

N° Série:/2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production académique

Présenté Par :

BOUKELOUA Heythem ET CHERIBET Anes

-THEME-

Apport des résultats de logging et de test de formation sur un design DST Application sur le champ d'Oued Mya (CEN-2, CEN-3 et CEN-4)

Soutenu publiquement : Le : 24/06 / 2018

Devant le jury composé de :

Président	Mr.HADJADJ Sadek	MAA	UKM.Ouargla
Promoteur	Mr.CHETTI Djamel Eddine	MAA	UKM.Ouargla
Examineur	Mr.BRAHMIA Nabil	MCB	UKM.Ouargla

Année Universitaire : 2017 / 2018



Remerciement

*Nous tenons à remercier en premier lieu Allah
le tout puissant qui a fait que ce travail soit terminé ;*

*En achevant ce modeste travail, nous remercions
vivement notre promoteur chargé du suivi notre travail :*

DR. CHETTI DJAMEL EDDINE,

Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.

*Nous adressons notre gratitude à M. BENCHEIKH
ABDELATIF, BOULAASSEL ABDELBASSET, SOLTANI
MOHYEDDINE, BENDJERAD KHALÉD « ingénieurs à Sonatrach » pour toute
l'attention et l'aide qu'il nous a accordés, aussi bien les discussions que nous avons
eu, ses paroles, ses conseils et ses critiques à guider nos réflexions.*

*Nous voudrions présenter nos sincères reconnaissances à tous les enseignants de la
faculté des hydrocarbures, qui ont assuré notre formation durant tout le cycle
d'étude.*

*Enfin, on ne pouvait pas mentionner tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à
l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui nous ont aidé d'un
simple encouragement trouvent ici l'expression de nos
reconnaisances les plus sincère.*

HEYTHEM et ANES



Dédicace

Au nom de Dieu, le Très Miséricordieux

Je dédie ce travail à

A mes très chers parents,

qui m'ont soutenu énormément durant ma vie
et qui étaient toujours mon exemple, la source de ma réussite.

A mes chers frères et sœurs,

pour leurs patiences et leurs soutiens tout
le long de mes études.

A toute ma famille **Boukeloua et Djecrif.**

A notre Encadreur **Chetti Djamel Eddine .**

A tous mes amis

A Abdelatif Bencheikh Abdelbassaet Boulaassel et tous le
personnel de la division d'exploration à HMD

A tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin.

A toutes les enseignantes et tous les enseignants de département
production.

A tous ceux que j'aime.

HEYTHEM BOUKELOUA



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère.

A mon très cher père.

A mes chère frères et sœurs.

A toute ma famille.

A tous mes amis et mes proches.

A tous ceux qui m'ont aidé.

✍ CHERIBET ANES.

Résumé

Le présent travail est consacré à la détermination des apports des résultats de logging et tests de formation (prétest) pour établir le design du DST. On s'est basé sur les résultats de diagraphies conventionnels dans un premier pas et les résultats de test de pression de formation et d'échantillonnage pour déterminer les zones qui présentent un intérêt pétrolier. Il s'agit de déterminer les paramètres pétrophysiques, le potentiel de réservoir, la nature du fluide emmagasiné et les contacts entre les différents fluides du réservoir. Il s'agit aussi de voir comment exploiter de façon optimale ces résultats pour assurer le déroulement des opérations de DST dans les conditions de sécurité requises.

Mots-clés:

Modular Dynamic Tester, Reservoir Description Tool, Drill Stem Test, Logging.

Abstract:

The present work is devoted to the determination of the inputs of the logging and the formation test results (pretest) for the design of the DST, basing on the results of conventional logging in a first step and the results of pressure test training and sampling to determine areas of petroleum interest, petrophysical parameters, reservoir potential, the nature of stored fluid and the contacts between the different reservoir fluids, and to see how best to exploit these results to ensure DST workflow under the required security conditions.

Keywords:

Modular Dynamic Tester, Reservoir Description Tool, Drill Stem Test, Logging ...

هذه
قياس
لتحديد المناطق
من ناحية أخرى لنرى أفضل السبل لاستغلال
الإننتاجية
مفتاحية:

المساهمة
(الاختبار التمهيدي)
أهمية بترولية،
هذه النتائج لضمان التشغيل السلس لعمليات

الأرضية
الإننتاجية
تصميم
والمتغيرات البتروفيزيائية،

الأرضية
الإننتاجية
قياس
العينات
الإننتاجية

Table des matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	IV
Table des matières	V
Liste des tableaux	VII
Liste des figures	VIII
Liste des symboles et abréviations	X
Introduction générale	1
Chapitre I : géologie de la zone d'étude	
I.1-introduction	2
I.2-Situation géographique	2
I.3-Historique de la recherche pétrolière dans ce bassin	2
I.4-Cadre géologique	3
I.5-Aspect stratigraphique	4
I.6-Aspect structural	5
I.7-Système pétrolier	5
Chapitre II : généralité sur les diagraphies conventionnelles et les tests de pression de formation	
II.1.Introduction	7
II.2- Les différentes diagraphies enregistrées	7
II.2.1.Mesure du diamètre du trou (Caliper)	7
II.2.2.Diagraphies de résistivité	7
II.2.3.Diagraphie rayonnement gamma "GR"	9
II.2.4. Diagraphies de porosité	10
II.2.4.1. Diagraphies Neutron (Indice d'Hydrogène)	10
II.2.4.2. Diagraphie densité	12
II.2.4.3. Diagraphies sonique	13
II.3. Aperçu sur les outils de tests	14
II.3.1.Le Modular formation Dynamics Tester "MDT"	14
II.3.1.1-Introduction	14
II.3.1.2-La configuration de l'outil	14
a/Modules standards	15
b/Modules additionnels	17
II.3.2-Le Reservoir Description Tool "RDT"	20
II.4. Détermination des contacts de fluides (gaz-huile-eau)	22
II.4.1-Par les diagraphies	22
II.4.2- Par les outils de tests	22
II.5. Interprétation des profils de pressions	22
Chapitre III : Généralités et déroulement du test en cours de forage (Drill Stem Test)	
III.1-Généralités sur le test en cours de forage (Drill Stem Test)	23
III.1.1 Définition d'un DST	23
III.1.2 Principe d'un DST	23
III.1.3 Différents types de tests DST	24

III.1.4 Les équipements nécessaires pour le DST	26
III.1.4.1. Les équipements du train de DST (équipement de fond)	26
III.1.4.2 Les équipements de surface	29
III.2 Programme d'exécution et déroulement d'une opération DST	38
III.2.1 Données sur le puits	38
III.2.2 Les données des puits voisins	39
III.2.3 Données sur la zone à tester	39
III.2.4 Tampon	39
III.2.5 Choix la cote d'ancrage	40
III.2.6 Données sur les équipements de test	40
III.2.7 Les séquence de Déroulement de l'opération	40
III.2.7.1 Préparation du puits	40
III.2.7.2 Superviser et suivre de l'opération	41
a/Descente du train de test et ancrage du packer	41
b/Test du matériel de surface	41
c/Safety meeting	41
III.2.7.3 Evaluation du puits	42
a/Pré-débit (débit initial)	42
b/Fermeture initiale (pression vierge)	42
c/Débit principal (Dégorgement)	42
d/Ferméture pour Build up	44
e/Circulation inverse (Neutralisation du puits)	44
f/Désencrage du packer et remontée de la garniture de test	44
g/Récupération de l'enregistreur et lectures des pressions	45
Chapitre IV : étude de cas application sur le champ d'Oued Mya	
Puits : CEN-2 ; CEN-3 et CEN-4	
IV.1.Introduction	46
IV.2.Puits CEN-2	47
IV.2.1.Données du puits	47
IV.2.2.Résultats Diagraphie	47
IV.2.3.Résultats et Analyse des données de pression MDT	50
IV.2.4.Résultats DST (mesure au fond)	53
IV.3.Puits CEN-3	55
IV.3.1.Données du puits	55
IV.3.2.Résultats Diagraphie	55
IV.3.3.Résultats et Analyse des données de pression RDT	59
IV.3.4.Résultats DST (mesure au fond)	62
IV.4.Puits CEN-4	64
IV.4.1.Données du puits	64
IV.4.2.Résultats Diagraphie	64
IV.4.3.Résultats et Analyse des données de pression RDT	69
IV.4.4.Résultats DST (mesure au fond)	74
IV.5.Conclusion	77
Conclusion générale	79
Bibliographie	80

Liste des tableaux

Tableau IV.1 : Les coordonnées du sondage CEN-2	47
Tableau IV.2 : Fiche technique du forage CEN-2	47
Tableau IV.3 : Résultat de pré-test à l'intervalle 2435-2460 m	51
Tableau IV.4 : Résultat d'échantillonnage au point 2442 m	51
Tableau IV.5 : Résultat des natures de fluide pour chaque formation	52
Tableau IV.6 : Pressions de fond CEN-2	54
Tableau IV.7 : Performance sur duse CEN-2	54
Tableau IV.8 : Les coordonnées du sondage CEN-3	55
Tableau IV.9 : Fiche technique du forage CEN-3	55
Tableau IV.10 : Programme de pression et échantillonnage CEN-3	59
Tableau IV.11 : Résultat de pré-test à l'intervalle 2406-2410 m	60
Tableau IV.12 : Résultat d'échantillonnage au point 2406 m	61
Tableau IV.13 : Résultat des natures de fluide pour chaque formation	61
Tableau IV.14 : Pressions de fond CEN-3	63
Tableau IV.15 : Performance sur duse CEN-3	63
Tableau IV.16 : Les coordonnées du sondage CEN-4	64
Tableau IV.17 : Fiche technique du forage CEN-4	64
Tableau IV.18 : Résultats du réservoir T2A	65
Tableau IV.19 : Résultats du réservoir T1B	65
Tableau IV.20 : Résultats du réservoir T1C	65
Tableau IV.21 : Résultat de pré-test et d'échantillonnage à l'intervalle 2406 -2410 m	70
Tableau IV.22 : Résultats des échantillons après drainage du puits CEN-4	71
Tableau IV.23 : Pressions de fond CEN-4	76
Tableau IV.24 : Performance sur duse CEN-4	76

Liste des figures

Figure I.1 : Situation géographique du Bassin d'Oued Mya en Algérie.	3
Figure I.2 : Colonne stratigraphique de la région d'étude.	6
Figure II.1 : Principe d'induction	9
Figure II.2 : Principe de mesure de la diagraphie neutron	11
Figure II.3 : Principe de mesure de la diagraphie densité	13
Figure II.4 : L'outil MDT	14
Figure II.5 : Module single probe "MDT"	15
Figure II.6 : La chambre d'échantillonnage "MDT"	17
Figure II.7 : Module Pump-out "MDT"	18
Figure II.8 : Module du multi-échantillonnage "MDT"	19
Figure II.9 : L'analyseur optique du fluide "MDT"	19
Figure II.10 : Le Dual Packer "MDT"	20
Figure II.11 : L'outil RDT	21
Figure III.1 : Test en barefoot	24
Figure III.2 : Test en cased hole	24
Figure III.3 : Straddle test	25
Figure III.4 : Test en openhole	25
Figure III.5 : Train de DST	26
Figure III.6 : La tête de puits	29
Figure III.7 : Un système d'arrêt d'urgence (ESD : Emergency Shut Down)	30
Figure III.8 : Coflexip	31
Figure III.9 : Data/Injection Header	31
Figure III.10 : Choke manifold	32
Figure III.11 : -a- Réchauffeur / -b- Echangeur à vapeur	33
Figure III.12 : Manifold de gaz (Gas manifold)	33
Figure III.13 : Pipings	34

Figure III.14: Manifold d'huile (Oil Manifold)	34
Figure III.15 : Le séparateur	35
Figure III.16 : Bac (tank)	36
Figure III.17 : Exemple schéma de l'installation de surface	37
Figure III.18 : Exemple d'un profil de puits	38
Figure III.19 : Exemple tampon (Eau + Azote)	39
Figure III.20 : Exemple d'un graphe représentatif de l'enregistrement de pression	45
Figure IV.1 : Résultats de la diagraphie (Intervalle 2435-2460)	48
Figure IV.2 : Résultats de la diagraphie avec Points de mesure	49
Figure IV.3 : Echantillonnage à 2454.9 m (Huile)	50
Figure IV.4 : Gradient de la pression de formation	52
Figure IV.5 : Graphe de pression en fonction du temps	53
Figure IV.6 : Résultats de la diagraphie (RUN 1)	56
Figure IV.7 : Résultats de la diagraphie (RUN 2)	57
Figure IV.8 : Résultats de la diagraphie avec Points de mesure	58
Figure IV.9 : Gradient de la pression de formation (Intervalle 2435-2455)	61
Figure IV.10 : Graphe de pression en fonction du temps	62
Figure IV.11 : Résultats de la diagraphie avec Points de mesure (Intervalle 2425 - 2550 m.)	66
Figure IV.12 : Résultats de la diagraphie RUN 1 (Intervalle 2425 -2550 m)	67
Figure IV.13 : Résultats de la diagraphie RUN 2 (Intervalle 2425 -2550 m)	68
Figure IV.14 : Echantillonnage à 2492.5m (gaz + huile)	71
Figure IV.15 : Échantillonnage à 2494m (huile)	72
Figure IV.16 : Echantillonnage à 2496 (eau)	72
Figure IV.17 : Gradient de la pression de formation (Intervalle 2435-2455)	73
Figure IV.18 : Gradient de la pression de formation (Intervalle 2405-2425)	73
Figure IV.19 : Graphe de pression en fonction du temps1	74
Figure IV.20 : Graphe de pression en fonction du temps2	75

Liste des Symboles et Abréviations

<i>Symboles</i>	<i>Signification</i>
DDP	différence de potentiel
Rt	Résistivité de la zone vierge
Rxo	Résistivité de la zone lavée
HRI	High Resolution Induction tool
HRAI	High Resolution Array Induction tool
AIT	Array Induction Tool
GR	Gamma Ray
API	American Petroleum Institute
NGS	Natural Gamma Ray Spectrometry
HNGS	Hostile Natural Gamma Ray Spectrometry
IH	Indice d'Hydrogène
DSN II	Dual-Spaced Neutron II Tool
CNL	Compensated Neutron Log
SDL	Spectral Density Log
LDT	Litho Density Tool
FDC	Formation Density Compensated
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	Compensated Quartz Gauge
OFA	Optical Fluid Analyse

DPS	Dual-Probe Section
b	Densité globale lue sur le log
n	Porosité neutron
DST	Drill Stem Test
PCT	Pressure controlled testé
STV	Select tester valve
POTV	Pressure Operated Tester Valve
FBTV	Full Bore Tester Valve
IRDV	Intelligent Remote Dual Valve
ESD	Emergency Shut Down.
BOP	Blowout Preventer.
BSW	Basic Sediment and Water
WCQR	Well testing Compensated Quartz gauge Recorder
WHP	Well Head Pressure
BHT	Bottom Hole Temperature
FHP	Final hydrostatic pressure
ISIP	Initial Shut-in Pressure
FSIP	Final Shut-in Pressure
FFP	Final Flow Pressure
IFP	Initial Flow Pressure
BHP	Bottom Hole Pressure
BHA	Bottom Hole Assembly
IHP	Initial hydrostatic pressure

INTRODUCTION GENERALE

Introduction :

L'évaluation des réservoirs est une étape cruciale et importante dans l'exploration pétrolière, vu le temps et budget nécessaire pour mener à terme un projet de recherche et d'exploitation des hydrocarbures en passant par des études géologiques, géophysiques et puis de forage d'un puits d'exploration. D'une part cette importance réside dans le fait que les résultats de tous les efforts conjugués dépendent des résultats de la phase évaluation des réservoirs, et d'autre part le lien direct entre le design de la complétion du puits et celui du plan de développement de tout champs pétrolier. Cependant la rigueur, la précision et la représentativité des résultats sont primordiales.

L'évaluation des réservoirs nécessite des opérations de logging, les opérations de pre-test de formation et des opérations de DST pour déterminer les zones qui présentent un intérêt pétrolier, les paramètres pétrophysiques, le potentiel des réservoirs ainsi que la caractérisation des réservoirs.

Le présent travail est consacré à la détermination des apports des résultats des pre-tests pour le design du DST et de voir comment exploiter de façon optimale ces résultats pour assurer le déroulement des opérations de DST dans les conditions de sécurité requises.

Ce mémoire est organisé de la manière suivante :

Le premier chapitre présente la géologie de la zone d'étude au champ d'Oued Mya

Le second chapitre consiste à éclaircir l'utilisation des outils de diagraphies conventionnelles et les outils de test de pression de formation dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier.

Le troisième chapitre présente des généralités sur le drill stem test et le programme de déroulement de toutes les opérations qui doivent être réalisées pendant un tel test.

Le dernier chapitre consacré aux présentations des puits CEN-2 , CEN-3 et CEN-4 et discussion les résultats des outils de pré-test de formation et celles de DST obtenus.

