3m du puits qui pourrait inclure la fracture est assurée de la colonne de boue. Ainsi, la pression de la formation peut être mesurée.[8]

5. L'échantillonnage

La difficulté majeure qui handicapait l'échantillonnage avec les anciens outils est la contamination avec le filtrat de boue. Grâce au MDT, le fluide de formation qui entre dans l'outil est remis dans le forage jusqu'à ce qu'il soit jugé représentatif de la formation par les ingénieurs à la surface, on peut donc garder l'échantillon.[8]

5.1. La chambre d'échantillonnage standard

Différentes configurations sont possibles. La configuration la plus simple, est d'avoir deux chambres d'échantillonnages : Une à un (01) gallon et la seconde à 2,75 gallons. Ce qui permet la prise de deux échantillons lors d'une descente dans le puits.

Si un nombre plus grand d'échantillons est requis, deux modules sont alors connectés ensemble. Le principal inconvénient pour les opérations de *Wireline* est le poids de l'outil lorsque tous les modules sont combinés. (Figure. III.9) Il y a aussi la possibilité de placer une seule chambre d'une capacité de 6 gallons à l'extrémité de l'outil.[8]

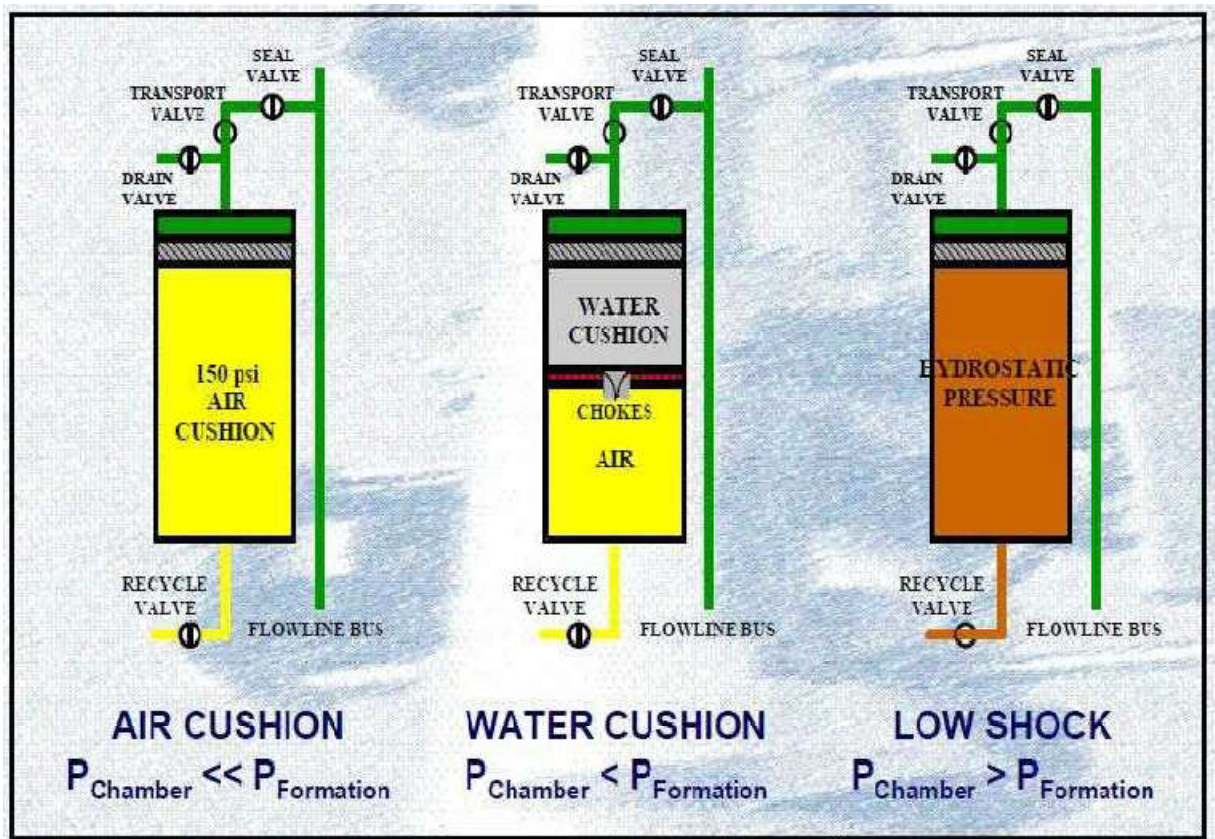


Fig. (III.9) : Chambre d'échantillonnage. Source : Document Schlumberger

5.2. Le module du multi-échantillonnage

Il est équipé de six bouteilles d'échantillonnage de 450cc chacune. L'intérêt de ce module consiste en l'obtention de six petits échantillons représentatifs du réservoir en une seule descente dans le puits. Chaque bouteille est facilement détachée et envoyée au laboratoire (PVT). (Figure. II.10)[8]

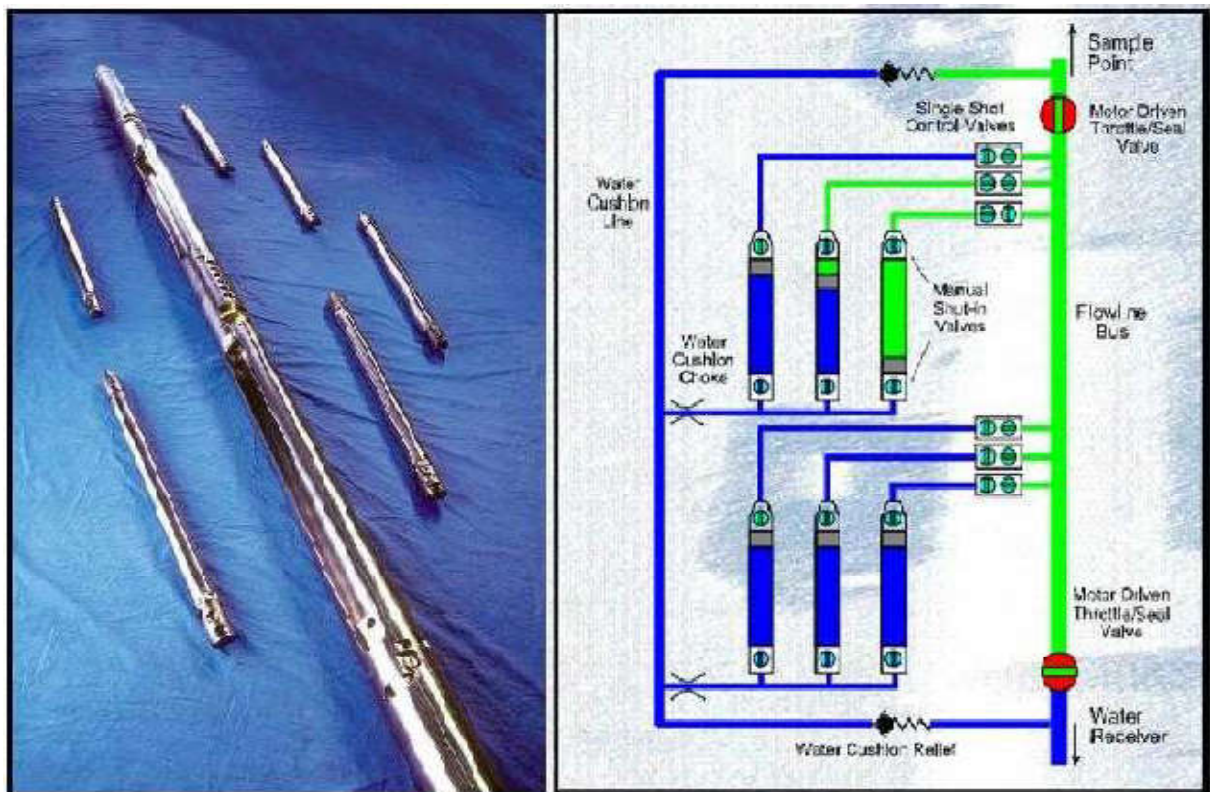


Fig. III.10 : Le module de Multi-Échantillonnage. Source : Document Schlumberger

6. Le Module Pump-Out

La quantité de l'échantillonnage peut être contrôlée en utilisant ce module. Il sert à pomper le fluide du *Probe* dans la colonne de boue à travers le *flow line* jusqu'à ce qu'un échantillon sans filtrat de boue soit identifié. Cette identification est faite par l'utilisation de la mesure de la résistivité à l'intérieur du *flow line* au voisinage du *Probe* ou à l'aide d'un autre module plus sophistiqué « OFA » (Optical Fluid Analyzer) qui permet l'identification du fluide. Le module « Pump-Out » contient deux pompes symétriques d'une capacité de pompage de 585cc. (Figure. III.11)[8]

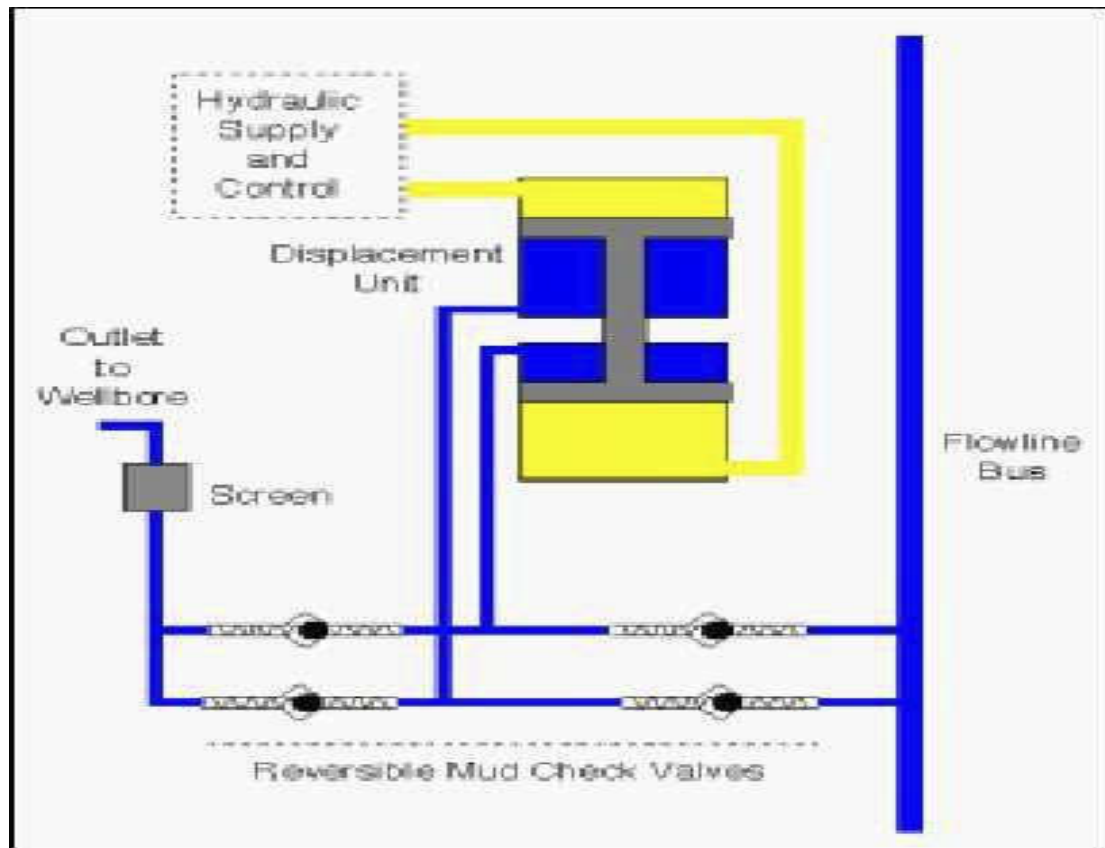


Figure. III.11 : Le module Pump-out. Source : Document Schlumberger

7. Module de contrôle de flux (Optical Fluid Analyzer)

L'analyseur optique du fluide est désigné pour identifier la composition du fluide dans le flowline. Il y a deux cellules optiques indépendantes à travers lesquelles passe le flowline. Une cellule est destinée pour la détection du liquide et l'autre pour la détection du gaz. [8]

✓ Analyse des liquides

L'intensité de la lumière transmise est mesurée à différentes distances et le spectre d'absorption est échantillonné. La couleur du liquide donne un paramètre en plus pour l'identification du fluide. C'est fonction de la longueur d'onde dominante qui n'est pas absorbée. Par exemple, le condensât peut apparaître jaune clair ou jaune paille alors que le brut est noir. Le Diesel et le fuel sont de couleur marron. Les analyses des domaines du Visible et du Proche infrarouge du spectre permettant la différenciation entre le filtrat de boue à base d'huile et le brut. [8]

✓ Les analyses du gaz

La présence du gaz est détectée par l'utilisation du principe de la réflexion interne totale du rayonnement lumineux.[8]

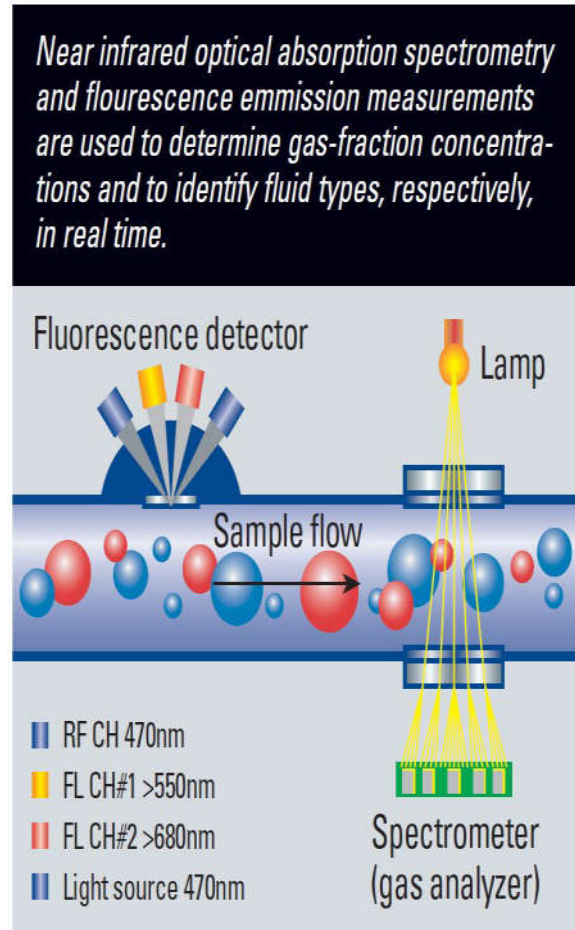
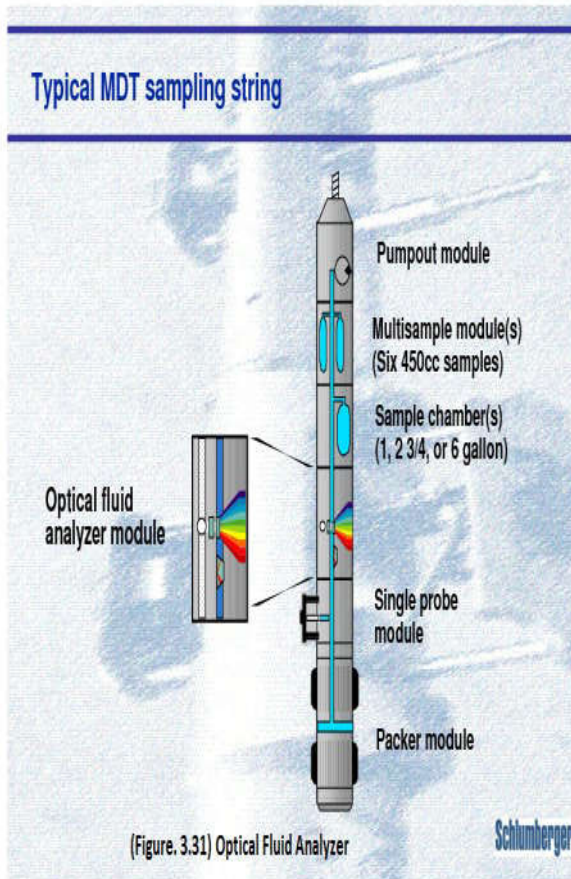


Figure. (III.12): Optical Fluid Analyzer

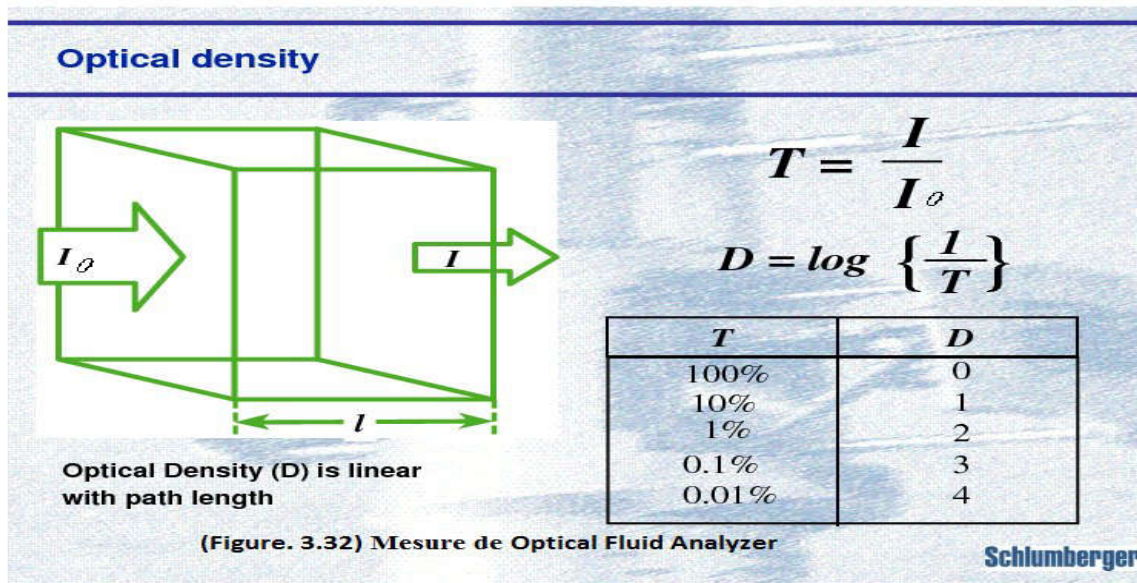


Fig. (III.13): Mesure de opticalfluidanalyzer.

✓ Limitations

Il y a quelques limitations pour la sélection des points où les mesures peuvent être effectuées.

1. Le diamètre du puits

Il y a une limitation sur le diamètre d'inflation maximum des *packers*, ceux-ci sont montrés.

Si le diamètre du puits est de 14'', il ne sera possible de gonfler les *packers* dans ces zones.

Lorsque le *Single Probe* est utilisé avec le *Dual Packer*, il y a une limitation supplémentaire sur le diamètre maximum de puits, ceci ne doit pas être supérieur à 10,5'', car les *packers* gonflables centrent l'ensemble de l'outil dans le trou.

2. Les zones à larges fractures :

Il ne sera pas possible de forcer le *packer* contre les larges fractures puisque la distance entre les deux *packers* est de 3m seulement.

✓ Mesures effectuées par le MDT

1. Mesure de pression pendant le prétest

Le MDT permet d'effectuer un nombre illimité de mesures de pression pendant une descente dans le sondage. Trois informations différentes sont enregistrées à chaque point :

- La pression hydrostatique (à l'intérieur de la colonne de boue).
- La pression de fermeture (pression de formation) : qui est obtenue en soutirant une petite quantité de fluide.
- de fluide de formation dans la couche réservoir.

La pression est enregistrée du début de l'échantillonnage jusqu'à sa stabilisation en fonction du temps.[10]

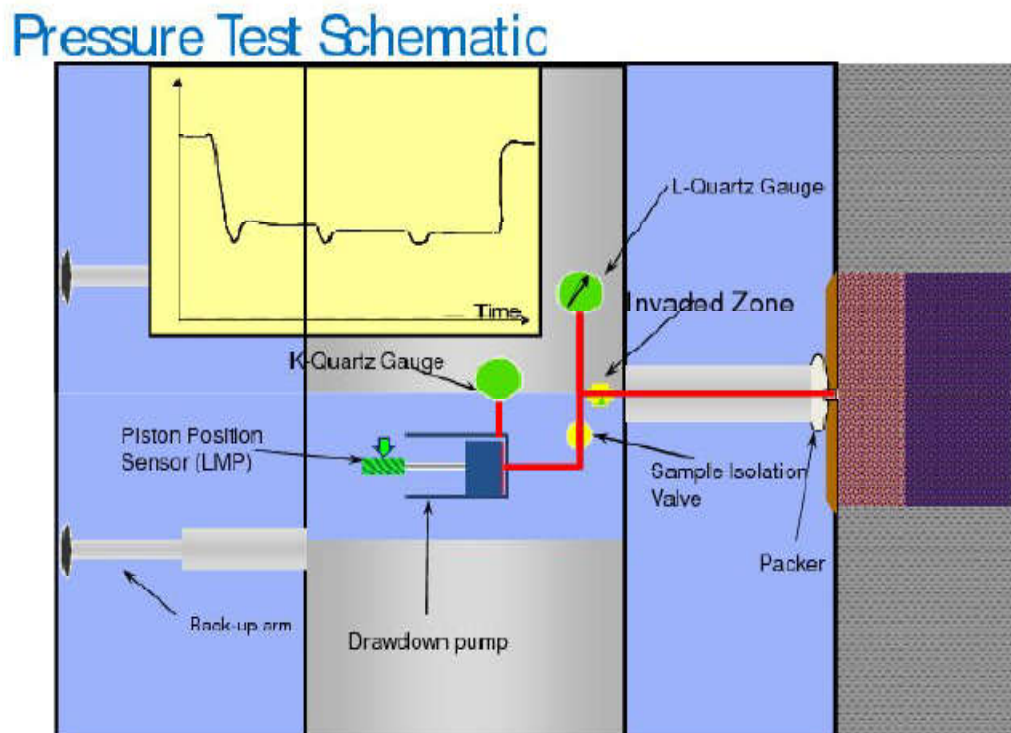


Fig. (III.14) : Mesure de pression hydrostatique.

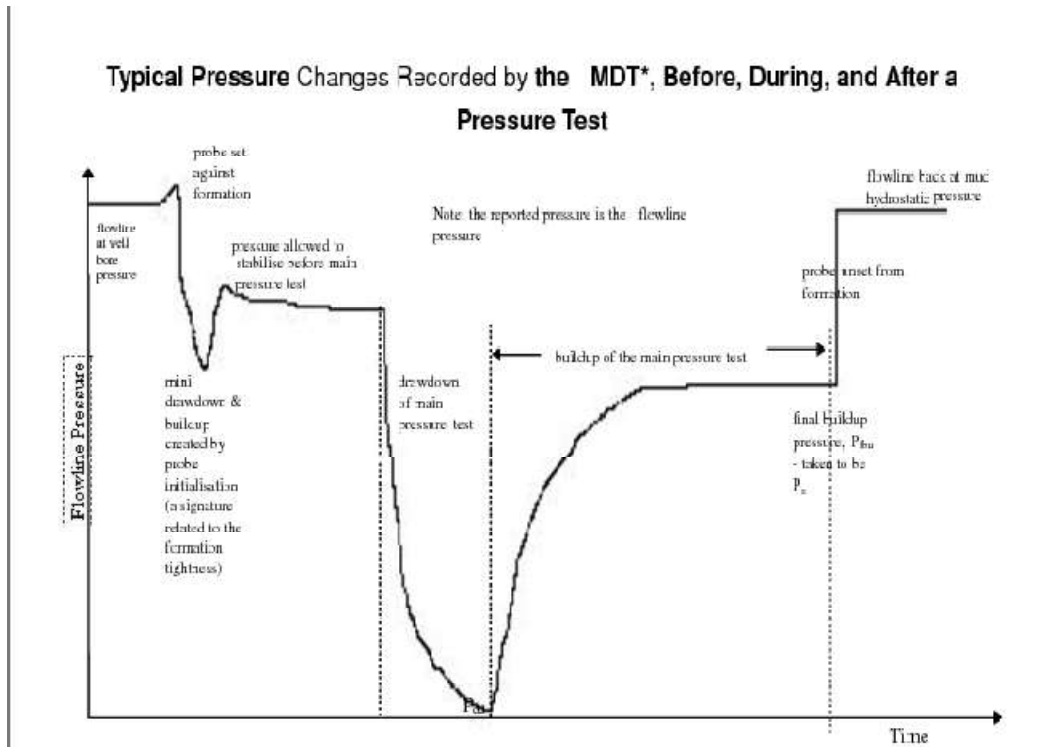


Fig. (III.15) : Mesure de pression hydrostatique.

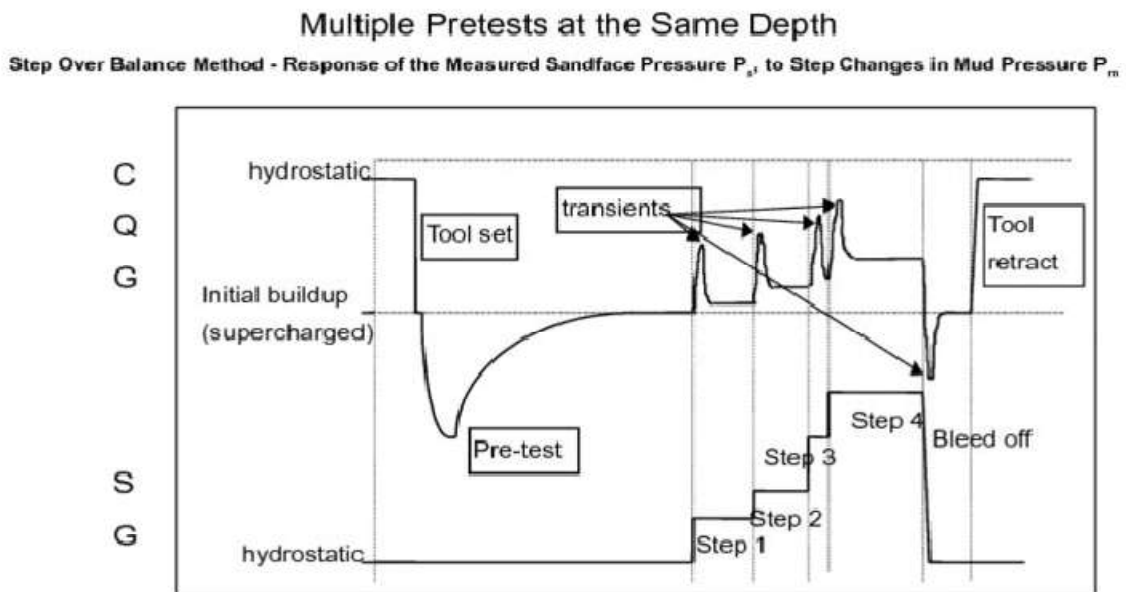


Fig. (III.16) : Mesure de pression hydrostatique.

2. Analyse du prétest

La pression est mesurée en fonction du temps. On commence par mesurer la pression hydrostatique de la colonne de boue avant l'ouverture de la vanne d'isolation ; après son ouverture la pression baisse successivement pendant le test. Cette pression va remonter quand il sera fini pour se stabiliser après un laps de temps T et donner la pression de la formation. A la fin, en fermant la vanne, la pression revient à sa valeur initiale, autrement dit la pression hydrostatique qui doit être la même que celle mesurée avant l'ouverture de la vanne, comme le montre le diagramme ci-dessous

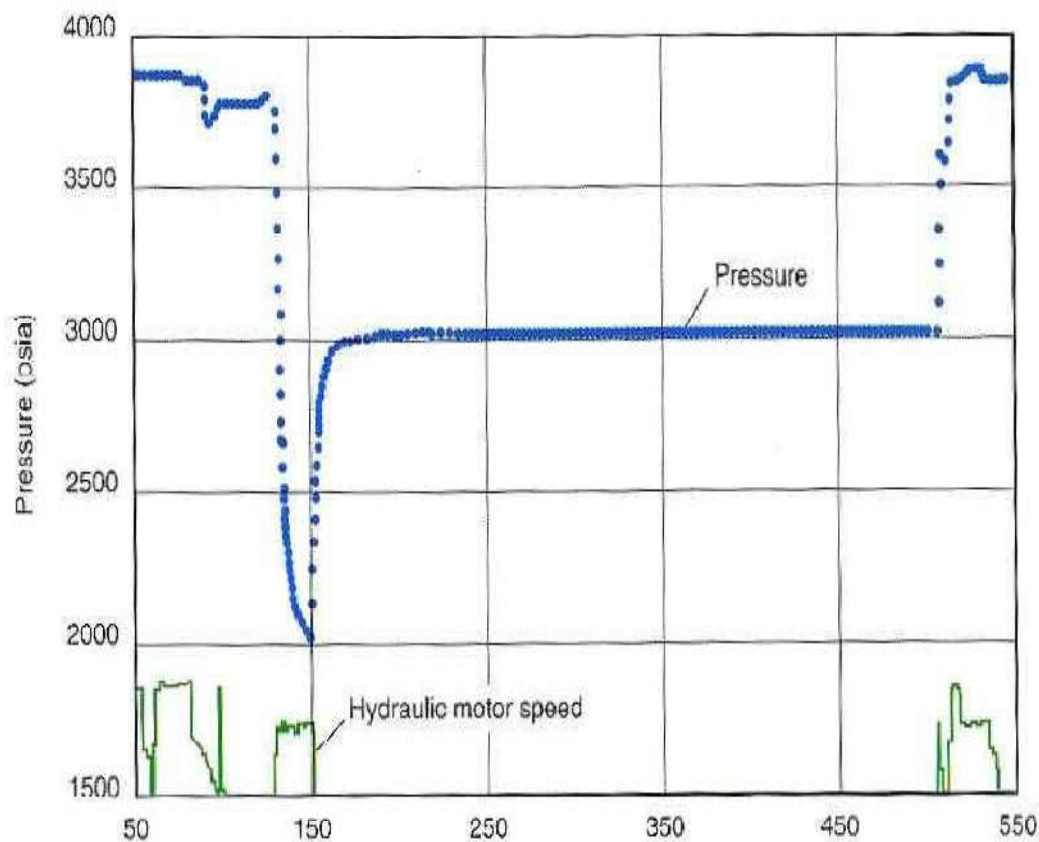


Fig. (III.17) : Mesure de pression hydrostatique.

On utilise les jauges de stabilisation pour stabiliser la pression. Il en existe 3 types dont la différence se situe dans la rapidité, la stabilisation et la précision dans la mesure de pression . [10]

3. Analyse de la pression hydrostatique

Comme on l'a décrit précédemment, la pression à l'intérieur du sondage est enregistrée systématiquement avant et après chaque cycle de mise en place. Les pressions ne doivent pas s'écarter de un ou deux PSI. La pression hydrostatique ainsi obtenue doit être représentée continuellement en fonction de la profondeur pendant l'opération. Le diagramme obtenu (le profil de pression) doit faire apparaître un gradient de pression correspondant à la densité de la boue. Des points sont alignés selon un gradient exprimé par :

$$[dP/dZ = P \cdot G \text{ densité du fluide, } g = \text{accélération de gravité}]$$

Pour convertir la mesure du gradient de pression en (PSI/m) en une densité de boue exprimée en (gr/cm³), on utilise la relation suivante :

$$\text{Densité du fluide (gr/Cm}^3\text{)} = \text{gradient de pression (psi/m)} / 1,422$$

G : Gradient de pression (Psi/m) Pr : Profondeur (m)

d : Densité du fluide en place (g/cc)

P : Pression (Psi)

- Si $d < 0,4$ g/cc, le réservoir est saturé en gaz.
- Si $0,4 < d < 0,6$ g/cc, le réservoir est saturé en condensat.
- Si $0,6 < d < 0,87$ g/cc, le réservoir est saturé en huile.
- Si $0,87 < d < 0,9$ g/cc, le réservoir est saturé en huile lourde.
- Si $0,9 < d \leq 1$ g/cc, le réservoir est saturé en Eau douce.
- Si $d > 1$ g/cc, le réservoir est saturé en Eau salée.[10]

4. La mobilité des fluides

La mobilité est le rapport entre la perméabilité et le coefficient de viscosité a.

$$M = K / A$$

Avec

M : mobilité en md/cp

K : perméabilité en milli darcy

A : coefficient de viscosité en centpoise.[10]

5. Analyse de la pression de formation

Après avoir choisi les valeurs de pression stabilisées à chaque profondeur du réservoir et éliminer les points anormaux qui peuvent être dus soit aux surcharges, soit aux points non

perméables (compacts) ou encore à des fuites au niveau des *packers*. Nous obtenons les gradients de pression de formation de la même manière que celle obtenue avec la pression hydrostatique et donc le profil de pressions de la boue et du réservoir sera ainsi dressé.