CHAPTRE I

Géologie de la zone d'étude

I.1.Introduction

Le bassin d'Oued Mya est très connu du point de vue intérêt pétrolier. Les études géologiques et géophysiques effectuées dans ces bassins antérieurement ont été principalement consacrées dans les grès du Trias, mais aussi dans des grès quartzitiques de l'Ordovicien et des grès du Dévonien inférieur pour le bassin d'Oued Mya. [1]

.2.Situation géographique

Ce bassin est situé au nord de la plate-forme saharienne et à environ 600 km au sud d'Alger (fig.I.1). Il fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias, qui constituent le principal objectif pétrolier. Le gisement géant de Hassi R'mel renferme du gaz à condensat avec un anneau d'huile et les champs de Berkaoui, Benkahla et Guellala renferme de l'huile. Plusieurs autres découvertes d'huile ont été faites dans le bassin, principalement dans les grès du Trias, mais aussi dans des grès quartzitiques de l'Ordovicien et des grès du Dévonien inférieur. [1]

.3. Historique de la recherche pétrolière dans ce bassin :

Dans la région de Ghardaïa les grès du Trias représentent le principal réservoir productif d'huile et de gaz à condensat, dans les gisements d'Oued Noumer, Ait Kheir, Makouda, Djorf et Sidi Mezghich. Les travaux réalisés par SONATRACH durant les dernières années ont aboutis à la découverte de plusieurs accumulations (Chaabet En Nakhla, Oued Ghofrane et Hassi Boukhellala Nord, Trefis et Trefis Nord, Glib El Djemel. [1]

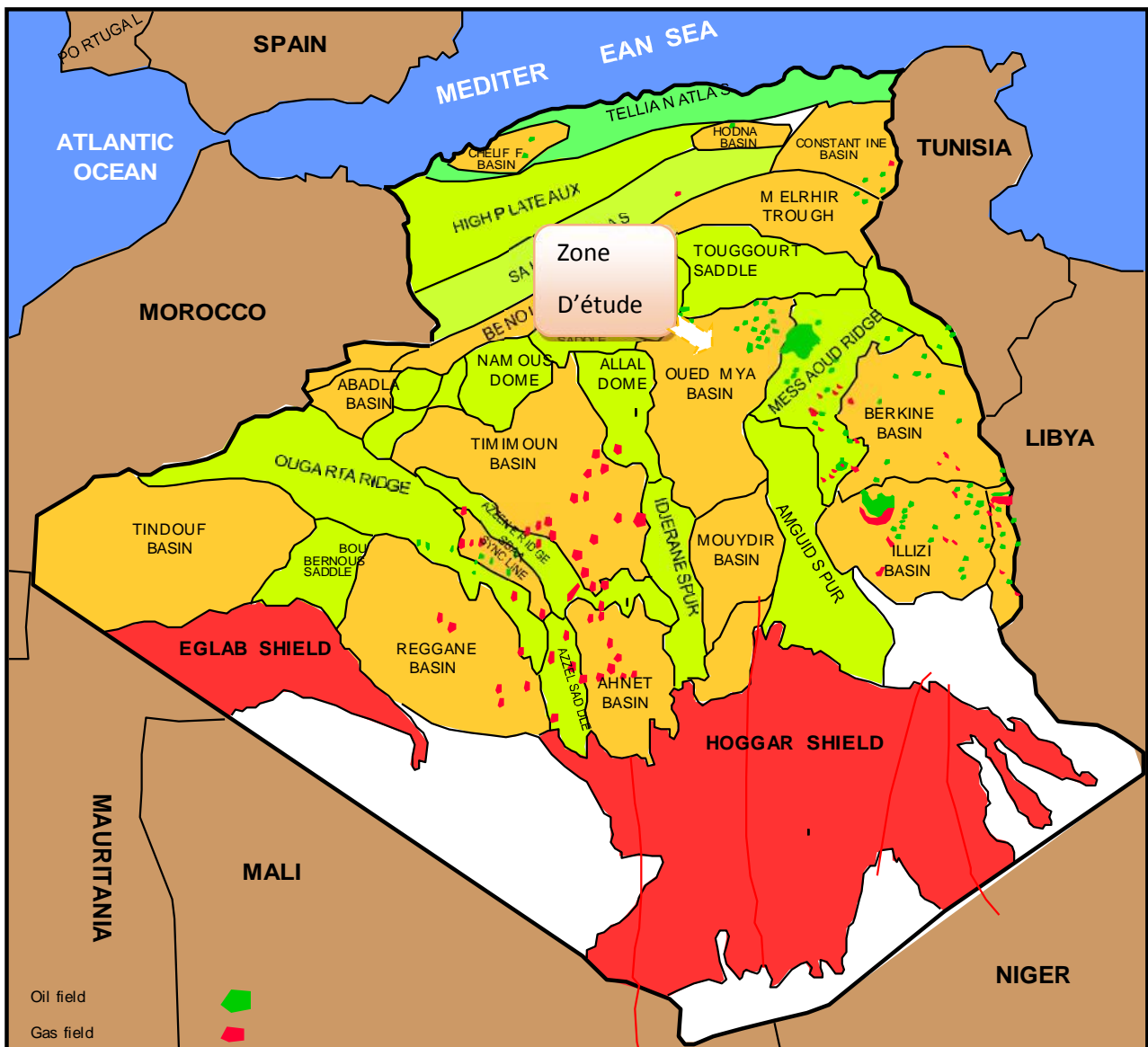


Figure I.1 : Situation géographique du Bassin d'Oued Mya en Algérie. [2]

.4. Cadre géologique

Le bassin de l'Oued Mya est un bassin intracratonique dans lequel se développent les séries types de la province triasique : une mince section mio- pliocène (0 à 400 m) et une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser 4 000 m. Cette dernière s'épaissit vers le NE du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne. [1]

I.5. Aspect stratigraphique

Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin. Elles ont, quand elles ne sont pas affectées par l'érosion hercynienne, une épaisseur moyenne de 50 m et des teneurs en carbone organique total initial d'une valeur moyenne

de 11 %. Cette excellente roche mère est en phase à huile depuis le Crétacé supérieur. Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies (Benoud). Trois principales

« Kitchen Areas » sont reconnues dans le bassin : les sillons de Benoud et Melrhir, et l'axe de la dépression Oued Mya. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires.

Les principaux réservoirs dans le bassin sont constitués par les grès fluviaux du Trias qui incluent :

- L'unité série inférieure (centre du bassin et sud de Hassi R'mel),
- L'unité T1 (nord de la partie centrale du bassin et région de Hassi R'mel),
- L'unité T2 (région de Hassi R'mel)

Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra (Ordovicien) considérés comme objectif principal depuis la récente découverte d'huile dans la structure de Berkaoui (puits BKP). Les réservoirs secondaires sont :

Les grès du Dévonien inférieur, les grès quartzitiques de l'Ordovicien (dalle de M'Kratta, grès de l'Oued Saret, grès de Ouargla, grès d'El Atchane) et les grès du Cambrien ; Les grès et carbonates du Moscovien au NO du bassin et les carbonates du Jurassique au NE. La couverture régionale des réservoirs triasiques est constituée par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

Le piégeage dans le bassin est de type structural, mixte ou purement stratigraphique. L'alimentation des réservoirs se fait verticalement à l'aide des failles et/ou latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoirs. [2]

I.6.Aspect structural :

Le bassin est limité par le haut structural Djemaa- Touggourt au nord, le bassin du Mouydir au sud, le haut structural d'Amguid-Messaoud à l'est, et la voûte d'Allal à l'ouest. Les principaux éléments structuraux sont de direction N-S et NE-SO. Le schéma structural actuel du bassin est le résultat de plusieurs phases tectoniques dont les plus importantes sont la panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne et la phase majeure alpine. [1]

I.7.Systeme pétrolier :**1. Roche mère :**

La roche mère principale est constituée par les argiles radioactives du Silurien, actuellement en phase à huile au SE de la région et en phase à gaz humide et condensât au sud et SW. Les argiles de l'Ordovicien (Argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel) constituent des roches mères secondaires.

1111C? Migration :

La génération et l'expulsion des hydrocarbures est d'âge Crétacé supérieur à Actuel (DES). L'alimentation des réservoirs se fait par failles et/ou par migration latérale le long des drains constitués par les niveaux perméables.

1111D? Piège :

Le piégeage se fait essentiellement dans des structures anticlinales.

111E?1 Réservoir :

Les principaux réservoirs dans le périmètre Ghardaïa sont constitués par les grès des niveaux triasiques T2A et T1B, déposés en milieu fluvial de type braided, à influence estuarienne et éolienne.

Les grès quartzitiques "Quartzites de Hamra" de l'Ordovicien sont considérés comme un objectif secondaire.

5. Couverture :

La couverture des réservoirs est assurée par les évaporites du salifère S4 et du Lias.

Les argiles d'Azzel constituent une excellente couverture pour le réservoir Quartzites de Hamra. [2]

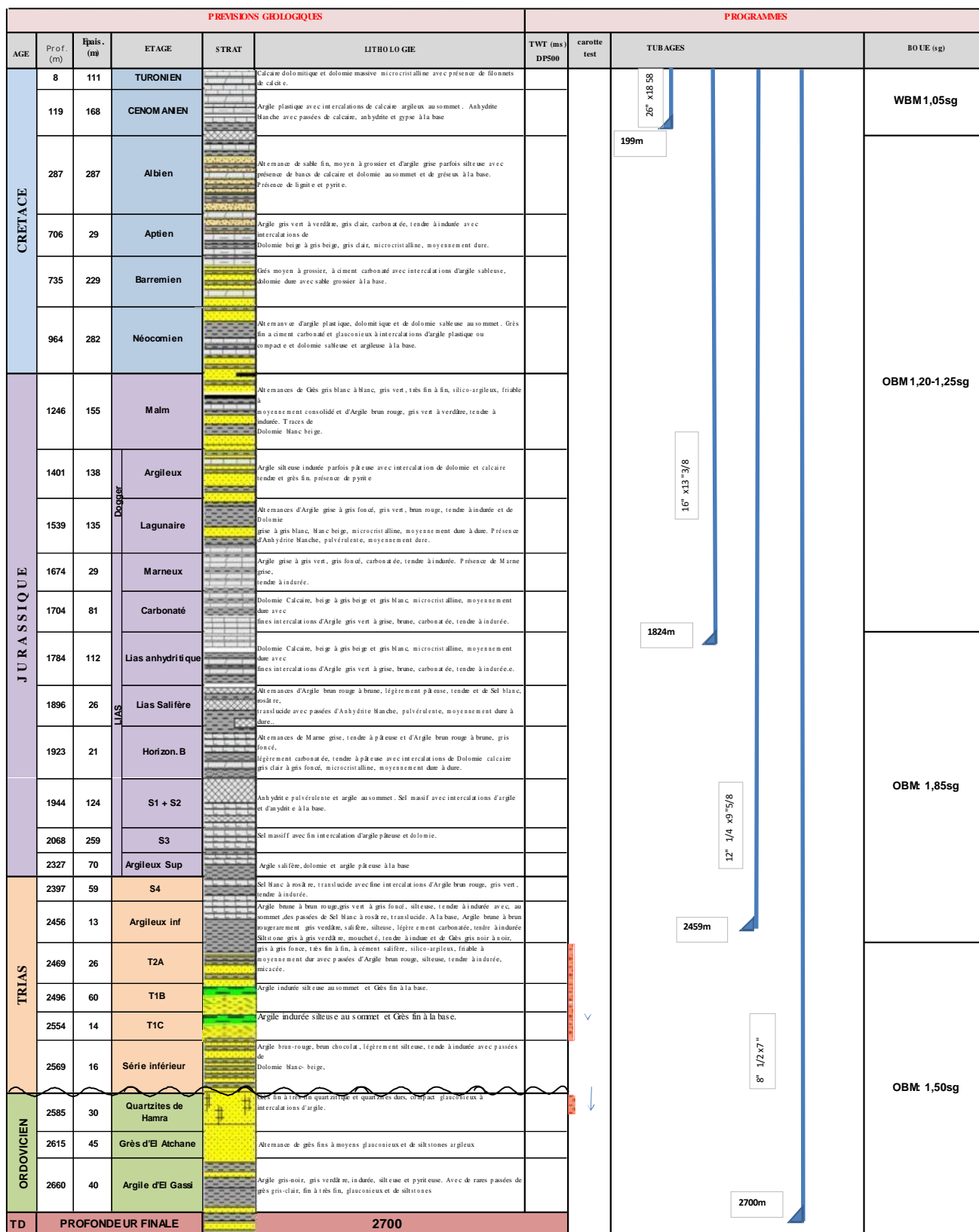


Figure I.2 : Colonne stratigraphique de la région d'étude. [2]

CHAPTRE II

Généralités sur les diagraphies conventionnels et test de pression de formation

II.1.Introduction :

Les diagraphies permettront d'interpréter les informations des puits à caractères qualitatifs et quantitatifs et d'identifier les réservoirs et informer sur la nature des fluides.

Grâce aux déblais, elles vérifient et corrigent les côtes des données relatives à la colonne lithologique établie pendant le forage.

II.2. Les différentes diagraphies enregistrées :

Dans notre étude, on a enregistré les diagraphies suivantes :

II.2.1.Mesure du diamètre du trou (Caliper) :

La mesure du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance.

Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres. [3]

Application

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

- ✓ La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- ✓ La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment.
- ✓ La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- ✓ La correction des mesures des différentes diagraphies pour effet de trou ou de mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- ✓ Une approche de la lithologie. [3]

II.2.2.Diagraphies de résistivité :

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et la nature des fluides contenus.

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation en enregistrant la différence du potentiel (**D.D.P**) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement

C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis.

Plusieurs combinaison de résistivité (macro-résistivité et micro-résistivité) sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités **Rt** et **Rxo**.

De nouveaux outils ont été introduits, il s'agit de l' **HRAI**, **AIT** et **HRI** qui enregistrent plusieurs courbes de résistivités. [3]

HRAI (High Resolution Array Induction tool):

Le HRAI est un outil de diagraphie électrique conçu par Halliburton pour mesurer la conductivité apparente des formations à une haute densité d'échantillonnage de 50 ms par échantillon.

Le traitement du signal enregistré est basé sur les principes électromagnétiques qui convertissent les conductivités en résistivités apparentes des formations forées remplis d'eau, d'air ou de boue à base d'huile.

Le standard outil HRAI présente les résistivités à résolutions verticales de 4 pieds, 2 pieds, et 1 pied, et leur distribution radiale autour du forage à six profondeurs d'investigation (10 in, 20 in, 30 in, 60 in, 90 in et 120 in).

L'outil comprend :

- ✓ Un seul émetteur qui opère à deux fréquences (**8 KHz et 32 KHz**).
- ✓ Une collection de dix récepteurs placés d'une manière symétrique autour de l'émetteur.
- ✓ Une électrode pour la mesure de la PS.

Chaque récepteur fournit une mesure focalisée indépendante et a la même résolution verticale que les autres récepteurs.

Le traitement des signaux est assuré par un logiciel sophistiqué afin de corriger quelques effets tels que :

- ✓ Le mouvement irrégulier de l'outil dans le trou de forage.
- ✓ Les effets du fluide de forage "Boue"
- ✓ Le diamètre du trou...etc.

AIT (Array Induction Tool) :

Le **AIT** est utilisé dans la boue à base d'huile, il est conçu d'une grande précision de mesure de la conductivité dans la formation en trou ouvert à cinq profondeurs d'investigation différentes, il nous permet l'enregistrement de cinq courbes de résistivité à des profondeurs qui varient entre (10, 20, 30, et 90) pouces, en fonction de la profondeur, 1ft, 2ft et 4ft ; est disponible selon 3 solutions verticales :

- ✓ Un pied pour l'analyse des couches minces.
- ✓ 2 à 4 pieds pour la corrélation facile avec le log existant.
- ✓ La détermination de l'hétérogénéité proche du puits de forage [4]

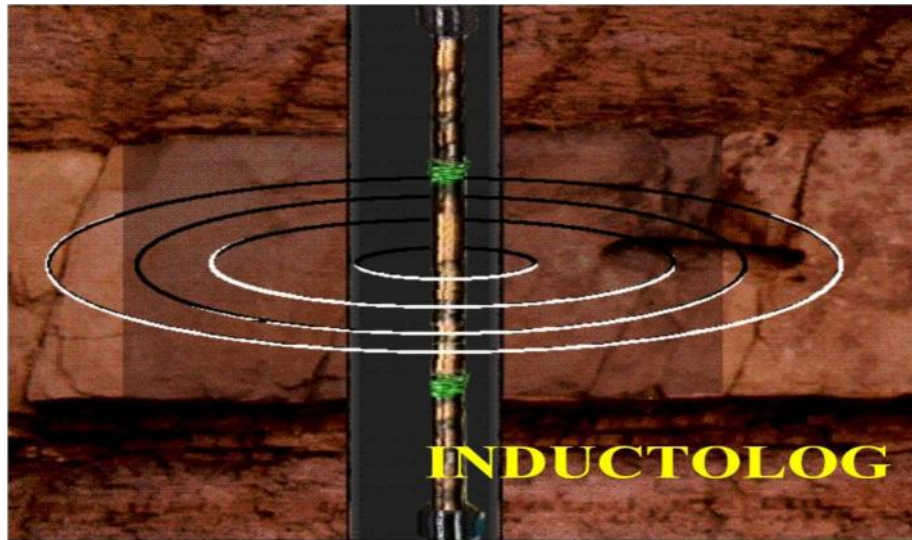


Figure II.1 : Principe d'induction [13]

Application :

- ✓ La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- ✓ Fournit une image de la distribution radiale du fluide autour du trou de forage ce qui aide à l'évaluation qualitative de la perméabilité du réservoir.
- ✓ Estimation du diamètre d'invasion.

II.2.3. 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.

- Elles englobent deux types de mesures : la radioactivité naturelle GR et la spectrométrie des rayonnements gamma naturels NGS et HNGS. La première est sensible à l'énergie totale de radiation des éléments radioactifs. [8]

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:
$$\text{Vsh (\%)} = 100 (\text{GR}_{lu} - \text{GR}_{min}) / (\text{GR}_{max} - \text{GR}_{min}).$$
- ✓ Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- ✓ Evaluation des minéraux radioactifs.
- ✓ Une approche de la perméabilité.

II.2.4. Diagraphies de porosité :

Elle englobe trois types de porosité :

- ✓ Porosité neutron.
- ✓ Porosité densité.
- ✓ Porosité sonique.

A. Diagraphies Neutron (Indice d'Hydrogène) :

A l'aide de sources appropriées on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre **4 et 6 MeV**.

Grâce à leur vitesse initiale élevée (**10.000 Km/s**), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement de leur énergie. [5]

La mesure de (**ou**) dépend en quelque sorte et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation, ceux-ci étant soit liés à l'eau ou aux l'hydrocarbure (donc à la porosité et à la saturation), soit à la composition moléculaire de la roche, mais aussi à un moindre degré, des autres atomes entrant dans la composition de la roche soit par suite de leur pouvoir ralentisseur, soit par leur pouvoir absorbant.

Les courbes neutrons enregistrés sont en échelle qui varie entre **0,45 et 0,15 m3/ m3**

Les sondes utilisées dans notre étude sont :

DSN II (Dual-Spaced Neutron II Tool):

Le DSN II est un outil neutron thermique conçu par Haliburton pour mesurer la porosité de la formation, il est combinable avec les sondes de densité pour fournir une indication sur la saturation en gaz et également avec les sondes soniques afin de fournir des indications sur la lithologie de la formation [7]

L'outil comprend :

- ✓ Une source de Béryllium émettant des neutrons rapides qui bombardent la formation à une énergie initiale de 4,6 MeV.
- ✓ Deux récepteurs sensibles.

CNL (Compensated Neutron Log) :

A l'aide d'une source radioactive à base de Béryllium, la formation est soumise à un bombardement intense de neutron à grande énergie, le nombre de neutron thermique augmente avec la quantité d'hydrogène présente dans les fluides, d'où la notion d'indice hydrogène neutron donc sa mesure sera liée à celle de la porosité.

La relation entre neutron thermique, indice hydrogène et porosité est :

$$\text{Log}(\text{IH})_n = A - B \cdot N_a$$

Tel que :

N_a : Amplitude du courbe neutron.

A et **B** : Constantes reliées à l'outil et aux paramètres du trou (boue diamètre...etc.)

La porosité neutron est déduite de l'équation précédente et est donnée en unité porosité (Porosity unit PU).

On remarque toujours dans cette équation que la saturation est donnée dans la zone lavée, car l'outil à un rayon d'investigation très voisin de la zone en question et sa définition verticale est égal à l'écartement entre les détecteurs.

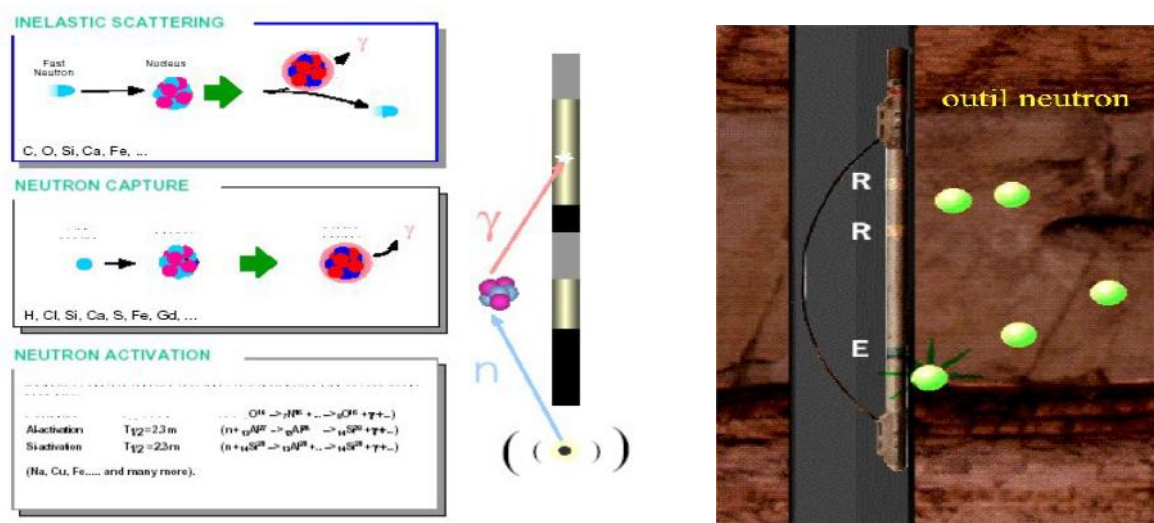


Figure II.2 : Principe de mesure de la diagraphie neutron [13]

Application:

- ✓ L'évaluation de la porosité des roches de réservoirs.
- ✓ Combiné avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- ✓ Combiner avec le LDT pour les poches de gaz.
- ✓ Evaluation de la densité des hydrocarbures.
- ✓ Bon critère de corrélation de puits à puits.