A partir du profil de pression obtenu, les points alignés sont représentatifs d'un certain type de fluide. L'intersection de ces lignes nous donne la profondeur des différents contacts (Gaz-Huile-Eau). (Figure. III.18)[10]

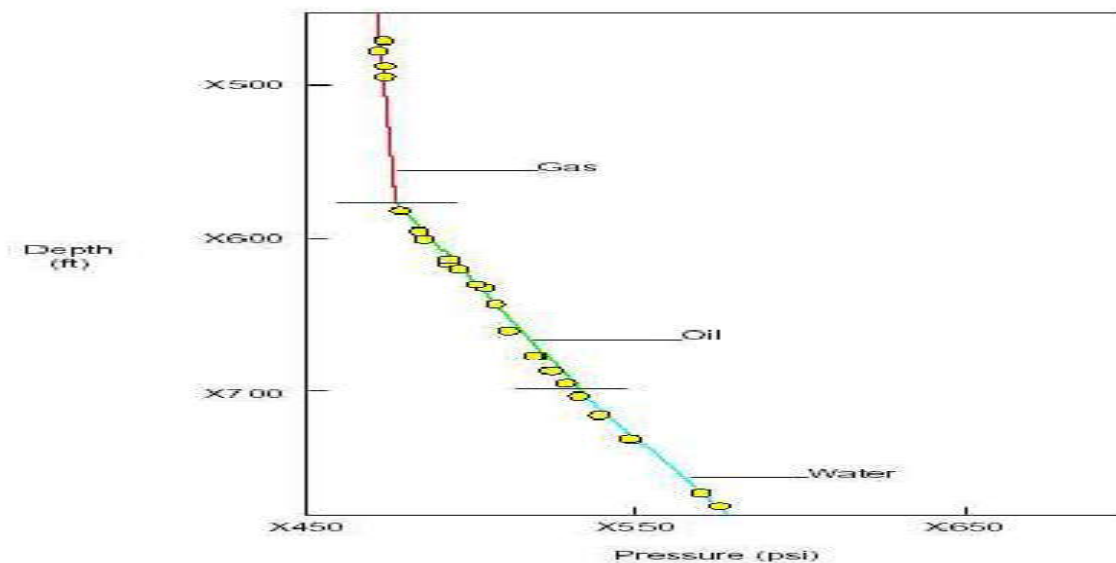
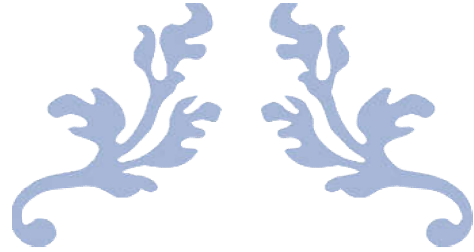


Fig. (III.18) Exemple d'un profil de pression

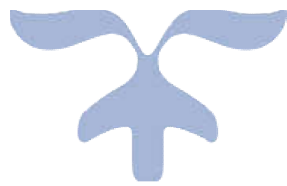
➤ **Surcharge** : Invasion du filtrat de boue dans le voisinage immédiat du trou de forage, elle représente une augmentation de pression par rapport à la pression réelle.

III.5. L'échantillonnage du fluide

Dans le but d'obtenir une haute qualité d'échantillonnage, les contaminants dans le filtrat de boue doivent être enlevés et la pression d'échantillonnage doit être soigneusement contrôlée pour éviter la chute au-dessus du point de bulle. La pureté de l'échantillon est assurée par l'utilisation simultanée du module OFA et la mesure de résistivité du *Single Probe*. [10]



CHAPITRE IV
EVALUATION DES
PARAMETRES
PETROPHYSIQUE



Introduction

L'interprétation des diagraphies différées a pour but de définir le modèle géologique qui se rapprocherait le plus de la réalité, en manipulant l'ensemble des enregistrements de diagraphies. L'introduction des données autres que celles diagraphiques permet, dans certains cas, d'affiner le modèle. Ainsi, la caractérisation d'un réservoir permet, dans un premier temps, l'évaluation des paramètres pétrophysiques. Les plus importants dans les réservoirs pétroliers sont la porosité, la perméabilité K et les saturations. Dans une seconde étape, une analyse qualitative est indispensable.

En relief l'identification minéralogique, particulièrement, des argiles, la détermination lithologique des formations du réservoir et des principaux liants, autres que les argiles, ainsi que la distribution des fluides dans l'espace poreux.

Le but de cette étude est l'évaluation des paramètres pétrophysiques des réservoirs du Silurien Argilo-Gréseux (S.A.G F6) (unités : A2, A1, M2) traversés par le forage BBKPNE-1 afin de déterminer la nature des fluides. Dans ce chapitre, notre étude portera sur l'interprétation diagraphique qui sera divisée en deux grandes parties :

- Interprétation qualitative.
- Interprétation quantitative. [3]

IV.1. LES PARAMETRE PETROPHYSIQUES

I.1.1. La porosité

✓ *Porosité sonique*

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, qui est donnée par :

$$\Delta t = \Phi_f + \rho_{ma} (1 - \Phi) + \Delta t_{ma}$$

$$\Phi_s = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés .

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} \cdot \Phi_{SSH}$$

Φ_{SSH} : Porosité sonique des argiles. [3]

✓ Porosité neutron

On bombarde la formation par des neutrons rapides. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\text{Log } \Phi_n = An + B$$

Elle doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_{ncal} - V_{Sh} \Phi_{nsh}$$

Tel que:

$$\Phi_{ncal} = \Phi_n + 0,04$$

Φ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles. [3]

✓ Porosité de densité

La Porosité de la formation est donnée par :

$$\Phi_d = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec :

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité des argiles.

V_{Sh} : Volume d'argile.

Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

➤ Grés=2.65 g/cm³.

➤ Calcaire=2.71 g/cm³.

➤ Dolomie=2.87 g/cm³.

➤ Argile de 2.7 à 3 g/cm³.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - V_{Sh} \Phi_{dsh}$$

Avec:

Φ_{dSh} : Porosité densité des argiles. [3]

IV.1.2. Détermination de la porosité effective

La porosité effective est déduite par les combinaisons « NEUTRON-DENSITSONIQUE », on appliquant les relations suivantes :

Pour $|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| \leq 5\%$: Dans le cas des huiles et de l'aquifère

$$\Phi_{N-D \text{ eff}} = (\Phi_{DC} + \Phi_{NC}) / 2$$

Pour $|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| > 5\%$: Dans le cas des gaz

$$\Phi_{N-D \text{ eff}} = (7\Phi_{DC} + 2\Phi_{NC}) / 9$$

DANS LE CAS GENERAL :

➤ Si : $\Phi_{NC} < \Phi_{DC}$ alors : $\Phi_U = \Phi_{N-D}$

➤ Si : $\Phi_{NC} > \Phi_{DC}$ alors : $\Phi_U = \Phi_{S-D}$

➤ Si la formation est cavée : $\Phi_U = \Phi_S$

En face des formations cavées non fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités.

En face des formations non cavées fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités effectives. [3]

IV.1.4. Détermination du volume d'argile

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, on distingue :

✓ *Gamma naturel*

Dans cette étude, on utilise la formule suivante pour le calcul de volume d'argile :

$$(V_{sh}\%)_{GR} = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

Avec :

GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GR_{max}: valeur maximale lue en face d'un niveau argileux. [3]

✓ *Neutron*

$$(V_{sh}\%)_N = \Phi_N / \Phi_{Nsh}$$

Avec :

ØNsh : La lecture neutron dans les argiles.

✓ *Résistivité*

$$R_t = R_{sh} / (R_{sh})^b$$

avec : $b=0.5$ à 1

Si : $0.5 < (R_{sh} / R_t) < 1$, $(V_{sh})R = R_{sh} / R_t$

Si : $(R_{sh} / R_t) < 0.5$, $(V_{sh})R = (R_{sh} / R_t)0.5$

R_{sh} : Résistivité de l'argile.

R_t : Résistivité de la zone vierge. [3]

IV.1.5. Détermination de la résistivité de la zone vierge R_t

A l'aide de (AT 90) un macrodispositif on peut lire directement sur le log la mesure R_t .

IV.1.6. Détermination de résistivité de l'eau de formation R_w

Dans cette étude, on détermine R_w par l'intermédiaire de l'abaque GEN-9 de Schlumberger (**Figure.IV.1**). La résistivité de l'eau de formation est déduite de la salinité régionale (320 g/l), elle est de $0.014\Omega m$. [3]

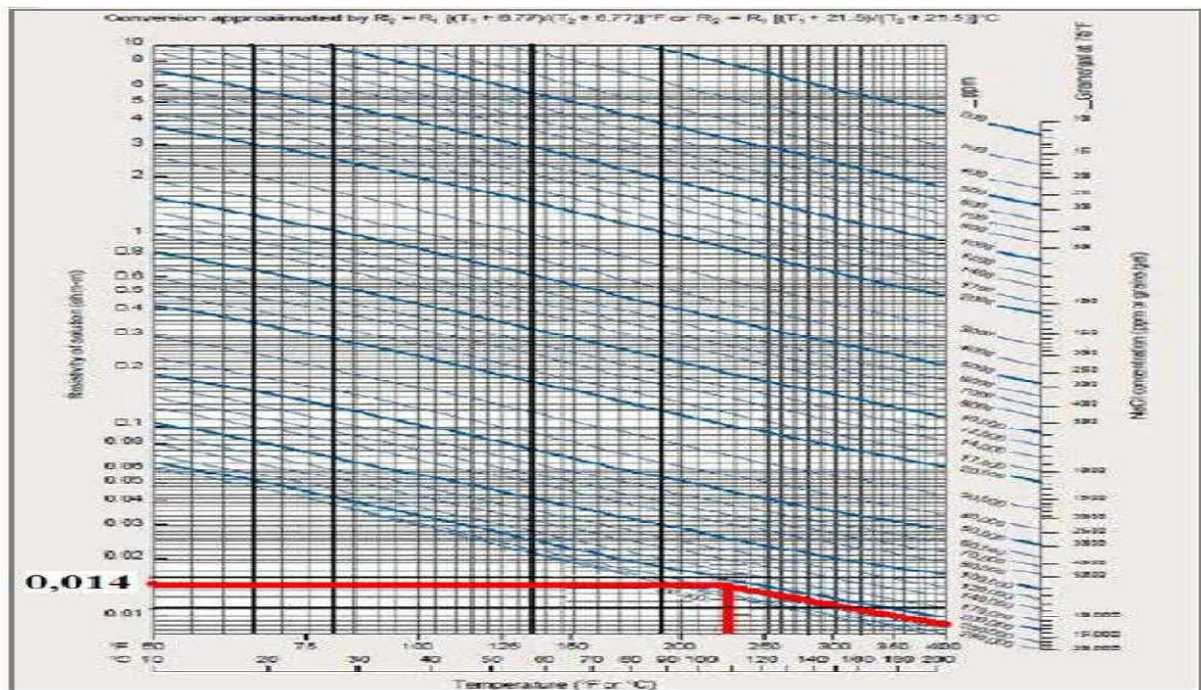


Fig. (IV.1) : Détermination du R_w (abaque GEN-9) Source : Schlumberger

IV.1.6. Détermination de la saturation en eau de la formation

La saturation en eau de formation est déterminée selon la nature du réservoir :

On applique la formule d'ARCHIE :

Dans la zone vierge : $(S_w)^n = F.R_w/R_t = (a.R_w)/(\Phi m.R_t)$

Dans la zone envahie : $(S_{xo})^n = F.R_{mf}/R_{xo} = (a.R_{mf})/(\Phi m.R_{xo})$ [3]

IV.1.7. Détermination de la saturation en hydrocarbures

Elle est liée à la saturation en eau de formation par la relation suivante :

$$SHC = 1 - S_w$$

➤ L'estimation de ces paramètres est consignée dans le tableau ci-dessous :

TOPS DES FORMATIONS**Tableau N°01 : tops des formations**

	Formation	Top prévu (m)	Top réel (m)	Ecart
Trias	Trias argileux	3360	-	-
	Trias carbonaté	3443	3417	26
	TAGI	3553	3533	20
Dév	Siégénien	3604	3564	40
	Gédinnien	3782	3769	13
Silurien	Unité B	3972	4075	-103
	Unité A2	4122	4472	-350
	Unité A1	4262	4572	-310
	Unité M2	4407	4646	-239
	Unité M1	4442	4698	-256
	Unité M0	-	4783	-
	Unité argileuse	4452	4835	-383

NB: Tous les tops des formations du silurien F6 sont plus bas que prévus

Tableau N°02: Paramètres d'interprétation

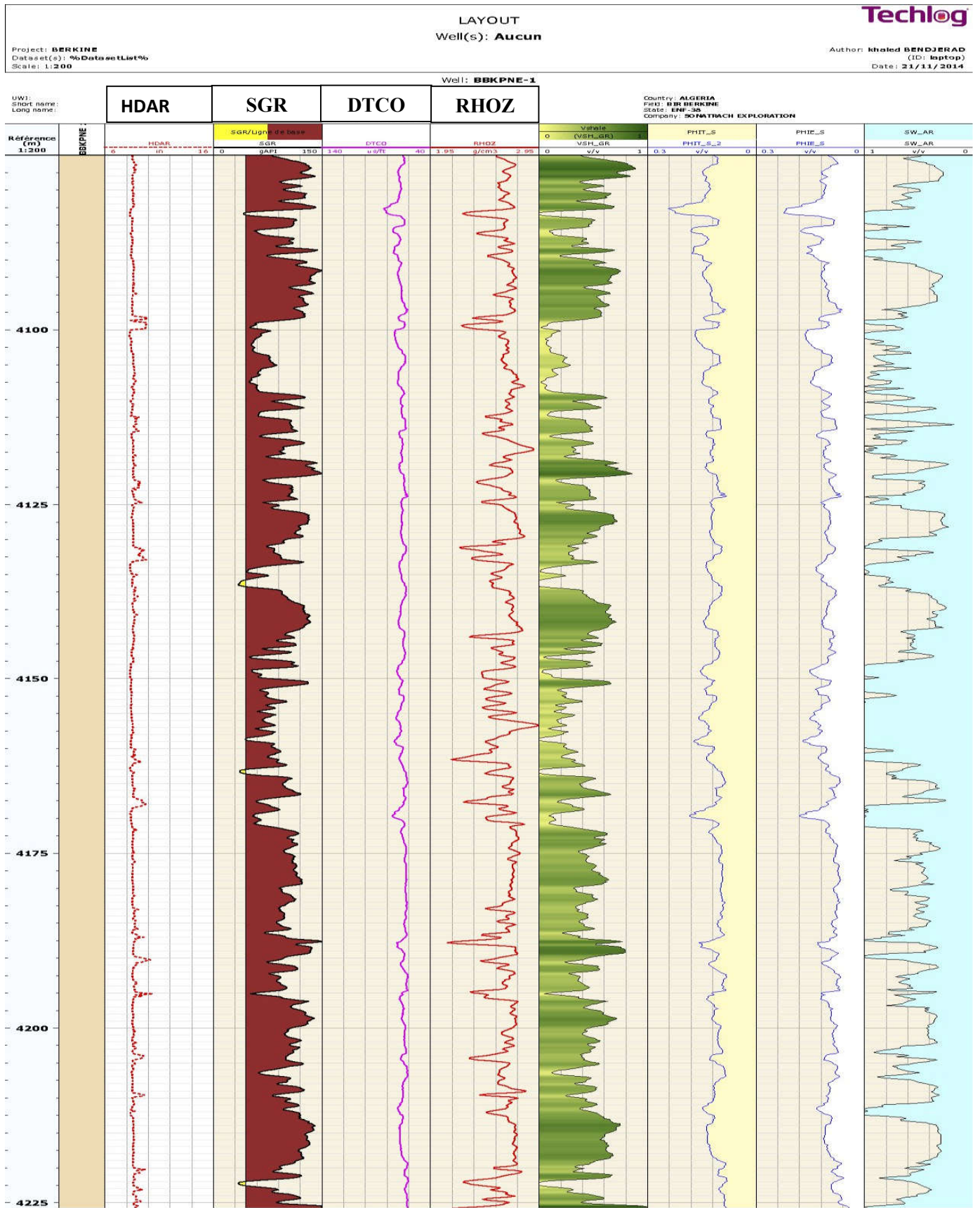
Réservoirs	GR min (API)	GR max (API)	Δt_{ma}	Δt_{sh}	Rw ohm.m
UNITE B	35	143	51	80	0.014
UNITE A2	17	124	52	70	0.014
UNITE A1	34	128	52	80	0.014
UNITE M2	32	122	53	75	0.014
UNITE M1	47	120	53	73	0.014

IV.2. RESULTATS D'INTERPRETATION

L'interprétation des diagraphies, réalisée sur la base d'une salinité égale à 320 g/l et en considérant les $VSh \leq 40\%$, $Sw \leq 50\%$, $u \geq 7\%$ montre les résultats :

✓ **Silurien Unité B : 4075-4472m**

Ce réservoir est aquifère et compacte.



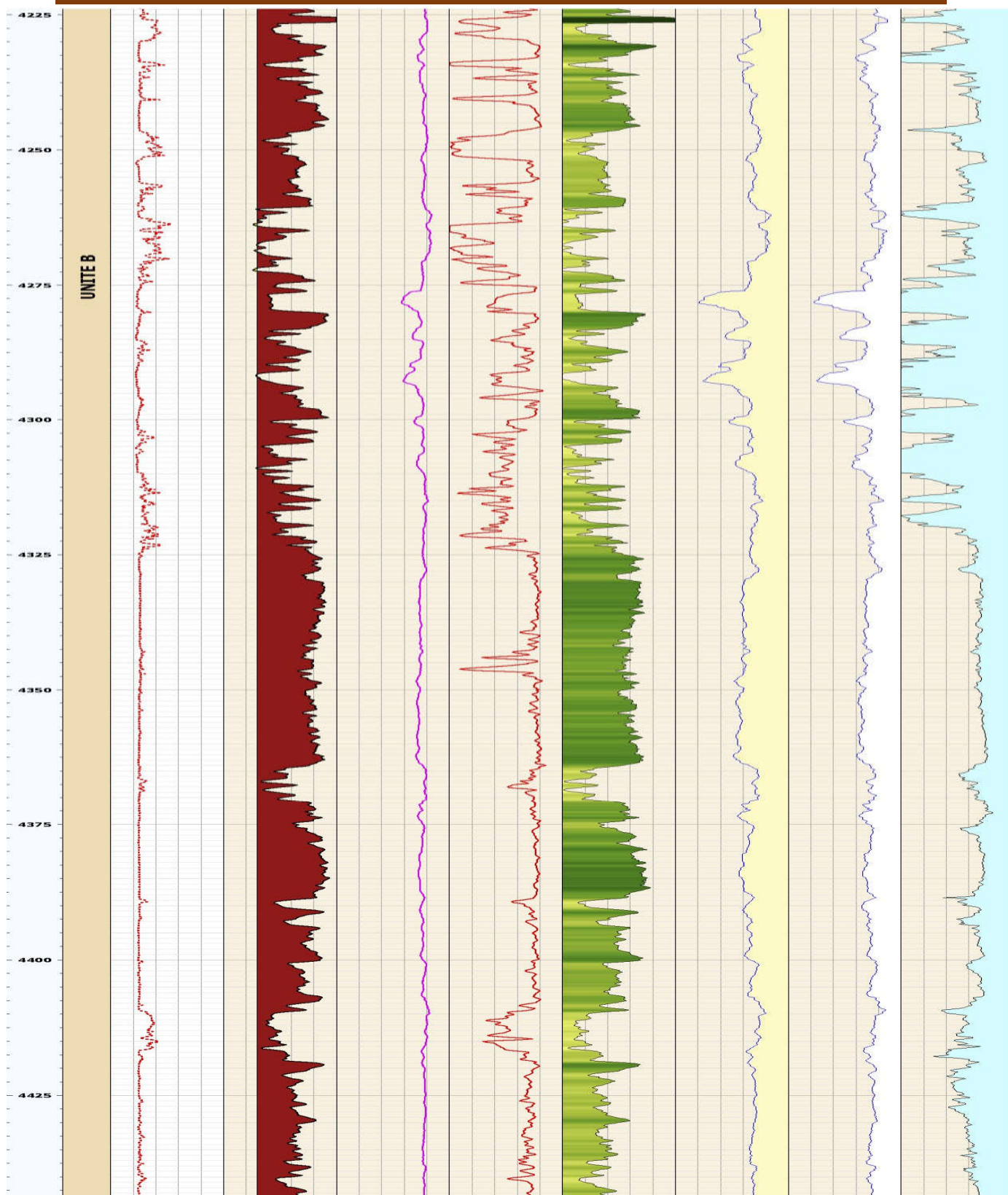


Fig. (IV.2): Resultats d'interpretation de Silurien Unité B

✓ Silurien Unité A2 : 4472-4572m

Tableau N°03 : Résultats et commentaires des résultats de réservoir Silurien UnitéA2

DEPT	VSH_GR	AT90	PHIE_S	SW_AR	REMARQUE
4472	75	1	11	100	/
4473	30	1	19	100	Eau
4474	9	1	20	100	Eau
4475	5	1	18	100	Eau
4476	21	2	14	82	Eau
4477	18	10	8	73	Eau
4477	34	8	10	64	Eau
4479	64	34	7	41	/
4480	76	49	7	35	/
DEPT	AT90	AT90	PHIE_S	SW_AR	REMARQUE
4540	69	12	7	69	/
4541	40	4	13	64	Eau
4542	11	1	17	92	Eau
4543	10	1	18	100	Eau
4544	18	1	21	100	Eau
4545	32	1	18	100	Eau
4546	47	1	16	100	/
4547	53	3	11	86	/
4548	33	13	9	53	/
4549	70	36	9	34	/
4550	77	17	9	51	/
DEPT	VSH_GR	AT90	PHIE_S	SW_AR	REMARQUE
4553	11	2	20	61	Eau
4554	13	2	22	60	Eau

4555	43	6	11	67	Eau
4556	28	8	11	57	Eau
4556	30	7	10	67	Eau
4557	37	13	10	56	Eau
4558	48	14	9	54	/
DEPT	VSH_GR	AT90	PHIE_S	SW_AR	REMARQUE
4561	8	1	21	72	Eau
4562	3	1	23	78	Eau
4563	2	1	20	77	Eau
4564	26	6	9	77	Eau
4565	27	10	7	80	Eau
4566	11	1	13	100	Eau
4567	8	0	24	100	Eau
4568	10	0	18	100	Eau
4569	2	0	21	100	Eau
4570	3	0	22	100	Eau
4571	11	0	22	100	Eau

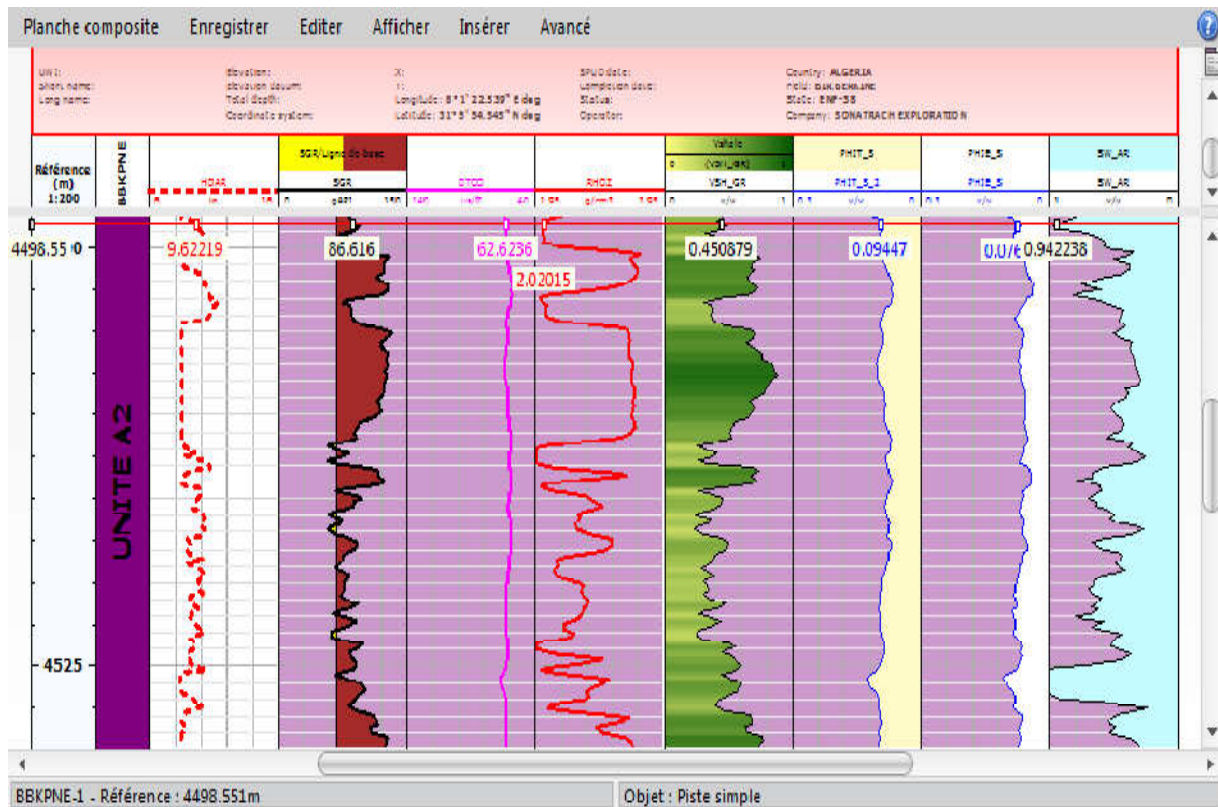
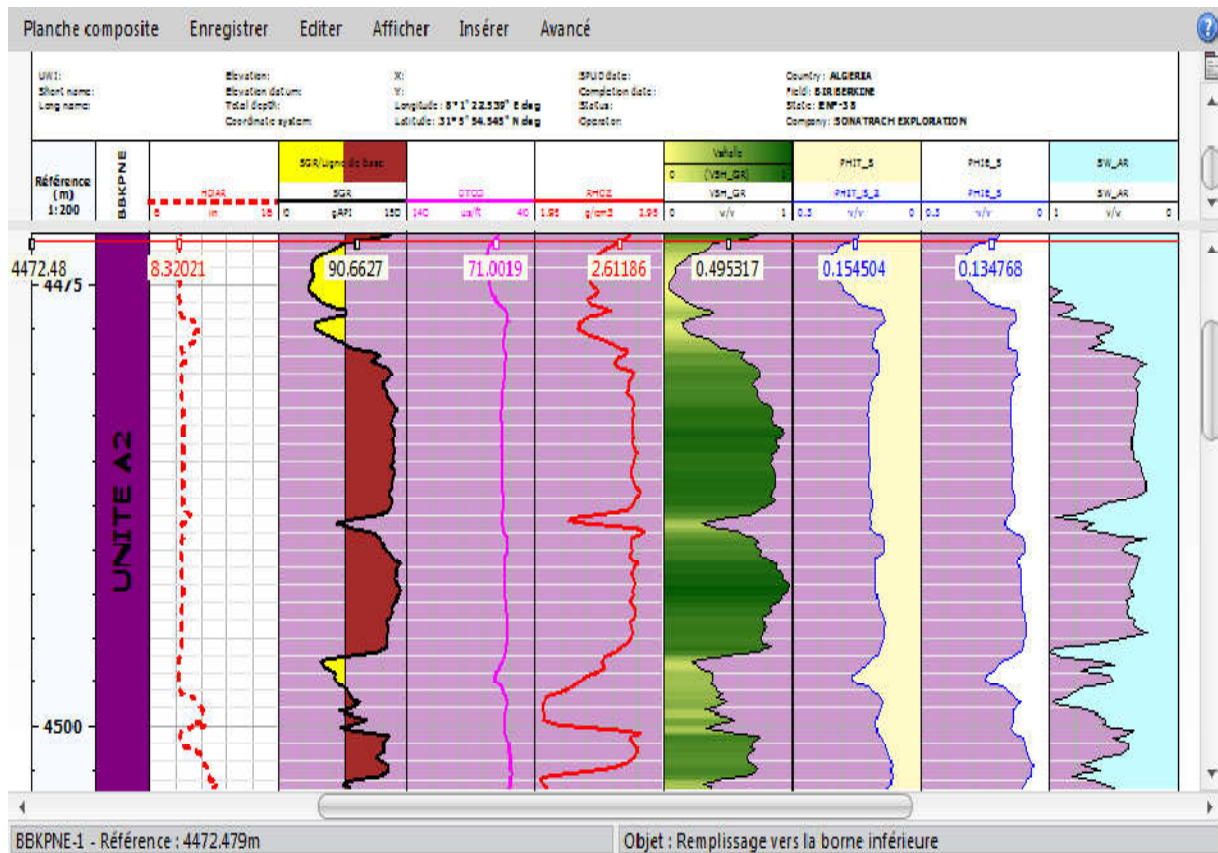
Ce réservoir est caractérisé par le phénomène de basses résistivités.

La barre gréseuse au sommet (4472-4480 m) est aquifère avec une porosité moyenne de 13% et saturation moyenne en eau de 77 %.

Le banc gréseux au niveau de l'intervalle 4540-4550m : est aquifère avec une porosité moyenne de 14% et une saturation moyenne en eau de 75%.

La barre gréseuse au sommet (4552-4558 m) est aquifère avec une porosité moyenne de 13% et saturation moyenne en eau de 60%.

La barre gréseuse au sommet (4560-4572 m) est aquifère avec une porosité moyenne de 18% et saturation moyenne en eau de 90%.



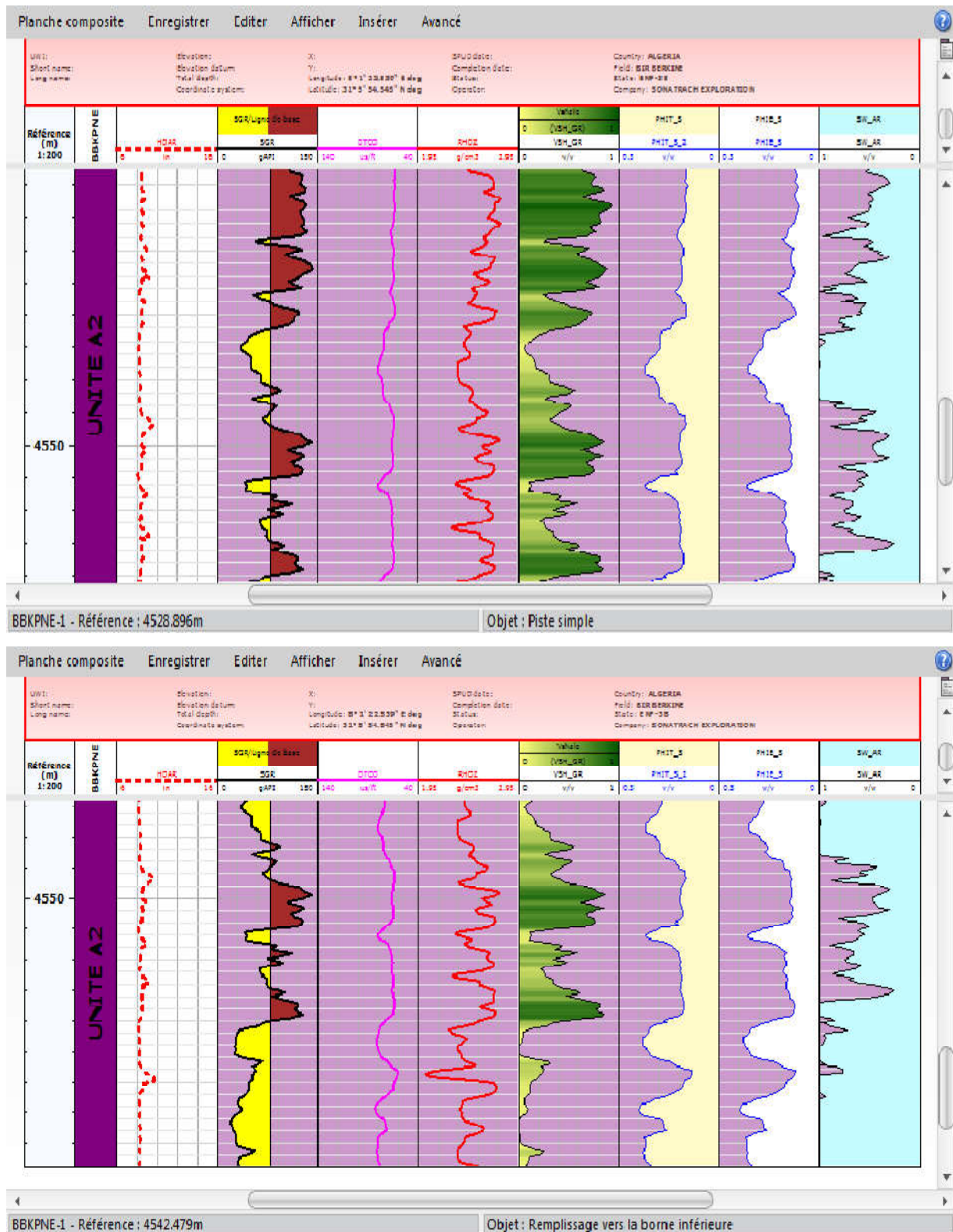


Fig. (IV.12) : Résultats d'interprétation de Silurien Unité A2

✓ Silurien Unité A1 (4572-4646m) : est argileux

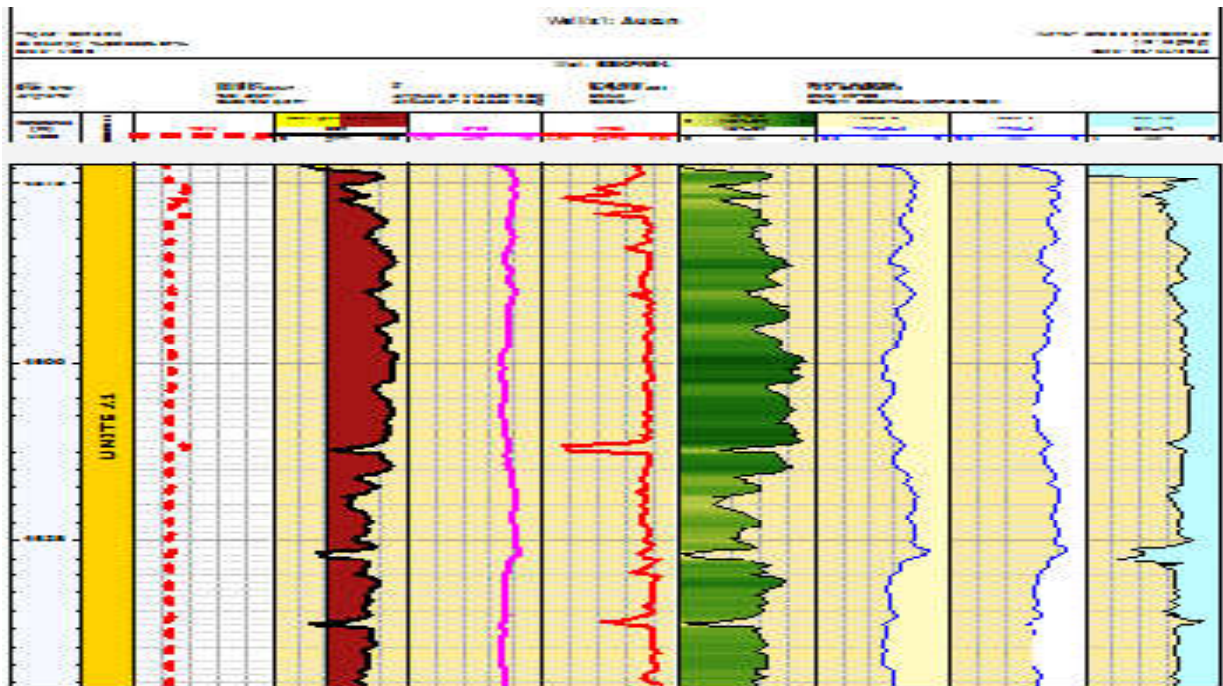


Fig. (IV.4) : Résultats d'interprétation de Silurien Unité A1

✓ Le Silurien unités M0, M1, M2 : sont compacts ou argileux.