B. Diagraphie densité :

Elles sont toutes basées sur le principe de l'intersection entre une radioactivité incidente et les composantes de la formation soumises au bombardement radioactif. La source radioactive utilisée est généralement le Co^{60} et Cs^{137} le, elle émet des rayonnements gamma qui heurtent les atomes de la formation. [8]

- Trois types d'interactions se produisent suivant l'énergie des photons incidents :

* L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieure à 0,1 MeV.

* L'effet Compton si l'énergie des photons est entre 0,1 à 1MeV.

* L'effet de production de paire si l'énergie des photons est supérieur à 1,01 MeV.

Les diagraphies densité sont sensibles aux rayons gamma liés aux effets Compton ; de même pour des études minéralogiques, le développement des sondes de densité a rendu possible les énergies sensibles aux domaines photoélectriques.

Les courbes de densité enregistrées sont en échelle de sensibilité **1,95 à 2,95 g**.

Les différents outils de diagraphie densité enregistrés dans notre étude sont :

 **SDL (Spectral Density Log) :**

Le Spectral Density Log fournit la densité globale et la mesure du facteur photoélectrique "Pe" de la formation traversée par le forage.

L'outil comprend :

_ Une garniture rigide du tungstène.

_ Une source de césium 137.

_ Deux détecteurs de scintillations qui opèrent dans des conditions variables de température et pression.

L'outil SDL est combinable avec la famille d'outils qui fonctionne sous le Système de Télémétrie Interactif Numérique (DITS™). [7]

 **LDT (Litho Density Tool) :**

Cette sonde est une amélioration de la sonde **FDC**, elle permet en plus de déterminer l'énergie de la densité globale, l'obtention des coefficients d'absorption **Pef (barns/é)**.

Ce dernier est proportionnel au nombre atomique moyen des éléments entrant dans la composition de la roche, il est donné par :

$$P_e = \left(\frac{Z}{10} \right)^3 \cdot 6$$

Grâce à l'existence de deux détecteurs sur cette sonde, elle permet de minimiser les effets du mud-cake et des cavités, sa résolution verticale est égale à l'écartement entre les détecteurs avec un rayon d'investigation d'environ 10". [7]

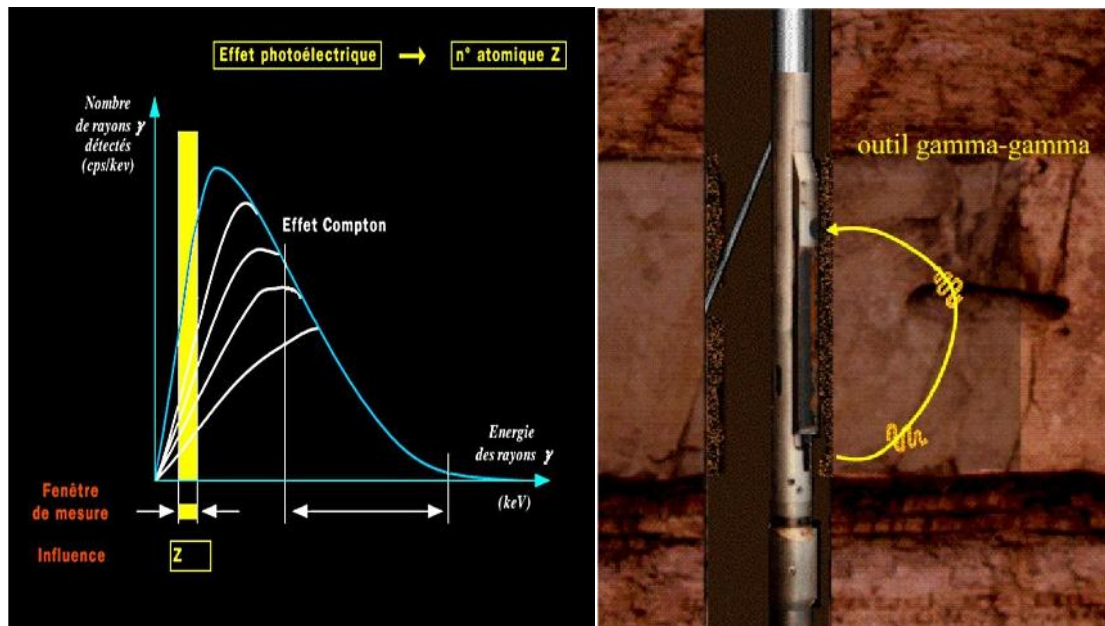


Figure II.3 : Principe de mesure de la diagraphie densité[13]

Application :

- ✓ Détermination une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- ✓ La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- ✓ Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.
- ✓ Identification minéralogique des argiles, principalement par la combinaison LDT et NGS.

C. Diagraphies sonique :

Des ondes acoustiques peuvent se propager dans n'importe quel milieu solide, dans un milieu infini deux types d'ondes se propagent, une onde de compression et une onde de cisaillement.

Le principe est de mesurer le temps de propagation d'une onde sonique à travers la formation ; pour cela on dispose d'un émetteur et d'un récepteur éloigné sur la sonde.

L'échelle du log sonique varie de **140 à 40 s/ft**.

Application :

- ✓ Détermination de la porosité.
- ✓ Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- ✓ Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- ✓ Estimation de la porosité secondaire.

II.3. Aperçu sur les outils de tests :

L'utilisation des outils de tests contribue dans la caractérisation de réservoir, permettant ainsi de confirmer les résultats obtenus par les diagraphies conventionnelles et de donner des précisions concernant les contacts des fluides.

Dans ce qui suit, on va développer essentiellement, les outils de tests MDT de Schlumberger et RDT de Haliburton. Cependant ces deux outils présentent généralement les mêmes modules.

II.3.1. Le Modular formation Dynamics Tester "MDT" :

II.3.1.1. Introduction :

Le MDT est représenté par un ensemble de modules d'où son nom "Modular", ce qui permet la reconfiguration de l'outil selon les besoins d'acquisition.

Il est conçu pour faire plusieurs prises de pression et des échantillons afin de déterminer :

- ✚ La pression du réservoir.
- ✚ La densité des fluides.
- ✚ Les contacts (Gaz-Huile, Gaz-Eau, Huile-Eau).
- ✚ Hétérogénéité du réservoir

Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour comprendre le choix des modules pour la couverture d'un job donné.

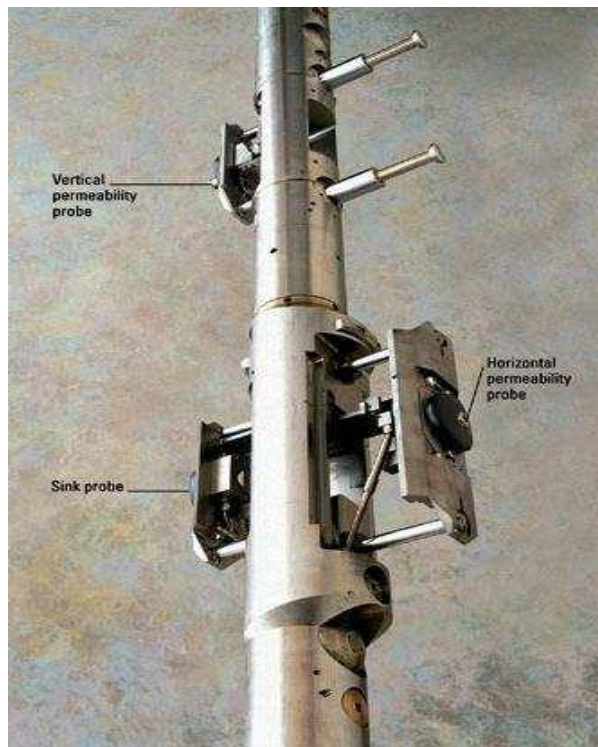


Figure II.4 : L'outil MDT [23]

II.3.1.2. La configuration de l'outil :

a/Modules standards:

❖ Module Electric Power:

Placé au sommet de la tige ; ce module offre la possibilité de convertir le courant alternatif en courant continu.

❖ Module Hydraulic Power :

Munis d'un moteur électrique et d'une pompe hydraulique ; ce module permet la prise D'un volume de fluide du réservoir à chaque tour du moteur.

❖ Module à probe unique « Single probe » :

Le module single probe est utilisé pour les mesures de pression dans la formation, il contient :

➤ Une vanne d'isolement « Isolation valve » :

La vanne d'isolement est utilisée pour isoler le train du flow line du système de mesure pendant le pretest. Le train du flow line d'une longue combinaison a un volume important ; Ceci pourrait déformer le test de pression à cause de l'effet d'emmagasinage du puits dû à la compressibilité de l'écoulement du fluide. Cet effet est analogue à l'emmagasinage du puits durant les tests conventionnels de puits.

➤ Une vanne d'égalisation « Equalization valve » :

La vanne d'égalisation permet à la pression hydrostatique d'apparaître derrière le packer à la fin du test. Ceci aide à la rétraction de l'outil.

La chambre du pretest est vidée grâce à la vanne d'égalisation à la fin du test. La vanne reste ouverte pendant l'enregistrement dans le puits, ainsi les senseurs de pression peuvent détecter la pression hydrostatique.

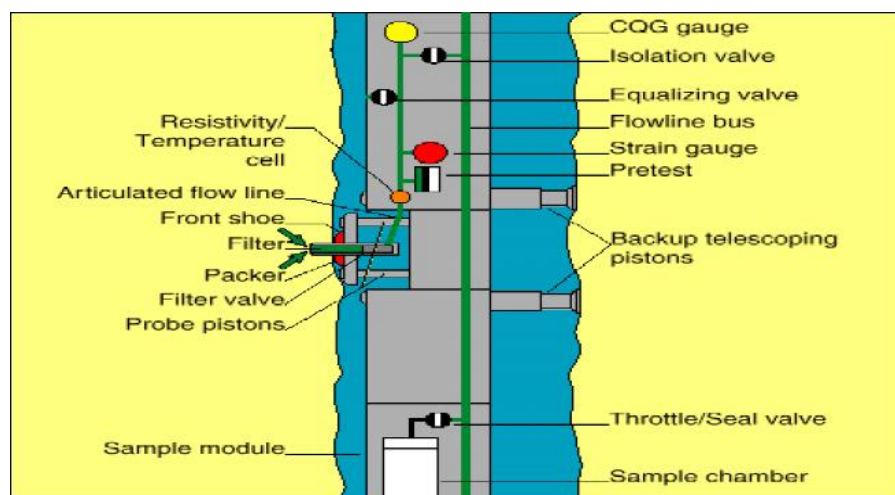


Figure II.5: Module single probe "MDT" [9]

Il permet :

➤ **La mesure de pression**

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). [10]

➤ **Les pretests :**

Le volume du pré-test standard est de 20 cc. Cependant dans une formation à faible perméabilité, un pré-test de 20cc nécessite un temps considérable pour que la pression remonte à la pression de la formation.

Dans ce type de formation, la possibilité de blocage (stuck) 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 20 cc peut être sélectionné.

Ce volume peut être spécifié pour chaque pré-test. Le MAXIS 500* contrôle la pression d'échantillonnage, l'écoulement du pré-test ainsi que le volume à partir de la surface.

➤ **Les mesures de résistivité :**

Une cellule de mesure 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.

Cette mesure a été utilisée exclusivement en Algérie particulièrement pour avoir des échantillons de formation en eau représentatifs sans faire appel au DST. [10]

❖ **La chambre d'échantillonnage :**

Différentes configurations sont possibles. La configuration la plus simple, est d'avoir deux chambres d'échantillonnage, une à 1 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 Wire line est le poids de l'outil lorsque tous les modules sont combinés. Il y a aussi la possibilité de placer une seule chambre d'une capacité de 6 gallons à l'extrémité du tool string.

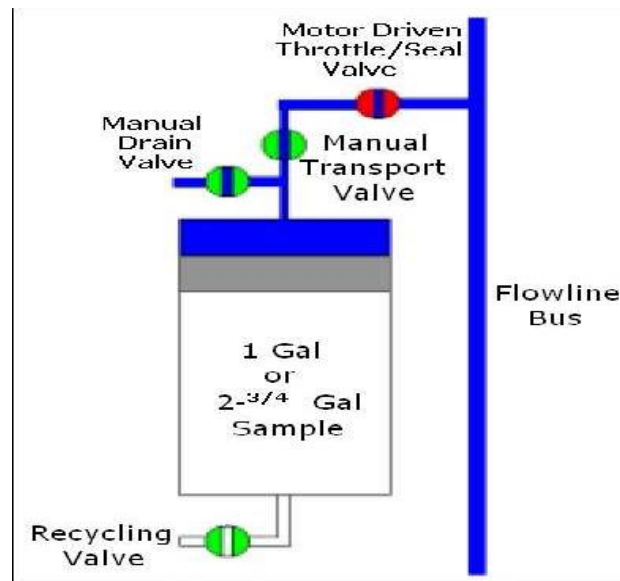


Figure II.6 : La chambre d'échantillonnage "MDT" [9]

b/Modules additionnels :

❖ Le module « Pump-out »:

La qualité de l'échantillonnage peut être contrôlée en utilisant le module Pump-out. Ce module pompe le fluide du probe dans la colonne de boue à travers le flowline 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 flowline au voisinage du probe ou à l'aide d'un autre module plus sophistiqué "OFA" (Optical Fluid Analyser) qui permet l'identification du fluide.

Le module "Pump-out" contient deux pompes symétriques d'une capacité de pompage de 585cc. Un taux de pompage de plus de 45 cc/sec est possible.

Cependant ce taux dépend de la différence de pression entre la formation et la colonne de boue. Le module est aussi utilisé pour gonfler les packers (Dual Packer Module). Dans ce cas, il opère en mode " Pump-in", qui veut dire que le fluide est pompé dans le flow line et dirigé vers les packers.

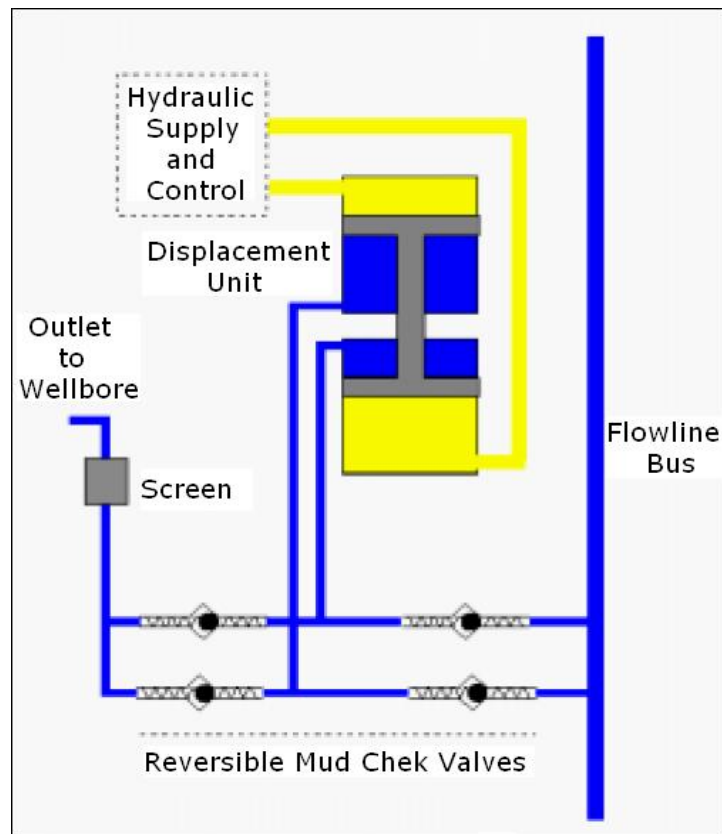


Figure II.7: Module Pump-out "MDT" [9]

❖ **Le module du multi-échantillonnage :**

Le module du multi-échantillonnage est équipé de six bouteilles d'échantillonnage de 450 cc 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 du module et envoyée au laboratoire PVT. Il n'y a pas nécessité de transfert sous pression.

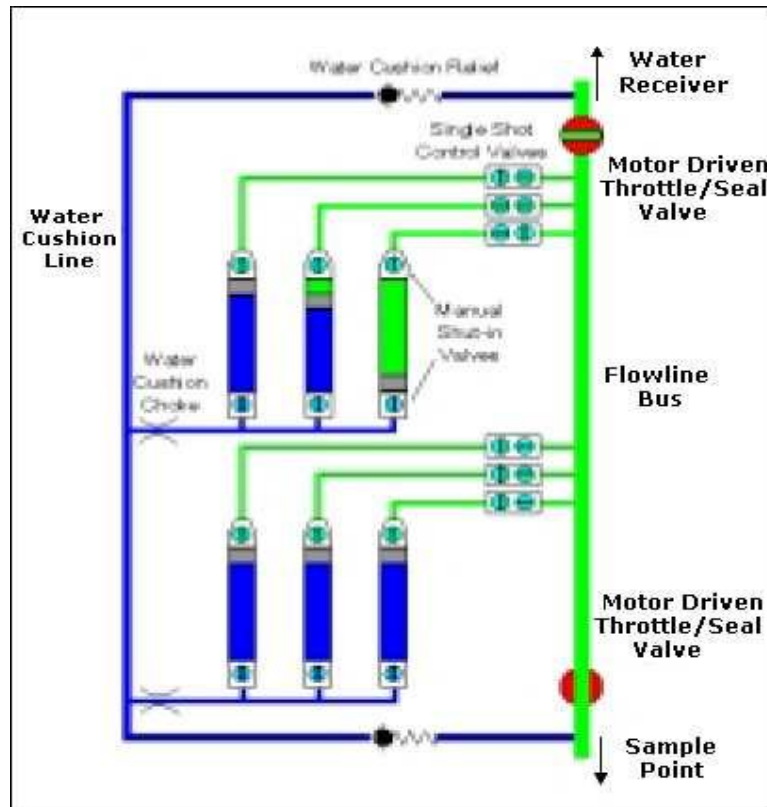


Figure II.8 : Module du multi-échantillonnage "MDT" [9]

❖ L'analyseur optique du fluide (Optical Fluid Analyzer) :

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

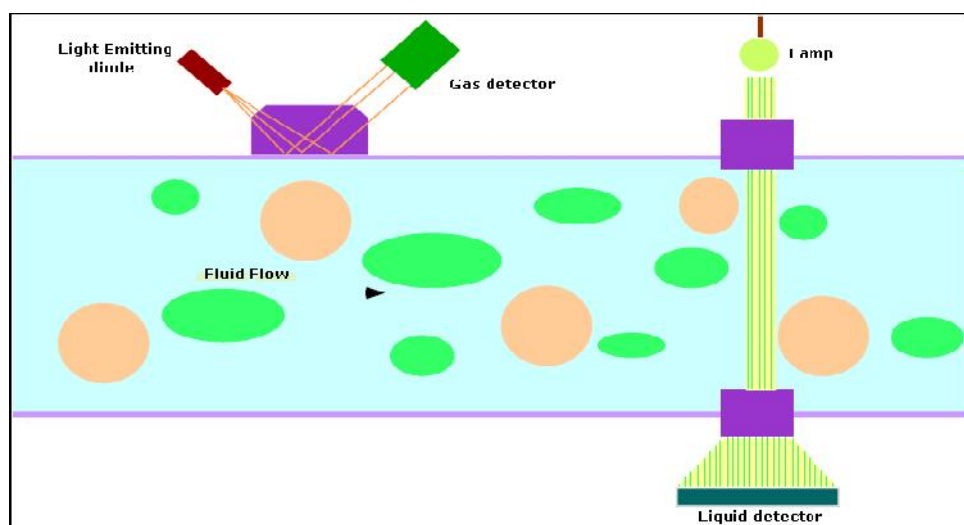


Figure II.9 : L'analyseur optique du fluide "MDT" [9]

❖ Le 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 Pump-out module, (pompe le fluide du borehole, généralement la boue, dans les éléments du packer).