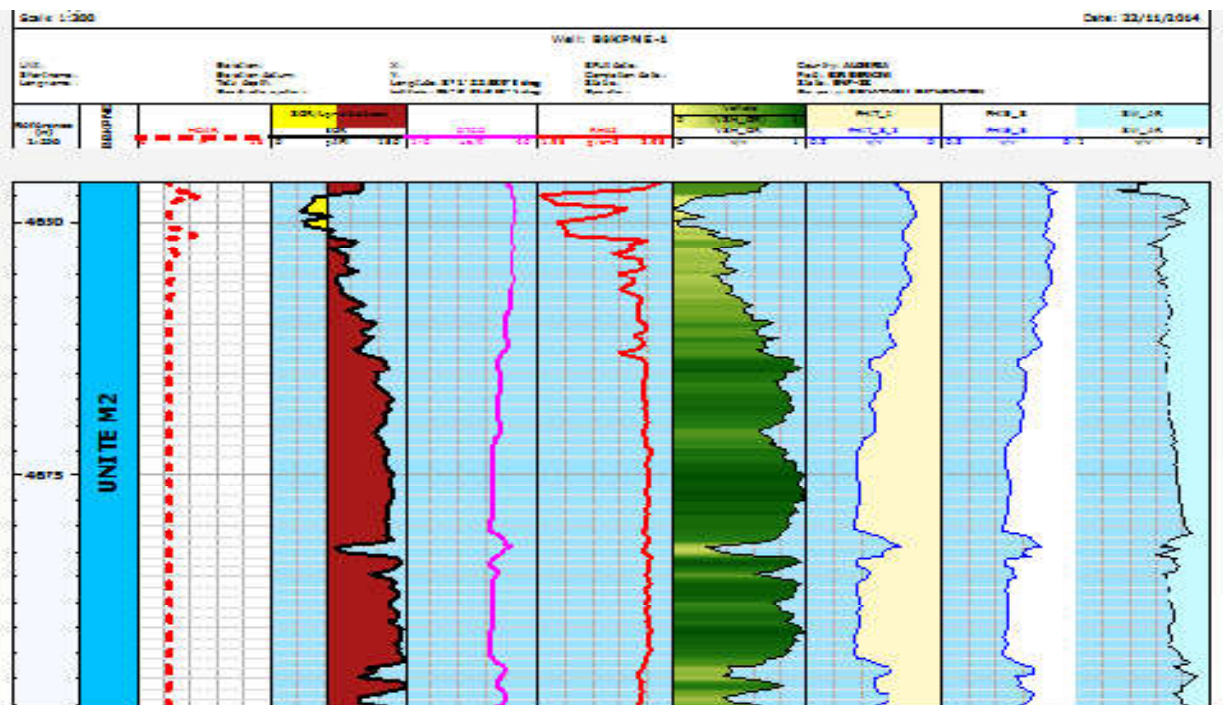


Fig. (IV.5) : Résultats d'interprétation de Silurien Unité M2

L'évaluation des informations requises à partir des logs de résistivité est très importante dans la détermination des zones à intérêt pétrolier, en raison du contraste de résistivité existant entre l'eau et l'hydrocarbure. Si toute fois ces zones présentent une faible résistivité,

Le problème avec ces zones est que l'interprétation de données de résistivité indique une saturation en eau (S_w) élevée alors que des hydrocarbures peuvent être produits, condamnant ainsi des réservoirs qui peuvent être potentiels. La connaissance de l'origine et des causes de ce phénomène est donc cruciale.[7]

IV.3. Causes du phénomène de basse résistivité :

IV.3. 1. Facteurs liés à l'environnement :

- Effet de l'invasion
- Effet du diamètre du trou
- Effet de la déviation de l'axe du trou
- Effet de l'annulus.[7]

IV.3. 2. Facteur géologique influençant les mesures de la résistivité R_t

- Effet des Argiles
- Couche minces
- Mouillabilité : Fig. (IV.6)
- Résistivité et salinité des fluides
- Minéraux conducteurs : Fig. (IV.7).[7]

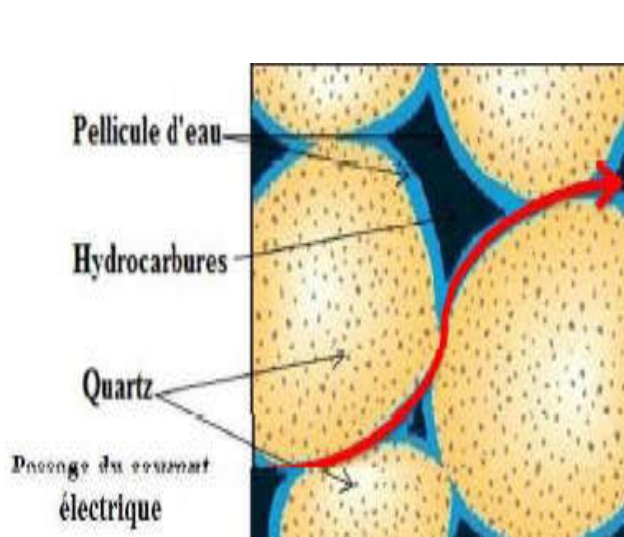


Fig. (IV.6) : Effet de la mouillabilité

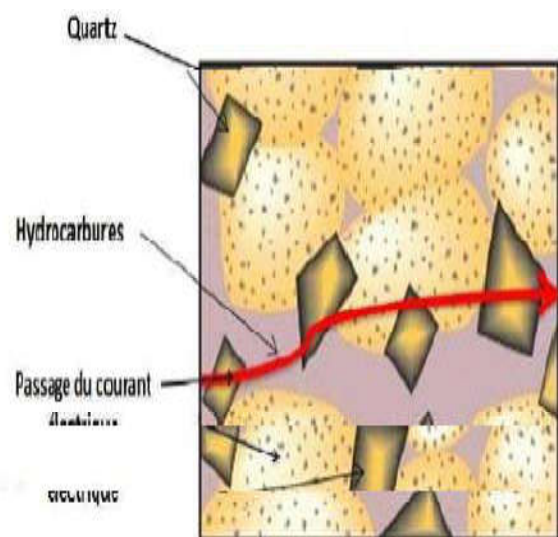
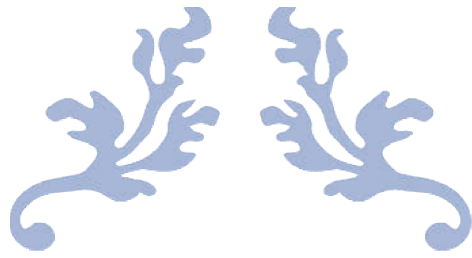


Fig. (IV.7) : Effet des minéraux conducteurs

CONCLUSION

Pour illustrer l'influence de la composition minéralogique et l'effet de la lithologie des réservoirs à basse résistivité rencontrés dans la région il est préférable de prendre quelques mesures de pression et quelques échantillons.



CHAPITRE V
ANALYSE DES
DONNEES DE PRESSION
MDT



Introduction

Le sondage BBKPNE-1 a pour objectif l'évaluation des formations du Silurien Argilo-Gréseux (S.A.G F6) (unités : A2, A1, M2).

Un programme de pression et Echantillonnage minimum est requis pour le puits. Et ce Afin de confirmer l'interprétation petrophysique réalisée et qui ne signale à priori aucun intérêt pétrolier pour le SAG (fort probable) Cependant et connaissant le phénomène de basses résistivités qui affecte ces réservoirs et que nous ne cernons pas encore totalement (en rapport avec la présence du ciment Chamoisitique) nous préférons faire montre de précaution.

Un programme de test sera mis en oeuvre suivant les indices rencontrés au cours du forage et les résultats de l'interprétation des diagraphies ainsi que des données de pression du MDT.

Tableau 04 : Programme de pression et échantillonnage MDT

Unité	Points de pression	Echantillons
SAG - Unité A2	4474,5	Ech 05
	4475,5	
	4542	
	4543	Ech 04
	4544	
	4553,5	Ech 03
	4561	
	4562	Ech 02
	4562,5	
	4567	Ech 01
	4568	
	4569	
	4570	
	4571	

V.1 LES PRE-TESTS

On a 20 points de mesure de pression par l'outil MDT ont été pris dans les réservoirs du S.A.G (Unité-A2) dont vingt points (12) réussis (des résultats très bien auxquels quatre présentent de

bonne mobilités), un point compacté (tight), un point présenté une mauvaise étanchéité (lost seal), un Dry point et 6 points de pression instable (Supercharged).

A noter que 7 échantillons ont été prélevés dont cinq échantillons sont déterminés par LFA (Live Fluid Analyser) et les deux autres par DFA (Downhole Fluid Analyser) (voir tableau).

Tableau 05: Pré-tests

PROB MD (m)	FORMATION ZONE	TEMPE BEFORE (degC)	MUD PRES BEFORE (psi)	FORMATION PRES (psi)	LAST BU PRES (psi)	MUD PRES AFTER (psi)	DD MOBILIT Y (MD\CP)	COMMENT
4473.5	SAG Unite A2	119.15	8518.23	7202.9	7202.9	8518.15	3.88	Good point
4474.5	SAG Unite A2	119.1	8520.25	7203.52	7203.52	8520.07	2.53	Good point
4475.5	SAG Unite A2	119.25	8522.76	7208.47	7208.47	8522.14	0.09	Supercharged
4542	SAG Unite A2	120.19	8646.13	N\A	5862.15	8646.17	N\A	tight point
4543	SAG Unite A2	120.09	8648.02	7294.6	7294.6	8647.94	2.36	Good point
4544	SAG Unite A2	120.16	8650.10	7325.25	7325.25	8649.79	0.2	supercharged
4553.49	SAG Unite A2	120.26	8668.11	7300.63	7300.63	8667.75	3637.45	Good point,good mobility
4560.5	SAG Unite A2	120.24	8682.92	7290.96	7290.96	8682.33	24.36	Good point
4561	SAG Unite A2	120.34	8681.51	7291.72	7291.72	8681.43	550.59	Good point. good mobility
4561.5	SAG Unite A2	120.36	8684.14	7291.74	7291.74	8683.83	400.26	Good point ; good mobility

4562	SAG Unite A2	120.24	8683.34	7292.02	7292.02	8683.26	3.32	Good point
4562.5	SAG Unite A2	120.07	8684.49	7293.06	7293.06	8684.23	13.52	Good point
4567	SAG Unite A2	119.9	8692.71	7311.30	7311.30	8692.63	11	superchar ged
4567.6	SAG Unite A2	120.51	8697.46	7308.18	7308.18	8696.61	3	superchar ged
4568	SAG Unite A2	119.31	8694.06	7301.98	7301.98	8693.49	172.6	Good point ; good mobility
4569	SAG Unite A2	118.83	8695.9	7314.67	7314.67	8693.35	0.09	superchar ged
4569	SAG Unite A2	119.55	8695.62	7315.29	7315.29	8696.36	0.19	superchar ged
4569.99	SAG Unite A2	118.25	8697.64	7307.04	7307.04	8697.74	3.88	Good point
4571.01	SAG Unite A2	117.78	8700.06	N\A	5070.13	8699.87	N\A	Dry point
4571.6	SAG Unite A2	120.61	8706.40	7308.64	7308.64	8704.84	8.58	Good point

V.2 ANALYSE DES DONNEES DE PRESSION MDT

L'analyse des données MDT peut être résumée comme suit :

➤ **Intervalle 4470-4480m:** : 3 stations pré-test étaient effectuées, 2 étaient "point très bien" et 1 a été instable "supercharged".

L'échantillonnage a été récupéré à 4473,5.

Au point de l'échantillon la mobilité XPT a été 3.88mD/cP alors que pendant la MDT nous avons eu 1.6mD/cP.

L'eau a été identifiée en utilisant l'analyseur des fluides.

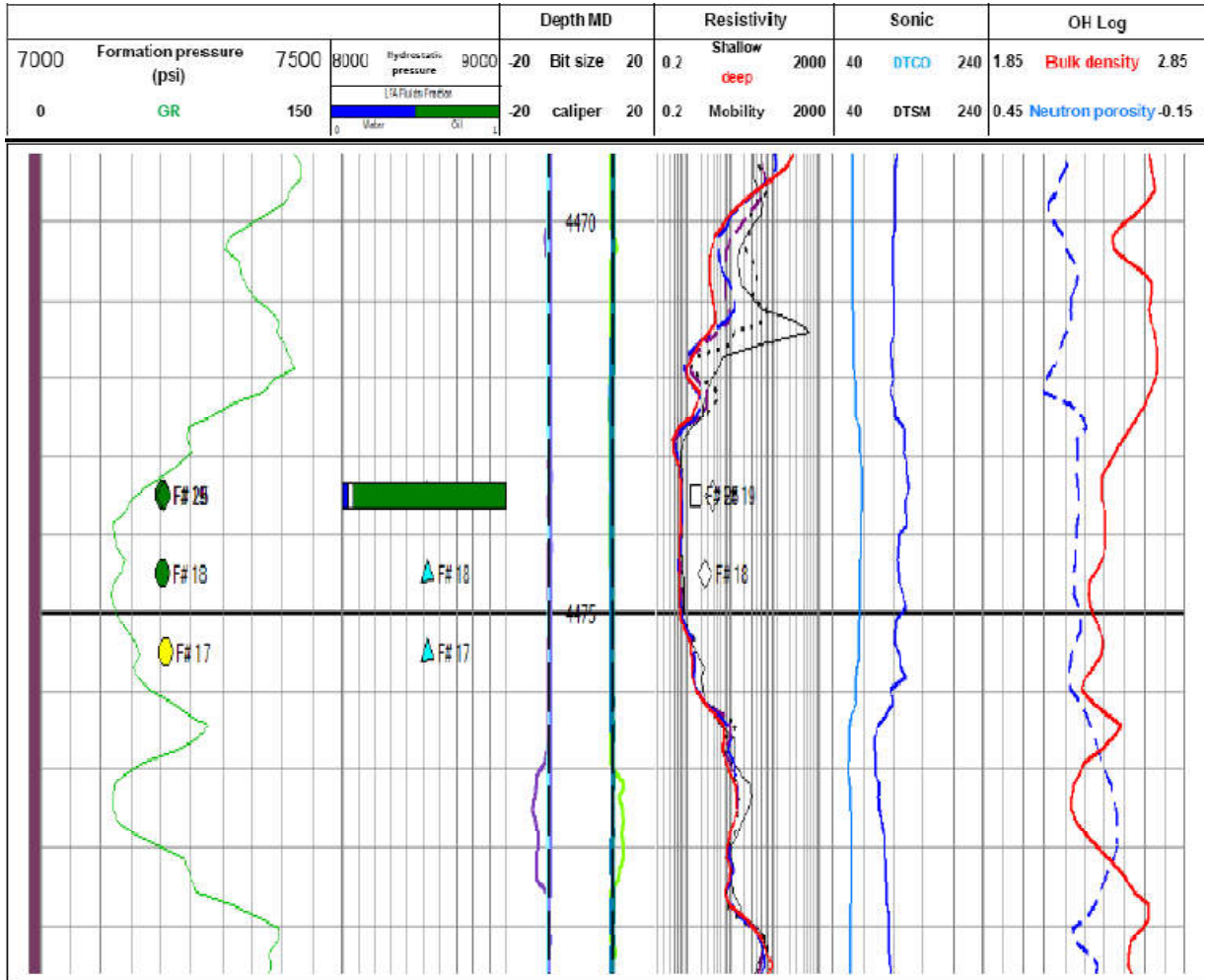


Fig. (V.1) : Points de mesure (Intervalle 4470-4480m) Source : Document SH/EXPLO

➤ Echantillon prélevé à 4473,5m

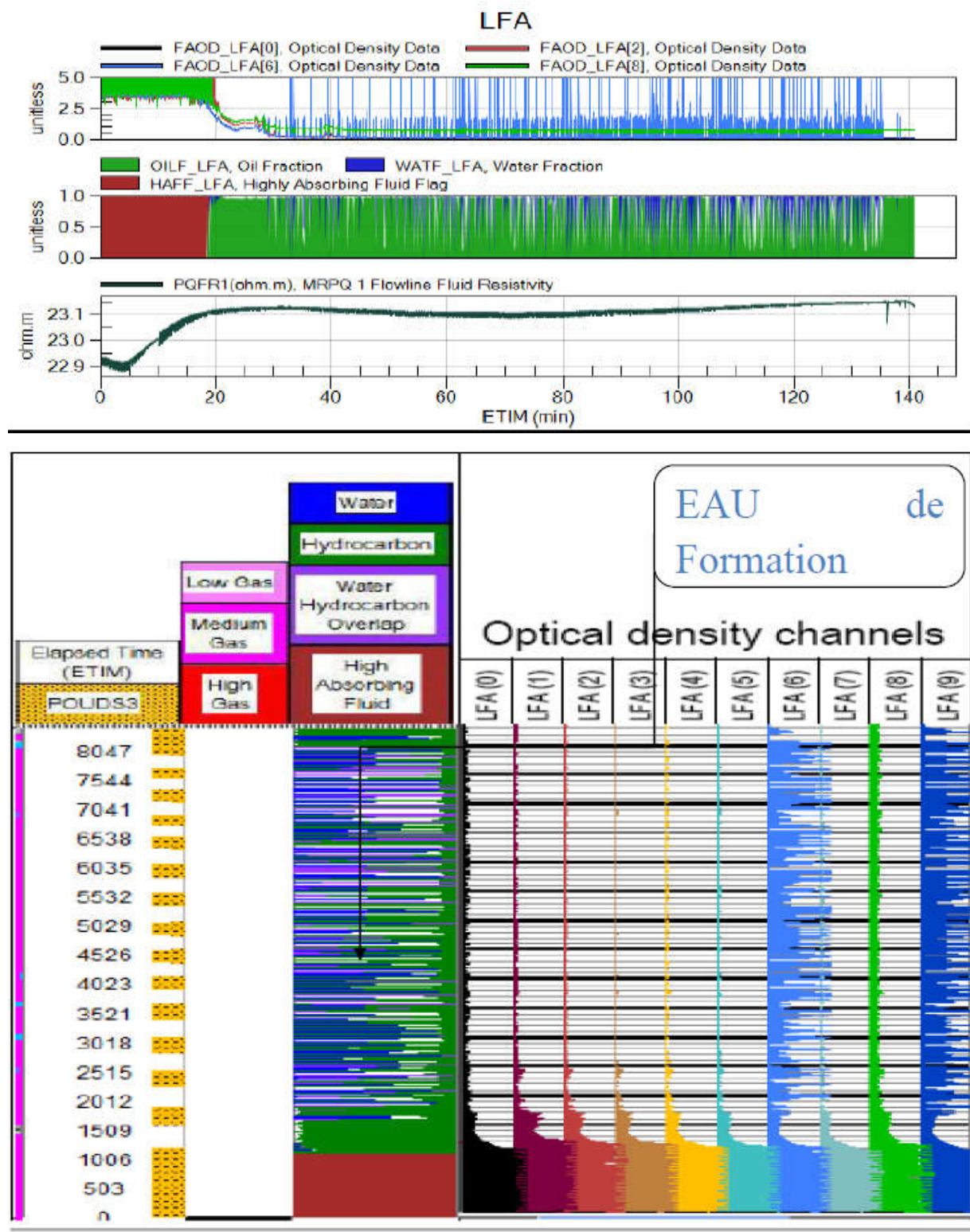


Fig. (V.2) : Echantillon prélevé à 4473,5m Source : Document SH/EXPLO

Les points de pression enregistrés au niveau de l'unité A2 dans l'intervalle (4472-4480m) ne permettent pas de tracer un gradient de pression. Cependant un échantillon d'eau (4473.5 m (LFA)) a été pris sur cet intervalle confirme l'interprétation des diagraphies.

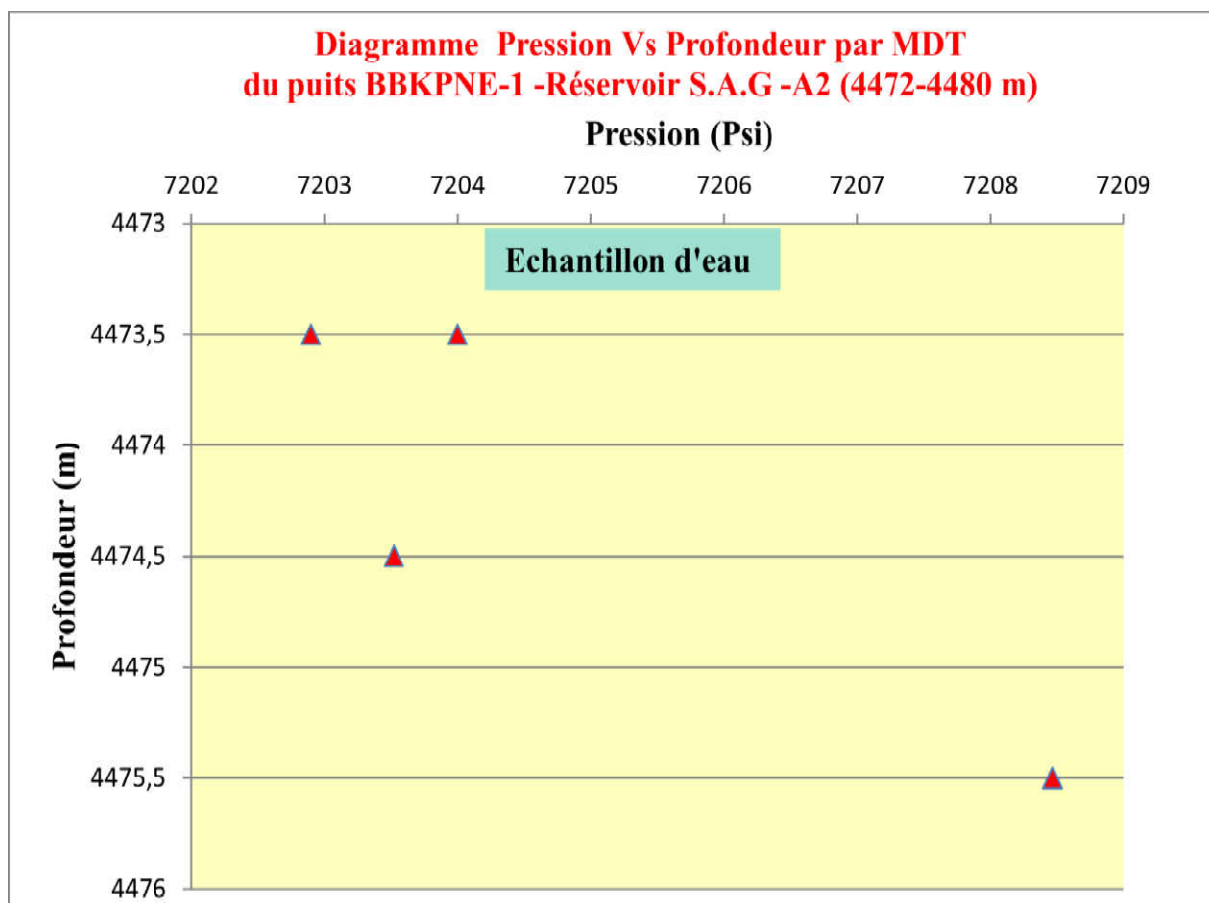


Fig. (V.3) : Diagramme pression Vs profondeur par MDT

➤ **Intervalle 4540-4547m :**

Trois 3 stations pré-test étaient effectuées, 1 good, 1 supercharged et 1 tight point. Good point à 4543m donne une pression de réservoir de 7294.6psi et une mobilité de 2.36mD/cP.

Cinq 5 stations pré-test étaient effectuées avec MDT, 4 étaient "Good point", mais ayant une faible mobilité (<1mD/cP) et 1 "lost seal".

Aucun échantillon n'a été prélevé par MDT.

DFA a été réalisée à 4543.31m.

L'eau a été identifiée par l'analyseur des fluides.

Depth (m)	Formation	Pressure (PSI)	Temp (°C)	DD Mobility mD/cp	Expected Fluids	Pumping Volume (L)	Pumping Time hh:mm	Max Drawdown (psi)
4553.5	SAG Unite A2	7302.14	120.55	159.66	Oil	47	01:20	50.96
4543.31	SAG Unite A2	7299.95	120.73	1.12	Water	29	04:00	2642.36

		Depth MD		Resistivity		Sonic		OH Log									
7000	Formation pressure (psi)	7500	3000	Hydrostatic pressure	9000	-20	Bit size	20	0.2	Shallow	2000	40	DTCO	240	1.85	Bulk density	2.85
0	GR	150	Lithology		-20	caliper	20	0.2	Mobility	2000	40	DTSM	240	0.45	Neutron porosity	-0.15	
		Water		Oil													

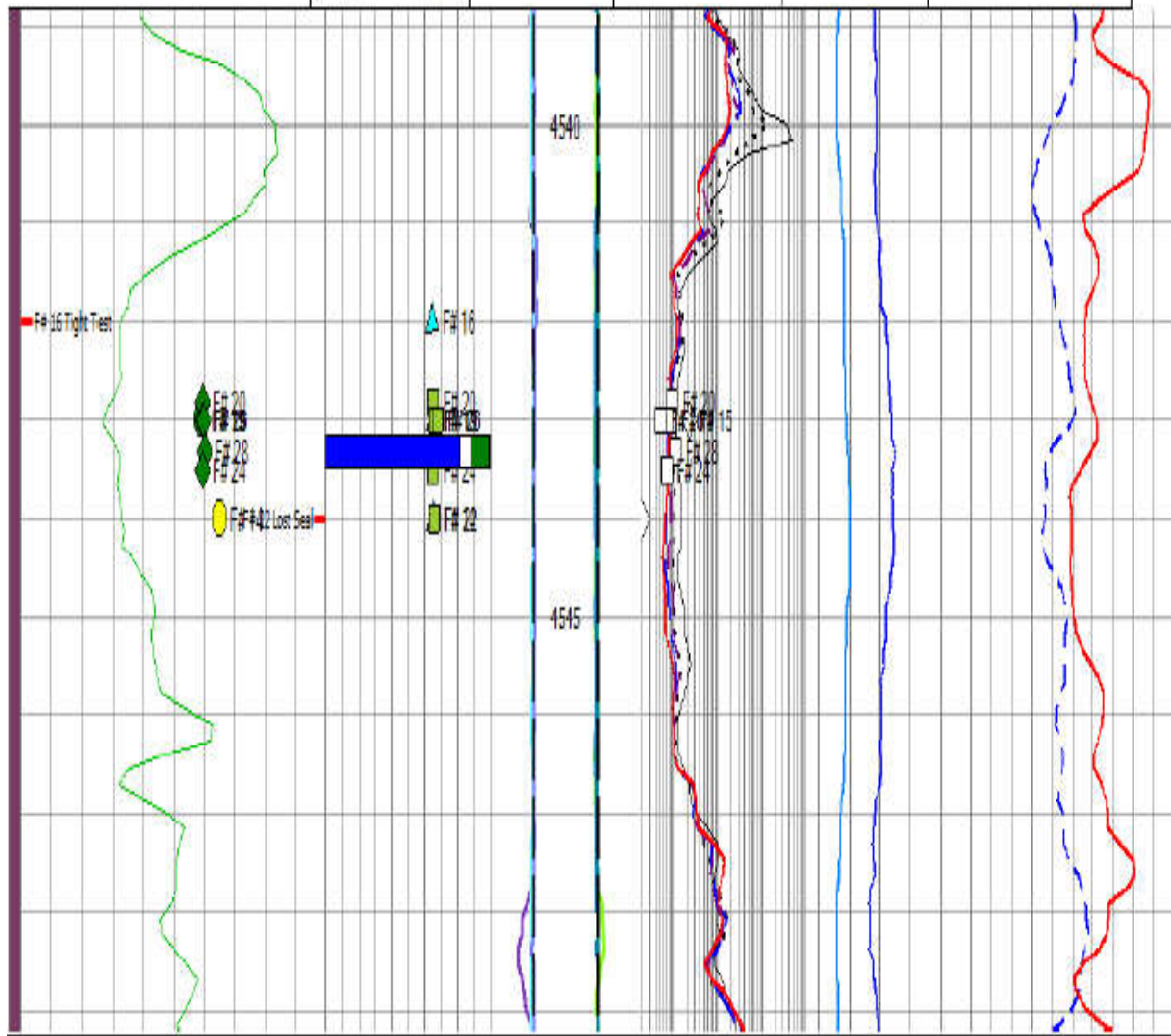


Fig. (V.4) : Points de mesure (Intervalle 4540-4547m) Source : Document SH/EXPLO

➤ Echantillon prélevé à 4543, 31m

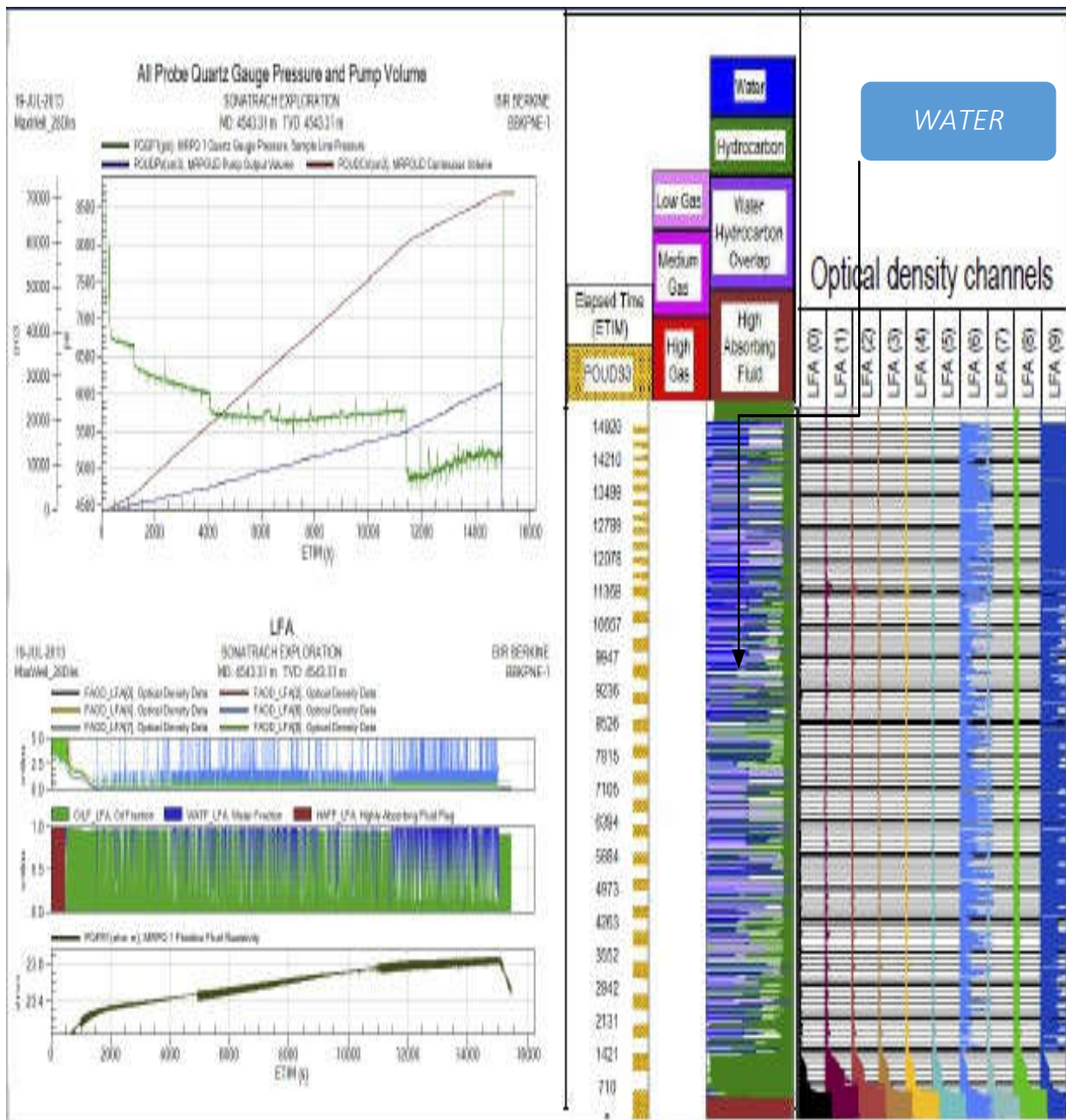


Fig. (V.5) : Echantillon prélevé à 4543, 31m Source : Document SH/EXPLO

L'impossibilité de tracer le gradient de pression dans l'intervalle (4540- 4550m) car la majorité des points de mesures de pression ont une faible mobilité ou superchargés. L'échantillon d'eau (4543m, DFA) pris au-devant de cet intervalle confirme l'interprétation des diagraphies.