Les packers peuvent être gonflés et dégonflés autant de fois dans le puits.

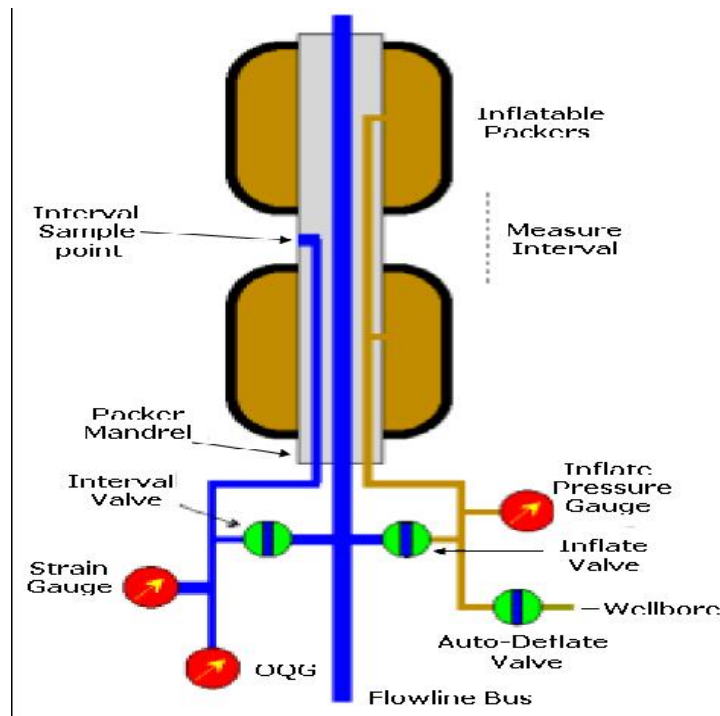


Figure II.10 : Le Dual Packer "MDT" [9]

(Document Schlumberger)

II.3.2-Le Reservoir Description Tool "RDT" :

Le **Réservoir Description Tool (RDT)** est un outil modulable conçu par Halliburton, qui offre les dernières nouveautés en matière de technologie de contrôle du microprocesseur. Il contient les mêmes modules que le MDT sauf qu'il contient un dual probe à la place de single probe.

Le DPS est conçu pour détecter la mobilité horizontale, la perméabilité et l'anisotropie (kv/kh) sur un nombre étendue d'opérations.

Le débit de test du fluide est précisément contrôlé grâce au contrôle numérique du système de collecte des informations, ce dernier atteignant très rapidement la pression de stabilisation et réduisant le temps de test.

En faisant descendre deux **DPS** en tandem, L'outil RDT peut déterminer le gradient de pression entre les deux sondes et le profil perméabilité et anisotropie.

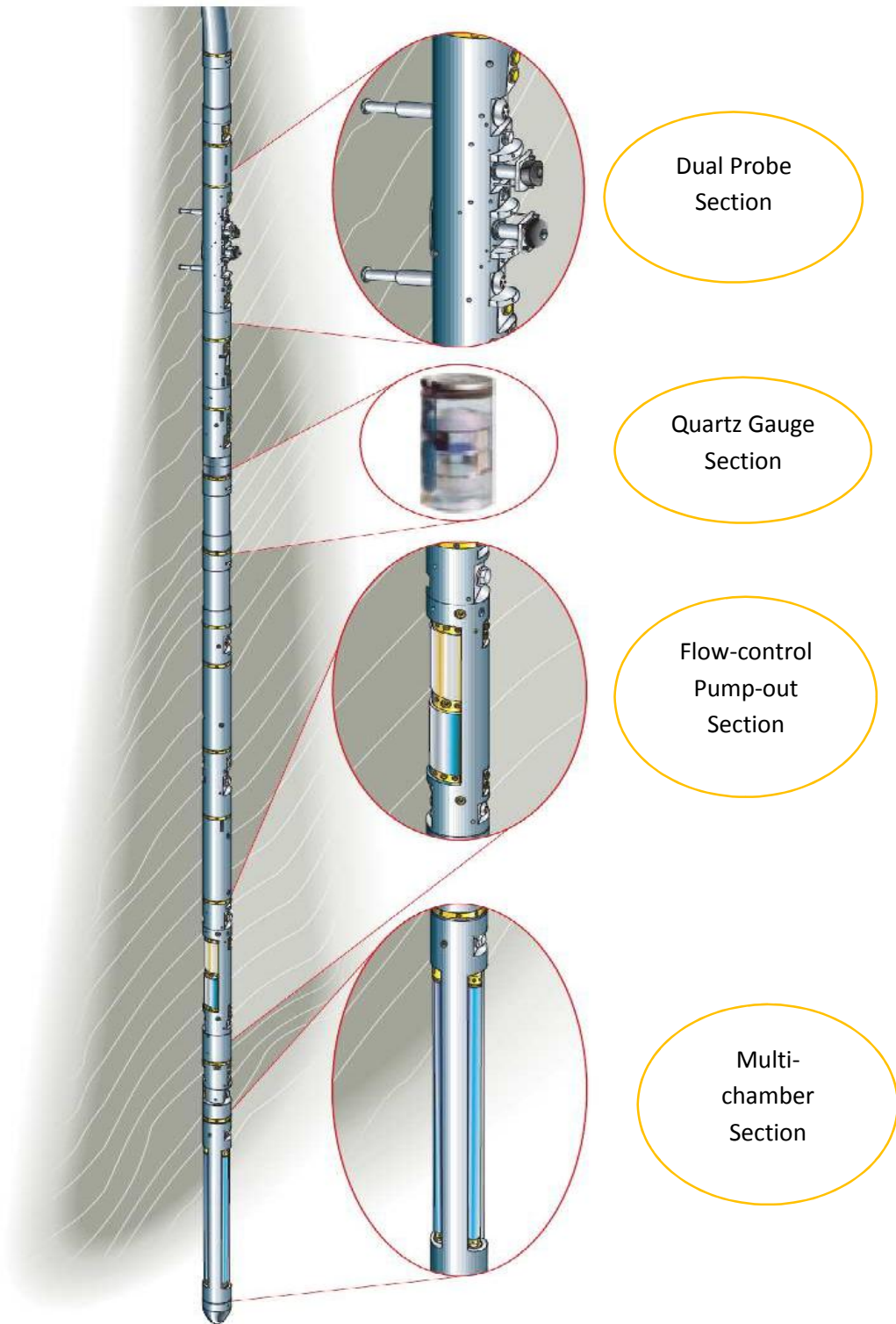


Figure II.11 : L'outil RDT. [24]

II.4-Détermination des contacts de fluides (gaz-huile-eau) :

1. Par les diagraphies :

La réponse des outils de diagraphies est conditionnée par la nature de la lithologie et de son contenu en fluide, ces derniers influents sur les différents enregistrements.

Cette influence se caractérise comme suit :

- En face d'une formation contenant de l'huile les enregistrements R_b et R_n présentent de faibles valeurs, cependant la résistivité profonde R_t atteint des valeurs importantes.
- En face d'un milieu aquifère, propre et perméable, les courbes R_b , R_n et R_t se superposent, les résistivités profondes se caractérisent par de faibles valeurs et se séparent de celles des résistivités proches dans le cas où la boue utilisée est à base d'huile.
- En face des niveaux à gaz, les enregistrements R_b présentent de faibles valeurs.

2. Par les outils de tests :

Ces outils de tests permettent d'effectuer des mesures de pression à plusieurs profondeurs choisies.

Les valeurs obtenues sont présentées sous forme de graphiques. Ces derniers permettent d'identifier, s'il y a un lien, les contacts des différents fluides.

L'opération consiste donc à tracer des droites dont les gradients définissent la nature du fluide et par conséquent, de déterminer les contacts s'ils existent par l'extension de deux droites.

II.5. Interprétation des profils de pressions :

Diagramme pression-profondeur :

Les données de pressions hydrostatiques et de formation sont reproduites en fonctions de la profondeur pour déterminer :

- ✓ La densité de la boue de forage (à partir de la pression hydrostatique).
- ✓ Le gradient de pression : $Grad\left(\frac{Psi}{m}\right) = \frac{dP}{dH}$
- ✓ La densité des fluides de formation : $d\left(\frac{g}{cm}\right) = \frac{Grad(Psi/m)}{1.422}$
- ✓ Le contact Huile-Eau (OWC).

CHAPTRE III

Généralités et déroulement d'un test en cours de forage (DST)

III.1 Généralités sur le test en cours de forage (Drill Stem Test)

III.1.1 Définition d'un DST :

C'est la mise en production d'un puits juste après son forage par une complétion provisoire qui permet d'acheminer les fluides contenus dans les roches réservoirs vers la surface, dans le but de déterminer les paramètres de la couche productrice et de décider sur le type de complétion définitif à descendre dans le puits. [12]

Les objectifs principaux du DST sont :

- Mise en évidence la présence d'hydrocarbures dans le réservoir.
- Détermination de la capacité de production.
- Détermination de la pression du réservoir.
- Prise d'échantillons pour étude PVT.
- Détermination des paramètres pétrophysiques du réservoir (k, Skin).
- Détermination éventuelle du modèle du réservoir. [12]

III.1.2 Principe d'un DST :

Pour réaliser un test de DST il faut avoir des équipements de surface et de fond qui puissent assurer le déroulement du test sous les conditions suivantes :

- Ecouler les fluides de réservoirs jusqu'en surface en diminuant la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester.
- 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 au fond de puits la pression, la température et leurs variations tous le long du test.

III.1.3 Différents types de tests DST :

On peut établir une classification en fonction de la complétion des puits, dans notre direction (DOE) on utilise deux types qui sont :

A/ Test en Barefoot :

La zone testée est en découvert et le Packer de la garniture de test est ancré dans la section couverte par le casing qui se trouve au-dessus.

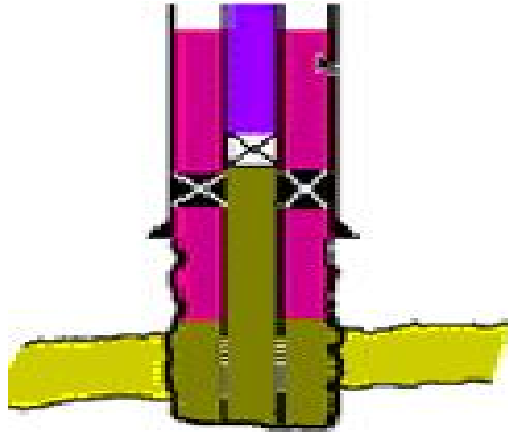


Figure III.1 : test en barefoot

B/ Test en Casing :

La zone testée (perforée ou crepinée) est située dans la partie couverte par le casing ainsi que l'ensemble de la garniture de test.

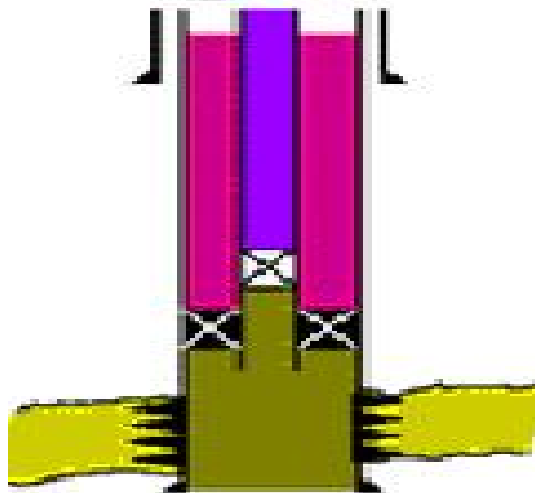


Figure III.2: test en cased hole

Il existe deux autres types de test

C/ Test de couche sélectif (Straddle test) :

La zone à tester est loin du fond du puits ou au-dessus d'un autre niveau réservoir, la partie inférieure du puits peut être isolée par un packer supplémentaire.

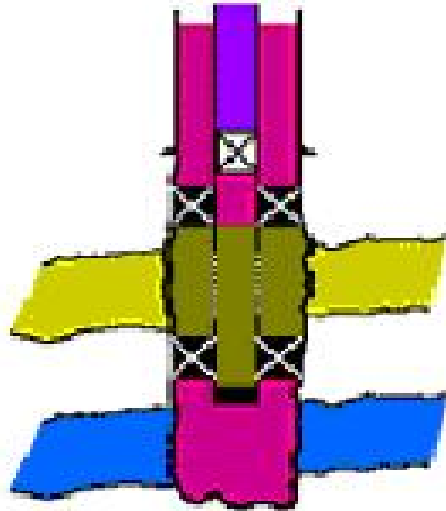


Figure III.3 : straddle test

D/ Test en trou ouvert :

La zone à tester et l'ensemble de la garniture de test sont dans le découvert. Dans ce cas le Packer de la garniture de test est ancrée dans le découvert.

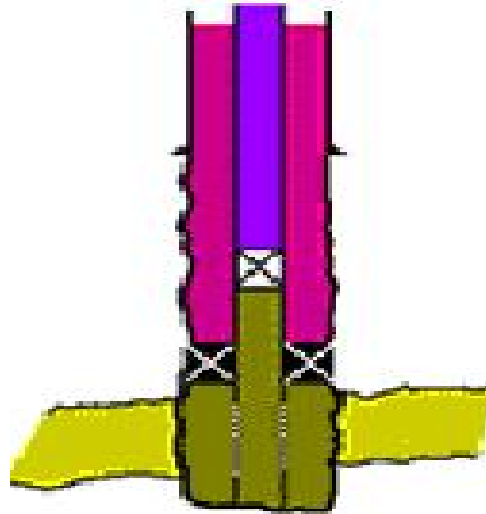


Figure III.4 : test en openhole

Remarque : Ce dernier type n'est plus utilisé et cela est dû à ses inconvénients. [12]

III.1.4 Les équipements nécessaires pour le DST :

III.1.4.1. Les équipements du train de DST (équipement de fond) :

Les fonctions principales à assurer par les équipements de fond sont :

- S'affranchir de la pression exercée par la colonne de boue sur la zone à tester et diminuer la pression en face de cette zone jusqu'à une valeur inférieure à celle des fluides contenus dans la couche.
- Canaliser ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution de la boue ou d'éruption.
- D'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue.
- D'enregistrer en fond de puits la température, la pression et leurs variations tout au long du test.
- Procéder en fin de test à la remontée de la garniture de test après avoir remis l'ensemble du puits sous fluide de contrôle.



Figure 1.5 : Train de DST [12]

Description de bas vers le haut des équipements de test

1) Mule shoe :

C'est la partie extrême du train d'outil, il sert de guide lors de la descente du train de test et protège les outils au-dessus.

2) Le packer :

Le packer s'applique sur les parois du puits ou du casing par compression, établit une étanchéité et sépare le puits en 02 zones sans communication entre elles, ainsi réalisent étanchéité entre l'annulaire et la formation. Il supporte le poids du train de test, il est équipé d'un by-pass, à la fin du test le by-pass packer s'ouvre et égalisera la pression de part et d'autre du packer et permettra de circuler sous le packer afin d'homogénéiser la boue et neutraliser le puits.

3) Safety joint (joint de sûreté) :

En cas de coincement du packer cet outil permet par manœuvre des tiges (dévissage rapide) de récupérer la partie supérieure du train d'outils au-dessus du packer.

4) Hydraulique jar (coulisse hydraulique) :

Lors du coincement du packer, la coulisse de battage permet en mettant le train de test en tension, produit un important choc en ascendant de libérer le packer.

5) Les jauges (les enregistreurs) :

Permettent lors de la descente du train de test d'enregistrer la pression et la température de fond en fonction du temps. Différents types d'enregistreurs électroniques sont disponibles, deux gauges au moins sont descendus et sont installées dans des porte – enregistreurs.

6) Les vannes de test (tester) :

Elles peuvent être ouvertes ou fermées à volonté. Descendues fermées pour éviter la pénétration de boue à l'intérieur des tiges durant la descente du train de test dans le puits afin de créer une différence de pression entre l'intérieur des tiges et le fond de puits pour permettre aux fluides de réservoir à s'écouler vers la surface. Elles sont les éléments les plus essentiels pour créer des perturbations dans le réservoir et de contrôler la venue des effluent à l'intérieur des tiges par leur manipulation (ouverture et fermeture).

On distingue trois catégories des vannes

➤ Vannes mécaniques :

DCIPV: Dual Closed in Pressure Valve

MFE : Multi Flow Evaluator

Le mode de fonctionnement de ces vannes est mécanique, on fait des mouvements de la garniture en surface (par rotation ou poser et retirer de la garniture) pour l'ouverture ou la fermeture de la vanne

➤ **Vannes hydrauliques :**

PCT: Pressure controlled test chez Schlumberger.

STV: Select tester valve chez Halliburton.

POTV: Pressure Operated Tester Valve.

FBTV: Full Bore Tester Valve.

Leur mode de fonctionnement est hydraulique, sachant qu'on exerce une pression en surface dans l'annulaire, la vanne réceptionne cette variation de pression et le convertit à un signal mécanique qui commande l'ouverture de la vanne.

➤ **Vannes électro-hydro-mécaniques :**

IRDV : Intelligent Remote Dual Valve.

Leur mode de fonctionnement est de recevoir des signes hydrauliques et de les convertir en des signes électroniques à partir d'un processeur pour commander l'ouverture et la fermeture de la vanne mécaniquement.

7) Les Drill collar :

Ils apportent le poids pour le l'ancrage du packer.

Pendant l'ancrage, le poids total des masses tige est posé sur le packer et le poids des tiges est libre et suspendu à la table de rotation (grâce à la course de cet équipement).

8) Les vannes de circulation inverse :

Ces vannes permettent de déplacer les effluents produits à l'intérieure du string du DST par une circulation de boue avant de remonter le DST, elles sont séparées par les drills collars de part et d'autre des autres outils pour éviter une éventuelle décantent de sable produit ou de débris en face de ces vannes.

9) Les slips joints (les joints coulissant) :

Son rôle est d'absorber la dilatation des tiges (élongation du string) pendant l'opération ou la diminution à cause de la variation de température, et donc pour éviter le glissement ou le désencrage de packer. Le nombre de présence de celui-ci dans la composition du string dépend de la profondeur et de la température de fond.

10) Les tiges de forage : complèteront alors le train de test jusqu'en surface.

III.1.4.2 Les équipements de surface :

L'équipements de surface doit permettre :

- De supporter la pression en tête de puits.

- De créer des contre-pressions pour modifier la pression de fond en cours de débit par utilisation des duses.
- De récupérer des échantillons.
- De séparer l'effluent s'il arrive en surface pour mesurer séparément le volume d'huile, gaz et d'eaux.
- De stocker ou brûler l'effluent.

1) **Flow head** : consiste un ensemble des vannes.



Figure III.6 : la tête de puits. [12]

- Master valve : Pour la fermeture totale de l'intérieur des tiges.
- Swivel : Pour la rotation de la partie inférieure autant que la partie supérieure restera fixe.
 - Flowline valve : C'est une vanne hydraulique à fermeture rapide. Elle sécurise le circuit débit.
 - Flowline : Sortie du débit.
 - 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.