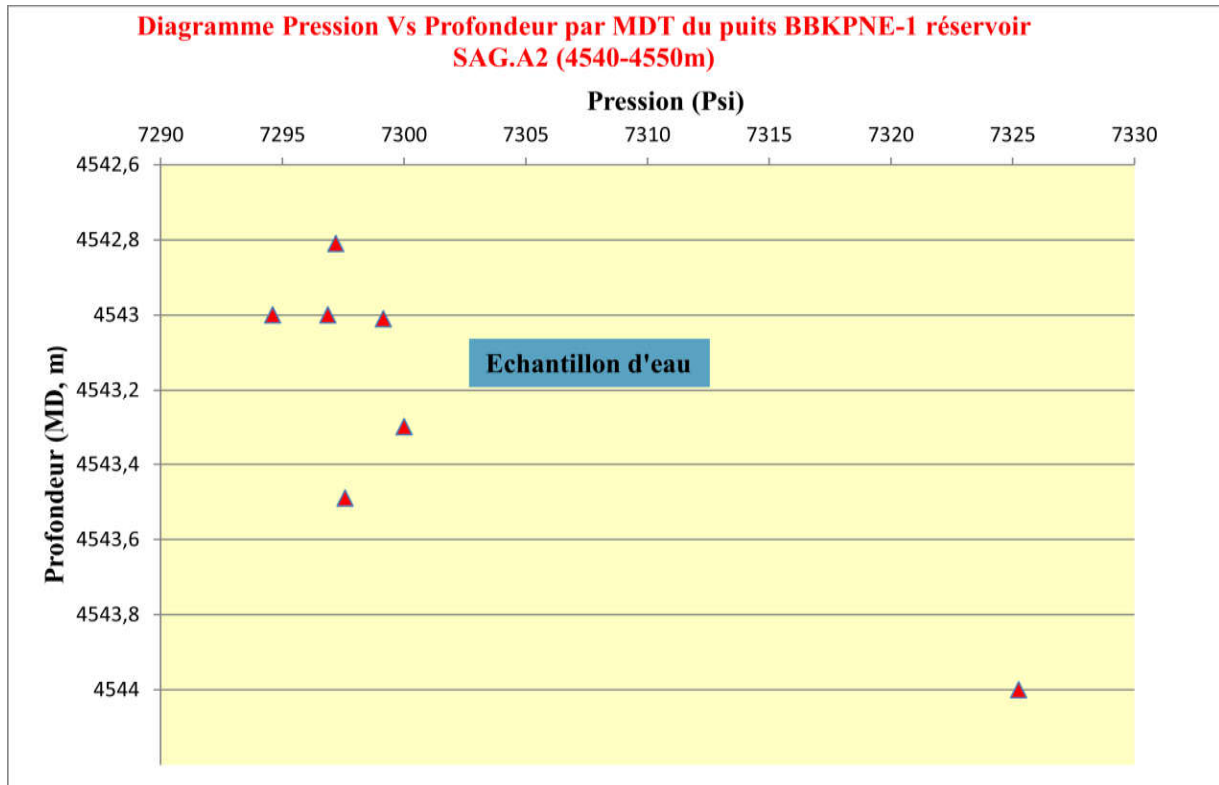


Fig. (V.6) : Diagramme pression Vs profondeur par MDT

➤ **Intervalle 4552-4557m**

1 station pré-test a été tenté avec XPT dans cet intervalle à 4553.49m était des points très bien ‘‘Good point’’.

Pression du réservoir mesurée était 7300.63psi et la mobilité était très bonne avec 3637.45mD/cP.

La mobilité mesurée par MDT était 159.66mD/cP.

DFA a été réalisée à 4553.5m.

Une excellente mobilité de 159.66mD/cP.

Les résultats ont été observés dans un court de lais Huile a été identifié par l'analyseur des fluides LFA.

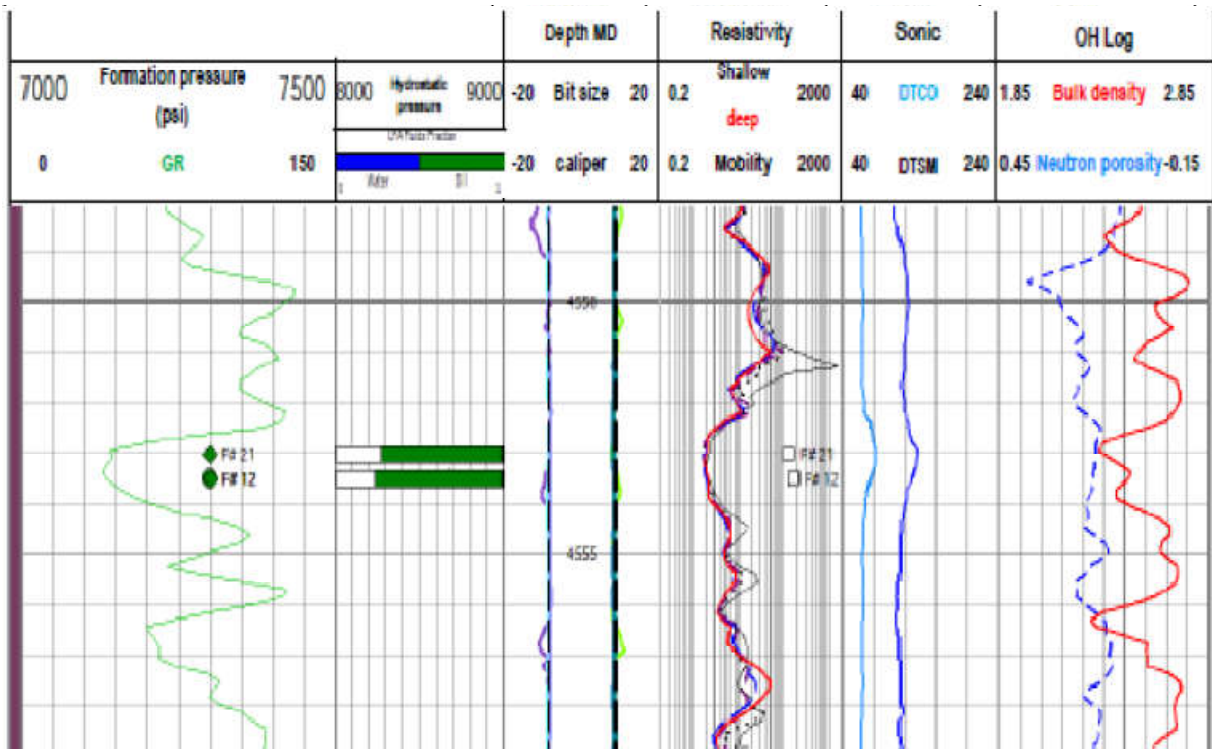


Fig. (V.7) : Points de mesure (Intervalle 4552-4557m) Source : Document SH/EXPLO

➤ Echantillon prélevé à 4553.5m

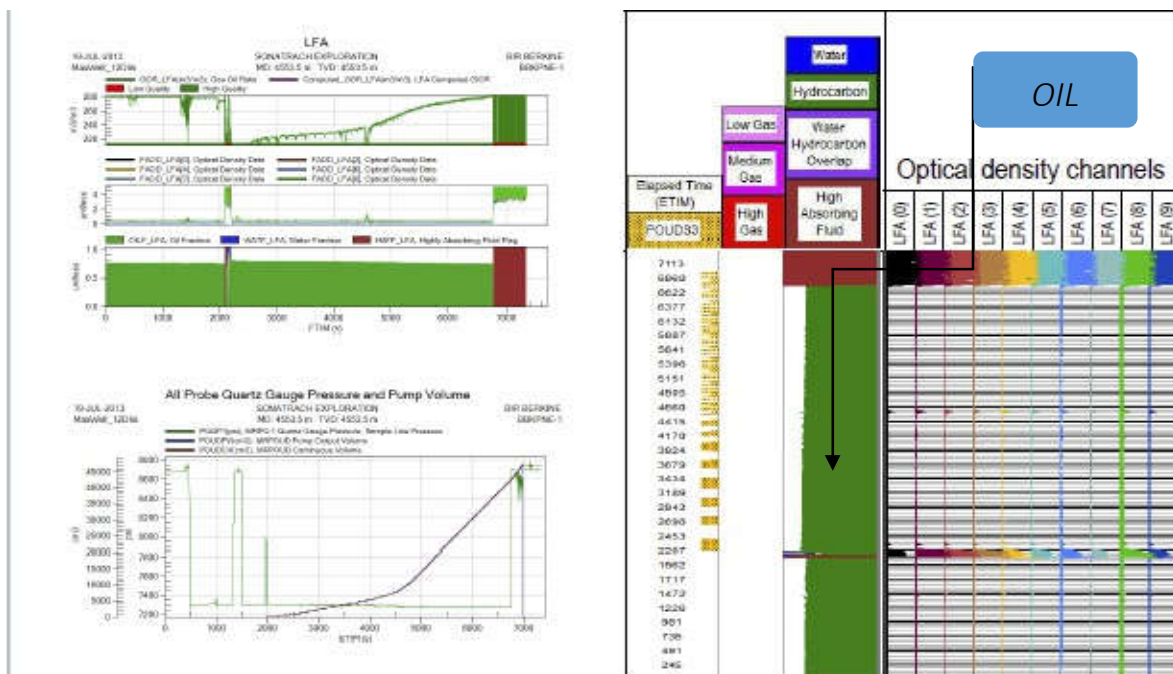


Fig. (V.8) : Echantillon prélevé à 4553.5m Source : Document SH/EXPLO

➤ Intervalle 4560-4574m

Deuz 12 stations pré-test étaient effectuées avec XPT, 8 étaient "Good point" et 3 ont été "Supercharged" et 1 était "Dry point".

4 stations pré-test étaient effectuées avec MDT et tous étaient "Good point" Même mobilité avec XPT et MDT.

Gradient de pression dans le top des 5 points indique huile léger avec une densité de 0.63g/cc.

Gradient de pression à travers le fond des 8 points indique l'eau avec une densité de 1.14g/cc.

Station d'échantillonnage a été effectué à 4560.99m, huile de formation a été identifiée par l'analyseur des fluides.

Station d'échantillonnage a également été réalisée à 4568m, l'eau a été identifiée par l'analyseur des fluides.

Les échantillons ont été jugés conformes à gradient de pression.

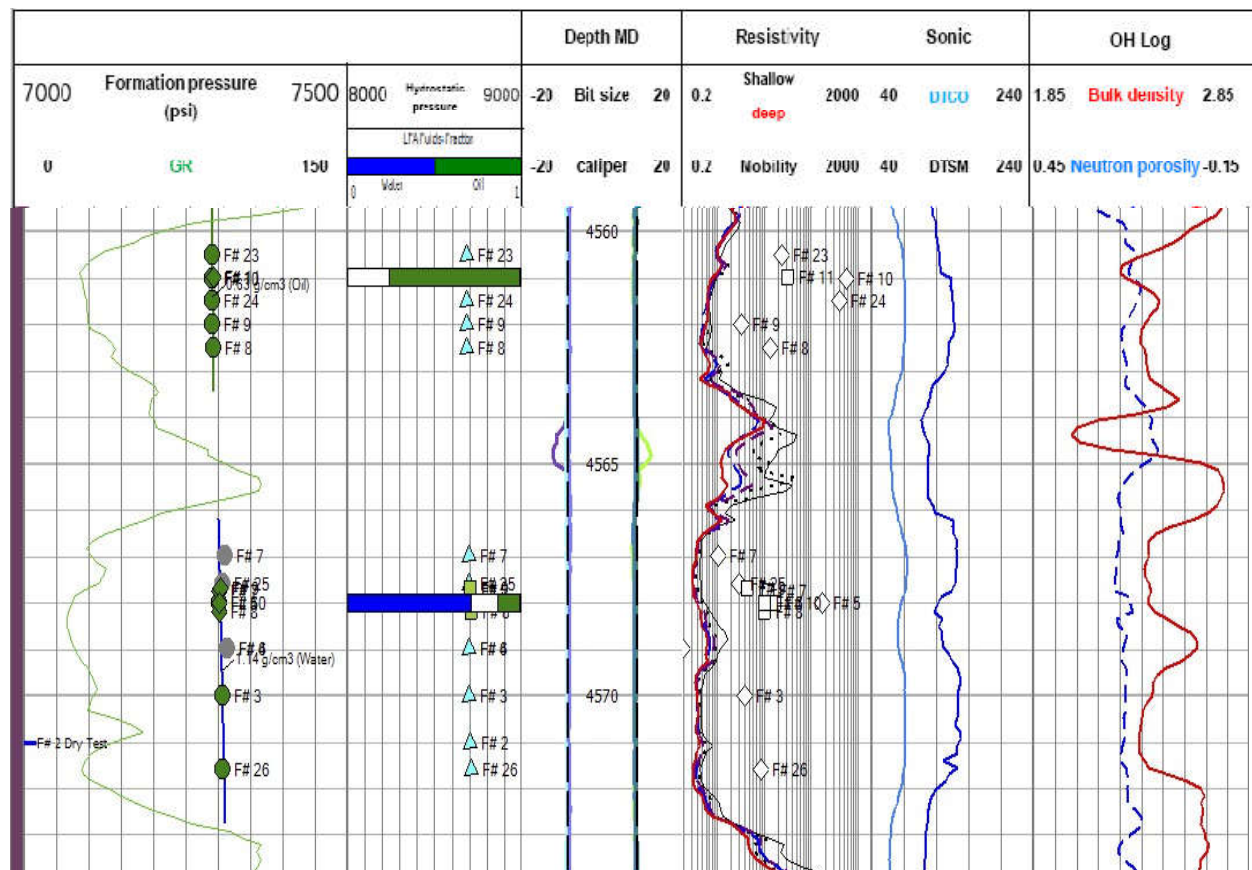


Fig. (V.9) : Points de mesure (Intervalle 4560-4574m) Source : Document SH/EXPLO

➤ Echantillon prélevé à 4560.9m

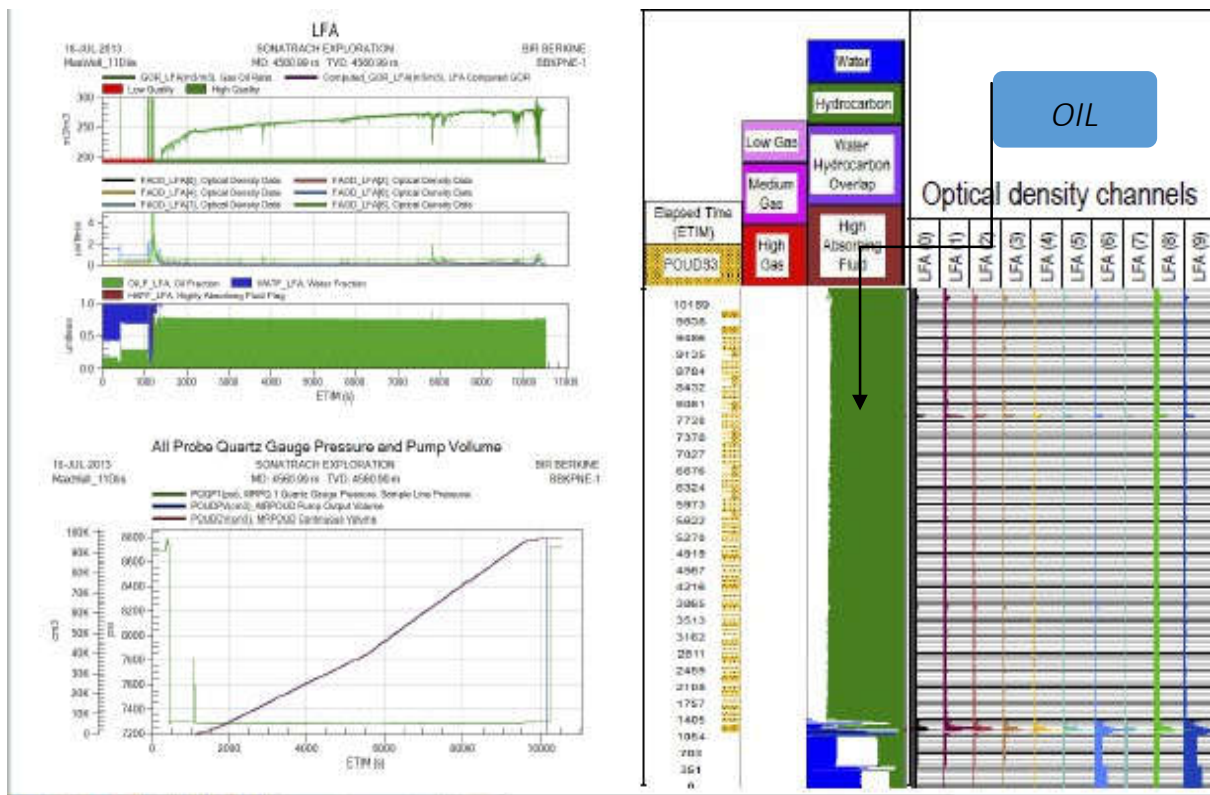


Fig. (V.10) : Echantillon prélevé à 4560.9m Source : Document SH/EXPLO

➤ Echantillon prélevé à 4568m

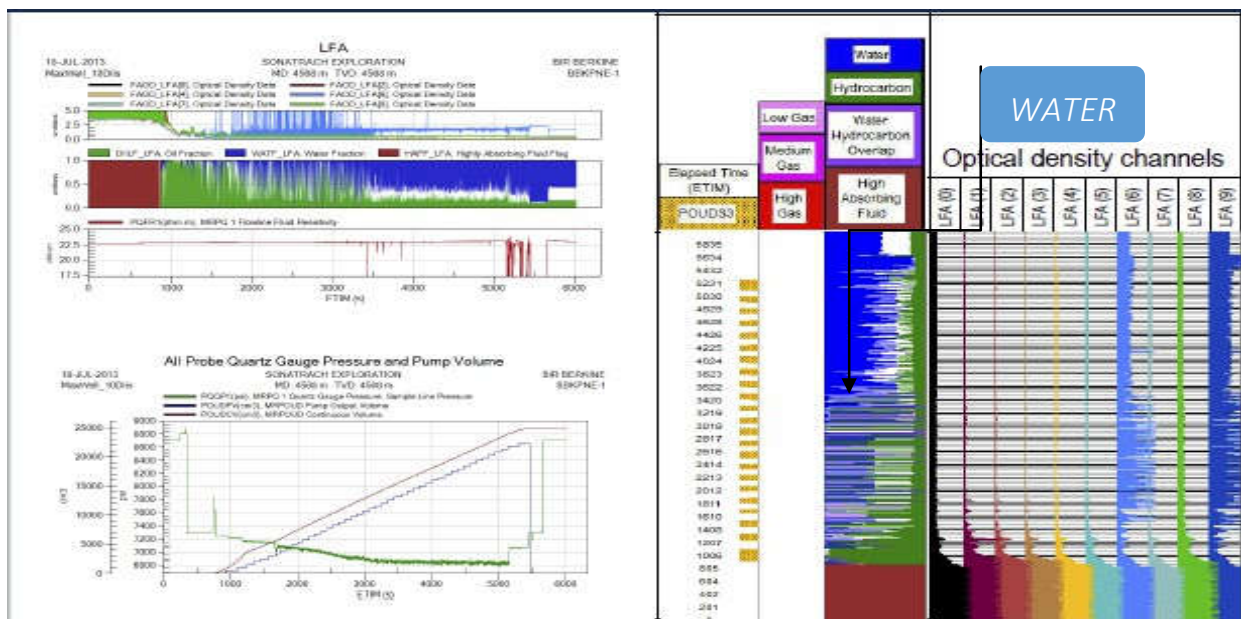


Fig. (V.11) : Echantillon prélevé à 4568m Source : Document SH/EXPLO

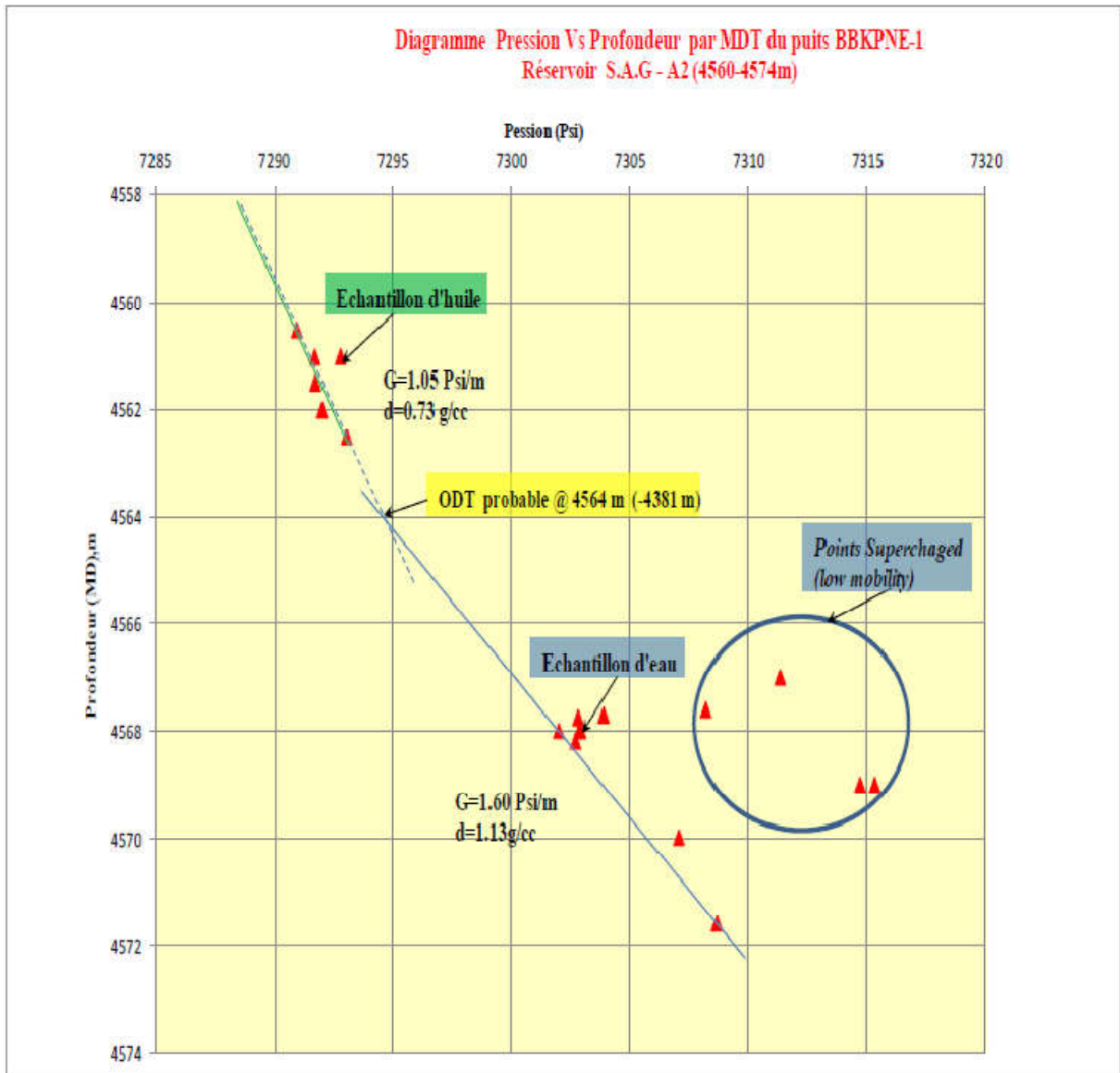


Fig. (V.12) : Diagramme pression Vs profondeur par MDT

V .3.Analyse général des résultats

Dans ce qui suit, on va comparer les résultats de l'interprétation des digraphies conventionnelles interprété par Tech-log, et les données de pression du MDT effectués au puits d'étude dans le tableau suivant :

Tableau N°06 : Résultats d'interprétations des données de pression

DEPT	VSH_GR	AT90	PHIE_S	SW_AR	REMARQU	RESULTAT MDT
4472	75	1	11	100	/	/
4473	30	1	19	100	Eau	Eau
4474	9	1	20	100	Eau	Eau
4475	5	1	18	100	Eau	Eau
4476	21	2	14	82	Eau	Eau
4477	18	10	8	73	Eau	Eau
4478	34	8	10	64	Eau	Eau
4479	64	34	7	41	/	/
4480	76	49	7	35	/	/
DEPT	VSH_GR	AT90	PHIE_S	SW_AR	REMARQU	RESULTAT MDT
4540	69	12	7	69	/	/
4541	40	4	13	64	Eau	Eau
4542	11	1	17	92	Eau	Eau
4543	10	1	18	100	Eau	Eau
4544	18	1	21	100	Eau	Eau
4545	32	1	18	100	Eau	Eau
4546	47	1	16	100	/	/
4547	53	3	11	86	/	/
4548	33	13	9	53	/	/
4549	70	36	9	34	/	/
4550	77	17	9	51	/	/
DEPT	VSH_GR	AT90	PHIE_S	SW_AR	REMARQU	RESULTAT MDT
4553	11	2	20	61	Eau	HUILE
4553	13	2	22	60	Eau	HUILE
4555	43	6	11	67	Eau	HUILE
4556	28	8	11	57	Eau	HUILE
4556	30	7	10	67	Eau	HUILE
4557	37	13	10	56	Eau	HUILE
4558	48	14	9	54	/	/
DEPT	VSH GR	AT90	PHIE S	SW AR	REMARQU	RESULTAT MDT
4561	8	1	21	72	Eau	HUILE
4562	3	1	23	78	Eau	HUILE
4563	2	1	20	77	Eau	HUILE
4564	26	6	9	77	Eau	HUILE
4565	27	10	7	80	Eau	Eau
4566	12	1	13	100	Eau	Eau

4566	9	1	16	94	Eau	Eau
4567	8	0	24	100	Eau	Eau
4568	10	0	18	100	Eau	Eau
4569	2	0	21	100	Eau	Eau
4570	3	0	22	100	Eau	Eau
4571	11	0	22	100	Eau	Eau

CONCLUSION

À cause des basses résistivités, les résultats de l'interprétation des diagraphies conventionnelles ont traduit une présence de l'eau, alors que l'échantillonnage des fluides montre bien la présence des hydrocarbures.

CONCLUSION GENERALE

A travers cette étude, nous avons évalué une interprétation du réservoir Silurien Argilo Gréseux productif d'huile du champ de Berkine. Ceci a été réalisé par les diagraphies conventionnelles complétées par les diagraphies de tests.

L'analyse des résultats, montre que les deux méthodes de diagraphies sont complémentaires du moment où elles contribuent à la caractérisation des réservoirs ce qui est montré dans notre cas ou grâce à l'apport des résultats obtenus par le MDT qui a levé le doute quant à la nature du fluide.

Par conséquent l'idéal dans ce type de réservoir serait de disposer, d'une part, des diagraphies différées complétées systématiquement par les nouvelles techniques d'échantillonnage de fluide, afin de réaliser une meilleure approche de la caractéristique des réservoirs.

Par ailleurs, il est recommandé d'utiliser d'autres formules de saturations qui dérivent d'autres outils de diagraphies indépendants de la résistivité pour le calcul de la saturation en eau telle que le TDT (Time Decay Tool) ou bien l'utilisation de la Technologie Diélectrique qui sert aussi à calculer le volume d'eau contenant dans la formation.

Il est également recommandé d'introduire l'outil spectroscopie afin de déterminer les minéraux conducteurs dans la zone d'intérêt.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] **SCHLUMBERGER** : Chart Book, **2000**.
- [2] **O.SERRA** :« Diagraphies Différés base de l'interprétation » Services techniques Schlumberger, Paris **1979**.
- [3] **O.SERRA** :« Diagraphies Différés base de l'interprétation ». Etudes et productions Schlumberger, Montrouge **1985**.
- [4] **O.SERRA** :Diagraphies, Acquisitions et Application. Edition Serralog, **2000**.
- [5] **SONATRACH**: MONOGRAPHIE de Berkine document SONATRACH **Mars 1992**.
- [6] **D.ACHACHE** : Les Réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses Résistivités. (SONARACH Division Exploration. Direction Etude et synthèse)1994.
- [7] **SCHLUMBERGER** :CMR-MDT Tools.
- [8] **D.CHAPELLIER** : Diagraphies pétrolière. Cours online de géophysique (Université de Lausanne- Institut Français du pétrole).
- [9] **ALIOUANE Leila, BOUDELLA Amar** : Localisation des contacts des fluides Par les diagraphies conventionnels et de tests MDT et RFT.

الملخص

ركز هذا العمل على الخزان المسامي النفود المكون من الحجر الرملي السيلوري الموجود في حقل بركين. و الهدف من هذه الدراسة تحديد طبقات وخصائص هذا الخزان فقمنا بتقييم المعلومات البتروفيزيائية بعد ذلك قمنا ببناء عملية وحدات تشكيل اختبار ديناميكي لتحديد ضغوط الطبقات والسوائل المحتواة فيها. نتائج هذه الدراسة بينت لنا وجود طبقة منتجة للزيت في هذا الحقل. الكلمات الدالة: الخزان المسامي النفود، عمليات تقييم بتروفيزيائية، حقل بركين، وحدات تشكيل اختبار ديناميكي.

Résumé

Dans ce travail on a concentre sur un réservoir conventionnelle silurien argileux gréseux du champ de berkine .l'étude a pour but de déterminer les couches réservoirs et le caractéristique de cet réservoir .pour cela, nous avons commencé par une évaluation des paramètres pétrophysiques .par la suite, nous avons construit une opération de MDT en déterminant les pressions des couche productrice et la nature des fluides contenant dans ces derniers.

Les résultats obtenus nous ont permet de distinguer une couche productrice d'huile.

Mots clés: Réservoir conventionnelle argileux gréseux, évaluation pétrophysique, opération MDT, champ de berkine

Summary

In this work, we have concentrated on a conventional sandy clay silurian reservoir of the Berkine field. The purpose of this study is to determine the reservoir layers and the characteristic of this reservoir. For this purpose, we began with an evaluation of the petrophysical parameters. We then constructed an MDT operation by determining the pressures of the producing layer and the nature of the fluids containing them. The results obtained have enabled us to distinguish an oil-producing layer.

Key words: Conventional sandstone clay reservoir, petrophysical evaluation, MDT operation, berkine field

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Zouaouid Imane, Saad Aitab

-THEME-

TESTE DE PUIITS PAR LA NOUVELLE TECHNOLOGIE SMARTE DST MUZIC.

Soutenue le : 25 /05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président	M.A.DADA SAADA	Université Kasdi Merbah Ouargla
encadreur	M.B .ABID SAAD ISSA	Université Kasdi Merbah Ouargla
examineur	M.A .ARBAOUI ALI	Université Kasdi Merbah Ouargla

Année universitaire 2016/2017

Remerciement

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

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

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre promoteur Mr. Abidi Issa et les jury Mr. Dada Saada et Mr. Arbaoui Ali, les ingénieurs Mr. ALLALI ingénieur réservoir Sontrache, Rougui ingénieur intervention de puits, Mr. Kouadri chef du service Techniques puits HBK, qui nous ont orientés et soutenus durant l'élaboration de ce travail. Sans leur conviction et ténacité jamais ce dernier n'aurait abouti.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants de notre département M.r. Sid Rouhou, M.r. Lbtahi, qui nous ont aidés tout le long de notre cursus universitaire, ainsi tout nos amis.

Nos derniers remerciements, vont à Mr. Bouras Achour et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.



*Imane
&
Itab*

Dédicace

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail à :

À mes très chers grands-parents, à mes chers parents, à qui je souhaite une très longue vie, pleine de joie, de bonheur et de prospérité.

A Mes très chère tantes et mes oncles et toutes son familles.

A mes adorables frères et mes chères sœurs

A toutes mes grandes familles, zouaouid et koraichi.

A mon binome Saad Itab et toutes sa familles

A mes meilleurs amis : imane , hanane , wafa , hayate, ahilame, chafia et ceux que j'aime

A tous mes Amis(e) de l'université d'Ouargla.

Zouaouid Imane

DÉDICACE



*J'ai toujours pensé faire ou offrir quelque chose à mes parents et
voilà, l'occasion est venue*

Je dédie ce modeste travail

*A ma chère mère OUANNOUGHI FATIMA ZOHRRA et mon
cher père AMMAR ; et aussi ma chère grande mère Aicha ; à qui
je souhaite une très longue vie pleine de joie,*

*A mes sœurs et mes frères ; surtout mon petit frère Yacine, je
l'aime beaucoup ; Et toute ma famille.*

*A mon binôme; et ma seour Zouaouid Imane ,elle est plus chère
dans mon cœur et et toutes sa famille et son père spécialement*

A mes enseignants Mr Sidrohou & Mr Atlili Med Elhadi-

Université Ouargla

Tous mes chers (e) amis (e)

*A tous ceux qui mon aider de prés ou loin pour la réalisation de
ce Modest travail.*

Aitab

Liste des tableaux.

Tableau IV.1	Les informations sur le puits.....	37
Tableau IV.2	Information sur la boue.....	37
Tableau IV.3	Information opérationnelles.....	37
Tableau IV.4	Information sur équipements.....	37
Tableau IV.5	Données sur le test.....	38
Tableau IV.6	Les informations sur le puits.....	39
Tableau IV.7	Information sur la boue.....	39
Tableau IV.8	Information opérationnelles.....	39
Tableau IV.9	Information sur équipements.....	40
Tableau IV.10	Données de test	40
Tableau IV.11	Les informations sur le puits.....	41
Tableau IV.12	Information sur la boue.....	42
Tableau IV.13	Information opérationnelles.....	42
Tableau IV.14	Représente les zones testées.....	42
Tableau IV.15	Données de test.....	42

Liste des figures

Figure I.1. Le principe de L'essai de puits	2
Figure I.2. La distribution de pression en fonction du temps	5
Figure I.3. Écoulement radial circulaire; vue de face et de dessus	9
Figure I.4.Écoulement linéaire dans la fracture	9
Figure I.5. Écoulement sphérique	9
Figure II.1. Les types de test DST	15
Figure II.2. Les équipements d'un DST	15
Figure II.3. Les types de Packer (positrieve, positest)	16
Figure II.4: a) safety joint; b) jar	17
Figure II.5. SHRV	18
Figure II.6. Tête de puits	19
Figure II.7. Choke manifold	20
Figure II.8. Le séparateur	21
Figure II.9. Les séquences d'un test DST	22
Figure III .1. Système d'isolation CERTIS	23
Figure III.2. Remote dual valve IRDV	24
Figure III. 3. Signatures quartz gauges	25
Figure III. 4. L'échantillonneur SCAR-Muzic	26
Figure III. 5. Réseau sans fil Muzic	27
Figure III.6.Un jeu de données en temps réel superposé sur un ensemble de données de mémoire	28
Figure IV.1. Interface de logiciel saphir	29
Figure IV.2. Résultats de test (pression, température) VS temps du puits RHAW-1...	30
Figure IV.3. Résultat de test (pression) VS temps du puits omp46	31
Figure IV.4. La courbe log-log de la pression et sa dérivée omp46	32
Figure IV.5. Les résultats obtenus par le logiciel Saphir	33

Liste des symboles

A	: Section de passage de fluide.
A_f	: Surface latérale de fracture.
B	: Facteur volumétrique du fond.
B_0	: Facteur volumétrique du fond de la phase huile.STB/bbl.
c	: Compressibilité Psi^{-1}
c_e	: Compressibilité équivalente.
c_f	: Compressibilité de formation.
c_g	: Compressibilité du gaz.
c_p	: Compressibilité des pores
c_t	: Compressibilité totale.
C	: Capacité du puits.
C_D	: Capacité de puits sans dimension.
C_{df}	: Capacité de puits sans dimension des fissures.
C_s	: Constant d'effet de capacité de puits (Wellbore storage).
C_{SD}	: Constant d'effet de capacité de puits adimensionnel (wellbore storage adimensionnel).
D	: Facteur de turbulence.
F_C	: La conductivité de la fracture.
h	: Épaisseur de la couche.
h_f	: Épaisseur de la fissure.
h_i	: Épaisseur de la couche i (le nombre de couche).
h_p	: Hauteur perforée.
IP	: Indice de productivité.
IP_{th}	: Indice de productivité théorique.
k	: Perméabilité.
k_h	: Perméabilité horizontale.
k_i	: Perméabilité de la couche i (le nombre de couche).
k_m	: Perméabilité de la matrice.
k_s	: Perméabilité sphérique.
k_v	: Perméabilité verticale.