- Swab valve : C'est une vanne de curage, elle s'ouvre pour laisser le passage d'un outil spécial.

2) Système de fermeture d'urgence ESD :

Le système ESD contrôle les vérins de commande de la tête de puits où une vanne de sécurité de surface supplémentaire se situe en amont de la duse du manifold.

Il permet de fermer le puits et de mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin.



Figure III.7 : Un système d'arrêt d'urgence (ESD : Emergency Shut Down) [12]

3) Coflexip :

Permet la connexion entre la flowhead et le chock manifold. Ils doivent être installés correctement pour éviter l'endommagement pendant les mouvements verticaux de la garniture.



Figure III.8: coflexip [12]

4) Data/Injection Header:

Cet élément est installé juste avant le manifold de duses, il permet de :

- Prises de pression et température.
- Points d'échantillonnage.
- Ports d'injection de produits chimiques.

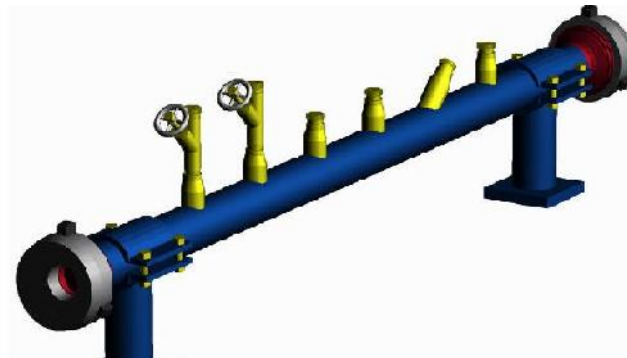


Figure III.9: Data/Injection Header [12]

5) 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 connections 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 III.10 : Choke manifold [12]

6) Un réchauffeur ou un échangeur à vapeur :

Dans le cas d'une huile, et tout particulièrement d'une huile visqueuse, il favorise l'écoulement de l'huile et la séparation huile-eau en diminuant la viscosité de l'huile. Dans le cas d'un gaz, il permet de réchauffer le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates.



Figure III.11 : -a- Réchauffeur / -b- Echangeur à vapeur [12]

7) Manifold de gaz (Gas manifold) :

Il est placé après le chock manifold de DST pour faire branchement d'un côté avec le rig manifold (pour le retour de la boue pendant la circulation inverse) et l'autre côté avec le séparateur.

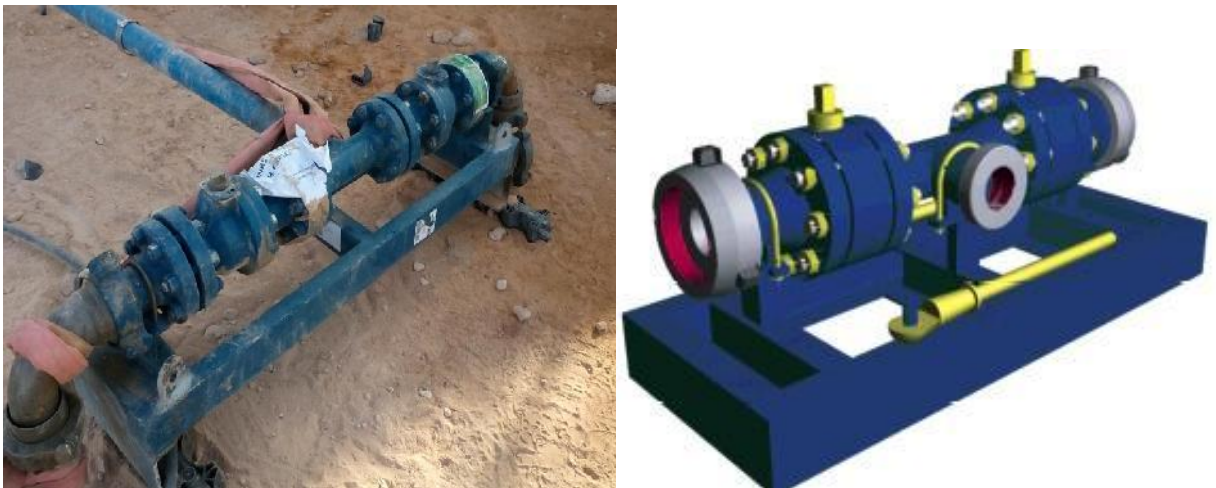


Figure III.12 : Manifold de gaz (Gas manifold) [12]

8) pipings :

Ce sont des tuyaux de différents diamètres sélectionnés suivant le débit et la pression de travail.



Figure III.13: pipings [11]

9) Manifold d'huile (Oil Manifold):

C'est l'équipement essentiel pour connecter entre le gaz manifold, séparateur, bac de stockage et la torche.

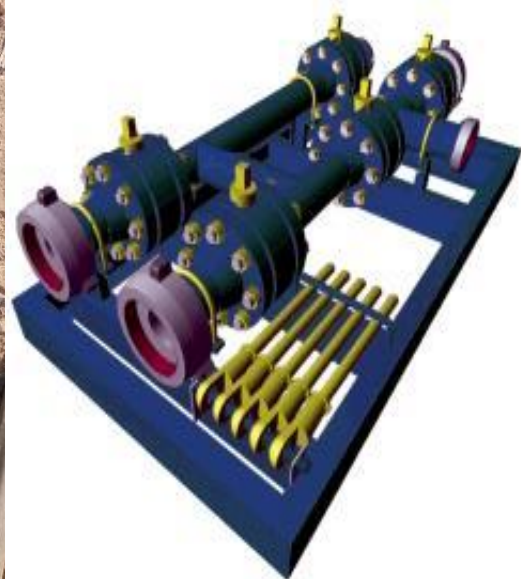


Figure III.14: Manifold d'huile (Oil Manifold) [12]

10) 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. Généralement il y a plusieurs types de séparateur et on utilise souvent le séparateur horizontal triphasique dans les opérations de DST.

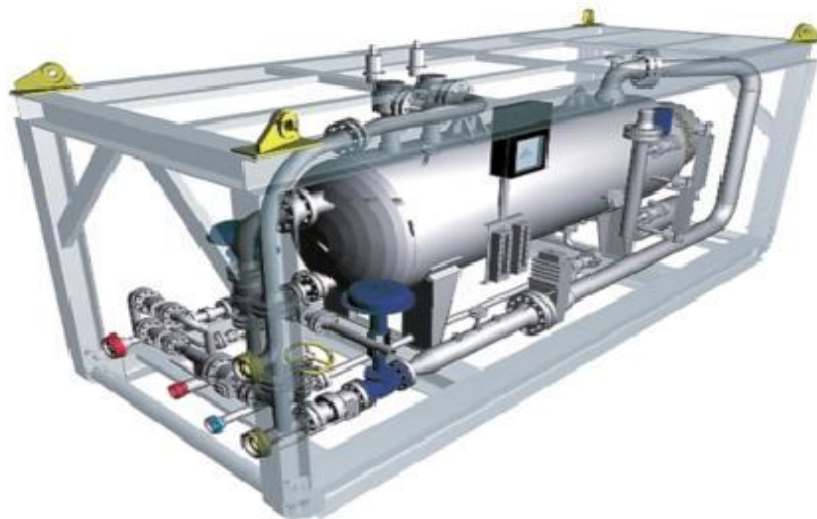
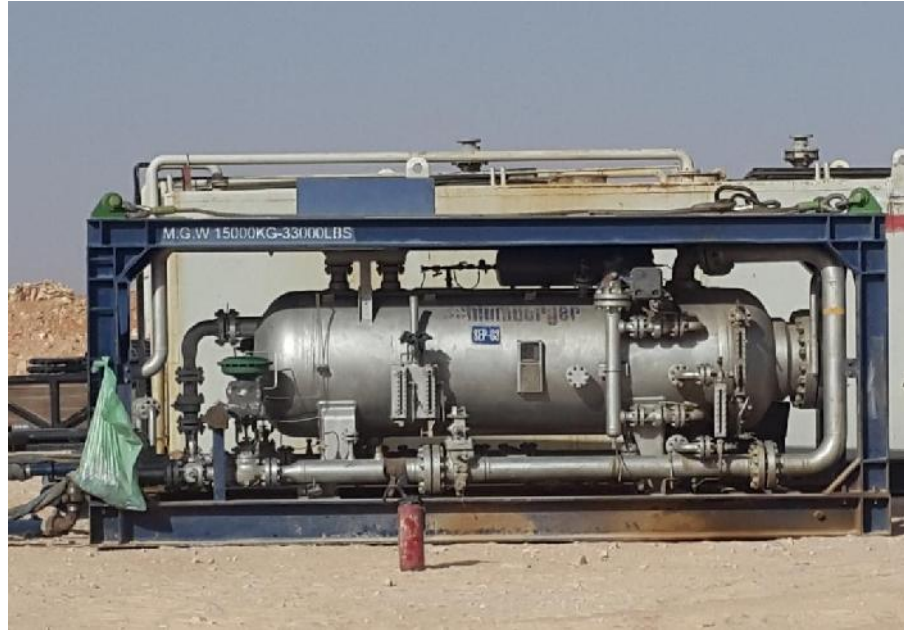


Figure III.15 : Le séparateur [12]

11) Bac (tank) :

Il est utilisé pour stocker et estimer le débit du fluide produit avec une grande précision. Formule de calcul :

$V_o = V_{bac} \times (1 - BSW) \times K$, tel que V_{bac} : volume d'huile dans les conditions du stockage.



Figure III.16 : Bac (tank) [12]

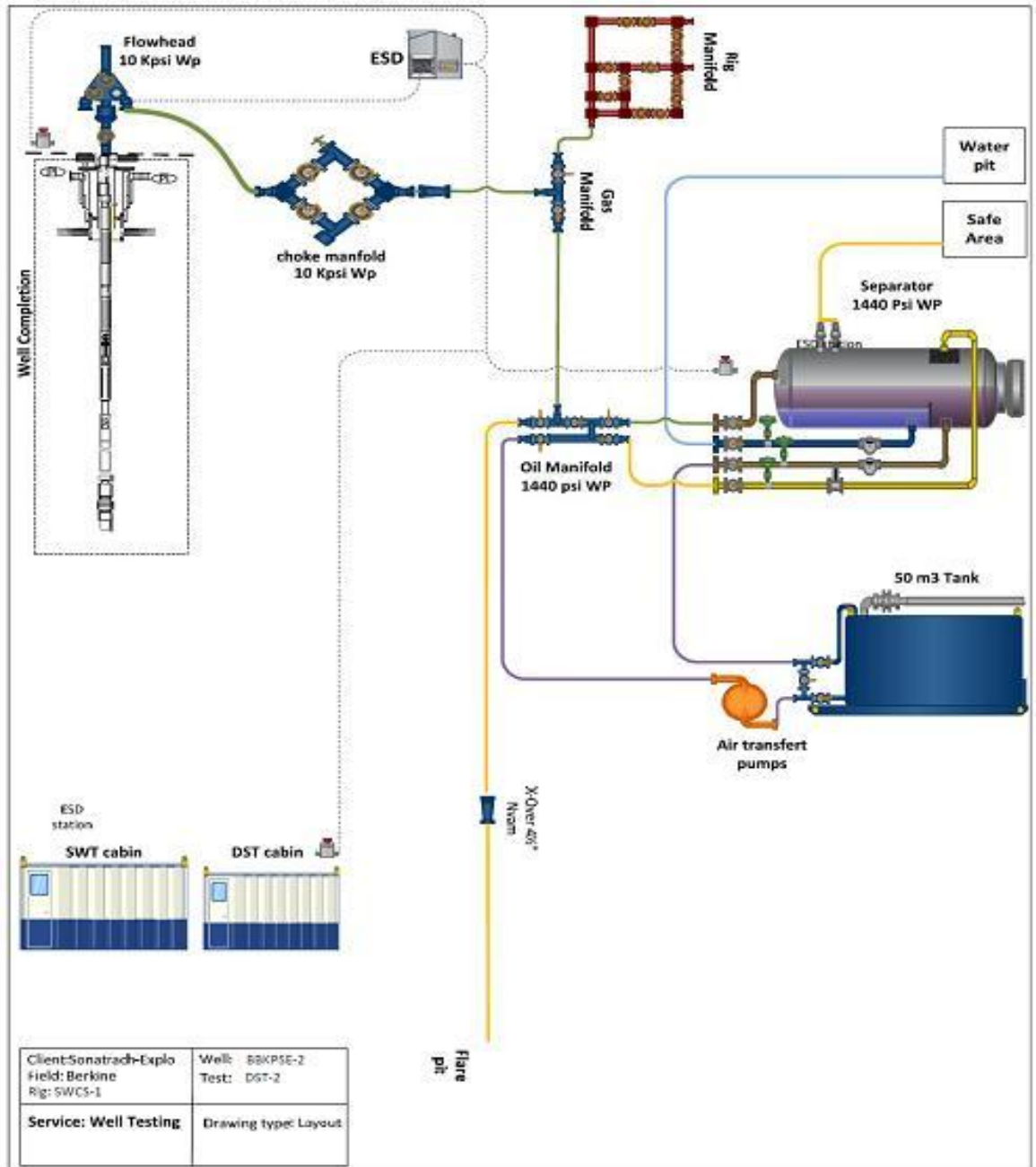


Figure III.17 : Exemple schéma de l'installation de surface. [12]

III.2. Programme d'exécution et déroulement d'une opération DST

Exécuter un test est toujours une opération délicate, Il faut donc s'assurer que l'opération peut être réalisée en sécurité et dans des conditions techniques acceptables.

Il faut élaborer un programme de déroulement de toutes les opérations qui doivent être réalisées pendant le test, ce programme peut contenir les points suivants :

III.2.1 Données sur le puits :

Avant de commencer le test, il faut connaître plusieurs informations et paramètres sur le puits à tester, parmi elles :

Le schéma du puits, profondeur atteinte, L'étage d'arrêt de forage, l'état de complétion (openhole, casing perforé ou liner crépiné), Boue de forage.

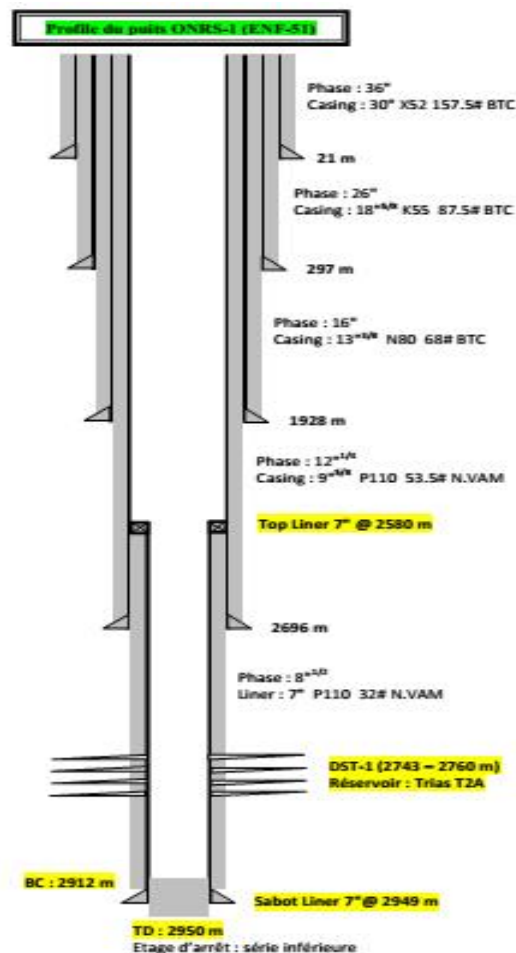


Figure III.18 : Exemple d'un profil de puits[12]

III.2.2. Les données des puits voisins :

S'il y a des puits déjà forés dans cette zone, on peut estimer quelque information (la pression de gisement, la nature des fluides...).

III.2.3. Données sur la zone à tester :

Il faut connaître la formation et l'intervalle à tester, ainsi que le comportement de la roche réservoir (friable ou consolidée).

III.2.4. Tampon :

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

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

La hauteur du tampon d'eau dépend de la pression différentielle nécessaire pour permettre un décolmatage de la formation à tester et pour assurer les conditions d'ouverture de la vanne.

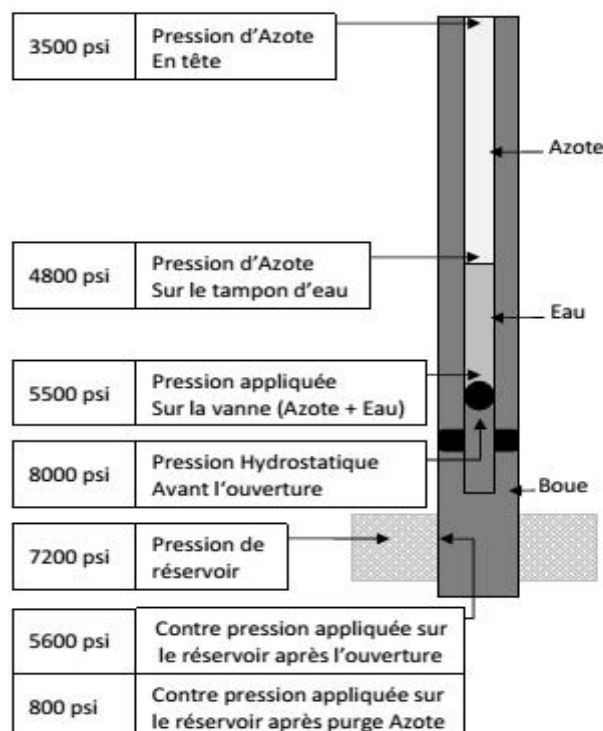


Figure III.19 : Exemple tampon (Eau + Azote). [12]

III.2.5.Choix la cote d'ancrage :

L'ancrage du packer se déroule suivant les instructions du tester man, les packers fréquemment utilisés dans les trains DST sont des packers mécaniques avec ancrage par rotation.

À l'opération d'ancrage, il faut prendre en considération les points suivant :

- L'état de ciment en face de la cote d'encrage est bien cimenté.
- Il faut éviter l'encrage en face d'une connexion entre deux joint (de préférable au milieu d'un joint).
- Pour atteindre à la cote exacte d'encrage, il faut faire la correction de profondeur entre la cote électrique et la cote sondeur.

III.2.6.Données sur les équipements de test :

On choisit les équipements en tenant compte de la pression de gisement, la température de fond, la nature du fluide, la présence de l'H₂S et les données du puits...

III.2.7.Les séquences de Déroulement de l'opération :

À l'issue de design et programme de test, des préparations doivent être prises en considération pour assurer le bon déroulement de l'opération.

III.2.7.1.Préparation du puits

Avant de commencer l'opération il faut assurer que :

- S'assurer que la zone prévue pour l'ancrage a été scapée.
- Faire une bonne circulation de boue avant la descente du DST (pour l'homogénéisation de la boue).
- Gerbage des tiges qui sont nécessaire pour la descente du train de DST jusqu'à la cote désirer.
- Test BOP'S.

À la fin de test BOP's tout le matériel et le superviseur de test sont sur site.

III.2.7.2.Superviser et suivre de l'opération :**a/Descente du train de test et ancrage du packer :**

- Pendant la descente, on contrôle que la vanne est descendue en position fermée, pour créer une différence de pression favorable pour le démarrage de puits.
- Assemblage et descente du train de test lentement en remplissant la garniture par l'eau de la vanne jusqu'au slip joint (soit tous les drills collar + la première longueur de

drill pipe) et tester le BHA en pression.

- Continuer la descente du train de test avec une vitesse réduite jusqu'au fond, sans oublier le calibrage de la garniture.
- Montage de l'équipement de surface (flow Head, coflex, choke manifold) et test en pression.
- Ancrage et test du packer.
- Montage slickline, descente et topé la vanne en position fermée (la cote enregistrée sera prise comme référence pour la suite du DST).

b/Test du matériel de surface :

- ligne de débit (tête de contrôle - choke manifold).
- ligne aval duse - choke manifold.
- ligne aval duse - entrée séparateur.
- Contrôle matériel de comptage
- Vérification visuelle des duses.

c/Safety meeting :

Avant l'ouverture de puits, il faut faire un safety meeting pour éclairer et définir les points qui ne sont pas claires et les tâches de l'opération, ainsi que la méthode de communication qu'il est la plus nécessaire pour faire un bon travail. Cette réunion concerne à tout personnel concerné par l'opération de DST.

Le safety meeting est préparé en collaboration entre le superviseur Exploration, le superviseur forage, le chef de chantier, le tester man et le superviseur HSE. Dans cette petite réunion, il faut discuter sur les tâches suivantes :

- Description des opérations.
- Système d'urgence : BOP's, fermeture à distance de la vanne ESD de production.
- Description de la vanne de fond.

- Délimitation des zones à risque et restriction (accès, mouvement engins et personnel, etc...).
- Dangers d'incendies (vérifier et localiser les extincteurs).
- Dangers de la pression.
- Restrictions des mouvements d'engins et du personnel.
- Interdiction d'utiliser les téléphones mobiles à l'intérieur du périmètre de sécurité.
- Précautions générales (défense de fumer, de souder, de manutention à l'intérieur du périmètre de sécurité).

III.2.7.3. Evaluation du puits :

a/Pré-débit (débit initial) :

Cette première ouverture du tester a pour but :

- De décompresser les abords du puits, la pression hydrostatique due à la boue de forage ayant eu tendance à surcompresser cette zone à une valeur supérieure à celle de la pression de gisement.
- D'établir une bonne communication entre le réservoir et le puits.
- Cette ouverture doit normalement être effectuée de jour.
- La durée de cette période de pré-débit est généralement de l'ordre de quelques minutes (5 -15 mn).

b/Fermeture initiale (pression vierge) :

Le tester est refermé afin de mesurer la pression initiale (pression vierge), Le temps de fermeture est dur en général 90 mn afin d'obtenir par recompression du fond de puits une pression la plus proche possible de la pression de gisement.

La pression vierge est un renseignement fondamental en soi : les études réservoirs effectuées durant les premiers temps de production sont toutes calées sur ce paramètre initial.

La valeur de la pression vierge est prise en considération lors du calcul des réserves.

c/Débit principal (Dégorgement) :

Le but recherché par cette période est de nettoyer convenablement le puits, d'avoir une production propre avec des paramètres de pression de puits stables et de pouvoir quantifier les effluents produits à travers l'appareil de séparation (séparateur).

- Si le puits est productif des hydrocarbures :

Dès que le puits sera propre, production de gaz ou d'huile en surface, on prend une mesure immédiate du pourcentage de CO₂, pourcentage de BSW et pourcentage de H₂S. Si

le pourcentage de H₂S dépasse 10 ppm, fermer le puits en surface et informer immédiatement la hiérarchie.

Il faut garder une pression dans les tiges durant les build up pour servir de contre pression à l'ouverture du puits.

Après stabilisation de la pression en tête, lorsqu'on observe que le BSW 1% ou trace, on fait le passage à travers la duse fixe afin de faire le passage sur séparateur après la stabilisation de (Down Stream Pressure) à l'effet de comptage du débit convenable à

chaque duse proposée (le plus souvent sont les duses 24/64" et 32/64").

- Si le puits est productif de l'eau salé (densité = 1.20) :

On fait la circulation inverse.

- Si le puits est non productif :

Un puits sec pas de bullage, ou cheminement de gaz. On maintient l'ouverture du puits toute la journée, il faut confirmer les ouvertures et fermetures avec l'unité slickline.

En cas d'un souffle sans aucune venue en surface, on fait une mesure du gradient de pression.

- Le gradient de pression :

Il s'agit de descendre des enregistreurs de pression pour mesurer le gradient de pression des fluides dans le puits afin de localiser leurs niveaux statiques et éventuellement leurs types, ceci nous permet de l'estimation de niveau statique de notre fluide de réservoir. Pour faire un gradient de pression il faut passer aux étapes suivantes :

- On choisisse les paliers d'enregistrement des pressions.
- Contrôler l'intérieur des tiges de DST par Gauge Cutter.
- Descente train Slick line avec les enregistreurs de P et T.
- Pendant la remontée on s'arrête à des stations (les paliers) qui on a déjà déterminées

Jusqu'à la surface.

- On a les profondeurs des paliers échantillonnés donc on peut calculer P, H et le gradient de pression (P/ H) entre chaque deux palier successifs, sachant que :

$$P = P_i - P_{i-1} \quad H = H_i - H_{i-1} \quad \text{Et on a : } \text{grad } p = (P/ H).$$

- On peut calculer aussi la densité moyenne dans l'intervalle H par l'équation $d_{\text{fluide}} = P / (H \cdot g \cdot \text{eau})$ et suivant cette densité on peut éventuellement déduire le type de fluide présent dans cet intervalle, Et donc on peut estimer le niveau statique de notre fluide de réservoir dans la colonne hydrostatique.

d/ Fermeture pour Build up:

Cette phase est très importante en ce qui concerne la collecte des données relatives au gisement et au puits. De l'interprétation de la remontée de pression (build-up) on

cherche à déduire :

- **P*** : la pression de gisement (on note généralement cette pression de gisement tirée de la remontée de pression).
- **S** = skin effect ou effet d'endommagement du réservoir.
- **K** : La perméabilité du réservoir.

Pour arriver à la stabilisation de la remontée de la pression il faut un temps suffisant, plus la durée de la fermeture est longue, plus les limites lointaines du réservoir s'observent.

e/Circulation inverse (Neutralisation du puits) :

La circulation inverse permet de mettre le puits sous contrôle de la pression hydrostatique de la boue, elle consiste à chasser les hydrocarbures piégés dans le train du test par l'intermédiaire des vannes de circulation inverse ou à travers le by-pass du packer.

f/Désencrage du packer et remontée de la garniture de test :

Pour désancrer le packer, il faut préalablement ouvrir le dispositif d'égalisation de pression et reprendre le poids de la garniture de test.

La remontée de la garniture de test n'est réalisée qu'après avoir circulé au mieux les effluents situés dans la garniture de test au-dessus et au-dessous du tester.

g/Récupération de l'enregistreur et lectures des pressions :

C'est un graphe représente la mesure de la pression en fonction du temps

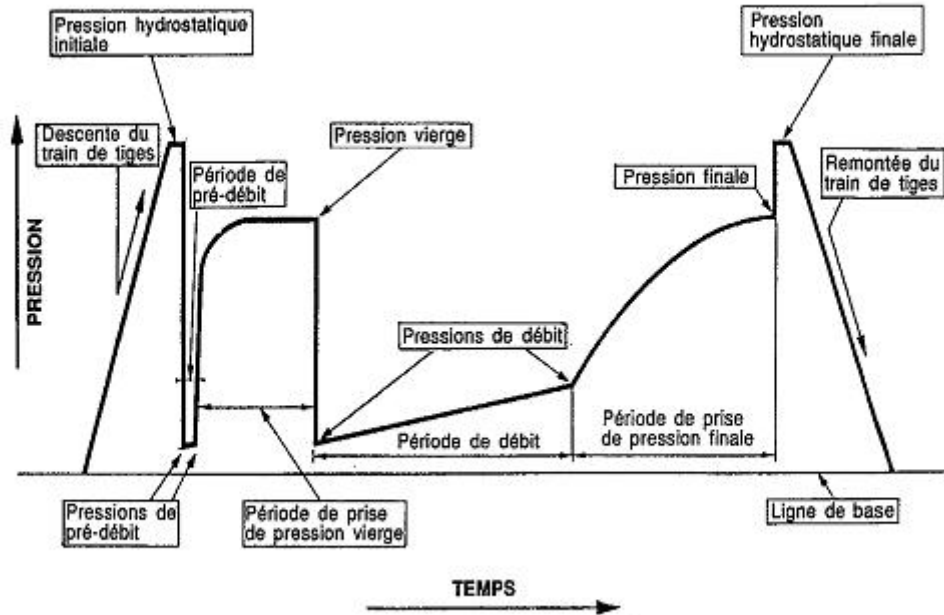


Figure III.20 : Exemple d'un graphe représentatif de l'enregistrement de pression. [12]

CHAPTRE IV

Etude de cas :

**Application sur le champ
d'Oued Mya puits CEN2**

CEN-3 et CEN-4

IV.1.Introduction

Les sondages Chebet El Nakhla 2 (CEN-2), Chebet El Nakhla 3 (CEN-3) et Chebet El Nakhla 4 (CEN-4) ont pour objectif d'explorer et d'évaluer les grés du Trias T2A et T1B productif d'huile et de gaz dans la région (objectifs principaux) et les Quartzites de Hamra (objectifs secondaires).

Un programme de mesure de pression et échantillonnage minimum est requis pour les deux puits afin de confirmer l'interprétation pétrophysique réalisé et qui signale un intérêt pétrolier.

Aussi un programme de test sera mis en œuvre suivant les indices rencontrés au cours du forage et les résultats de l'interprétation des diagraphies ainsi que les résultats positifs des outils de pré-test de formation le MDT (CEN-2) et RDT (CEN-3 et CEN-4).

IV.2. Puits CEN-2 :

IV.2.1 Données du puits :

Tableau IV.1 : Les coordonnées du sondage CEN-2

Coordonnées du puits Chebet El Nakhla -2		
	UTM	Géographiques
X	567874.33 m	Longitude : 3° 43' 18.31357"E
Y	3 585 407.5 m	Latitude : 32°24'21.96678"N
Élévations	Z _{sol} : 537.4m	Z _{table} : 545.4m
Ellipsoïde	Clarke 1880	
Projection	UTM, Fuseau 31°	

Tableau IV.2 : fiche technique du forage CEN-2

<i>Bassin</i>	<i>Oued Mya</i>
<i>périmètre</i>	<i>Ghardaïa</i>
<i>Bloc</i>	<i>420a</i>
<i>Classification du prospect</i>	<i>Exploration</i>
<i>Superficie</i>	<i>9,6 Km</i>
<i>Objectifs pétroliers</i>	<i>Trias T1 (B+C)</i>
<i>Profondeur finale prévue</i>	<i>2680m</i>
<i>Appareil de forage</i>	<i>TP 160</i>

IV.2.2 Résultats Diagraphie :

Un programme de diagraphies a été établi pour la reconstitution de la lithologie et

l'évaluation des réservoirs au niveau du puits CEN-2

L'analyse des résultats montre que l'intervalle 2435-2460 m présente un intérêt pétrolier (présence d'hydrocarbure).

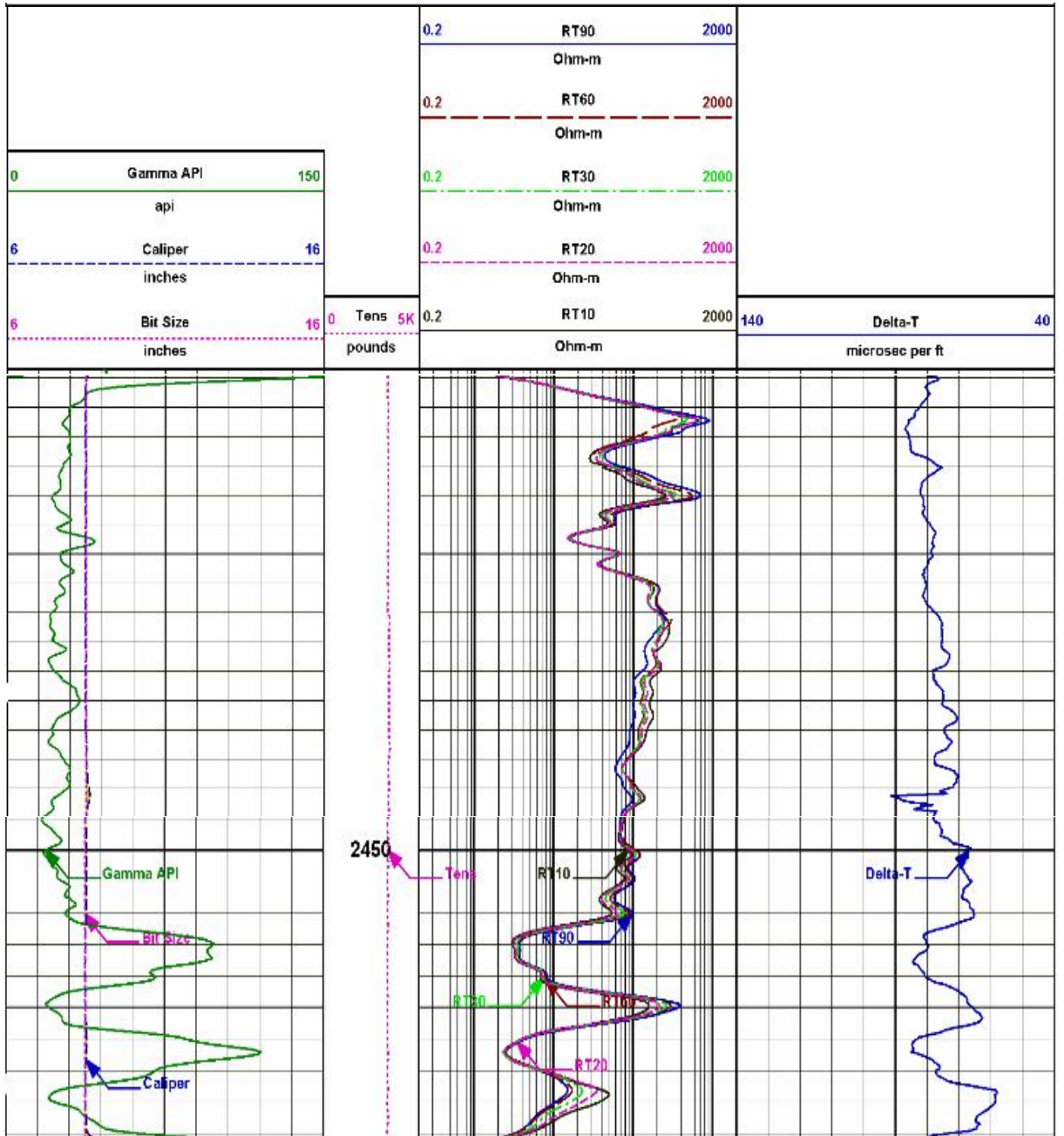


Figure IV.1 : résultats de la diagraphie (Intervalle 2435-2460) [14]

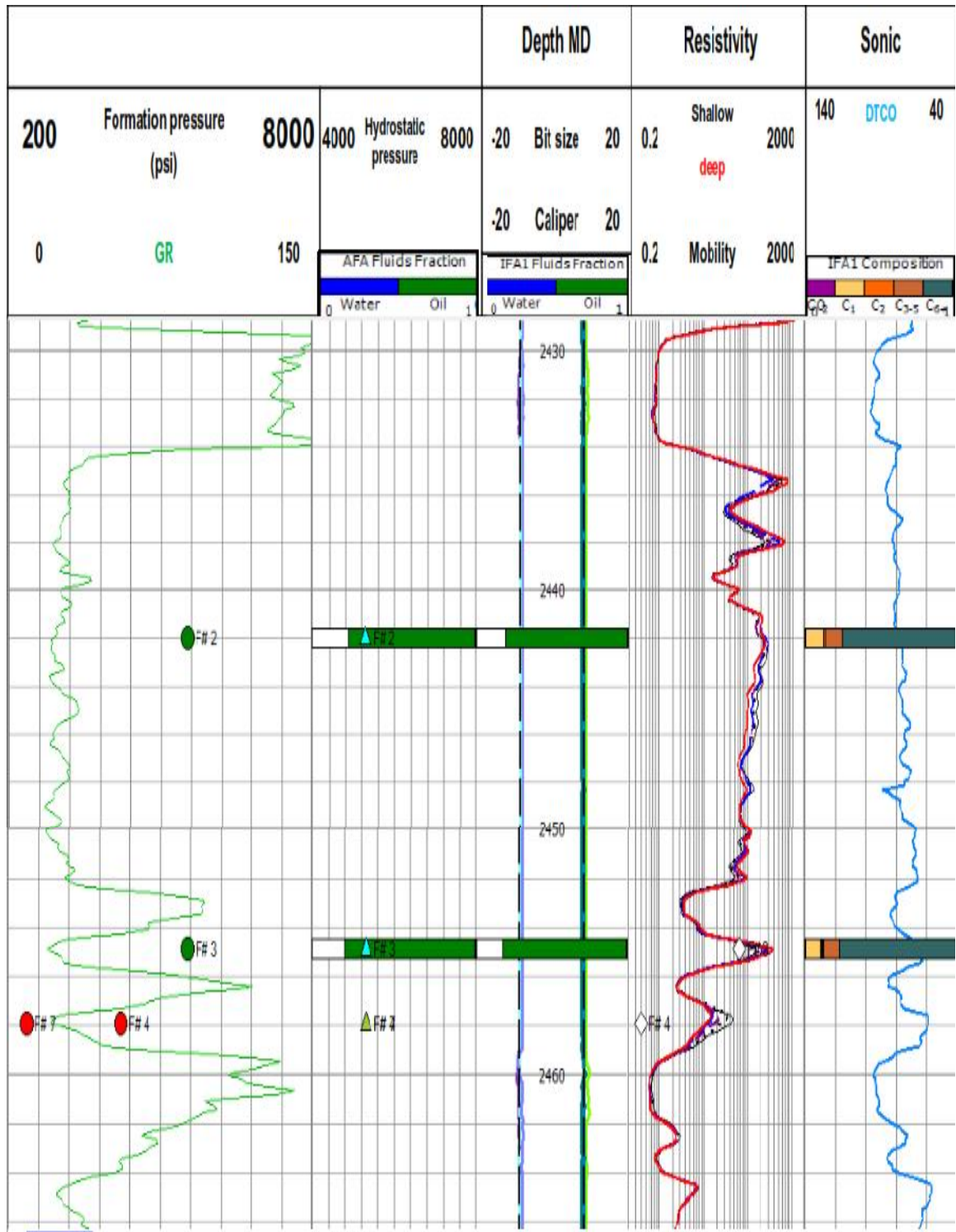


Figure IV.2 : résultats de la diagraphie avec Points de mesure (Intervalle 2435-2460) [14]

Suite aux ces résultats d'interprétation des diagraphies, le puits a fait l'objet d'une opération de mesure de pression en utilisant l'outil MDT.

IV.2.3. Résultats et Analyse des données de pression MDT :

L'objectif des mesures de pression de formation est de déterminer la nature et les contacts des différents fluides existants dans le réservoir. Certains outils de mesure permettent également de prélever des échantillons qui sont une représentation réelle du fluide de formation.