K : Diffusivité hydraulique.
 l_w : Côté blocs matriciels cubiques séparés par des fissures.
 M : Pente de la droite semi-log.
 $m(p)$: Fonction de pseudo pression du gaz ou real gas potentiel.
 $m(p)_d$: Fonction de la pseudo-pression adimensionnelle
 P : Pression.
 p' : Dérivée de la pression.
 \bar{p} : Pression moyenne.
 P_D : Pression sans dimension.
 P_g : Pression du gisement.
 p_i : Pression initiale.
 P_{i1} : Pression initiale de la couche IV-3.
 P_{i2} : Pression initiale de la couche IV-2.
 P_{ref} : Pression de référence.
 P_{sc} : Pression standard.
 P_{1hr} : Pression lue pour $\Delta t = 1h$ sur la droite semi-log.
 P_{wf} : Pression au fond d'un puits en débit.
 P_{ws} : Pression au fond d'un puits fermé.
 q_{sc} : Débit fond de gaz ramené dans des conditions standard.
 q_t : Débit total.
 Q : Débit mesuré aux conditions de surface, bbl/day.
 Q_g : Débit de gaz.
 r_m : Rayon du bloc matriciel en cylindres verticale .
 r_w : Rayon du puits.
 r_{wa} : Rayon apparent du puits
 S : Skin.
 \tilde{S} : Skin apparent.
 S_d : Coefficient du skin d'endommagement.
 S_p : Skin dû à la pénétration partielle.
 S_o : Saturation en huile.
 T : Temps.
 t_{df} : temps sans dimension correspondant au début de l'écoulement.

- t_D : temps sans dimension.
 t_p : Temps de production sans dimension ramené à l'aire de drainage.
 t_{ps} : Le pseudo-temps
 T : Température.
 T_g : Température du gisement.
 T_{sc} : Température standard.
 V : Volume.
 \vec{V} : vitesse apparente.
 V_{ref} : volume de référence a une pression de référence P_{ref}
 Δp : Différence de pression.
 $\Delta p'$: Différence de la dérivée de la pression.
 ΔP_s : Pertes de charge dus au skin.
 Δt : Intervalle de temps de fermeture.
 Δt_e : Temps équivalent d'Agarwal.
 X : distance dans la direction « x ».
 X_f : demi-longueurs de la fracture.
 Z : Facteur de compressibilité du gaz.
 \bar{Z} : Facteur de compressibilité du gaz à P_i
 α : Caractéristique géométrique du système matrice-fissure
 λ : Paramètre d'échange entre matrice et fissures ou entre deux couches en réservoir bicouche
 μ : Viscosité.
 $\bar{\mu}$: Viscosité à P_i
 $\bar{\mu}_g$: Viscosité de gaz à P_i
 η : Rendement du puits
 ω : Rapport de capacité de la fracture sur la capacité totale du système
 \mathcal{P} : Masse volumique de fluide
 θ : Angle entre deux failles sécantes, du puits dévié dans un réservoir
 \emptyset : Porosité

Liste d'annexe

- Annexe n°1** Exemple d'un train de test
- Annexe n°2** système sans fil Muzic
- Annexe n°3** déplacement d'onde acoustique
- Annexe n°4** Répéteur
- Annexe n°5** Comparaison des données en temps réel de signature
gauge avec les données de mémoire
- Annexe n°6** Obtention de données critiques en temps réel. Exemple
d'un puits au Brésil
- Annexe n°7** Prise de décision en temps réel (résultat d'un puits à
Copenhague, au Danemark)
- Annexe n°8** zone et localisation du puits MD367
- Annexe n°9** zone de pression moyenne du puits MD367
- Annexe n°10** la fiche technique du puits MD367
- Annexe n°11** zone et localisation du puits omp46
- Annexe n°12** zone de pression moyenne du puits omp46
- Annexe n°13** La fiche technique du puits omp46
- Annexe n°14** la fiche technique du puits omp46
- Annexe n°16**

Table des Matières

Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des symboles	
Liste des annexes	
Introduction générale	1
Chapitre I : La théorie des essais de puits	2
Introduction	2
I.1. Principe l'essai de puits	2
I.2. Objective l'essai de puits	3
I.3. Types des essais de puits	3
I.4. Notions importantes	4
I.4.1. Notion de la zone compressible	4
I.4.2. Rayon d'investigation	4
I.4.3. Effet de capacité de puits (wellbore storage)	5
I.4.2. Notion de skin	6
I.4.5. Equations fondamentales	6
I.5.1. Les caractéristiques primaires de réservoirs	7
I.5.2. L'équation de diffusivité	10
I.5.2.a. Pour l'huile	10
I.5.2.b. Pour le gaz	13
I.5.3. Résolution de l'équation de diffusivité	12
Chapitre II: Drill stem test	14
I.1. Définition	14
II.2. Principe du DST	14
II.3. Les différents tests (DST)	15
II.4. Description du matériel utilisé pour le DST	15
II.4.1. Equipement de fond	15
II.4.2. Composition d'un train de test (de bas en haut)	16
II.4.3. Les différents types de vanne de fond	18
II.4.4. Les différents types de vanne de circulation	19
II.4.5. Les équipement de surface	19
II.4.6. Le tampon	21
II.5. Les séquences de déroulement	21
II.5.1. Les principales phases de l'opération	22
II.5.2. Le déroulement des opérations	22
II.6. Les problèmes peuvent être réalisés dans le test DST	23
Chapitre III: DST MUZIC	24
Introduction	24
III.1. Définition et objectifs	24
III.2. Outils activés par Muzic	25
III.2.1. Système d'isolement CERTIS	25
III.2.1.a. Encrage de packer	25
III.2.1.b. Récupération de packer	25
III.2.2. IRDV dual valve	26
III.2.3. Les guages	27
III.2.4. Les échantillonneurs SCAR-Muzic	30
III.3. Architecture de réseau Muzic	31
III.4. Problème de propagation	33

III.5.	Comparaison des données en temps réel de signature gauge avec les données de mémoire.....	33
III.5.1.	Cas de puits à l'Indonésie	33
III.6.	Avantage de système Muzic	34
III.7.	Limitation.....	35
Chapitre V :	Interprétation des données par logiciel saphir.....	36
IV.1.	Description de logiciel SAPHIR	36
IV.2.	Analyse des résultats du test de puits	36
IV.2.1.	Cas du puits RHAW-1.....	36
IV.2.1.1.	Résultats DST MUZIC sur RHAW-1.....	38
IV.2.1.2.	Procédure de test.....	38
IV.2.2.	Cas du puits MD367.....	39
IV.2.2.1.	Procédure de test.....	40
IV.2.2.2.	Résultats DST MUZIC N°1 sur MD367.....	41
IV.2.3.1	Cas du puits omp46.....	41
IV.2.3.2.	Données de test DST.....	42
IV.2.3.3.	Résultats DST N°1 sur omp46.....	43
IV.2.3.4.	les paramètres des la couche productrice omp46.....	44
Conclusion		et 46
Recommandation.....		
Annexe		
Bibliographie		

Introduction

A l'issue de forage d'un puits et au cours son exploitation (après un Work Over), L'ingénieur de production doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de puits et prévoir la future production sous divers modes de fonctionnement et optimiser la récupération des hydrocarbures. Alors on est obligé de comprendre autant que possible le réservoir et ces propriétés afin de l'exploiter avec un rendement maximum et une stratégie judicieuse.

Drill Stem Test (DST) est une technique qui nous donne une image sur le réservoir et le puits par la création d'une perturbation autour du puits (cycles d'ouverture et de fermeture) afin de déclencher les réponses nécessaires pour la modélisation mathématique de réservoir. Il nécessite un réservoir en état dynamique en utilisant une complétion provisoire pour contrôler l'éruption provoquée et acheminer l'effluent vers la surface pour enregistrer les débits obtenus et les pressions de fond correspondantes. Il est effectué avant la descente d'une complétion dans un puits récemment foré ou bien a subi une opération de work over.

Au cours des dernières années, les entreprises de services ont beaucoup contribué à réduire l'incertitude et les coûts associés aux tests de puits, tout en augmentant la sécurité et l'efficacité. Une étape significative de cette progression comprend le système de test de fond de puits MUZIC « Multi Zone Inter Communication ».

L'acquisition des données de test de fond de puits a récemment été améliorée par le développement d'un système de télémétrie sans fil acoustique qui donne aux opérateurs un accès à ces données en temps réel.

L'objectif de cette thèse consiste à comparé les essais transitoires (build up) dans les DSTs conventionnel et DST MUZI ,a la afin on a interprété les résultats en utilisant logiciel Saphir.

Ceci a motivé l'organisation de notre mémoire en quater chapitres. Le premier chapitre présente la théorie des essais de puits (well test). Généralité sur le DST est abordée dans le chapitre II e, ensuite on explique dans le chapitre III le DST MUZIC. Dans le dernier chapitre, Analyse et Interprétation analytique des réponses où on a choisi trois puit.

Introduction

L'utilisation des tests de puits, c'est-à-dire l'évolution de la pression au niveau d'un puits dont le débit contrôlé, donne un moyen d'affiner notre connaissance sur le sous-sol sur une échelle plus grande et plus détaillée que celle relative à l'analyse des carottes en laboratoire, et qui reflète des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production ; et des grandeurs dynamiques tels que La pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité etc.

L'analyse des données donne des informations sur le réservoir et sur le puits. Les résultats d'essais de puits, associés avec les études géologiques et géophysiques, servent à construire le modèle de réservoir, qui sera utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles. La qualité de la communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits.

I.1. Principe l'essai de puits

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système -réservoir + fluide- et enregistrer la réponse transitoire de pression. En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. Puis, c'est l'interprétation qui fait l'identification du système de la manière suivante :

entrée(débit) × système(roche + fluide) = sortie(pression)

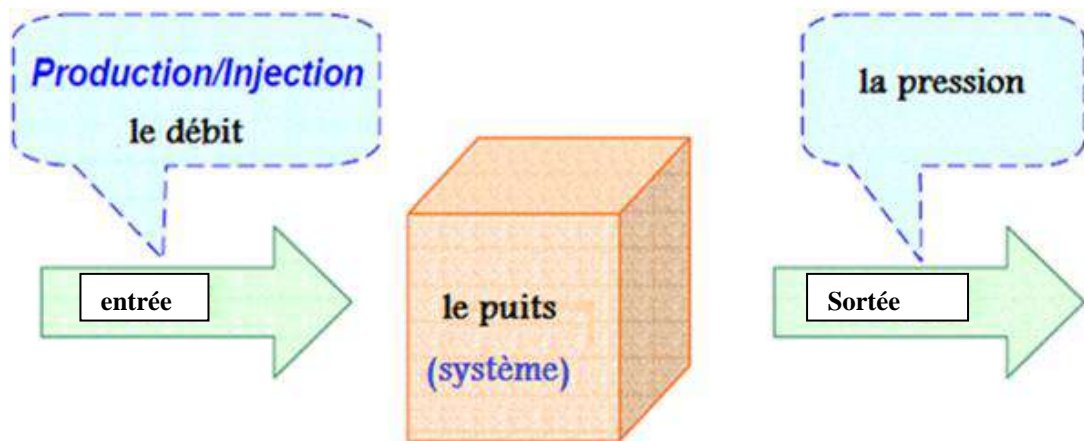


Figure I.1. Le principe des essais de puits.

I.2. Objectif l'essai de puits

Les techniques employées en cours de forage ne donnent que des informations limitées à un faible rayon au tour du puits, par contre, les essais de puits permettent d'étendre ce rayon d'investigation à une large zone et de fournir des informations sur la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites de réservoir, ainsi que sur la porosité et la compressibilité de la roche magasin.

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur le puits et le réservoir pour estimer la rentabilité d'un gisement et de contrôler le coût de son exploitation ; parmi ces renseignements on distingue :

a) Reconnaissance des qualités pétrophysiques de réservoir comme la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites de réservoir, ainsi que sur la porosité. A partir de ces paramètres, on peut localiser les couches productrices et d'établir des corrélations entre elles.

b) Evaluation de la productivité du puits :

Pour un puits à effluent liquide, les essais de puits servent à définir un indice de productivité, tandis que pour un puits à gaz, c'est de définir la courbe de débit potentiel.

On en déduit le meilleur taux d'exploitation (nombre de puits, déclenchement d'une stimulation si le puits est colmaté,...).

c) Contribution à la connaissance du mécanisme de drainage de gisement :

L'évolution des pressions moyennes dans l'aire de drainage du puits et les rapports (gaz/huile) GOR et (eau /huile) WOR permettent d'estimer les volumes de diverses phases en place et de prévoir leur variation globale, et aussi on peut déduire des prévisions de production.

d) Estimation des réserves à partir des renseignements fournis par les essais de puits pour évaluer le réservoir.

e) Prévisions des incidents éventuels de production à partir de l'identification des différents problèmes rencontrés pendant la production, soit au réservoir (venue de sable, tenue de terrains, envahissement par l'eau ou par le gaz ...etc.) ou au mouvement de l'effluent (dépôt de sel , les asphaltènes et les paraffines).

I.3. Types des essais de puits

On peut classer les essais de puits par plusieurs critères :

- Selon la chronologie de test : On a les tests initiaux (drill stem test), tests potentiels, et tests périodiques.

- Selon le nombre de puits rentrant dans le test : On a les tests à un seul puits (build up, drawdown, falloff) ; et les tests à plusieurs puits (test d'interférence ; pulse test)
- Selon le type de puits : test des puits producteurs (build up ; drawdown) et des test des puits injecteurs (injectivity test ; falloff).
- Selon le mode de test :
 - En fermant le puits (build up ; falloff).
 - En ouvrant le puits (drawdown ; injectivity test).
 - En plusieurs fermetures et ouvertures successives (DST ; interference test ; pulse test).

I.4. Notions importantes

I.4.1. Notion de la zone compressible

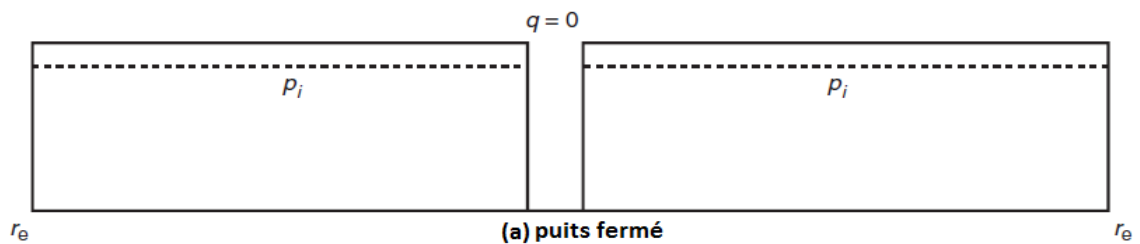
Le principe de well test est de créer une perturbation dans le puits, cette perturbation va se propager dans le réservoir jusqu'elle atteigne les limites de réservoir, on peut appeler la zone atteinte par la perturbation (pendant la propagation de perturbation) comme la zone compressible. Le débit qui existe à une distance r du puits à l'instant t peut être déterminé par l'équation suivante [1] :

$$q(r, t) = qe^{-\frac{r^2}{4kt}} \dots \dots \dots (I.1)$$

q : est le débit au fond de puits

I.4.2. Rayon d'investigation

On peut définir le rayon d'investigation comme la position de la zone de compression dans le réservoir ou bien la position atteinte par la perturbation. [2]



La pression (p_i) est uniforme dans tout le réservoir.

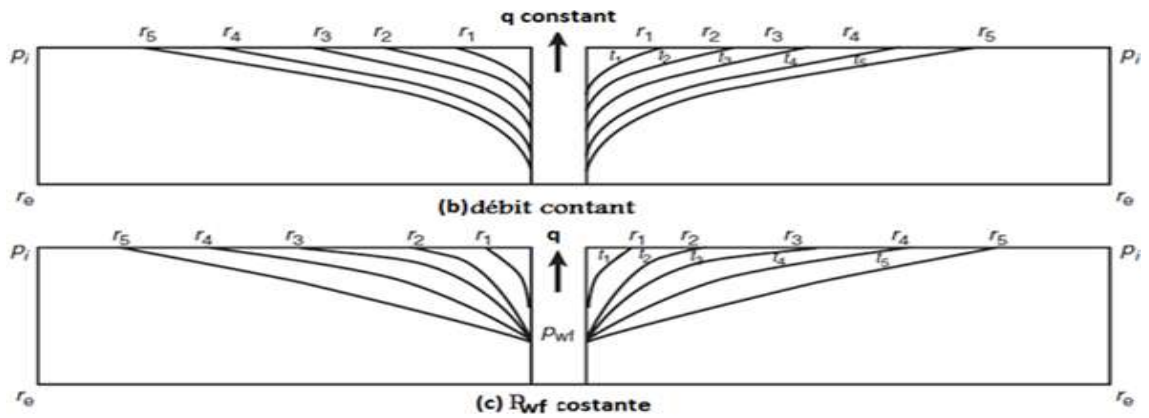


Figure I.2. La distribution de pression en fonction du temps. [2]

L'ouverture (soit à débit constant ou P_{wf} constante) provoque la perturbation dans le réservoir.

Figure I.3 (b) montre qu'au temps t_1 , la perturbation de pression s'est déplacée d'une distance r_1 dans le réservoir. On peut remarquer que le rayon de perturbation de pression augmente continuellement avec le temps. Il est également important de noter que tant que le rayon d'investigation n'a pas atteint la limite réservoir soit r_e , le réservoir sera agissant comme si il est infini. Pendant ce temps, nous disons que le réservoir est à action infinie [2].

Figure II.3 (c) illustre schématiquement la propagation de rayon d'investigation en fonction de temps, à l'instant t_4 , $r_{inv}=r_e$ c'est-à-dire que la perturbation a atteint la limite de réservoir. Cela provoque le changement de comportement de pression. [2]

$$\eta_i = 0.0324 \sqrt{\frac{k\tau}{\phi\mu c_t}} \dots\dots\dots (I.2)$$

I.4.3. Effet de capacité de puits (wellbore storage)

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit de puits (soit de zéro à une valeur constante, ou l'inverse), cette variation est contrôlée en surface mais malheureusement n'est pas contrôlé au fond. Si le puits est fermé 'buildup' le débit au fond n'arrête pas et suit une évolution progressive grâce à la compressibilité de la colonne de fluide de la formation. Par contre, s'il est ouvert 'drawdown', au début, la production en surface est due à l'expansion de fluide comprimé dans le puits. [2,3]

L'effet de capacité de puits est exprimée par la constante « c » avec :

$$c = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p} \dots\dots\dots (I.3)$$

ΔV_{wb} : Changement du volume de fluide dans le puits.

L'effet de capacité de puits doit être tenu en compte dans l'interprétation des données des essais de puits, car il peut masquer une partie importante de la réponse normale du puits dans la première période de l'essai. [3]

a) Le temps de fin de l'effet de capacité de puits

Trois critères sont présentés dans la littérature pour estimer la fin de l'effet de capacité de puits.

1) Critère de Ramey

La loi de Ramey pour estimer la fin de l'effet de capacité du puits tient compte de l'endommagement du puits, elle est donnée sous la forme [3]

$$t = \frac{(200000 + 12000S) C}{kh/\mu} \dots\dots\dots (I.4)$$

2) Critère de Chen et Brigham

Cette loi est donnée sous la forme [3] :

$$t = \frac{1700 C e^{0.14S}}{kh/\mu} \dots\dots\dots (I.5)$$

3) Règle de pouce

Cette règle est utilisée pour l'utilisation des courbes type pour l'interprétation. Cette règle situe la fin de l'effet de capacité de puits à l'intersection de la courbe Log-Log de ΔP en fonction de dt et de la parallèle à la droite de pente 1 translatée de 1,5 cycle. [3]

I.4.4. Notion de skin

Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

I.5. Equations fondamentales

La description quantitative d'un phénomène physique exige toujours la présence des formules et des équations. Ces formules nous aident à comprendre mieux le processus de ces phénomènes, mais elles se réfèrent toujours aux aspects les plus importants de processus, en se négligeant des autres pour faciliter la tâche. C'est ce qu'on appelle le modèle mathématique.

Dans notre cas on s'intéresse à l'étude de comportement des fluides qui traversent un milieu poreux (filtration des fluides), mais malheureusement L'écoulement dans des médias poreux est un phénomène très complexe et ne peuvent pas être décrits aussi explicitement que traversent des pipes ou des conduites.

Les formes mathématiques de ces rapports varieront selon les caractéristiques du réservoir.

I.5.1. Les caractéristiques primaires de réservoirs

Il existe plusieurs caractéristiques primaires de réservoirs qui influent sur les relations mathématiques qui décrivent l'écoulement des fluides dans le réservoir :

1) Type de fluides

Le coefficient de compressibilité thermique c'est un paramètre qui définit la nature de fluide dans le réservoir : [2]

- a) Fluide incompressible
- b) Fluide peu compressible
- c) Fluide compressible

En fonction volume :

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \dots\dots\dots (I.6)$$

En fonction de la masse volumique :

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \dots\dots\dots (I.7)$$

- c : facteur de compressibilité isotherme, ρ : la Masse volumique de fluide
- V : volume de fluide, p : pression de fluide

a) Fluide incompressible

C'est un fluide qui ne subit aucun changement de volume en fonction de pression :

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \text{ ou bien } \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 [2]$$

b) Fluide peu compressible

C'est un fluide qui subit des changements légers de volume ou de densité en fonction de pression, connaissant un volume de référence V_{ref} a une pression de référence P_{ref} le changement de volume en fonction de pression définit par l'intégral suivant [2] :

$$c \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{\partial V}{V} \text{ Après l'intégration } \exp[c(p_{ref} - p)] = \frac{V}{V_{ref}}$$

$$V = V_{ref} \exp[c(p_{ref} - p)] \dots\dots\dots (I.8)$$

Comme $c(p_{ref} - p)$ est très petit, $\exp[c(p_{ref} - p)]$ peut être remplacé par son approximation et l'équation (I.8) devient :

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \dots\dots\dots (I.9)$$

c) Fluide compressible

C'est un fluide qui subit de changement de volume en fonction de pression [2]

$$c_g = \frac{1}{p} \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (I.10)$$

2) Les régimes d'écoulements

Il existe trois types de régime d'écoulements pour décrit l'écoulement de fluide dans réservoir et la distribution de pression en fonction de temps : [2]

- Régime d'écoulement permanent (steady state).
- Régime d'écoulement transitoire (transient state).
- Régime d'écoulement semi permanent (pseudo steady-state).

a) régime permanent (Steady state) : C'est un régime où la variation de pression par rapport au temps est nulle en chaque point de réservoir $\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0$ [2].

b) régime transitoire (Transient state) : C'est un régime où la variation de pression par rapport au temps dans chaque point de réservoir n'est pas nulle ou constante, elle est fonction de temps et de position $\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = f(x, t)$ [2].

c) régime semi permanent (Pseudo steady state): C'est un régime où la variation de pression par rapport au temps est constante. $\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = c$ [2].

3) La géométrie de réservoir :

La forme d'un réservoir exerce un impact significatif sur son comportement d'écoulement. La plupart des réservoirs ont des frontières irrégulières et une description mathématique rigoureuse de leur géométrie est souvent possible seulement avec l'utilisation des simulateurs numériques. La géométrie de l'écoulement réel peut être représentée par l'un des écoulements suivants :

a) Écoulement radial circulaire:

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial.

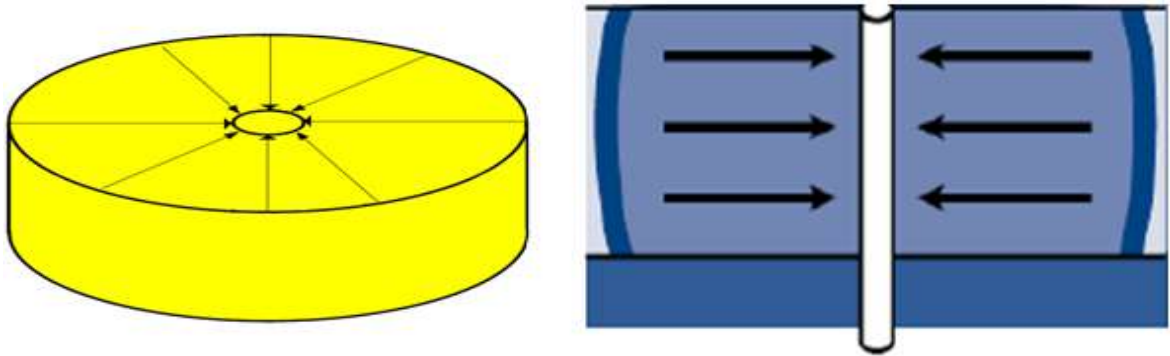


Figure I.3. Écoulement radial circulaire; vue de face et de dessus.

b) Écoulement linéaire

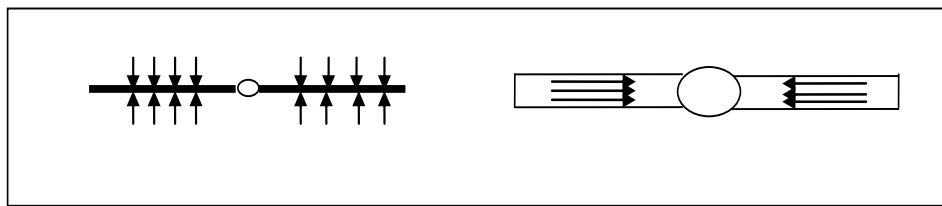


Figure I.4. Écoulement linéaire dans la fracture.

L'écoulement est constant, on trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle.

c) Écoulement Sphérique et hémisphérique

Selon le type de complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique, près du puits. Un puits équipé d'un intervalle perforé limitée pourrait produire un écoulement sphérique dans le voisinage des perforations comme illustré dans la figure II.8. Un puits qui pénètre partiellement la zone productrice, suivant les indications de cette figure a pu avoir comme conséquence l'écoulement hémisphérique (figure I.9). La condition a pu surgir là où le coning.

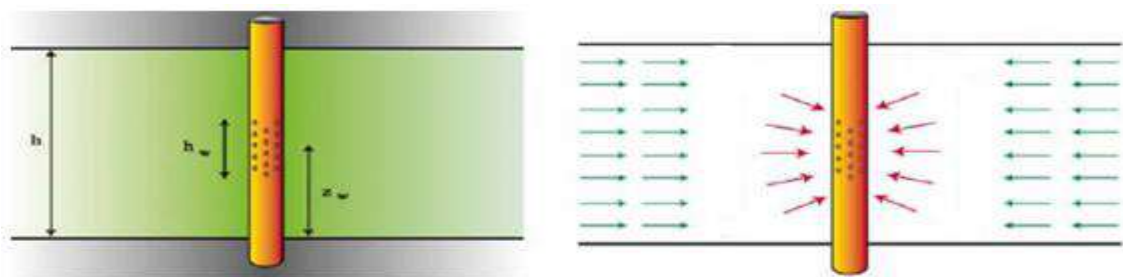


Figure I.5. Écoulement sphérique.

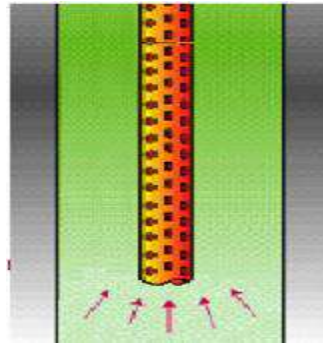


Figure I.6. Écoulement hémisphérique.

I.5.2. L'équation de diffusivité

Les modèles mathématiques de filtration sont généralement basées sur :

- La loi de Darcy.
- La loi de conservation de masse.
- L'équation d'état qui décrit les propriétés mécaniques des fluides.

I.5.2.a. pour l'huile

1. La loi de Darcy

Henry Darcy a prouvé son hypothèse en 1856 en utilisant les équipements illustrés par la figure II.10, il a effectué plusieurs expériences avec différents types de sable, l'écoulement à travers le filtre à sable est traduit par la formule suivante [1,2,3] :

$$v = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots \dots \dots (I.11)$$

Avec :

- V : vitesse apparente (cm/s).
- Q : débit volumétrique (cm³/s).
- A : section de passage de fluide (cm²).
- K : est la perméabilité, (md).
- P : pression, (atm).

La loi de Darcy ou la loi de filtration linéaire traduit la proportionnalité entre la vitesse de filtration et de gradient de pression, elle est utilisée pour décrire les écoulements dans les milieux poreux.

La loi de Darcy en écoulement radial circulaire s'exprime par :

$$v = \frac{q}{A} = \frac{2\pi r h}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \dots \dots \dots (I.12)$$

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- Écoulement à faible vitesse (laminaire).

- Écoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction entre fluide et formation.

2. Loi de conservation de masse

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées pendant l'intervalle de temps. Nous pouvons généraliser ce constat en le formulant comme suit : le débit massique dans un système doit être constant à toutes les sections transversales, en autant qu'il n'y ait pas de fuite, d'apport, de perte ou de stockage du fluide. Mathématiquement, on peut exprimer cette loi comme suit [1,2,3] :

$$\text{div}(\rho \vec{v}) + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (I.13)$$

3. L'équation de diffusivité

Par la combinaison de: la loi de Darcy et conservation de masse (continuité) et l'utilisation de l'équation d'état et par la mise des hypothèses suivante :

- Compressibilité des fluides faible et constante.
- Un gradient de pression faible (réservoir à faible vitesse d'écoulement).
- Porosité et la compressibilité de roche sont constantes.
- L'écoulement est monophasique.

On obtient l'équation de diffusivité sous la forme suivante [3] :

$$\Delta P + C_e (\overline{\text{grad}P})^2 - \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (I.14)$$

Comme on a supposé que la gradient de pression est faible donc : $C_e (\overline{\text{grad}P})^2 = 0$

L'équation(5) devient [3]:

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (I.15)$$

$K = \frac{k}{\phi c_t \mu}$: est appelé diffusivité hydraulique du milieu.

Dans le système de coordonnées cylindrique l'équation de diffusivité a la forme suivante :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (I.16)$$

En système d'unités de mesure pratiques l'équation devient :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (I.17)$$

- L'équation de diffusivité décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction de temps (une fois dérivable par rapport au temps) et de l'espace (deux fois dérivable par rapport

l'espace), pour résoudre cette équation il faut faire appel aux conditions aux limites. ces conditions aux limites décrivent :

L'état des pressions au début de l'essai: à $t=0$, on suppose que la pression est uniforme dans tout le réservoir et égale à P_i (pression initiale uniforme).

- **Les limites du réservoir:** dans le réservoir où la filtration à lieu peut être limitée ou infinie. L'infinité est plutôt un terme mathématique qu'un terme réel, mais elle est très utile dans la résolution des équations complexes. Une limite (frontière) est dite ouverte si le fluide peut passer, et fermée s'il ne peut pas. , on peut avoir une condition de type de Dirichlet : limite de drainage du puits, et même pour une faille étanche ; ou bien de type Newman ($f(M_0) = f_0$) : une pression constante au contact d'un aquifère actif, près d'un puits injecteur ; ou bien une pression qui égale à la pression initiale à l'infinie.
- **L'état de puits :** on considère qu'aux parois de puits on a débits constant.

I.5.3. Résolution de l'équation de diffusivité

L'hypothèse la plus souvent faite est de supposer le réservoir homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. le puits traverse la couche sur toute son épaisseur et supposé au centre d'un réservoir cylindrique. La résolution de l'équation de diffusivité est obtenue avec les conditions aux limites :

- à $t=0$, $P=P_i$.
- à $r=\infty$, $P=P_i$.
- débit constant.
- rayon de puits est infinitésimal.

On obtient :

$$P_i - P(r,t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \cdot E_i \left[\frac{-r^2}{4Kt} \right] \dots\dots\dots (I.18)$$

Où $E_i(x)$ est la fonction exponentielle intégrale définie par :

$$-E_i(x) = \int_x^{+\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \dots\dots\dots (I.19)$$

Comme l'évolution de pression est mesurée au niveau de puits de rayon r_w , l'équation (II.18) devient :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \cdot E_i \left[\frac{-r_w^2}{4Kt} \right] \dots\dots\dots (I.20)$$

- Lorsque $x < 0.01$ alors $E_i(x) = \ln(1.781x)$ avec une erreur de moins que 0.25%.
- Lorsque $0.01 < x < 10.9$ on doit utiliser les valeurs tabléées de $E_i(x)$.
- Lorsque $x > 10.9$, donc $E_i(x)$ peut être considérée égale zéro.