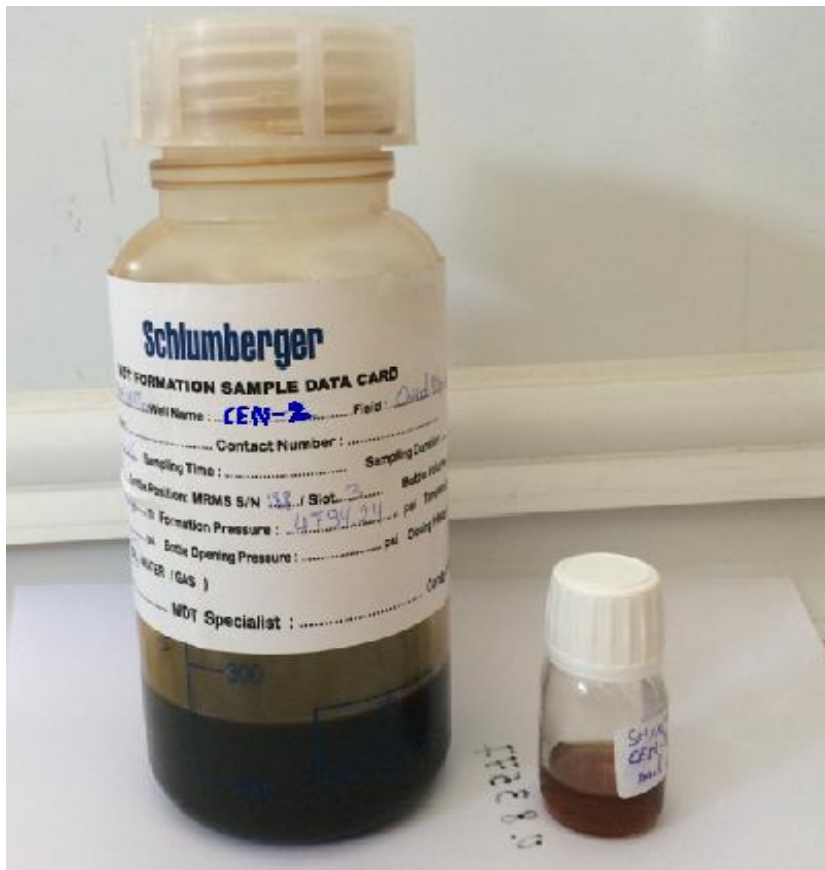


Figure IV.3 : échantillonnage à 2454.9 m (Huile) [15]

Intervalle 2435-2460 m :

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

➤ Deux stations pré-test étaient effectuées, les deux étaient "Good point", avec une bonne gamme de mobilité de 67.49 mD/P à 2598.22 mD/P.

Tableau IV.3 : résultat de pré-test à l'intervalle 2435-2460 m [15]

Run No.	Tool	File No.	Test No.	Probe MD	Temp. Before	Mud Pres. Before	Formation Pres.	Last BU Pres.	Mud Pres. After	DD Mobility	Comments	LS	N	T	LM
				m	degC	psi	psi	psi	psi	mD/cP					
2	XLD	8	11	2379.7	81.1	5151.03	n/a	3615.85	5150.67	0.02	Dry				X
2	SR	9	0	2379.7	83.3	5151.76	n/a	610.94	5152.86	n/a	Dry				X
R1A	XLD	3	2	2396	78.4	5188.10	4761.88	4761.88	5185.64	42.82	Good, Light Oil/Condensate	sampling station, 1 sample captured			X
2	XLD	1	2	2427.0	79.9	5253.94	4775.71	4775.71	5252.05	1907.4	Good, Light oil/Condensate	sampling station, 1 sample captured			X
2	XLD	2	4	2442.0	80.6	5285.56	4783.34	4783.34	5293.22	2598.2	Good, Hydrocarbon Oil	fluid profiling station, no sample captured			X
2	XLD	3	6	2454.9	80.8	5313.69	4794.24	4794.24	5307.64	67.49	Good, Hydrocarbon Oil	sampling station, 1 sample captured			X
2	XLD	4	9	2457.9	81.5	5314.15	n/a	3092.23	5313.9	0.38	Dry				X
2	SR	7	0	2457.9	84.3	5312.31	n/a	669.59	5313.51	n/a	Dry				X

➤ L'échantillonnage a été récupéré à 2454.9 m , L'huile a été identifiée en utilisant l'analyseur des fluides.

Tableau IV.4 : résultat d'échantillonnage au point 2454.9m [15]

R1A /R02				Static Conditions					Sampling Operation Summary						
MRM S#	MPSR #	Slot	Depth (m)	Tool	Formation Pressure (psia)	Temp (°C)	DD Mobility mD/cP	Fluids Pumped	Pumping Volume (L)	Pumping Time hh:mm	Filling Time mm:ss	Max Drawdown (psi)	Max Pressure Differential (psi)	Pressure inside bottle /back-up (psi)	Main
188	484	1	2396	XLD	4761.88	78.4	42.82	Light Oil/Condensate	85.5	3:10	7:40	129.84	445	8860	Main
188	2964	2	2427	XLD	4775.71	79.9	1907.37	Light Oil/Condensate	83	1:47	5:20	4.86	432	8295	Main
188	1226	3	2454.9	XLD	4794.24	80.8	67.49	Hydrocarbon Oil	161.4	3:50	3:20	174.24	637	9239	Main

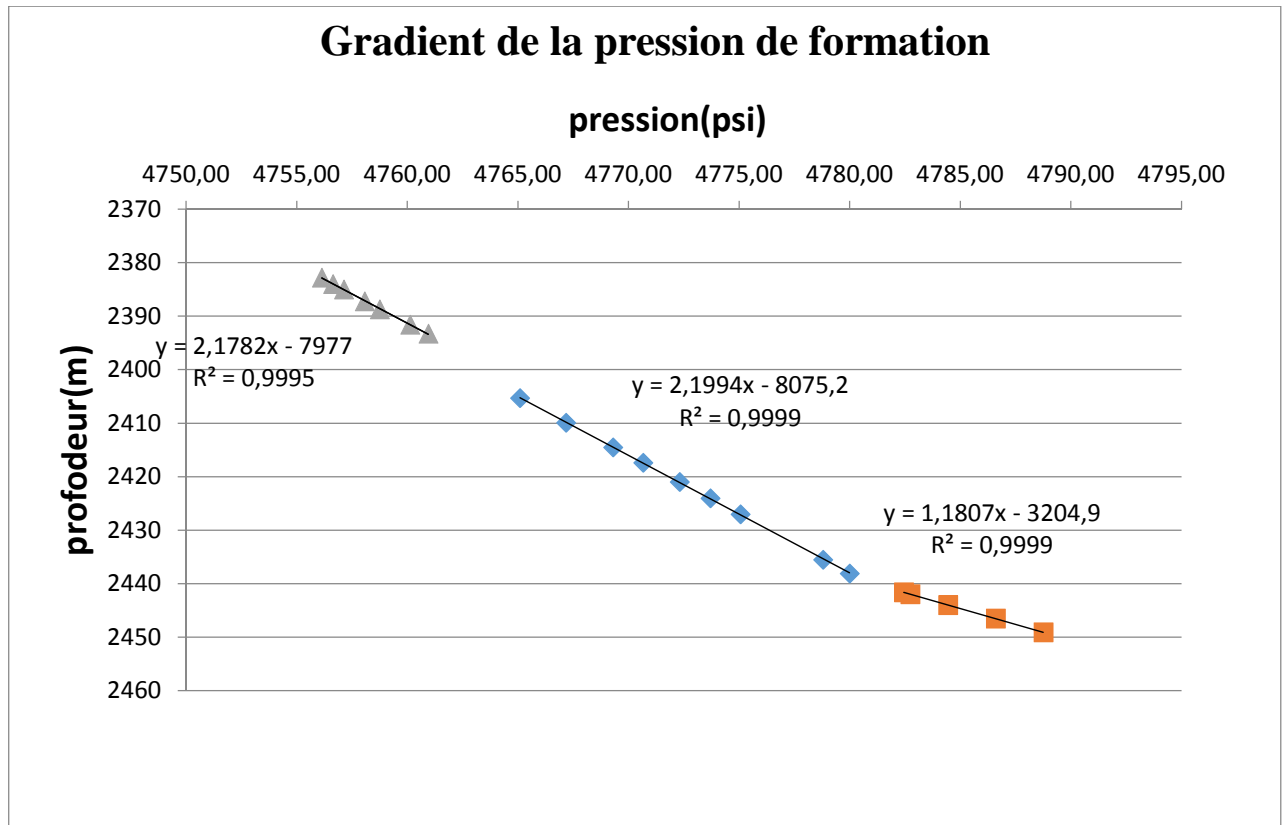


Figure IV.4 : gradient de la pression de formation (Intervalle 2435-2460)

Tableau IV.5 : résultat des natures de fluide pour chaque formation

Formation	Gradient	Densité	Remarque
T2+T1b	0.46	0.32	GAZ
T1c	0.45	0.32	GAZ
T1c	0.85	0.60	HUILE

Suite aux ces résultats du pré- test et d'échantillonnage, le puits a subi un test DST.

IV.2.4 Résultats DST (mesure au fond) :

Le puits a subi une opération de DST du 06 au 17/03/2016, Les résultats de tests sont modélisés comme variation de pression et de température elles sont représentées suivant le diagramme ci-dessous :



Figure IV.5 : Graphe de pression en fonction du temps [16]

La lecture directe de graphe nous donne les informations suivantes :

Tableau IV.6 : Tableaux des pressions de fond CEN-2 [16]

	Enregistreur WTQR-1198 @2387.94	Pression fond (psia)	
Pression hydrostatique initiale	IHP	5240	
Pré débit	IFP	4306	2500 psig N2
	FFP	4728	3050 psig N2
Pression vierge	ISIP	4728	2500 psig N2
1 ^{er} Débit	IFP	4515	2500 psig N2
	FFP	4507	
1 ^{er} Build up	FSIP	4745	
2 ^{ème} Débit	IFP	4071	
	FFP	4690	
2 ^{ème} Build up	FSIP	4745	
3 ^{ème} Débit	IFP	4037	
	FFP	4546	
3 ^{ème} Build up	FSIP	4745	
Pression hydrostatique finale	FHP	5139	
Température (°C)	BHT	82.44	

Performance sur duse :*Tableau IV.7 : Performance sur duse CEN-2 [16]*

Date	10/03/2016	11/03/2016
Duse (in)	16/64	32/64
WHP (psi)	3000 - 3035	2700 -2715
Débit huile (m3/h)	5,89	18.76
Densité huile (15°C)	0,806	0.801
Débit gaz moyen (Sm3/h)	2 253	10 187
Densité du gaz (air =1)	0,772	0.780
GOR (Sm3 /Sm3)	384	545
BSW (%)	Traces	0

IV.3.Puits CEN-3 :

IV.3.1.Données du puits :

Tableau IV.8 : Les coordonnées du sondage CEN-3

Coordonnées du puits Chebet El Nakhla -3		
	UTM	Géographiques
X	568 602.058 m	Longitude : 03° 43' 45.39663''E
Y	3 582 446.023 m	Latitude : 32° 22' 45.63115''N
Elévations	Z _{sol} : 500.389m	Z _{table} : 508.389m
Ellipsoïde	Clarke 1880	
Projection	UTM, Fuseau 31°	

Tableau IV.9 : fiche technique du forage CEN-3

<i>Bassin</i>	<i>Oued Mya</i>
<i>périmètre</i>	<i>Ghardaïa</i>
<i>Bloc</i>	<i>420a</i>
<i>Classification du prospect</i>	<i>Délinéation</i>
<i>Superficie</i>	<i>9,6 Km</i>
<i>Objectifs pétroliers</i>	<i>Trias T1B</i>
<i>Profondeur finale prévue</i>	<i>2570</i>
<i>Appareil de forage</i>	<i>TP 160</i>

IV.3.2.Résultats Diagraphie :

Un programme de diagraphies a été établi pour la reconstitution de la lithologie et l'évaluation des réservoirs au niveau du puits CEN-3

L'analyse des résultats montre que l'intervalle 2406 -2410 m présente un intérêt pétrolier (présence d'hydrocarbure).

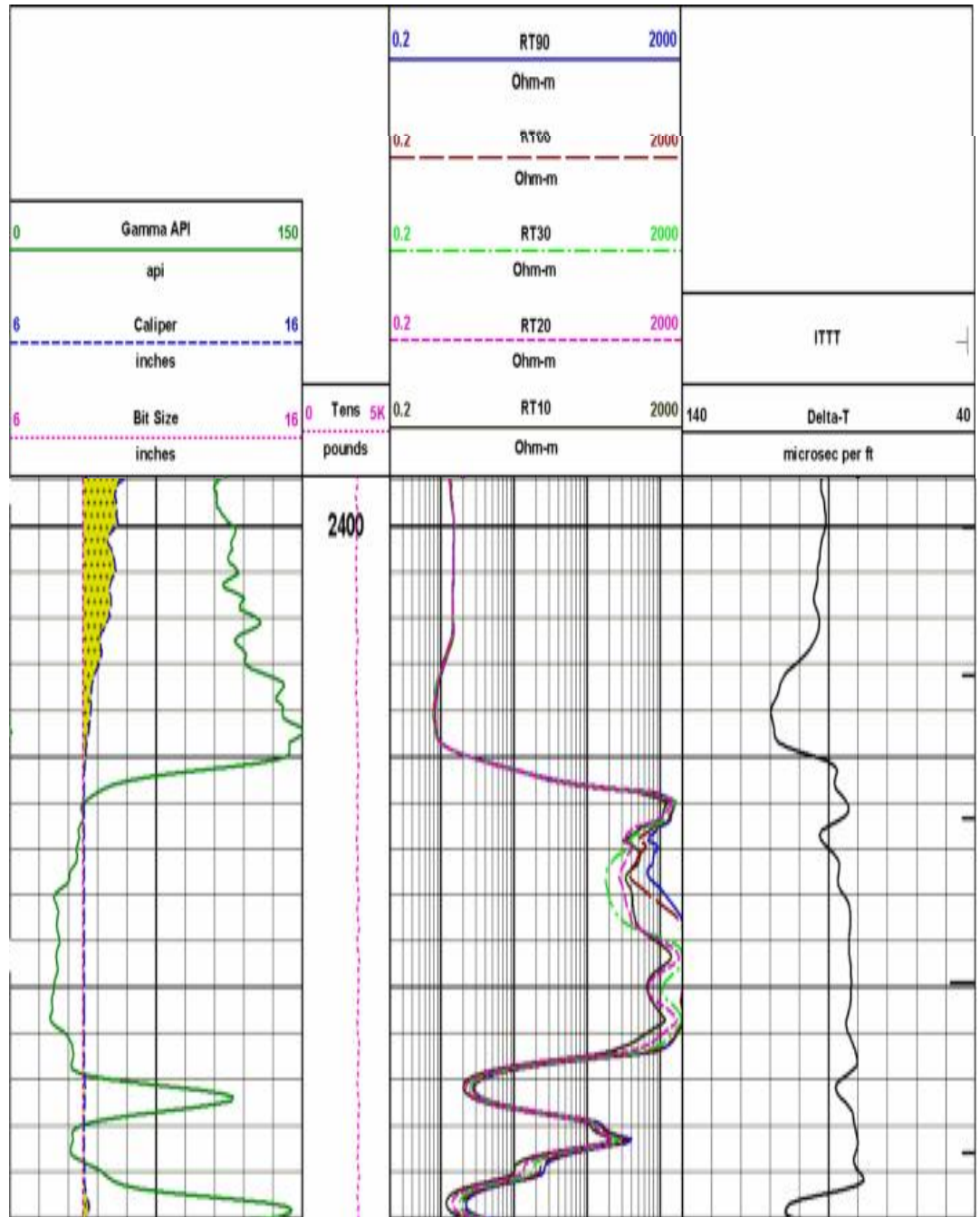


Figure IV.6 : résultats de la diagraphie (RUN 1) [17]

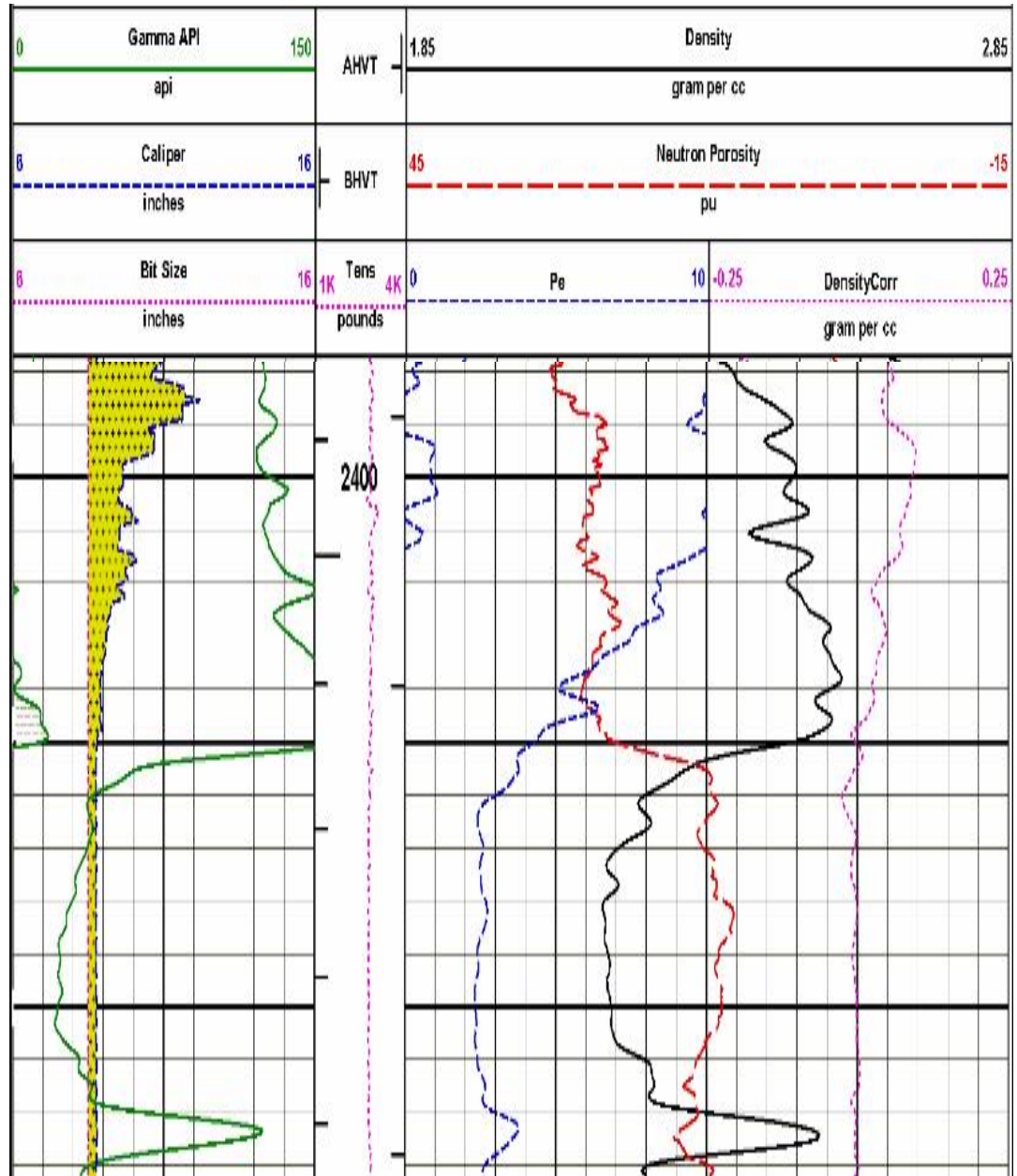


Figure IV.7 : résultats de la diagraphie (RUN 2) [17]