Dans notre cas $x < 0.01$, la fonction $Ei(x)$ peut être remplacée par son approximation logarithmique :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(Ln \frac{Kt}{r_w^2} + 0.81 \right) \dots \dots \dots (I.21)$$

En unités pratique U.S et en tenons compte de l'endommagement du puits l'équation (12) s'écrit sous forme [1,2,3]:

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{162.6qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right) \dots \dots \dots (I.22)$$

Cette équation est la plus utilisée dans le domaine d'interprétation des essais de puits.

I.5.2.b. pour le gaz

L'équation a été établie pour un puits à huile en faisant plusieurs hypothèses qui sont le plus souvent inacceptables pour dans un puits à gaz.

Dans un puits à gaz la viscosité et la compressibilité varient avec la pression.

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_t \dots \dots \dots (I.23)$$

Par la combinaison de l'équation d'état d'un gaz et la loi de Darcy, on obtient l'équation de diffusivité pour un gaz :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{P}{\mu Z} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi\mu C_t}{k} \frac{P}{\mu Z} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots \dots \dots (I.24)$$

1. La pseudo-pression

La pseudo-pression $m(p)$, aussi appelée « real gas potentiel » est définie par[1,2,3]:

$$m(p) = 2 \int_{P_{ref}}^P \frac{P}{\mu Z} dP \dots \dots \dots (I.25)$$

L'équation de diffusivité devient :

$$\Delta m(p) - \frac{1}{K} \frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (I.26)$$

Introduction

Le test en cours de forage (DST) est la seule opération qui permet de connaître avec assez de précision le débit potentiel des couches traversées et leur pression. C'est aussi la méthode la Plus sûre pour déterminer la nature des fluides contenue. Il constitue donc le complément Indispensable aux diagraphies électriques et au carottage mécanique. C'est l'essai direct de la formation et c'est la méthode exacte de récupération des données de celle-ci (Pression de gisement et température). [6]

Le principe d'essais de puits dont le DST consiste à enregistrer la pression dans le puits, au niveau du réservoir, après une variation du débit qui provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir, soit au début (fin de forage) ou durant l'exploitation (après un Work Over). Grâce à cette opération, on peut déterminer les paramètres du gisement (Perméabilité, skin, R_i , ϕ etc.).

II.1. Définition

Les tests en cours de forage (Drill Stem test) sont des mises en production provisoires sans modifier l'équipement du puits en d'autre terme c'est une éruption contrôlée par une complétion temporaire du puits permettant de recueillir des échantillons des fluides contenus dans les roches [7], et de compléter la connaissance du gisement en déterminant :

- Nature et caractéristique des fluides.
- Pression et température du gisement.
- Caractéristiques de la roche réservoir.
- Le skin et les problèmes futurs de production.
- Le potentiel de puits.

Tous ces renseignements nous permettrons de décider le choix de la complétion à installer qui, assure l'acheminement des hydrocarbures dès le réservoir jusqu'à la surface avec un minimum de problèmes.

II.2. Principe du DST

Les fluides contenus dans les formations étant maintenus normalement pendant le forage par la pression exercée sur les couches par la colonne de la boue de forage, la réalisation d'un DST impose [7]:

- La diminution de la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester jusqu'à celle des fluides contenus dans la couche permettant ainsi un écoulement vers la surface.

- La canalisation de ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution ou d'éruption.
- La possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue.
- Enregistrement en fond de puits la pression, la température et leurs variations tous le long du test.

II.3. Les différents tests (DST)

Il existe les tests pour les puits à découverts (Open hole) et pour les puits tubés (Casing). On fait les tests dans les puits verticaux ou dirigés ; soit qu'il est forage ou work over. [6]

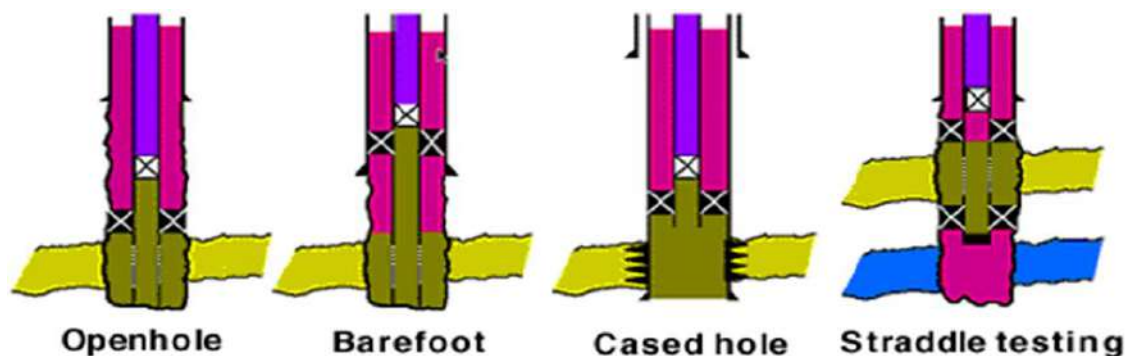


Figure II.1. Les types de test DST.

II.4. Description du matériel utilisé pour le DST

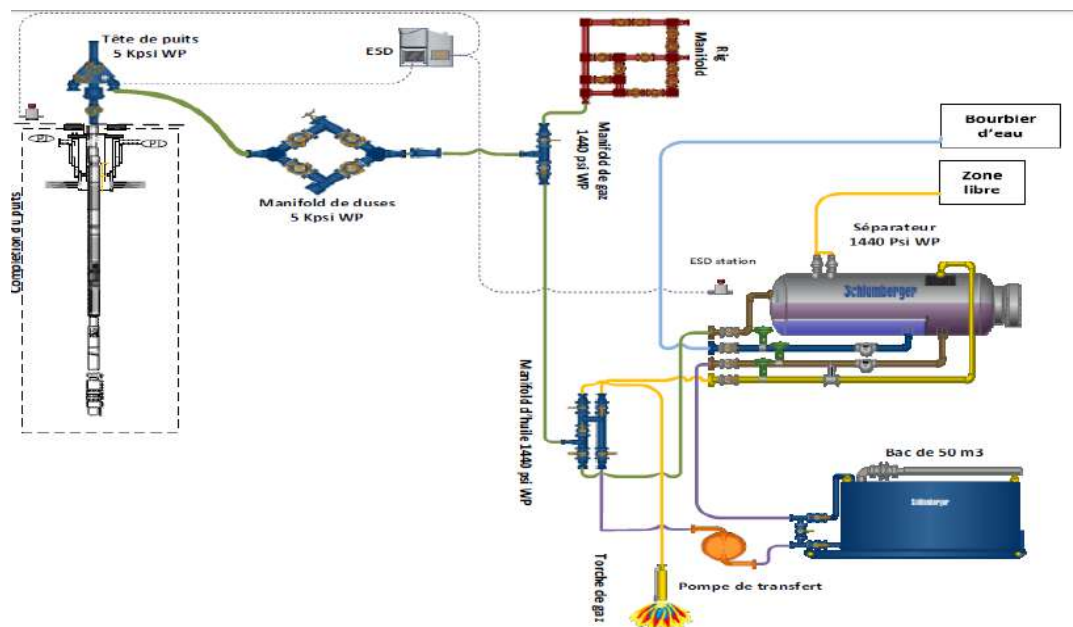


Figure II.2. Les équipements d'un DST.

II.4.1. Équipement de fond

Tous les trains de test possèdent une vanne de fond ; qui s'ouvre et se ferme pour effectuer les différentes étapes de l'opération (avoir des ouvertures « Débit » et des fermetures « Build-up »). La différence entre ces trains de test est dû à leurs principes de fonctionnement et leurs

fabriquant. Selon le principe de fonctionnement pour ouvrir/fermer la vanne de fond, on distingue :

- Il y'a un train de test qui travail par rotation (Conventionnel).
- Il y'a un train de test qui travail par translation (MFE, FBSV).
- Et il y'a un autre qui travail par pression annulaire (PCT, IRDV).

II.4.2. Composition d'un train de test (de bas en haut) [6]

- **le sabot** : situé tout en bas de la garniture de test, peut contenir 1 ou 2 enregistreurs.
- **Le packer** : C'est pour isoler la pression hydrostatique de la boue. Il comporte une garniture, qui se comprime au cours de l'ancrage et un by-pass pour l'égalisation de pression avant le desancreage de packer. Il existe quatre types de packer :
 - 1) **Packer positest (PSPK)**: avec un seul chien, utilisé pour des tests normaux.
 - 2) **Packer positrieve (PIPK)**: avec double chiens, utilisé dans des tests dont on est obligé d'acidifier de stimuler et exercer un minifrac.
 - 3) **Packer FlexPac**: pour les conditions sévères (HTHP).
 - 4) **Packer FlexPac Hold-Down**.

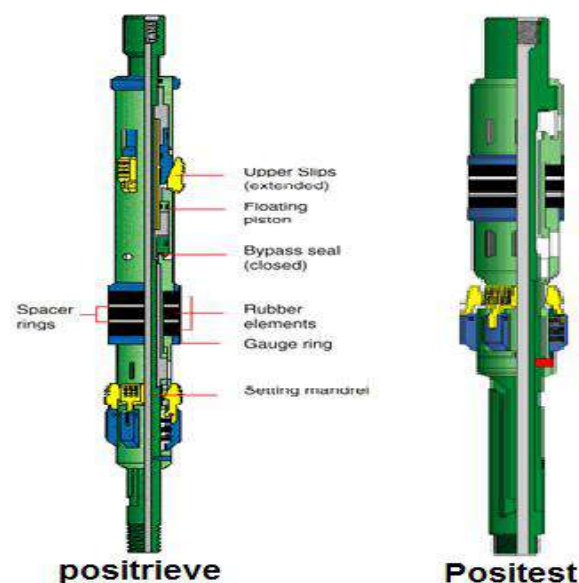


Figure II.3. Les types de Packer (positrieve, positest). [6]

Tous les packers casing portent des chiens, qui lui permettent de s'accrocher à l'intérieur du tube pour avoir son ancrage. Donc après l'accroche des chiens au casing ; on pose le poids nécessaire, les garnitures de caoutchouc se gonflent en provoquant une étanchéité. Tous ces packers s'ancrent par un quart de tour à droite en surface.

Nombre de tours : En surface les packers casing s'ancrent par $\frac{1}{4}$ de tour.

A 1000 m, $\frac{1}{4}$ de tour = 1 tour.

Exemple : Pour ancrer à 1000 m ; on doit faire 1 tour + ¼ de tour.

Poids d'ancrage : (1 tonne à 1,5 tonnes) X diamètre du casing.

- **Le safety joint :** En cas de coincement ou dévissage à se niveau pour remonter le train de test et descendre avec une coulisse de forage pour le battage pour essayer de récupérer le packer et dans le cas contraire on refore le packer.
- **La JAR (coulisse) :** Pour faire un petit battage en cas de coincement tout en évitant d'endommager les enregistreurs de fond.

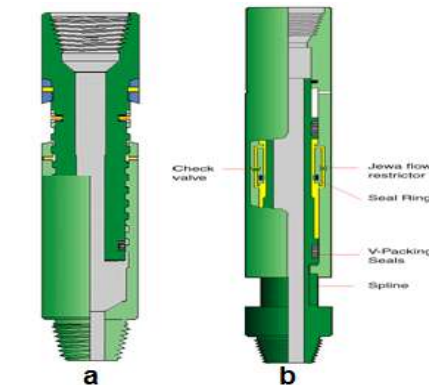


Figure II.4: a) safety joint; b) jar. [6]

- **Le gauge carrier :** les informations les plus attendus au cours d'un DST sont les enregistrements des pressions. Ils sont indispensables pour interpréter les résultats du test. Par sécurité on ajoutera donc un deuxième enregistreur qui pourra également permettre par sa position différente d'expliquer certaines anomalies. Le Porte enregistreurs c'est un Foureau qui porte les enregistreurs (Amérada) .Il faut toujours le mettre au dessus du packer, car en cas de coincement avec le packer on dévisse au niveau du safety joint et on remonte le train de test.
- **La vanne de fond :** il permet des cycles d'ouverture et de fermeture de la garniture au fond du trou de manière à entraîner des périodes de débit et de Buildup de l'effluent contenu dans la couche. On descend la vanne toujours fermée. Il existe plusieurs types de vannes de fond.
- **Vanne de circulation :** Sert à circuler la boue et dégager l'intérieur des tiges qui est sous pression le déplacer sur torche et le remplacer par la boue pour remonter le train de test en sécurité. Il existe plusieurs types de vannes de circulation.
- **SHRV (Single shot Hydrostatic Reversing):** C'est un raccord de circulation inverse. Il est actionné par un disque de rupture. Ce dernier est calculé en fonction de la pression hydrostatique à la cote de cette pièce.

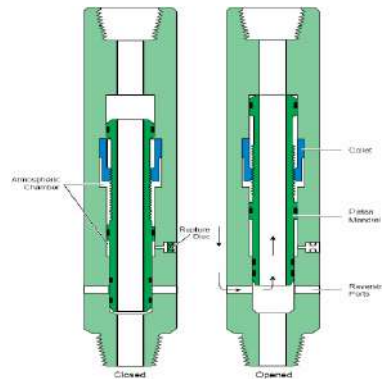


Figure II.5. SHR. [6]

- **Le slip joint :** (Un joint qui dort) Amortisseur - coulisse. Le slip joint on le place toujours au dessus des masses tiges (Drill Collar) car les masses tiges servent maintenir le packer ancré par leur poids. Lors du démarrage du puits la température augmente les tiges s'élongent et pour éviter de tirer sur le packer lors des elongations des tiges c'est le slip joint qui est doté coulisse de 1,50 m qui amortit cette elongation des tiges.

Exemple d'un train de test (voir annexe n°1)

II.4.3. Les différents types de vanne de fond [8]

- 1) **Le PCT (Pressure Contrôle Tester) :** c'est une vanne hydraulique. Cet outil est doté d'un (HRT ou PORT). Hydrostatique référence tool sert à lire la pression hydrostatique de boue.
- 2) **IRDV (Intelligent Remonte Dual Valve) :** C'est un outil intelligent à double vanne.
- 3) **FBSV (Full Bore Safety Valve) :** C'est une vanne de sécurité plein passage diamètre intérieur 2"1/4 plusieurs ouvertures et fermetures. C'est une vanne mécanique qui s'ouvre par système de translation. Quand on tire un certain poids exercé par les masses tiges, la vanne s'ouvre et pour la fermer il suffit de poser le même poids. Il faut toujours noter le poids pour pouvoir assurer le bon fonctionnement.
- 4) **MFE (Multi Flow Elevator) :** C'est une vanne de fond mécanique qui s'ouvre par système de translation à passage restreint 5/8", plusieurs ouvertures et fermetures.
- 5) **DICPV :** Vanne mécanique qui s'ouvre par rotation à passage restreint 5/8", limité en ouvertures et fermetures (deux ouvertures, deux fermetures).
- 6) **LPN: Low Pressure Nitrogène (HALLIBURTON):** C'est une vanne qui a le même principe de fonctionnement de PCT. C'est une vanne hydraulique à plusieurs ouvertures et fermetures dotée d'une chambre d'azote pour compresser la pression hydraulique de boue c'est à dire on monte en pression de 1500 psi dans l'annulaire on comprime la chambre d'azote, la vanne s'ouvre, on purge les 1500 psi l'azote se décomprime et retourne à sa position initiale, la vanne se ferme.

7) **STV** : Sélect Tester Valve avec HOOP (vanne hydraulique) : Le principe de fonctionnement est identique à la LPRN mais la sélect valve (STV) est dotée du système HOOP (Hold Open), garder la vanne ouverte.

II.4.4. Les différents types de vanne de circulation [8]

Pour mesures de sécurité il faut toujours descendre deux vannes de circulation dans un train de test à différent fonctionnement. , Il y a des vannes à goupilles et des vannes à pastilles.

A) Les vannes à goupilles

Tel que la vanne de circulation mécanique (Break Off Plug), C'est une vanne à goupilles qui s'ouvre en lançant une barre de la surface, percute la goupille et crée a Un passage entre l'intérieur des tiges et l'espace annulaire, cette vanne est utilisée dans les trains conventionnels tel que la **MFE**, **DICPV** à passage restreint.

B) Les vannes à pastilles

Les nouveaux trains de test Full Bore plein passage (**LPRN**, **STU**, **PCT**, **IRDV**, **FBSV**).C'est vannes s'ouvrent en exerçant une pression dans l'annulaire minimum de 2300 psi.

II.4.5. Les équipement de surface [6]

L'équipement de surface doit permettre :

- a)- de supporter les pressions en tête.
- b)-de créer des contre pressions pour modifier la pression de fond en cours de débit, par utilisation de duse.
- c)- de récupérer des échantillons.
- d)- de mesurer le débit d'air contenu dans la garniture au début de test et pousser par le débit de l'effluent au fond du trou.
- e)- séparer l'effluent s'il arrive en surface pour compter séparément l'huile, le gaz et l'eau.
- f)- de stocker ou brûler l'effluent.

II.4.6.a. Tête de puits

Consiste en un ensemble de quatre vannes:

- Master valve : Pour la fermeture totale de L'intérieur des tiges.
- Kill line valve : C'est une vanne manuelle, durant toute l'opération de test reste fermée. Elle s'ouvre que pendant les tests des équipements de surface et pour circuler à travers l'intérieur des tiges.

- Swabe valve : C'est une vanne de curage. Elle s'ouvre pour laisser le passage d'un outil spécial.
- Flow line valve : elle permet au fluide de puits de s'écouler.

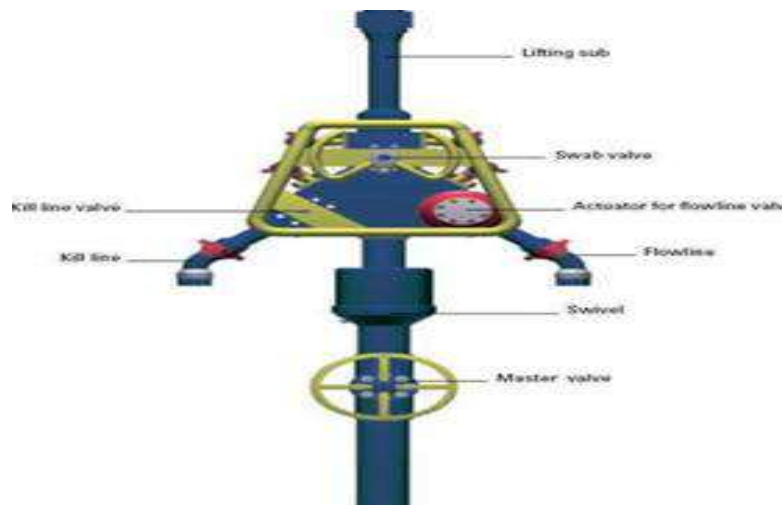


Figure II.6. Tête de puits. [6]

Ses fonctions principales sont :

- Contrôler la pression.
- Supporter le poids de train de test.
- Permettre- le mouvement de rotation du train de test.
- Permettre l'écoulement hors du puits à travers un limiteur de débit.
- Permettre de pomper du fluide dans le puits à travers une vanne de mise à mort.
- Permettre aux outils d'être introduit dans le puits par une vanne-tige ou d'une couronne.

II.4.6.b. Choke manifold

Un choke manifold est utilisé pour un bon nombre de raisons; il contrôle principalement le débit. Il consiste en un lot de vannes et de connexions disposées de telle sorte que l'écoulement peut être dirigé dans une ou deux directions à travers un ou deux portes-duses. Chaque porte duse peut recevoir divers types de duses (fixes, ajustable).

Le choke manifold est également équipé de plusieurs prises de pression et de température pour l'enregistrement de P et T en amont et en aval.

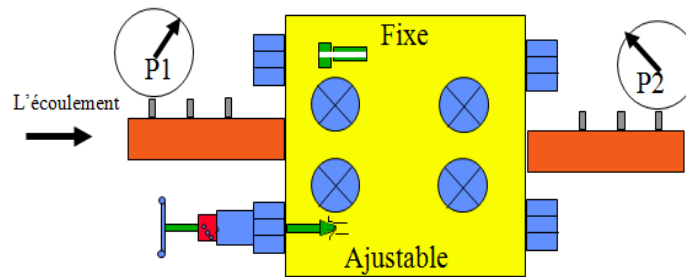


Figure II.7. Choke manifold.

II.4.6.c. Le séparateur

Le séparateur sert à séparer les différents fluides constituant l'effluent remonté du réservoir, afin de mesurer leurs débits et volumes séparément et nous permettre de prendre des échantillons.

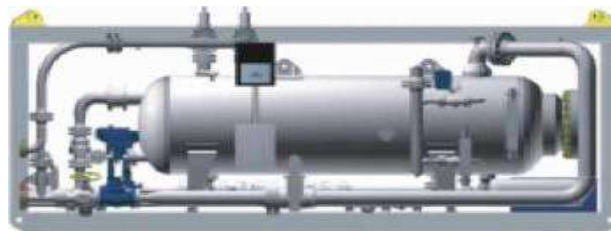


Figure II.8. Le séparateur. [6]

II.4.6.d. Système de fermeture d'urgence ESD

Le système ESD contrôle les vérins de commande de la vanne de la tête de puits.

II.4.7. Le tampon [6]

L'utilisation dans les tiges d'un tampon d'eau ou d'azote sous pression s'est généralisée pour les raisons suivantes :

- 1) Pour réduire la pression différentielle entre les deux faces du packer.
- 2) D'amortir la pression de fond.
- 3) D'amortir les coups de bélier (Qui peut provoquer un dégât en surface).
- 4) Pour éviter l'écrasement de la garniture.

Le tampon c'est un bouchon ralentisseur de démarrage du puits. Il est choisi en fonction de pression du gisement.

Observation

- Pour les puits secs ou très faible pression ; tampon=remplissage du BHA.
- Pour les puits pression moyenne ; Tampon=1/4 pression du gisement.
- Pour les puits pression fort ; Tampon= 2/3 pression du gisement.

II.5. les séquences de déroulement [6]

II.5.1. Les principales phases de l'opération

- Préparation du trou.
- Préparation du matériel.
- Descente des outils de fond.
- Opération de test proprement dite avec ouverture et fermeture de la vanne de fond.
- Remontée des outils de fond.
- Exploitation des données, résultats, interprétation.

II.5.2. Le déroulement des opérations

- Un démarrage du puits sera volontairement provoqué afin de noter quelques paramètres qui seront très utiles pour la complétion du puits.

Ancrage packer : Descendre le train de test et ancrage packer à la cote désirée. (La manœuvre de descente est souhaitée pour la nuit car la suite des opérations doit se faire à la lumière du jour).

Prédébit : Ouverture du puits pendant 5 minutes et noter ce qui se passe en surface au niveau du manifold. (Souffle fort ou faible) ou (Sortie boue) ou (il ne se passe rien – aucun signal).

Pression vierge : Le puits sera fermé pendant une heure pour l'enregistrement d'une première remontée de pression.

Débit : Ouverture puits sur torche en passant toujours par le manifold de test. Si le puits est éruptif, il va dégager de la boue et éventuellement de l'eau, ensuite du brut contaminé par la boue, puis du brut gazé. Une fois la pression est stabilisée, faire passer le débit sur séparateur. A partir de ce moment, le superviseur de l'opération note et transmet à sa hiérarchie les divers paramètres enregistrés en surface (\emptyset duse - Pression en tête – Débits -Température – Les temps).

Fermeture (Build up): A la tombée de la nuit (avant le crépuscule), Fermer le puits durant toute la nuit pour enregistrement de la remontée de pression par les enregistreurs de fond. Suivant le programme le DST peut durer 24 - 48 ou 72 heures.

Circulation inverse : Au lendemain à la lumière du jour, faire un cycle de circulation en inverse (01h30 à 02h00 de temps).

Désancrage packer et avant de remonter le train de test, surveiller le niveau du puits. Si le niveau est bas, continuer la circulation en direct jusqu'à stabilisation du puits.

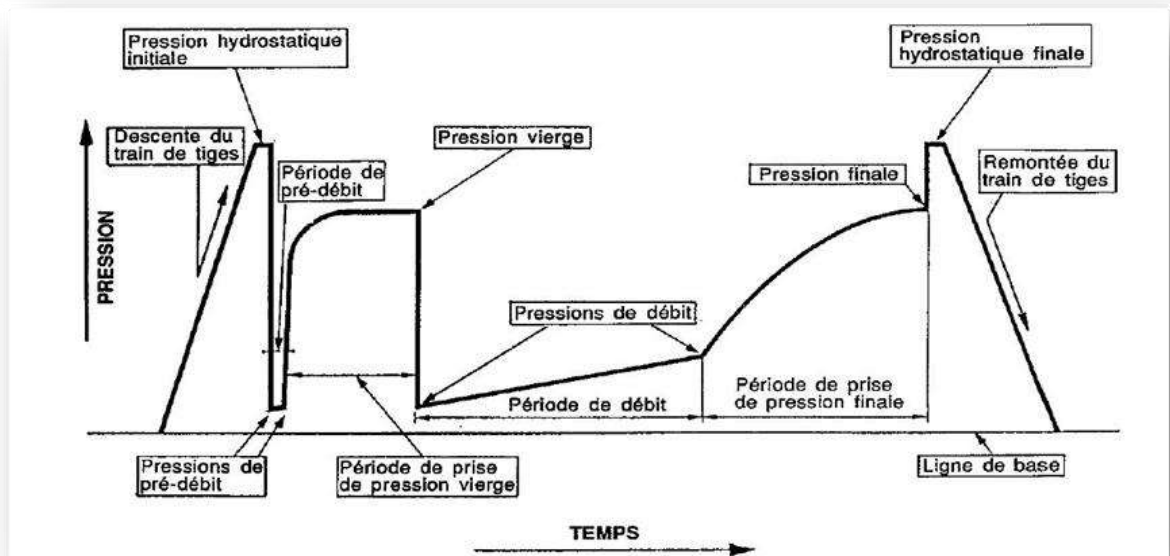


Figure II.9. Les séquences d'un test DST. [7]

II.6. Les problèmes peuvent être réalisés dans le test DST

- Risque de coincement important.
- Les problèmes de l'ouverture et la fermeture de vanne de fond.
- Le problème de l'ouverture de vanne de circulation et le risque de bouchage pendant les circulations.
- Le Problème dans l'ancrage de packer; et fuite dans le packer.

Introduction

La durée, le temps de production et le débit, le DST fournissent une investigation de réservoir plus profonde que d'autres techniques d'évaluation des réservoirs. En conséquence, les tests de puits fournissent la majorité des informations que les ingénieurs doivent concevoir pour désigner la complétion de puits et faciliter la production.

Bien que plus efficace, fiable et robuste, les composants principaux des assemblages DST aujourd'hui sont semblables à ceux déployés par les Johnston Formation Testing Company dans les années 1930. Ces composants se composent principalement de quatre types de périphériques[14]:

- Packers pour fournir un isolement des zones.
- Vannes de fond pour contrôler le débit de fluide.
- Enregistreurs de pression pour faciliter l'analyse.
- Dispositifs pour capturer des échantillons représentatifs.

Au cours des dernières années, les entreprises de services ont beaucoup contribué à réduire l'incertitude et les coûts associés aux tests de puits, tout en augmentant la sécurité et l'efficacité. Une étape significative de cette progression comprend le système de test de fond de puits « Quartet ».

L'acquisition des données de test de fond de puits a récemment été améliorée par le développement d'un système de télémétrie sans fil acoustique qui donne aux opérateurs un accès à ces données en temps réel.

III.1. Définition et objectifs

MUZIC c'est l'abréviation de « **M**ulti **Z**one **I**nter **C**ommunication » c'est un système sans fil conçu pour être intégré dans le train DST Quartet. Le système s'interface avec le système de test de réservoir Quartet pour faciliter les opérations de test de puits, dans lesquelles l'opérateur a un accès direct aux données de fond de puits en temps réel, et il peut aussi contrôler les outils de fond par des commandes sans fil. La distribution de système de télémétrie numérique sans fil utilise une onde acoustique générée dans le train de test pour transmettre des informations.

Le système comprend le système d'isolement de réservoir de haute intégrité CERTIS, la vanne de fond intelligente IRDV, les gauges Signature de quartz et l'outil d'échantillonnage de réservoir indépendant « SCAR ».

L'outil de test Quartet permet aux opérateurs d'effectuer les quatre fonctions essentielles d'un

assemblage DST - isoler, contrôler, mesurer et échantillonner en une seule fois[14].

III.2. Outils activés par Muzic

III.2.1. Système d'isolement CERTIS

Le système d'isolement CERTIS offre une isolation de zone productrice avec récupération facile. Il comprend un joint d'étanchéité flottant (packer) pour compenser le mouvement de tubing pendant le test du puits, et élimine le besoin de slip joints et les drills collar et peut réduire de manière significative le nombre d'outils dans le train DST, ce qui rend les opérations plus sécurisées et minimise le temps d'entraînement. Le système permet de positionner les jauges au-dessous de packer dans le train de test. En cas de DST TCP, Les charges de perforation peuvent être suspendues au-dessous du corps de packer.(figure III.1).

Le packer utilisé dans DST MUZIC est un packer hydraulique récupérable, son principe de fonctionnement comme suivant :

III.2.1.a. Encrage de packer

Lorsque le système CERTIS atteint la profondeur ciblée dans le puits, une pression annulaire est appliquée pour activer le mécanisme d'ancrage hydraulique. Aucune manipulation de train de test n'est requise pour l'ancrage. L'ancrage des chiens bidirectionnels, le bypass se ferme et le joint d'étanchéité s'allume lorsque la pression hydraulique est appliquée.

III.2.1.b. Récupération de packer

Une fois que le système d'isolement s'établit et que la string est relâchée du corps de packer, les joints sont libres de se déplacer, fonctionnant comme un packer de production avec un joint d'étanchéité flottant. Au fin du test, une traction droite déplace les chiens vers une position décontractée dans le corps de packer et libère le packer. La poursuite de la traction réouvre le bypass de packer, en éliminant le swabbing (pistonage) en sortant du puits.

En résumé le système CERTIS assure :

- Isolation de la zone productrice.
- Ancrage hydraulique rapide et fiable.
- Aucune manipulation sur le train requise pour le configurer.
- Conception de train DST simplifiée et plus courte.
- Récupération facile.

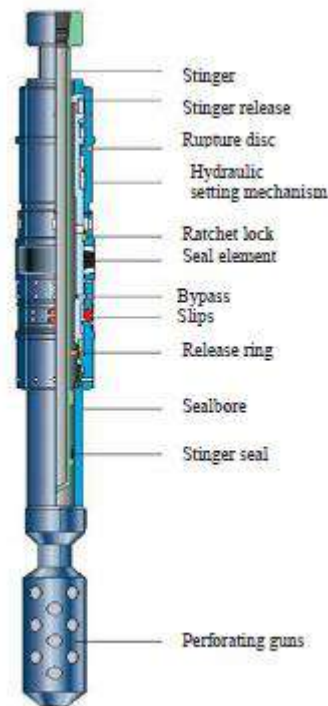


Figure III .1. Système d'isolation CERTIS.

III.2.2. IRDV dual valve

La vanne double IRDV c'est l'abréviation de « Intelligent Remote Double Valve », c'est un outil intelligent à distance qui permet aux opérateurs de contrôler indépendamment la vanne de test et la vanne de circulation par des commandes transmises par des impulsions annulaires à basse pression.

La vanne IRDV combine une vanne de test et une vanne de circulation inverse. La vanne de test, la barrière primaire pendant la période build-up, est activée par des commandes sans fil ou des impulsions à basse pression. Les commandes sans fil facilitent le fonctionnement indépendant des deux vannes sans interférer avec le fonctionnement d'autres outils dans le train de test. En position ouverte, la vanne de circulation permet un écoulement entre le tubing et l'annulaire. Des impulsions de basse pression sont détectées par le capteur de pression, et le capteur électronique confirme l'ordre reçu en le comparant à l'enregistrement stocké dans la mémoire de l'outil. La vanne IRDV peut être configurée pour fournir des retours sans fil, confirmant la réception de la commande et fournit des commentaires en temps réel des outils. L'activation des deux vannes s'effectue par la puissance de la batterie, qui est augmentée par un circuit de fluide hydraulique qui décharge le fluide de la chambre atmosphérique dans la chambre hydrostatique lorsque la vanne est actionnée (figure III.2). Les commandes sont mises

en œuvre en utilisant la pression hydrostatique du fond du puits pour faire fonctionner les deux vannes, et l'état de l'outil est transmis sans fil à la surface.

La vanne double IRDV n'est pas affectée par les changements de pression provoqués par d'autres opérations d'outils ou procédures opérationnelles courantes

En résumé la vanne IRDV a :

- Commandes à basse pression ou sans fil.
- Le feedback sur les outils est en temps réel.
- Commande et contrôle indépendants.
- Temps de fonctionnement réduit.
- Alimenté par pression hydrostatique - pas d'azote nécessaire.
- Compte rendu complet des opérations.
- Une vanne de circulation inverse et une vanne de test combiné dans un seul outil.
- Activation plus rapide.
- On peut avoir plusieurs IRDV dans le train DST-Muzic.

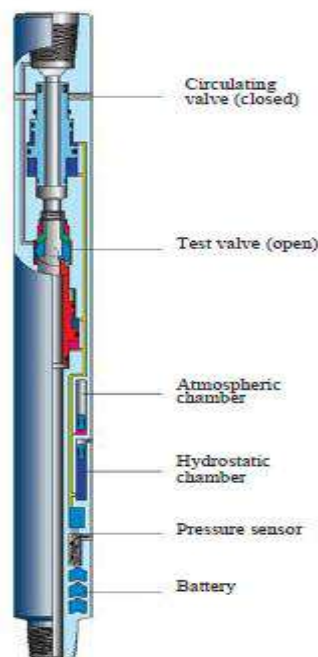


Figure III.2. Remote dual valve IRDV.

III.2.3. Les gauges

Les Signatures quartz gauges : Les Signatures gauges comprend un capteur, une section électronique et une batterie. Le capteur composé de panneaux électroniques en céramique fournissent des mesures de pression et de température de réservoir de haute qualité (figure III.3). La précision des analyses des propriétés du réservoir et le degré de compréhension

du réservoir dépendent fortement de la qualité des mesures de pression acquises au fond du puits; En obtenant des mesures précises de la métrologie et de ses paramètres.

Les gauges de fond qui captent la réponse du réservoir pendant le test du puits doivent être très précises, mais une grande précision est difficile à atteindre en raison de l'environnement complexe du puits.

Au cours des essais de puits, la dynamique des fluides et les effets thermiques et mécaniques des cordes ont une incidence sur la réponse de l'outil.

La fréquence des vibrations par rapport aux variations de pression est mesurée et convertie en mesures de pression numériques. Les fréquences élevées des capteurs à quartz permettent de mesurer les changements de pression à haute résolution et la réponse rapide du capteur. La résolution typique des jauges à quartz est de 0,07 kPa [0,01 psi]. Aujourd'hui, le gauge Signature CQG de Schlumberger, à l'aide d'un gauge de quartz compensée, le cristal CQG est capable de distinguer des mesures de pression aussi petites que 0,021 kPa[0,003 psi]

Les signatures gauges peuvent être déployées dans des essais de réservoirs à des températures allant jusqu'à 210 ° C [410 ° F] et des pressions atteignant 200 MPa [29 000 psi]. Ils peuvent être déployés en temps réel ou en mode mémoire comme faisant partie de train de test, ils sont contenus dans des mandrins de gauges dont ils peuvent contenir jusqu'à quatre gauges pour chacune. De nombreux transporteurs peuvent être placés dans le train de test au-dessus et au-dessous du système d'isolement CERTIS.

Le défi des mesures du fond du puits ne se limite pas à la dureté des conditions ambiantes; Trois principales sources d'incertitude affectent les mesures de pression de fond pendant les essais de puits. Les incertitudes dans la résolution et la précision de la jauge, qui sont généralement caractérisées comme des fonctions de la grandeur de la pression et des changements de température dans le fond, peuvent introduire des erreurs. De plus, l'incertitude dans l'état de l'environnement peut induire une erreur.

Par exemple, pendant la période de test, une bulle de gaz proche de la jauge peut éclater et créer un bruit à haute fréquence qui est du même ordre de grandeur que la précision de la jauge et plusieurs fois plus grande que la résolution de jauge. Si la pression change rapidement et la fréquence d'échantillonnage est relativement lente lorsque cela se produit, la séparation du bruit à haute fréquence des mesures est difficile.

Avec l'introduction de jauges à quartz, les paramètres de la métrologie des jauges de pression ont été améliorés de manière significative. Cependant, les experts ont reconnu que la valeur des tests de puits était souvent affectée par le fait que les données étaient inaccessibles jusqu'à

la fin des tests. Pour remédier à cette lacune, ils ont développé un système qui permet aux opérateurs de surveiller la progression d'un test de puits au fur et à mesure que le test se déroule en fournissant en temps réel les données de pression et de température du trou de bas vers la surface. Avec les informations fournies par ces données, associées à un contrôle de fond en temps réel, les opérateurs seraient alors en mesure de modifier les tests en cours pour atteindre leurs objectifs.

Donc les gauges MUZIC fournit :

a. Mesures précises et haute résolution

Les Signature quartz gauges fournissent constamment des mesures de pression de fond de haute qualité dans n'importe quel environnement d'exploitation pendant toute la durée du test.

Dans le cadre du système Quartet activé par la télémétrie Muzic, les jauges permettent une communication bidirectionnelle pour la vérification des données de pression en temps réel tout en surveillant et en contrôlant le test de fond.

Chaque gauge peut être interrogé indépendamment pour les données de pression ou de température en temps réel et en mode historique. Ces données sont transmises sans fil pour une analyse sur site ou dans un bureau à distance, ce qui améliore la flexibilité et l'efficacité des tests de puits.

b. Conception robuste et fiable

Grâce à un boîtier électronique soudé et à un design d'un module multipuce entièrement en céramique, le jauge à quartz Signature fournit des mesures fiables qui aident à atteindre les objectifs de test.

c. Stockage à haute intégrité

Les signatures gauges ont une grande capacité de mémoire qui offre un grand échantillon de données qu'il faut pour avoir une bonne compréhension de puits.

La longue durée de vie de la batterie signifie que nous obtenons des mesures de haute qualité et continu pendant toute la durée du test.

En résumé Signature Jauges Quartz offre

- Haute résolution.
- Mesure stable de pression.
- Transmission sans fil de données historiques et en temps réel.
- Grande capacité de mémoire.
- Puissance fiable et autonomie de la mémoire.

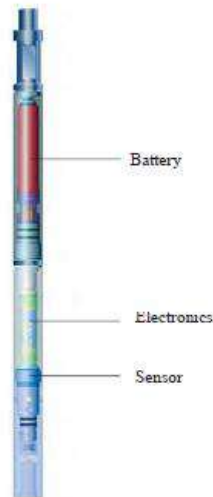


Figure III. 3. Signatures quartz gauges.

III.2.4. Les échantillonneurs SCAR-Muzic

L'échantillonnage de liquide de réservoir indépendant "SCAR" en ligne (The SCAR inline independent reservoir fluid sampling tool) (figure III.4 à gauche) délivre des échantillons de fluide représentatifs du réservoir. Les échantillons sont collectés directement dans le flux sans contamination pour une caractérisation plus précise du réservoir.

a) Plusieurs options d'échantillonnage

Dans le cadre du système Quartet activé par la télémétrie Muzic, les échantillonneurs sont activés à l'aide de commandes sans fil ou de pression annulaire, de sorte que les échantillons peuvent être collectés à tout moment pendant la période d'écoulement. L'activation peut être simultanée ou sélective pour une plus grande flexibilité pendant les opérations.

b) Collection sûre

Chaque échantillonneur Inconel utilisé pour l'échantillonnage SCAR possède sa propre petite charge indépendante d'azote gazeux, qui garantit que les échantillons individuels restent à la pression du réservoir ou au-dessus de celui-ci.

c) Mécanisme de fonctionnement de SCAR

L'outil SCAR abrite l'échantillonneur de réservoir monophasé (figure III.4 à droite). En utilisant un mécanisme de déclenchement de rupture disque, initié par application d'une pression annulaire ou par commande sans fil, l'échantillonneur peut être activé pour ouvrir un canal d'écoulement pour capturer un échantillon. L'échantillonneur de réservoir monophasé a une charge d'azote indépendante pour s'assurer que chaque échantillon reste à la pression du réservoir ou au-dessus de celui-ci. Lorsque le mécanisme de déclenchement est activé, le fluide de réservoir est canalisé pour remplir une chambre d'échantillon délimitée par un fluide de com-

pensation de pression. L'ensemble de compensation comprend la précharge d'azote, le fluide de compensation de pression et le fluide tampon, ce qui garantit que la chambre d'échantillonnage fournit lentement un volume suffisant pour capturer le fluide de réservoir sans altérer ses propriétés.

En résumé l'outil SCAR-MUZIC fournit :

- Échantillons directement à partir du flux.
- Activation sélective à tout moment par commande sans fil ou sous pression.
- Nombre illimité de SLS-Muzic dans le train.
- 1 x SCAR-M = jusqu'à 8 SLS acoustiques (2,4 litres).
- Échantillonneurs non réactifs.
- Longueur plus courte.
- Échantillonnage au-dessous packer.

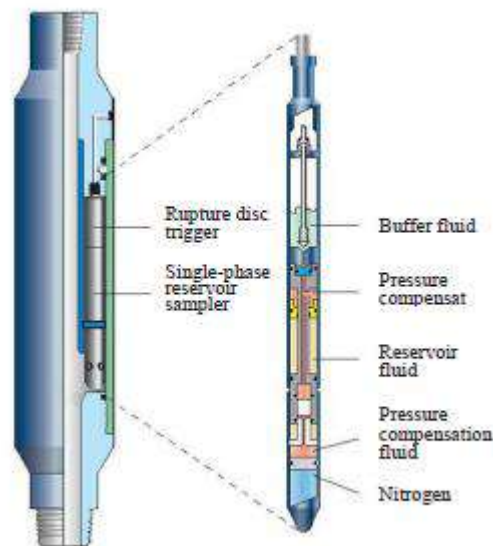


Figure III. 4. L'échantillonneur SCAR-Muzic.

III.3. Architecture de réseau Muzic

Au début les opérateurs utilisent le système SRO, systèmes SRO déploient des outils de ligne électrique pour récupérer les données de fond provenant de mémoire de gauges électroniques qui sont exécutées dans le train DST. L'efficacité de la gestion des opérations de test de puits par l'acquisition de données par ligne électrique est également limitée car Les opérateurs sont préoccupés par le fait que le câble de ligne électrique peut être accroché ou coupé lorsqu'il traverse les vannes.

Pour résoudre ces limites, les ingénieurs de Schlumberger ont développé le système sans fil Muzic (Annexe n° 2).

Le réseau sans fil Muzic est basé sur des répéteurs de style de serrage (clamp) acoustiques (figure III.5 à gauche) attachés au tiges. Le transducteur génère un signal acoustique (vibrations) (en rouge) codé avec des informations numériques. L'énergie acoustique bidirectionnelle parcourt la longueur du tige et est transmise de chaque répéteur à des répéteurs adjacents jusqu'à ce que le signal atteigne l'utilisateur à la surface ainsi que permettre le contrôle des outils de fond par des commandes sans fil (Annexe n°3). Avec une telle série de répéteurs, une architecture de réseau (figure III.5 droite) peut être établie dans laquelle les noeuds d'émission (R) envoient et reçoivent des informations provenant des hubs de transmission et les capteurs ou bien d'actionnement des noeuds finaux (E). Les noeuds finaux sont des points d'intérêt pour l'utilisateur de la surface et comprennent des capteurs pour acquérir des mesures ou des actionneurs pour contrôler les dispositifs. Alors les répéteurs sont des récepteurs et des émetteurs du signal acoustique, on met 2 répéteurs par nœud (Annexe n°4) en horizontale. En verticale, les nœuds sont séparés par 1000ft mais elles peuvent arriver jusqu'à 2000ft.

Les données numériques sont relayées d'un répéteur à l'autre dans les deux sens, jusqu'à leur destination finale. Dans l'assemblage de fond, le réseau s'interface soit avec des gauges de pression pour l'acquisition de données, soit avec des outils de fond (vanne de test, vanne de circulation et échantillonneur) pour émettre des commandes et vérifier l'état de l'outil.

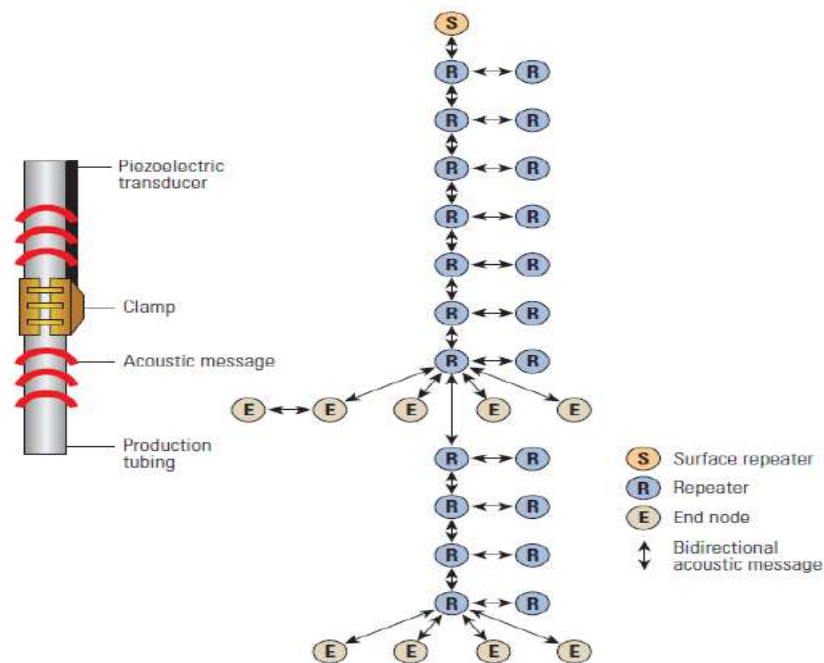


Figure III. 5. Réseau sans fil Muzic.

III.4. Problème de propagation

La transmission sans fil réussie est affectée par de nombreuses choses, y compris les effets des tiges, le bruit ambiant et électronique et les limitations de la batterie.

Pour la propagation acoustique, le tube est un milieu complexe; Son efficacité dans la propagation des ondes acoustiques est entravée par le bruit, l'atténuation et la distorsion. Par exemple, chaque fois qu'une onde acoustique passe par une connexion de tube, elle génère un écho. La série d'échos générés par la traversée de plusieurs articulations est annulée par des techniques avancées de traitement du signal pour réaliser une communication point à point. En outre, parce que le système de télémétrie sans fil repose sur la propagation acoustique, toute augmentation des conditions de bruit ambiant peut atténuer la transmission.

III.5. Comparaison des données en temps réel de signature gauge avec les données de mémoire

III.5.1. Cas de puits à l'Indonésie

Total E & P a planifié un test d'exploration d'un puits offshore dévié avec 45° dans l'Est de Kalimantan, en Indonésie.

La zone cible était à 3.200 m [10.500 pieds] MD avec une pression de fond de 25 000 kPa [3,600 psi] et une température de fond de 118 ° C [244 ° F].

Les objectifs d'essai de l'opérateur étaient d'analyser les données transitoires de pression de fond et d'obtenir des estimations initiales des propriétés clés du réservoir telles que la pression, le Skin, la perméabilité thickness et les limites de réservoir.

Les données de pression obtenues par un Signature quartz gauge et transmises sans fil en temps réel sont en correspondance presque parfaite avec les données téléchargées depuis la mémoire de gauge (Annexe n°5). Les quartzs gauges ont transmis des données en temps réel de température et de pression de fond à la surface sans interruption pendant près de sept jours. Ces données ont permis de réaliser des analyses transitoires de pression en temps réel et ont facilité la validation des opérations de test de puits en cours par rapport aux objectifs de test Total E & P Indonesia.

Un jeu de données en temps réel superposé sur un ensemble de données de mémoire. Dans la Figure III.6, les données capturées en mode mémoire (vert) et les données en temps réel (rouge) se suivent parfaitement. Les données capturées en mode mémoire ne peuvent être accessibles que lorsqu'elles sont téléchargées après la fin du test. Les tests de réservoir sans fil

permettent toutefois aux opérateurs d'observer les pressions en temps réel et de prendre des décisions en conséquence.

Les informations que les opérateurs peuvent tirer par les données d'essai en temps réel et les utiliser pour prendre des décisions, incluent :

- Les conditions du tubing lors de descente dans le puits (1).
- La balance avant la perforation (2).
- La connectivité après la perforation (3).
- La progression des périodes de nettoyage et d'écoulement (4).
- Et le buildup (5, ombrage bleu).
- Le débit (courbe bleue) est visible en temps réel tout au long du test. Les mesures en temps réel ont cessé lorsque l'opérateur a commencé la remontée de train après presque sept jours.

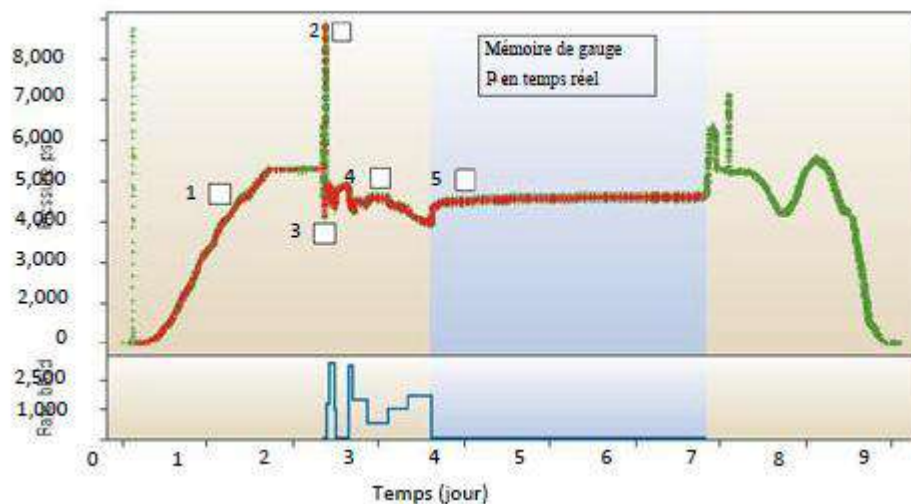


Figure III.6. jeu de données en temps réel superposé sur un ensemble de données de mémoire.

III.6. Avantage de système Muzic

1/ confirmer la perforation de tubing par l'observation de pression transitoire après la détonation des pistolets de perforation par une sous-balance dynamique, comme le cas d'un puits au Brésil (Annexe n°6).

2/ **Prise de décision en temps réel** : Un test de puits, tel qu'il était prévu, aurait pris près de cinq jours (Annexe n°7 en haut). Utiliser les paramètres du réservoir et prendre des décisions en temps réel, ce qui a raccourci le test du puits de plus d'un jour. Les données en temps réel (moyen) ont permis à l'opérateur d'obtenir l'information nécessaire sur le fond du puits pour caractériser le réservoir et atteindre ses objectifs de test en 28 heures de moins que prévu dans

le plan de test original (Annexe n°7 en bas) (l'exemple est pris d'un puits à Copenhague, au Danemark).

3/ le gain de temps par réduction de temps de stabilisation de puits et de buildup.

4/ réduction de coûts globale de l'opération grâce à la réduction de temps.

5/ vérifier l'état des outils de fond pendant le test (en temps réel).

6/ confirmer que les échantillons ont été prélevé dans des conditions idéales.

7/ Opérer la vanne de test et la vanne de circulation inverse et l'échantillonneur par commande sans fil.

8/ Réduire l'incertitude.

9/ Augmenter la sensibilisation à la sécurité.

III.7. Limitation

1/ le nombre des donnée de pression et de température est minimisé par rapport au données mémorisé.

2/ interprétation des donnée est difficile en temps réel.


3/ la perturbation de transmission de signale à cause de bruit ambiant.

4/ limitation dans les températures élevé.

5/ limitation dans les profondeurs élevé (plus de 3500m).

6/ la duré de descente et de remonté est élevé pour la préservation des outils Muzic.

IV.1. Description de logiciel SAPHIR

Saphir est un outil d'interprétation des essais des puits qui est basé principalement sur la méthode de la dérivée de la pression et la superposition des données mesurées avec les modèles intégrés dans le logiciel, en tenant compte de l'historique détaillée de production. Saphir a une gamme complète de différentes fonctions, pour interpréter les courbes de la pression et sa dérivée, on commence par l'insertion des données nécessaires, ensuite on choisit le modèle adéquat. Pour cela, on crée un nouveau projet en cliquant sur l'icône , cela permet d'ouvrir deux boîtes de dialogue dans lesquelles on introduit les données initiales (B_0 , r_w , h , ϕ , μ , C_t). Une fois le nouveau projet est ouvert, la fenêtre interprétation sera active, par la suite on charge les fichiers de débit et de pression en fonction de temps pendant la fermeture de puits. Pour ajuster les courbes en procède de la manière suivante :(i) extraction de dp, (ii) choix du modèle, (iii) amélioration par la régression non linéaire. Ce logiciel permet d'interpréter les courbes avec les méthodes conventionnelles.

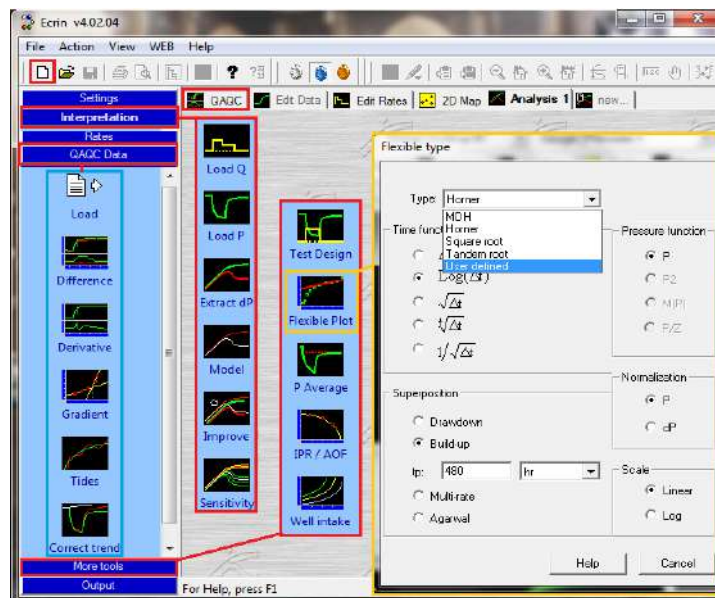


Figure IV.1. Interface de logiciel Saphir.

IV.2. Analyse des résultats du test de puits

Le travail dans ce chapitre consiste à interpréter la partie de la remontée de pression (build up) du DST pour ces puits, en utilisant le logiciel Saphir et les méthodes conventionnelles.

IV.2.1. Cas du puits RHAW-1

Le puits RHAW-1 est un puits vertical producteur d'huile, foré en 11-02-2017. Il est situé dans la zone de BRKINE dans le champ Gassi Touil, cette zone se trouve dans une région ayant une pression de gisement moyen 203 kg/cm^2 .

Tableau IV.1. Les informations sur le puits.

Type de puits	Type de complétion	Type de fluide	Degré de déviation	Taille de drill pipe	Diamètre du casing	Cote de forage
Vertical	temporaire	Huile	00	3"1/2	7"32"	5040m

Tableau IV.2. Information sur la boue.

Type de boue	Densité de boue	Tampon eau
OMB	1.46gr/cc	263m d'eau +3000 psi d'azote

Tableau IV.3. Information opérationnelles.

Référence de profondeur	Point de mesure des enregistreurs	Cote packer	Bas packer	Haut packer	Extension 2" 7/8 sous Packer
Table de rotation	3139.17	3143m	1.82m	36.55m	509.55 m

Tableau IV.4. Information sur équipements.

Equipements de fond		Equipements de surface		Autre équipements	
port-enregistreur	Deux DGA-C	Mesure de pression	Manomètre a tube de bourdon et electronique	Système d'arrêt d'urgence	ESD-CB
		Manifold de duses	Wom3"1/16 10k psi wp		
Packer	7"29 Ib/ft	Tete de puits	Wom 3"1/16 10k psi wp	Manifold d'huile	MFD-BCA 3" 1440psi wp
		Séparateur	1440psi wp		
Vanne de fond	TV	Bac	Bac atm 50m ³	Manifold de gaz	MFD-ADB 3" 1440psi wp
		Conflexip	3" 10k psi wp		
Vanne de circulation	CV	Connexion tete de puits	3 1/2" IF	Labcabin	WTAC
		Connexion torche de gaz	4" 1/2 NVAM		

Tableau IV.5. Données sur le test.

Date de test	Type de test	Catégorie de test	Formation testée	Intervalles perforés et testés
22/02 02/03/2017	au Casing.	IRDV MUZIC Schlumberger	T.A.G.S	3694.5-3698 m. /3712-3715.5m /3716-3718m

IV.2.1.2. Résultats DST MUZIC sur RHAW-1 du 22/02 au 2/03/2017

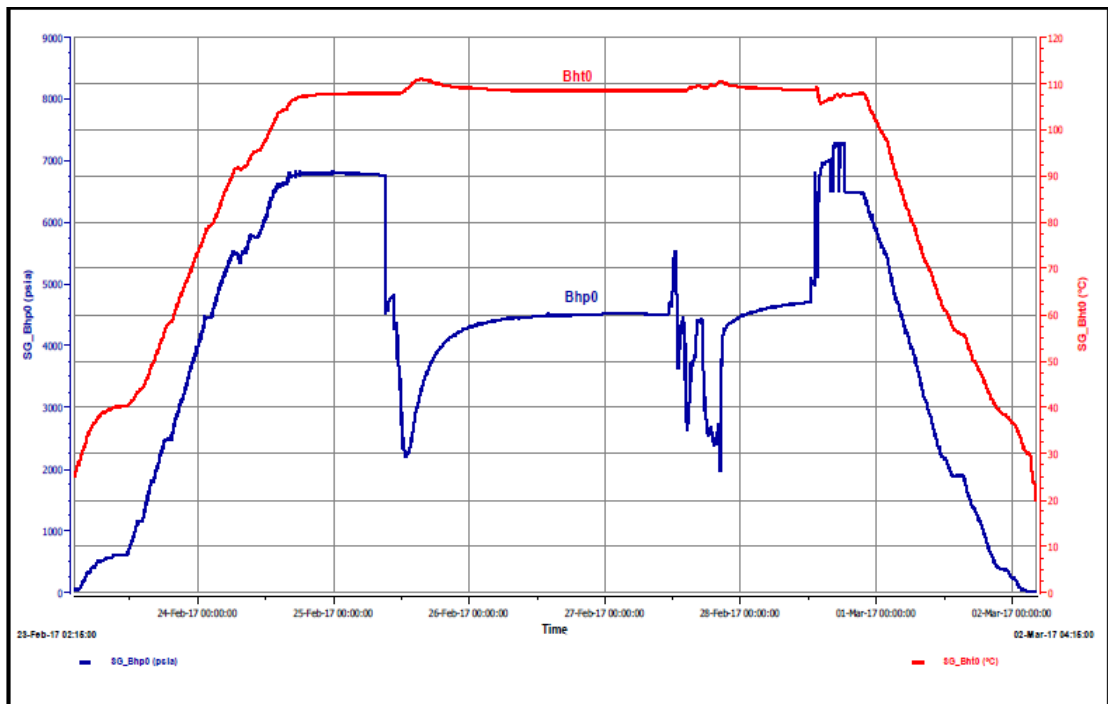


Figure IV.2. Résultats de test (pression, température) VS temps du puits RHAW-1

IV.2.1.3. Procédure de test

Le train de test est composé essentiellement d'un packer 7" 29 ib/ft, de deux porteurs d'enregistreurs DGA, d'une vanne de fond TV et d'une vanne de circulation CV et le kit muzic.

Après la conduite des tests en pression, l'encrage de packer et la réunion de sécurité, le puits ouvert au niveau de la vanne de fond et en surface au niveau de manifold de duses.

Le puits a produit de n'as pas débité .par la suite le puits a été débité avec le coiled tubing mais malheureusement le puits a produit de l'eau salée.

A la fin du test le puits a été neutralisé dans les meilleures conditions de circulation et de sécurité.

Le train de DST et les équipements MUZIC ont été retiré en surface.

Observation: le Test techniquement réussi, mais le puits donnée l'eau salée saturé (d=1.21, Salinité= 320 g/l).

IV.2.2.Cas du puits MD367

Le puits MD367 est un puits horizontal (short radius) (voir la fiche technique annexe n°10) producteur d'huile et du gaz, foré et complété en 11-02-2013 par l'appareil SH137. il est situé X= 825303.688 et Y= 119325.57 dans la zone 17 dans le champ de Hassi-Messaoud (Annexe n°8), ainsi que cette zone se trouve dans une région ayant une pression de gisement moyenne (voir annexe n°9),

Tableau IV.6. Les informations sur le puits:

Type de puits	Type de complétion	Type de fluide	Degré de déviation	Taille de drill pipe	Diamètre du casing	Cote de forage
horizontal	permanente	Huile et gaz	89.08°	3 1/2"	7" 32#	3628m

Tableau IV.7. Information sur la boue

Type de boue	Densité de boue	Tampon d'eau
OBM	0.95g/cc	350m

Tableau IV.8. Information opérationnelles

Référence de profondeur	Point de mesure des enregistreurs	Cote packer	Bas packer	Haut packer
Table de rotation	3335.54m	3340.31m	2.35m	27.35m

Tableau IV.9. Informations sur les équipements:

Equipements de fond		Equipements de surface		Autre équipements	
port-enregistreur	DGA	Mesure de pression	Manomètre électronique delta sensor(D-10kpsi)	Système d'arrêt d'urgence	ESD-CB
		Manifold de duses	Wom 3"1/8 5k psi wp		
Packer	Flexpack packer 7"32#	Tete de puits	Wom 3"1/8 5k psi wp	Manifold d'huile	MFD-BCA 3" 1440psi wp
		Séparateur	1440psi wp		
Vanne de fond	TV	Bac	Bac atm 50m ³	Manifold de gaz	MFD-ADB 3" 1440psi wp
		Conflexip	3" 1/8 5k psi wp		
Vanne de circulation	CV& SHRV	Connexion tete de puits	3 1/2 IF	Labcabin	WTAC
		Connexion torche de gaz	3 1/2 EU		

Tableau IV.10. Données de test MD367

r_w (ft)	Pg (kg/cm ²)	Salinité (mg/l)	GOR	Q(m ³ /h)	Type de fluide
0.25	203.66	68	7377	0.26	Huile + eau

IV.2.2.2. Procédure de test

Le train de test est composé essentiellement d'un Flex packer 7" deux port enregistreur DGA-MUZIC et de deux vannes de circulation CV& SHRV, ainsi que de 14 transmetteurs de signal acoustique installé sur différentes longueurs du tige de forage 3"1/2.

Après la conduite des tests en pression de l'équipement de surface d'essai du puits, le puits a été ouvert au niveau de la vanne de fond et du manifold de duses vers torche, mais le puits n'a pas débité. Le deuxième jour, le dégorgement a été réalisée a l'aide du coiled tubing, et de huile a été observé en surface.

Le troisième jour, le dégorgement a été poursuivi mais le puits a dégagé de l'eau salée.

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

Observation: le Test techniquement réussi, mais le puits donnée l'eau salée.

IV.2.2.3. Résultats DST MUZIC N°1 sur MD367 du 30/11 au 07/12/2015

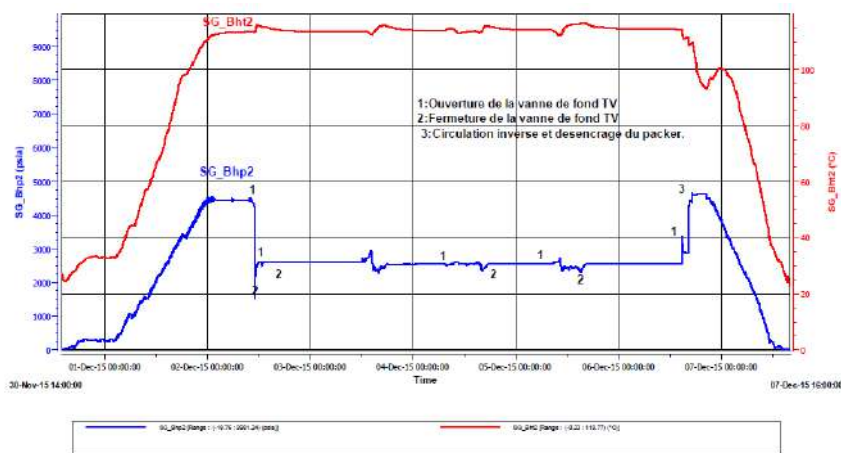


Figure IV.2. Résultats de test (pression, température) VS temps du puits MD367.

IV.2.3.Cas du puits OMP46

Le puits omp46 est un puits verticale (voir la fiche technique annexe n°13) producteur d'huile, il est situé X= 825351,9806 et

Y= 138287,0322 dans le sud de la zone 9 (annexe n°11) dans de champs hasssi massaoud, ainsi que cette zone se trouve dans une région ayant une pression de gisement moyenne (voir annexe n°12).il a été foré en 2016 par l'appareil GWDC 155 et complété le 22/ 05 /2016. Le réservoir était foré selon un drain verticale laissé en open hole, de 3352m cote de sabot de liner 7" à 3406m le fond de puits.

Tableau IV.11. Les informations sur le puits.

Type de puits	Type de complétion	Type de fluide	Appareil de forage	Taille de drill pipe	Diamètre du casing	Cote de forage
Verticale	Permanente 4 1/2"	Huile	GWDC- 155	3 1/2"	7"	33406m

Tableau V.12. Information sur la boue.

Type de boue	Densité de boue	Tampon d'eau
OBM	0.86 g/cc	150m

Tableau IV.13. Information opérationnelles.

Référence de profondeur	Point de mesure des enregistreurs	Cote packer	Bas packer	Haut packer
Table de rotation	3288.00m	3294m	10.04m	21.82m

L'étude géologique réalisée pendant le forage du puits OMP46 a montré deux zones productives contenant de l'huile et de l'eau réalisé dans le D1 ; Z-psg et R2 (Objectif R2ab) à la TD 3406 m

Tableau IV.14.

Réservoir	TOP depth (m) TVD	Tests réalisés DST
D1	3334	
Z-psg	3354	
R2ab	3360	
R2c	3394	
SW65% réel	NA	
Sw65% théorie	3421	

IV.2.3.2. Données de test DST:

Tableau IV.15. Données de test n°1.

Porosité (ϕ)	r_w (ft)	Pg (psi)	Q (m ³ /h)	Densité d'huile	c_t (psi-1)	h (ft)	GOR	Type de fluide
10%	0.25	2757.55	4.37	0.7783	4.79E-04	129.92	453	Huile

IV.2.3.3. Résultats DST N°1 sur OMP46 du 08 au 14/05/2016

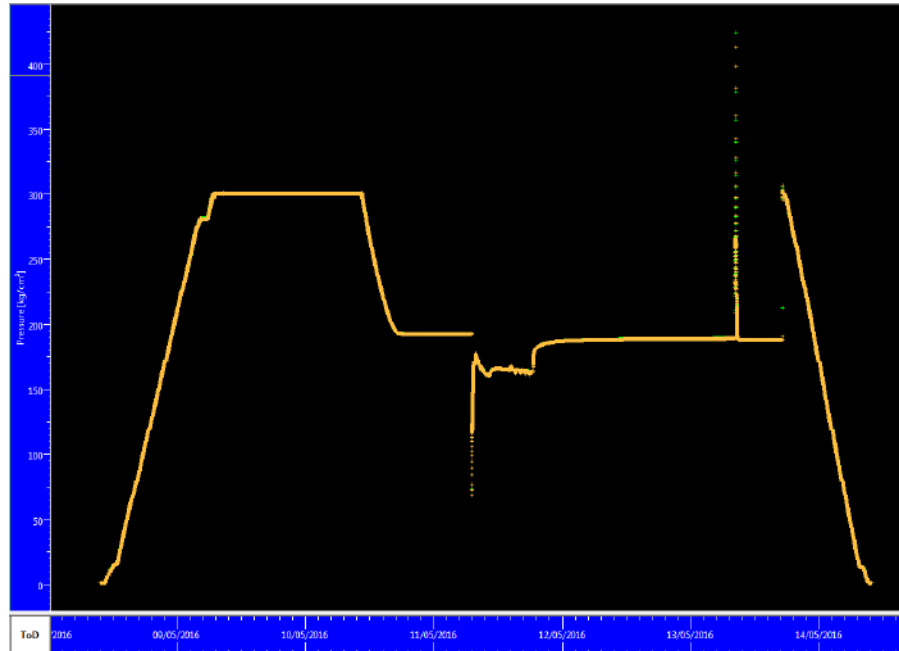


Figure IV.3. Résultat de test (pression) VS temps du puits OMP46.

Les résultats du test et la courbe de log-log de la pression et sa dérivée sont représentés dans la figure suivante:

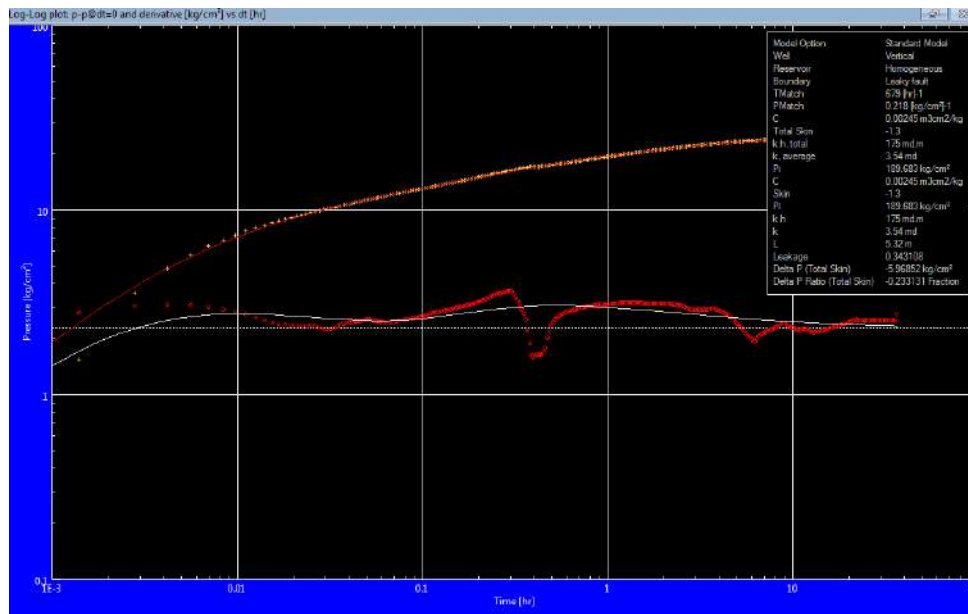


Figure IV.4. La courbe log-log de la pression et sa dérivée OMP46.

La figure (IV.4) montre l'existence de quatre régions à savoir:

- L'effet de capacité de puits avec une pente égale à 1.

- Une période de transition.
- Ecoulement radial circulaire.
- Une période de transition.

Normalement, on doit avoir une région qui correspond à un écoulement radial avant la période de transition, celui-ci est masqué par l'effet de capacité de puits.

Le temps de test n'était pas suffisant pour montrer le deuxième écoulement radial dû à la faille.

D'après l'analyse de ce graphe, on constate que le puits omp46 se trouve dans un système de réservoir à homogène et limité par une seule faille. Cependant cet effet est observé sur la courbe log-log.

Après le choix et le calage des modèles, les résultats obtenus par le logiciel sont indiqués dans la figure (IV.5.) :

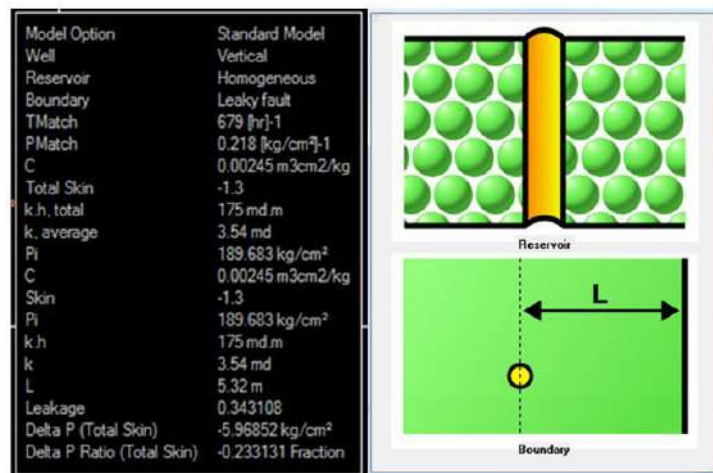


Figure IV.5. Les résultats obtenus par le logiciel Saphir.

IV.2.3.4. les paramètres des la couche productrice OMP46

a) la perméabilité

$$(Kh)_{total} = (Kh)_1 = 175md.m \quad \text{donc } k = 3.54md$$

On remarque que le puits OMP46 a une faible perméabilité

b) La pression initiale :

D'après le test DST. On a $P_{i1} = 189.683 \text{ kg/cm}^2$ (la pression initiale de la couche productrice du puits omp46).

$$\bar{P} = 193.88 \text{ kg/cm}^2 \quad (\text{la pression moyenne de la couches}).$$

c) skin

Vu que le skin est négatif et égale à skin = -1.3, on considère que le puits n'est pas endommagé

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0.87 \times m \times S = -5.96852 \text{ kg/cm}^2$$

D'après les résultats obtenus de perméabilité, on propose une opération de fracturation de puits omp46.

d) Calcul de l'indice de productivité IP

L'indice de productivité est calculé par la formule : $IP = \frac{Q}{\Delta P}$

$$IP = \frac{4.37}{193.88 - 163.47} = 0.166 \frac{\text{m}^3/\text{h}}{\text{kg/cm}^2}$$

L'indice de productivité théorique est calculé par la formule :

$$IP_{\text{th}} = \frac{Q}{\Delta P - \Delta P_s}, \Delta P_s : \text{Les pertes de charge dus au skin}$$

$$IP_{\text{th}} = \frac{4.37}{193.88 - 163.47 + 5.96852} = 0.1201 \frac{\text{m}^3/\text{h}}{\text{kg/cm}^2}$$

$$\text{Calcul du rendement du puits : } \eta = \frac{IP}{IP_{\text{th}}} = \frac{0.166}{0.1201} = 13.83 \%$$

Conclusion

Le système de DST MUZIC traité ces compromis en fournissant un moyen de capturer des données en temps réel tout le long du test, active à distance les outils du fond et isole efficacement les zones d'intérêt sans packer permanent et le besoin de collecter des échantillons de réservoir à des températures précises. Plus important encore, contrairement au passé.

Les ingénieurs peuvent être certains qu'ils ont atteint les objectifs de test avant la fin du test ils connaissent depuis longtemps la valeur des DST, mais dans certaines circonstances ont du faire des compromis entre la qualité des données, les couts et les risques .

La technique MUZIC dans les cas des puits **RHAW-1** et **MD367** réussi, mais les puits données eau salée saturée Donc en peut pas interpréter les données de test MUZIC.

L'analyse des données de pression (Build up) dans le DST conventionnel ou DST MUZIC planifier et exécuter par logiciel Saphir.

L'interprétation de DST besoin de l'expérience avec l'utilisation d'autres moyens pour confirmer l'exactitude de modèle choisis.

La durée de test influe sur le choix du modèle et peut erronée les résultats (puits), il faut utiliser plusieurs tests pour confirmer le choix et obtenir le bon modèle.

Les résultats de l'interprétation de DST peuvent être utilisés pour déceler les futurs problèmes de production.


Recommandation:

D'après les résultats obtenus sur le puits OMP46, on recommande une opération de fracturation hydraulique de puits pour augmente sa perméabilité.

en pris en compte le coût cher de DST MUZIC d'un côté; d'autre côté la diminution de temps de l'opération grâce à la prise de décision en temps réel, on conclue un équilibre approximative entre les dépenses de DST conventionnel et celle de DST MUZIC, avec le gain de sécurité et de sûreté pour DST MUZIC, on recommande l'élargissement de champs d'utilisation de cette nouvelle technique en Algérie, et la développer pour le bien être dans l'avenir des essais de puits particulièrement et le domaine pétrolier généralement.

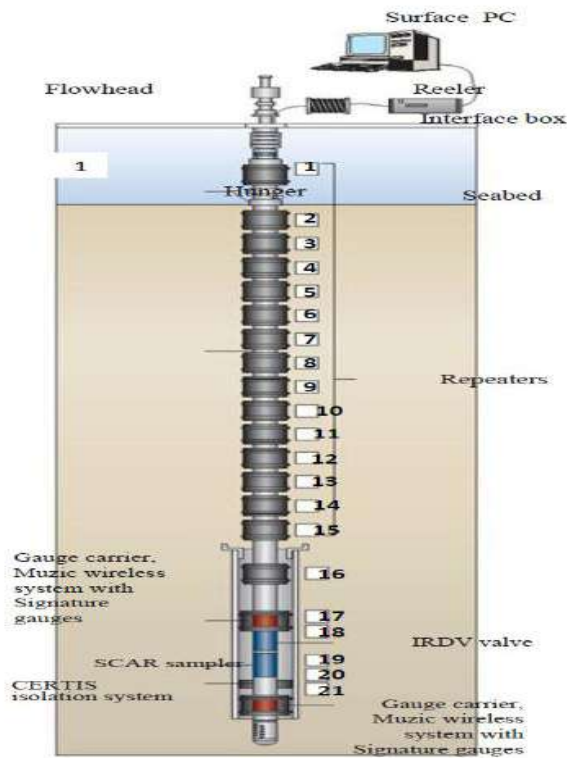
Annexe n°1: Exemple d'un train de test

Final Copy

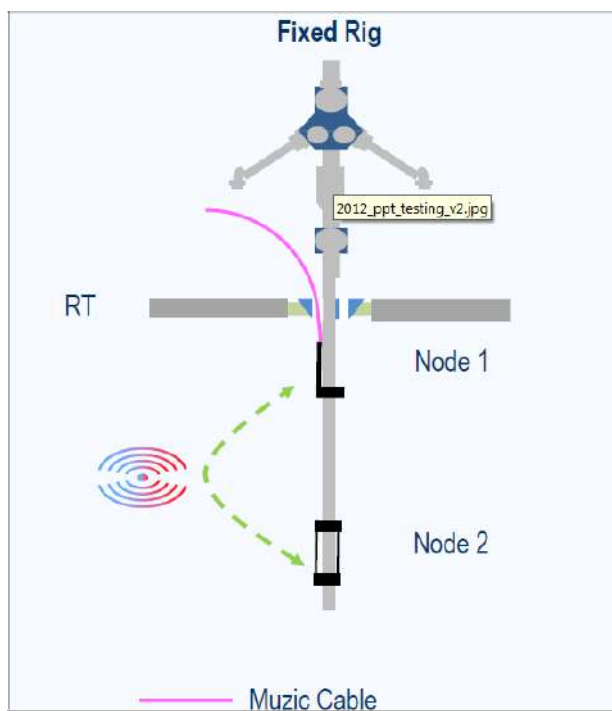


1	Flow-Head 3-1/16", 10 K FHD-G		490	10,000	8.00	3.06	6 1/2" S.A. Box	6 1/2" S.A. Box	3.78	-4.93	-1.15
2	Cross over reducer X-Over		0	0	5.00	2.25	6 1/2" S.A. Pin	3 1/2" IF Pin	0.30	-1.15	-0.85
3	3 1/2" Drill Pipe Drill Pipe 88 Stands + 1 sample(9.5m)		0	0	3.50	2.76	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2491.59	-0.85	2490.74
4	Slip Joint SLPJ-FAA 1212 Half closed.	314	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.56	2490.74		2498.30
5	4 3/4" Drill Collars Drill Collars 5 Stands.	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	134.69	2498.30		2632.99
6	Single Shot Hydrostatic Reversing SHRV-FEA 1214 RD [3378 - 3625] Psi.	400	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	1.27	2632.99		2634.26
7	4 3/4" Drill Collars Drill Collars 1 Stand.	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	27.78	2634.26		2662.04
8	Pressure Controlled Test Valve PCTH-FEA 1088	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	4.375" S.A. Box	7.91	2662.04		2669.95
9	Pressure Operated Reference Tool PORT-FA 1141 RD [1044 - 1238] Psi.	350	15,000	5.00	2.25	4.375" S.A. Pin	3 1/2" IF Pin	1.49	2669.95		2671.44
10	DST Gauge Adapter DGA-C 886	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3.31	2671.44		2674.75
11	JAR JAR-FEA 1252	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2.59	2674.75		2677.34
12	Safety Joint SJB-FA 1588	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	0.66	2677.34		2678.00
13	Flexpac Packer 7" 29 # FLXP-FA 1111 M Of Elements 0.98 from Top.	221	12,000	6.03	2.25	3 1/2" IF Box	2 7/8" EUE Pin	2.77	2678.00		2680.77
14	Mulshoe Mulshoe Wireline Reentry Guide			3.00	2.25	2 7/8" EUE Box	N/A Pin	0.60	2680.77		2681.37

Annexe n° 2: système sans fil Muzic



Annexe n°3: déplacement d'onde acoustique.



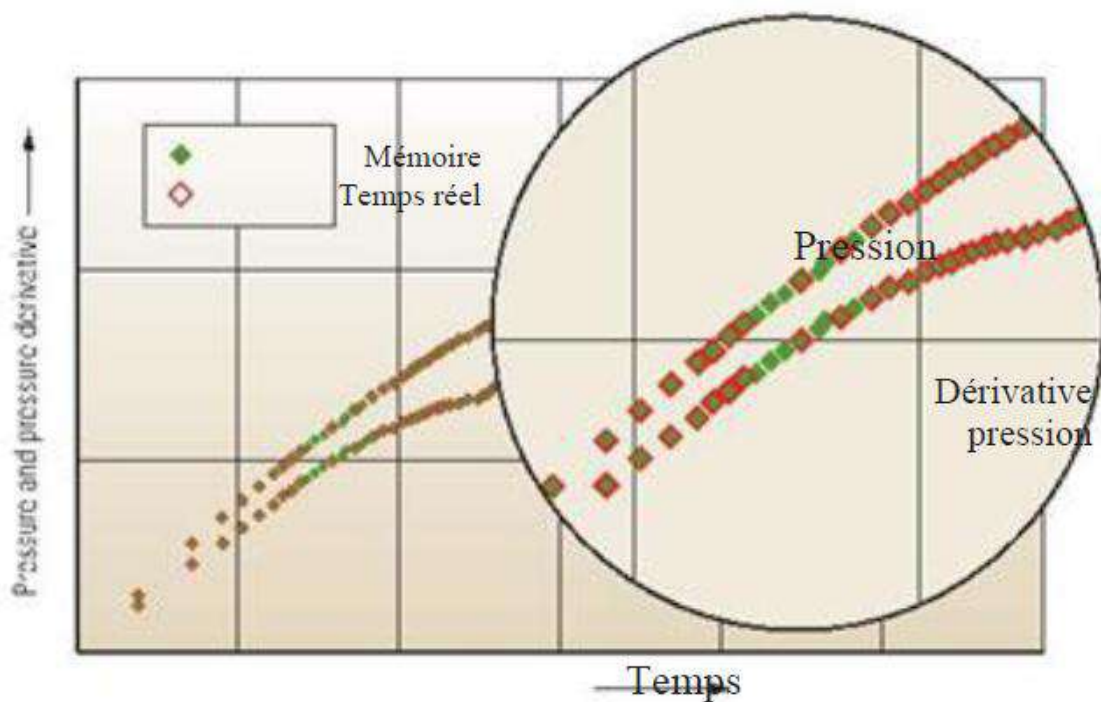
Annexe n°4 : répéteur

Repeaters
per node

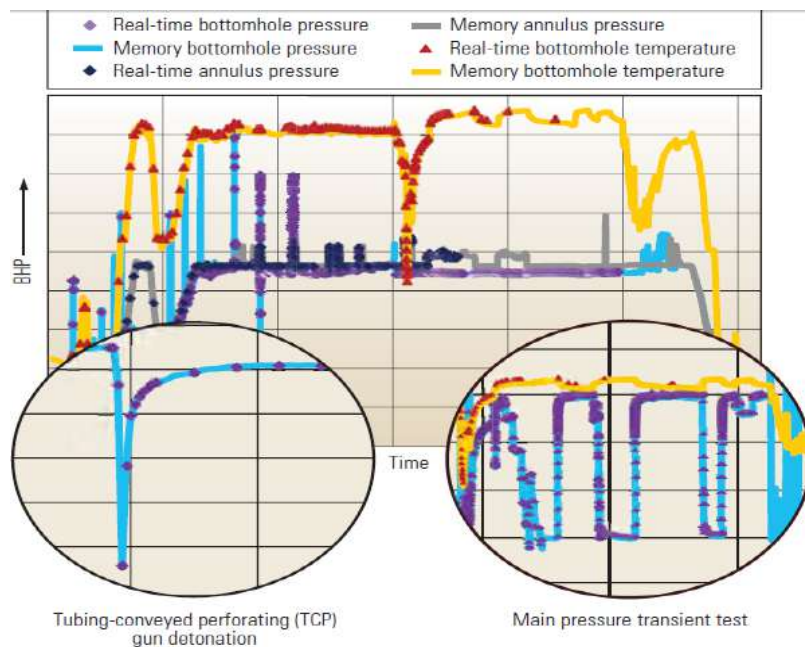


Clamp: 2 7/8in, 3.5in, 4,
4.5in, 5, 5.5 in

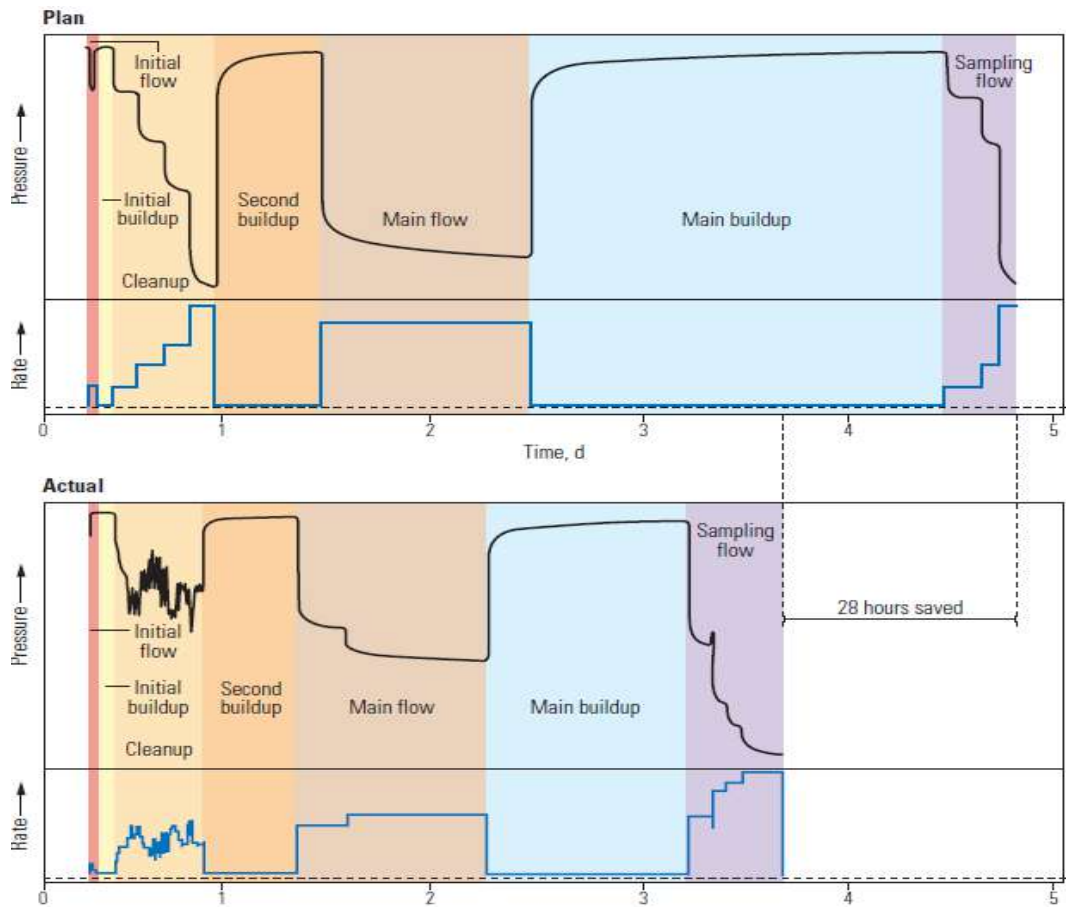
Annexe n°5: Comparaison des données en temps réel de signature gauge avec les données de mémoire



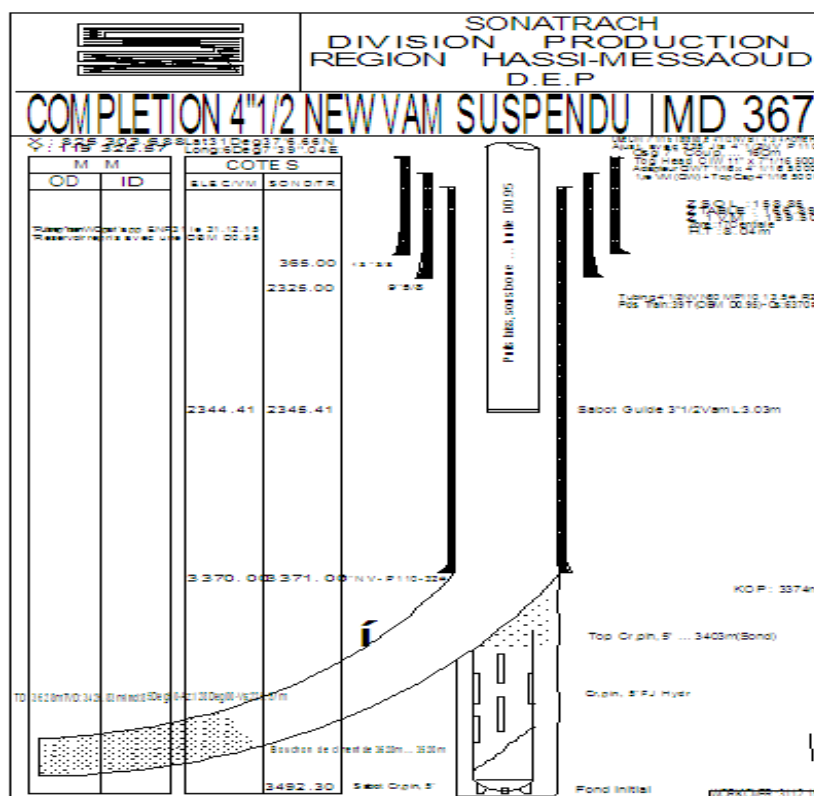
Annexe n° 6: Obtention de données critiques en temps réel. Exemple d'un puits au Brésil.



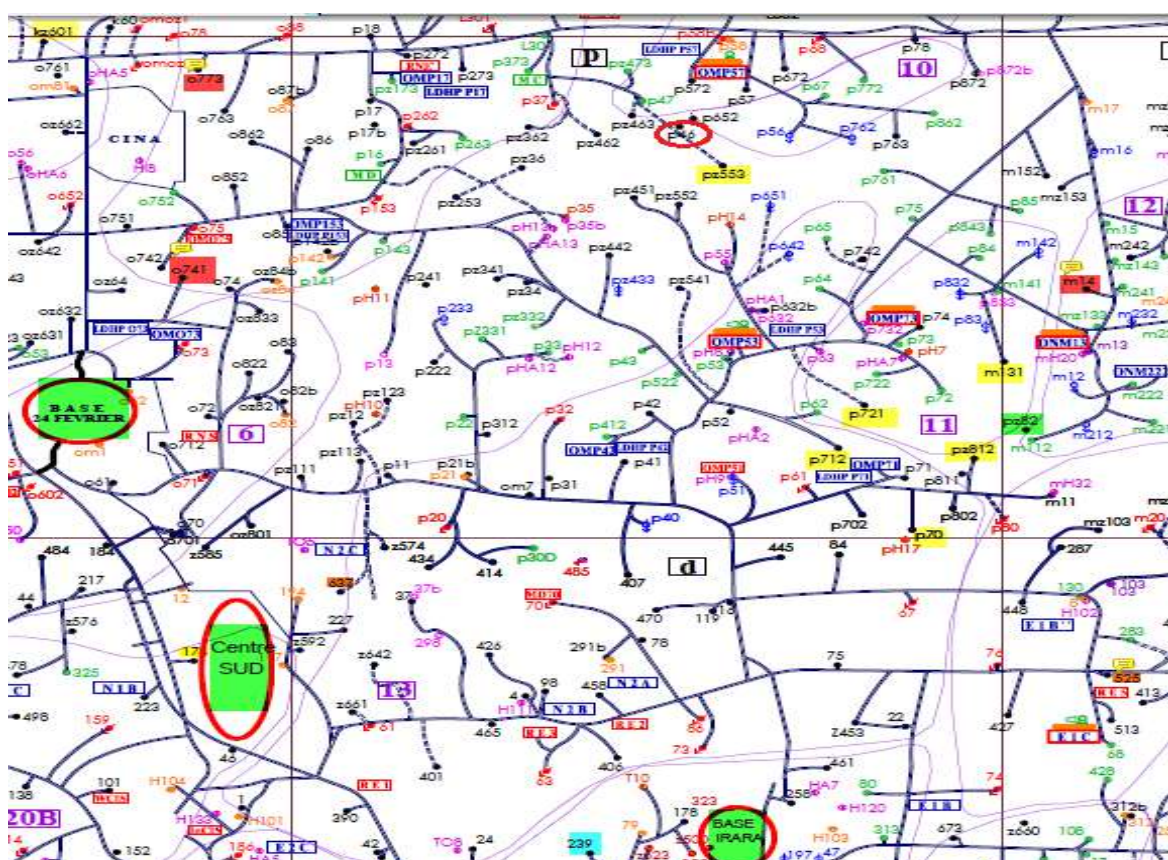
Annexe n°7 : Prise de décision en temps réel (résultat d'un puits à Copenhague, au Danemark)



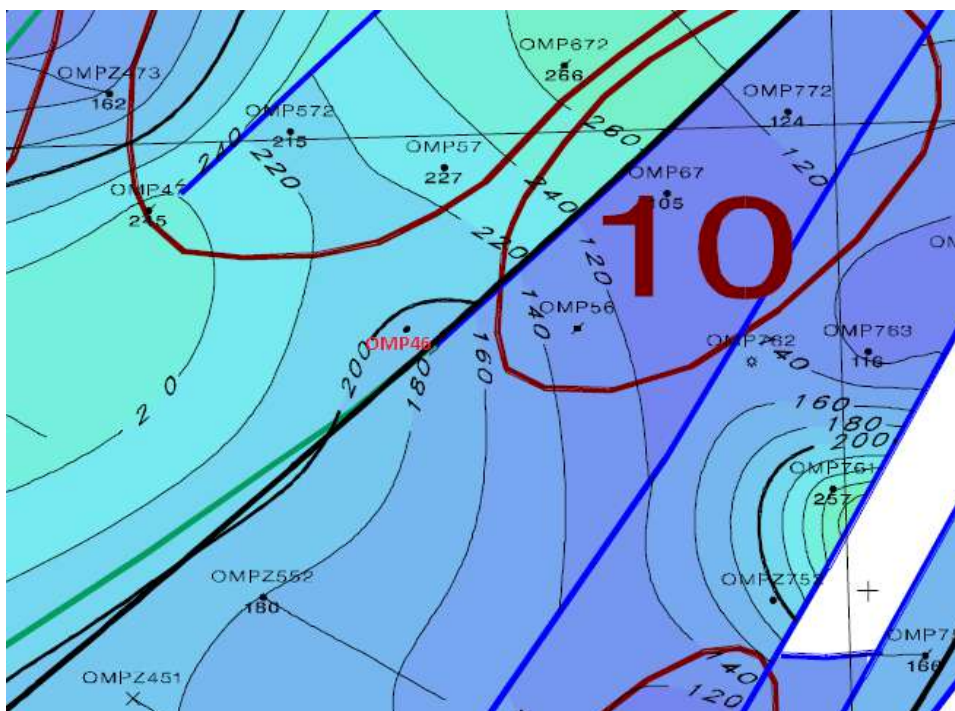
Annexe n° 8: zone et localisation du puits MD367



Annexe n°11: zone et localisation du puits omp46



Annexe n°12: zone de pression moyenne du puits omp46



Annexe n°13: La fiche technique du puits omp46

M M		COTES	
OD	ID	ELECVM	SONDR
114.20	93.27	2295.00	2295.00
123.00	98.39	2507.50	2515.00
126.20	87.78	3292.93	3300.43
139.80	103.20	3302.50	3310.00
144.10	101.82	3312.80	3320.00
		3313.10	3320.60
		3359.00	3359.00
		3344.50	3352.00
		3398.50	3246.00

X: 798 799.49
 Y: 521 400.49
 Date: 01/01/2011
 Drawn by: [Name]
 Checked by: [Name]
 Title: COMPLETION 4 1/2" NEW VAM ANCREE OMP46
 Well: OMP46
 Well Type: New Vam Ancree
 Completion Date: 01/01/2011
 Drawn by: [Name]
 Checked by: [Name]
 Scale: 1:1000
 Block: 31
 Top Liner: TNV-P110-32#
 TB L Nipple "R" 4 1/2" NV L: 0.40m
 TB L Nipple "RN" 4 1/2" NV L: 0.40m
 TB Ratchet "F" 1.0" New Vam L: 0.90m
 TB Packer AWR 7" 32-38# (Comp. 20T)
 Top Cambrien: 3334m (CE)
 Open Hole 6"
 Fond Initial: 3398.50

Bibliographies

- [1] Zoltán E.HEINEMANN, "fluid flow in porous media", Leoben, October 2005
- [2] Tarek Ahmed, Paul D.Mckinney, "Advanced reservoir engineering", Elsevier, 2005
- [3] G.Bourdarot, "Essais de puits : méthodes d'interprétation", Edition Technip, 1996
- [4] Amanat U.Chaudhry, "Gas well testing Handbook", Elsevier, Houston, Texas, 2003.
- [5] Amanat U.Chaudhry, "Oil well testing Handbook", Elsevier 2004.
- [6] N.E.Bousmid, "Test en cours de forage, Guide pratique", Tome 1, ENSP, Algérie, 2009.
- [7] Jean-Paul Nguyen, "Techniques d'exploitation pétrolière le forage", Editions Technip, Paris, 1993.
- [8] Djellali Noureddine, "Mesure et train de DST", université de Ouargla, 2008
- [9] D.BOURDET, "Well test analysis: the use of advanced interpretation models", Elsevier, 2002
- [10] Olivier Houzé et al, "The theory and practice of pressure transient, production analysis, well performance analysis, production logging and the use of permanent downhole gauge data", Kappa, 2012.
- [11] Robert C.Earlougher, jr, "Advances in Well Test Analysis", SPE series, 1977.
- [12] Val Pinczewski, "Well pressure test analysis", University of new south Wales. 2001.
- [13] Djebbar Tiab, Erle C.Donaldson, "petrophysics", Elsevier, USA, 2004.
- [14]Amine Ennaifer " step change in well testing operations"Houston,Texa,USA,2014
- [15] Zeroug S. Bounoua N, et Lounissi R. Algeria WEC / Petroleum Geology of Algeria ; Sonatrach et Schlumberger, p 108 ,2007.
- [16] Yahiaoui, L. Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à hassi messaoud aspect géologique et application dans la partie sud, mémoire de magister. Université de Boumerdès, p 8,2010.

Résumé

Un essai de DST fournit une méthode de compléter temporairement un puits pour déterminer les caractéristiques de production d'une zone spécifique. Comme initialement conçu, un essai de DST fournit principalement une indication du contenu de la formation. La complexité des outils de test et les problèmes techniques pendant l'opération D.S.T conventionnel poussé, les entreprises de services ont beaucoup contribué à réduire l'incertitude, tout en augmentant la sécurité et l'efficacité. Une étape significative de cette progression comprend le système de test de fond de puits MUZIC « MUlTI Zone Inter Communication ». L'analyse des données de pression (build up) dans un DST correctement planifié et exécuté par logiciel Saphir peut fournir de bonnes données pour aider à évaluer les problèmes de production dans certains puits, une estimation des paramètres de réservoir, la productivité de la zone, la complétion de puits, le degré d'endommagement (skin) de la formation et peut-être le besoin d'une stimulation.

Mot clé: DST, MUZIC ,Build up, Saphir, la pression .

Abstract

A DST test provides a method of temporarily completing a well to determine the production characteristics of a specific area. As originally designed, a DST test mainly provides an indication of the content of the training. The complexity of test tools and technical problems during the conventional D.S.T operation pushed, service companies have greatly contributed to reduce uncertainty, while increasing safety and efficiency. A significant step in this progression is the MUZIC "MUlTI Zone Inter Communication" well bottom test system. Analysis of build-up data in a properly planned and executed DST using Saphir software can provide good data for Assist in assessing production problems in some wells, estimating reservoir parameters, area productivity, well completion, skin's degree of damage, and possibly the need for stimulation.

Key word: DST, MUZIC, Build up, pressure

ملخص

إختبار أنابيب الحفر هو طريقة لتجهيز مؤقت للآبار لأجل تحديد خصائصه الإنتاجية لطبقات محددة ومعرفة محتوياتها. إن المشاكل التقنية وتعدد أدواتها أثناء عملية إختبار الأنابيب التقليدي، دفع الشركات المتخصصة للتقليل من الإرتياب و رفع مستوى الصيانة و الفعالية , هذا ما أدى إلى تطوير نظام الإختبارات على الآبار MUZIC (الإتصال الداخلي بين طبقات متعددة)

تحليل الصحيح لمعطيات الضغط بالبرنامج السفير يسمح بحوصلة المشاكل الإنتاجية وتقدير معطيات الموجودة بالخران (الإنتاجية و تجهيزات الآبار.....الخ) و محاولة حلها.

كلمات مفتاحية: DST, MUZIC, Build up, الضغط.