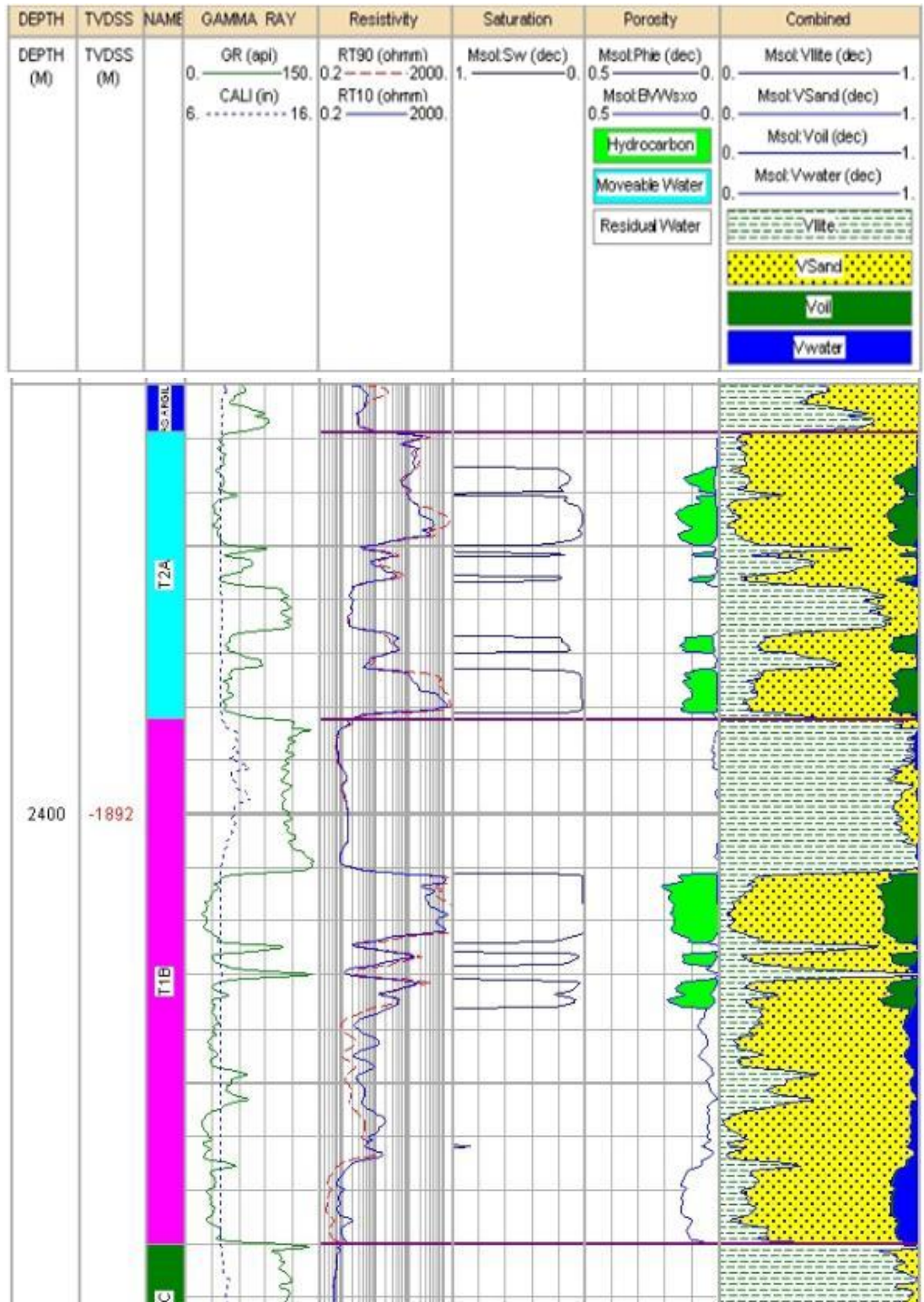


Figure IV.8 : résultats de la diaggraphie avec Points de mesure (Intervalle 2406-2410) [17]

Suite aux ces résultats d'interprétation des diagraphies, le puits a subi une opération de mesure de pression en utilisant l'outil RDT.

IV.3.3. Résultats et Analyse des données de pression RDT :

L'objectif des mesures de pression de formation est de déterminer la nature et les contacts des différents fluides existants dans le réservoir. Certains outils de mesure permettent également de prélever des échantillons qui sont une représentation réelle du fluide de la formation.

- **Programme Pressions/Echantillons proposés**
Pour le puits : CEN-3 (phase 8"1/2)

Tableau IV.10 : Programme de pression et échantillonnage CEN-3 [18]

N°	Réservoir	Profondeur	Points	Echantillons
		(m)	Pressions	
1	T2A	2372	X	
2		2376	X	
3		2378	X	
4		2384	X	
5		2388	X	X (si mobilité)
6	T1B	2407	X	
7		2408	X	
8		2409	X	
9		2410	X	X (si mobilité)
10		2416	X	
11		2418	X	
12		2419	X	
13		2420	X	X (si mobilité)
14		2425	X	
15		2426	X	
16		2428	X	
17		2430	X	
18		2434	X	
19		2435	X	X (si mobilité)

Intervalle 2406-2410 m :

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

➤ Deux stations pré-test étaient effectuées, les deux étaient " EXCELLENT TEST" avec une bonne gamme de mobilité de 575 mD/P à 657 mD/P.

Tableau IV.11 : résultat de pré-test à l'intervalle 2406-2410 m [18]

FILE	DEPTH	PROBE.DEPTH	HYD1	FORM P	HYD2	MOB	REMARK
04-03	2344,61	2341,6	5173,56	N/A	5173,28	N/A	CASING CHECK 2
04-08			CORRELATION PASS 1				
04-09	2375,01	2372,0	5243,32	4770,62	5242,62	4330	EXCELLENT TEST
04-10	2378,91	2375,9	5250,89	4772,45	5252,14	782,00	EXCELLENT TEST
04-11	2381,01	2378,0	5256,74	4773,5	5256,76	132,00	EXCELLENT TEST
04-12	2387,01	2384,0	5269,74	4777,11	5270,05	25,20	GOOD TEST
04-30	2387,81	2384,8	5271,68	4777,98	5271,60	30,20	GOOD TEST
04-31	2390,01	2387,0	5276,63	4779,01	5276,51	50,40	GOOD TEST
04-14	2390,81	2387,8	5278,47	4779,16	5278,63	10,10	GOOD TEST
04-32	2393,01	2390,0	5283,19	4780,71	5283,64	65,30	GOOD TEST
04-15	2393,41	2390,4	5284,31	4780,73	5284,56	11,20	GOOD TEST
04-16			CORRELATION PASS 2				
04-17	2409,01	2406,0	5318,23	4786,96	5318,52	657,00	EXCELLENT TEST
04-18	2410,01	2407,0	5320,60	4787,91	5320,71	575,00	EXCELLENT TEST
04-19	2411,01	2408,0	5322,92	4788,66	5323,10	4110,00	EXCELLENT TEST
04-20	2412,01	2409,0	5325,26	4789,60	5325,41	4370,00	EXCELLENT TEST
04-21	2413,01	2410,0	5327,67	4790,52	5327,71	4700,00	EXCELLENT TEST
04-22	2416,41	2413,4	5335,02	4793,45	5335,22	4793,00	EXCELLENT TEST
04-23	2419,01	2416,0	5340,88	4795,83	5341,12	729,00	EXCELLENT TEST
04-24	2421,01	2418,0	5345,55	4797,55	5345,52	1010,00	EXCELLENT TEST
04-25	2422,01	2419,0	5347,73	4798,54	5347,61	109,00	EXCELLENT TEST
04-26	2423,01	2420,0	5350,09	4800,12	5350,10	185,00	EXCELLENT TEST
04-27	2425,41	2422,4	5355,61	4804,44	5355,60	177,00	EXCELLENT TEST
04-28	2428,01	2425,0	5361,51	4809,42	5361,34	23,00	GOOD TEST

➤ L'échantillonnage a été récupéré à 2406 m.

'LIGHT OIL' a été identifiée en utilisant l'analyseur des fluides.

Tableau IV.12 : résultat d'échantillonnage au point 2406 m [18]

FILE	DEPTH	CHAMBER	Pump Volume	PUMP TIME	FORM PRESSURE	P/RATE	Formation fluid	Temperature
04-34	2378,0	1048	100 LITRES	85 MIN	4773,5	25 cc/sec	GAS / CONDENSATE	78,3
04-35	2390,0	0296	116 LITRES	110 MIN	4780,71	18 cc/sec	LIGHT OIL / CONDENSATE	78,3
04-36	2406,0	1031	100 LITRES	70 MIN	4786,96	25 cc/sec	LIGHT OIL	78,7
04-38	2418,0	0290	83 LITRES	60 MIN	4797,55	25CC/SEC	LIGHT OIL	79,9
04-39	2419,0	0307	138 LITRES	120 MIN	4798,54	20 cc/SEC	LIGHT OIL	79,9
04-40	2420,0	0923	110 LITRES	80 MIN	4800,12	25 CC/SEC	WATER	80

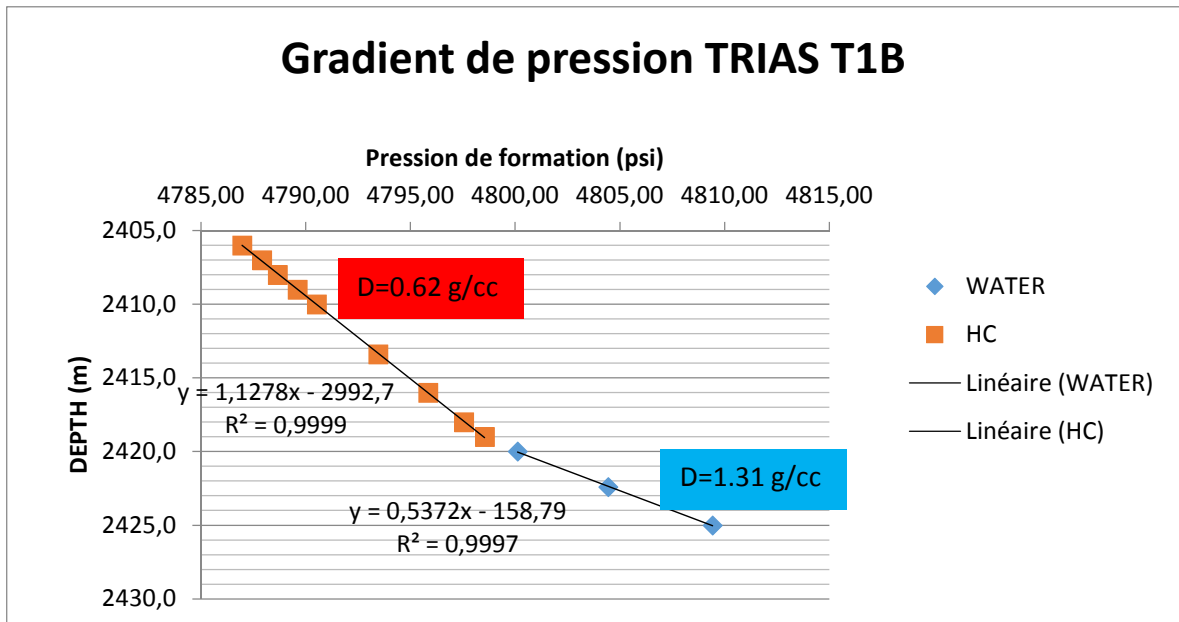


Figure IV.9 : gradient de la pression de formation (Intervalle 2435-2460)

Tableau IV.13 : résultat des natures de fluide pour chaque formation

Formation	Gradient	Densité	Remarque
T1b	0.89	0.62	HUILE
T1b	1.88	1.31	WATER

Suite aux ces résultats du pré- test et d'échantillonnage, le puits a fait l'objet d'un test DST.

IV.3.4.Résultats DST (mesure au fond) :

Le puits subit une opération de DST du 06 au 17/03/2016, Les résultats de tests sont modélisés comme variation de pression et de température et sont représentées suivant le diagramme ci-dessous :

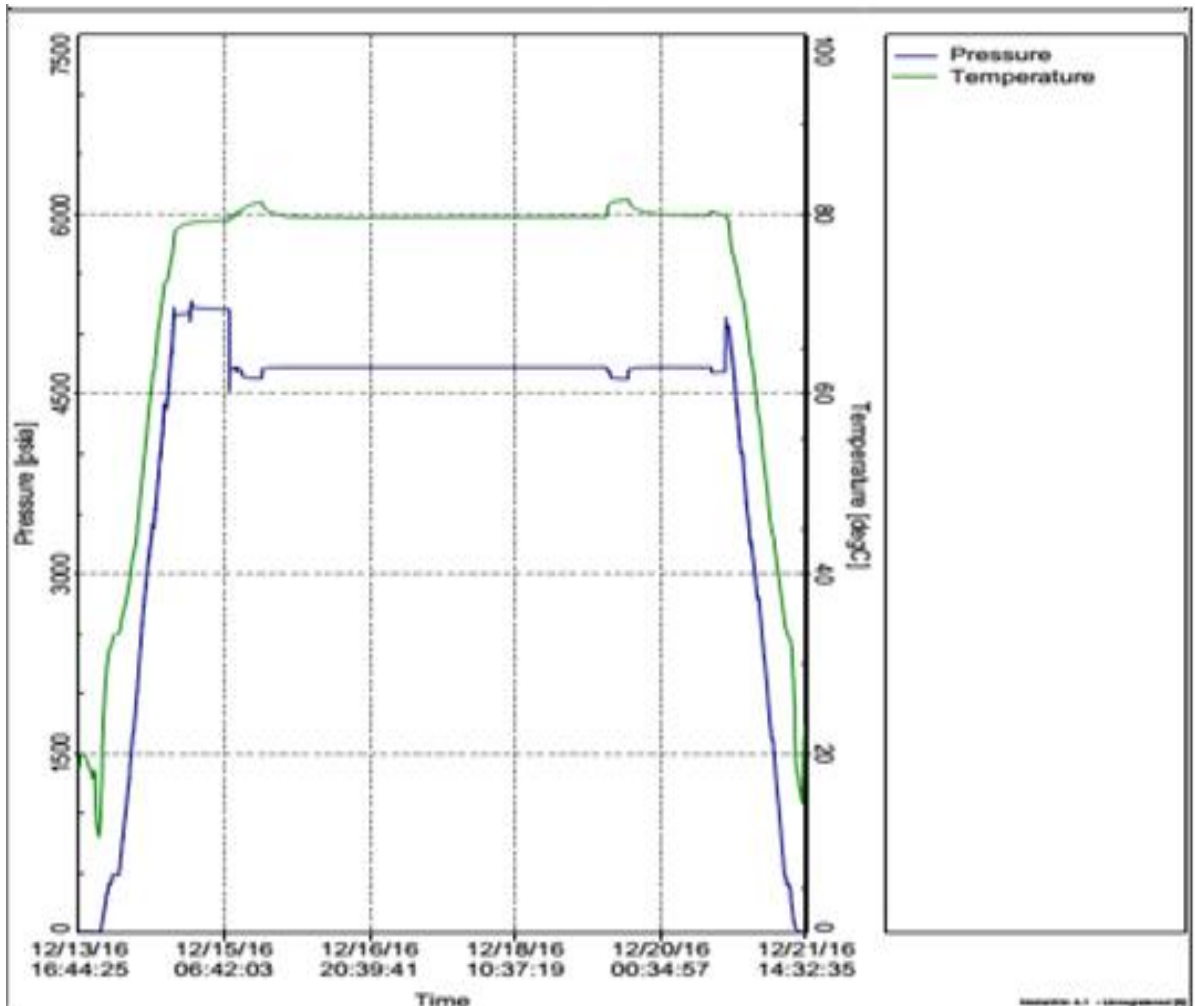


Figure IV.10 : Graphe de pression en fonction du temps [19]

La lecture directe de graphe nous donne les informations suivantes :

Tableau IV.14 : pressions de fond CEN-3 [19]

	Enregistreur CGM5- XHTH30343 @2342.99m	Pression fond (psia)	
Pression hydrostatique initiale	IHP	5173	
Pré débit	IFP	4439	2000 psig N2
	FFP	4720	2000 psig N2
Pression vierge	ISIP	4724	2000 psig N2
1 ^{er} Débit	IFP	4579	2000 psig N2
	FFP	4630	
1 ^{er} Build up	FSIP	4725	
2 ^{ème} Débit	IFP	4476	
	FFP	4630	
2 ^{ème} Build up	FSIP	4724	
Pression hydrostatique finale	FHP	5067	
Température (°C)	BHT	81.6	

Performance sur duse :

Tableau IV.15 : Performance sur duse CEN-3 [19]

Date	19/12/2016
Duse (in)	32/64
WHP (psi)	2500
Débit huile (m3/h)	23.408
Densité huile (15°C)	0.807
Débit gaz moyen (Sm3/h)	7050.063
Densité du gaz (air =1)	0.725
GOR (Sm3 /Sm3)	301.44
BSW (%)	Traces

IV.4.Puits CEN-4 :**IV.4.1.Données du puits :**

Les coordonnées du sondage CEN-4 sont :

Tableau IV.16 : Les coordonnées du sondage CEN-4

Tab n°01 : Coordonnées du puits Chebet El Nakhla -4		
	UTM	Géographiques
X	572 147.675 m	Longitude : 3° 45' 59.95459"E
Y	3 578350.910 m	Latitude : 32°20' 31.83624"N
Elévations	Z _{sol} : 456.954m	Z _{table} : 464.954m
Ellipsoïde	Clarke 1880	
Projection	UTM, Fuseau 31°	

Tableau IV.17 : fiche technique du forage CEN-4

<i>Bassin</i>	<i>Oued Mya</i>
<i>périmètre</i>	<i>Ghardaïa II</i>
<i>Bloc</i>	<i>420</i>
<i>Classification du prospect</i>	<i>Exploration</i>
<i>Superficie</i>	<i>6.9 Km</i>
<i>Objectifs pétroliers</i>	<i>Trias T1 (B+C)</i>
<i>Profondeur finale prévue</i>	<i>2700m</i>
<i>Appareil de forage</i>	<i>TP 160</i>

IV.4.2.Résultats Diagraphie :

Un programme de diagraphies a été établi pour la reconstitution de la lithologie et l'évaluation des réservoirs au niveau du puits CEN-3

L'analyse des résultats montre que l'intervalle 2406 -2410 m présente un intérêt pétrolier (présence d'hydrocarbures).

➤ Réservoir Trias T2A

Tableau IV.18 : résultats du réservoir T2A [20]

Intervalles (m)		Vsh (%)	Øu (%)	Sw (%)	Rt OHMM	Observations	OBS RDT
2427.7	2427.9	22	5	4	372	Gréseux à ciment salifère	**
2428.3	2429.4	19	6	12	123	Gréseux à ciment salifère	**
2430.3	2436.6	15	12	10	77	Gréseux à ciment salifère	**
2436.9	2439.5	16	18	6	115	Hydrocarbure	**
2439.9	2442.8	20	15	9	89	Hydrocarbure	**
2444.0	2455.2	23	15	12	32	Hydrocarbure	OIL/GAS

➤ Réservoir Trias T1B

Tableau IV.19 : résultats du réservoir T1B [20]

Intervalles (m)		Vsh (%)	Øu (%)	Sw (%)	Rt OHMM	Observations	OBS RDT	OBS DST
2456.8	2475.0	14	18	4	180	Hydrocarbure	GAS	HC
2475.1	2483.4	16	17	6	77	Hydrocarbure	**	HC
2484.6	2496.9	11	14	15	59	Hydrocarbure	OIL	**
2496.9	2500.7	23	15	65	1	Aquifère	WATER	**

➤ Réservoir Trias T1C

Tableau IV.20 : résultats du réservoir T1C [20]

Intervalles (m)		Vsh (%)	Øu (%)	Sw (%)	Rt OHMM	Observations	OBS RDT
2508.0	2508.8	24	11	53	2	Aquifère	**
2509.1	2511.6	27	12	60	1	Aquifère	Tight
2515.7	2516.7	34	14	53	1	Aquifère	**

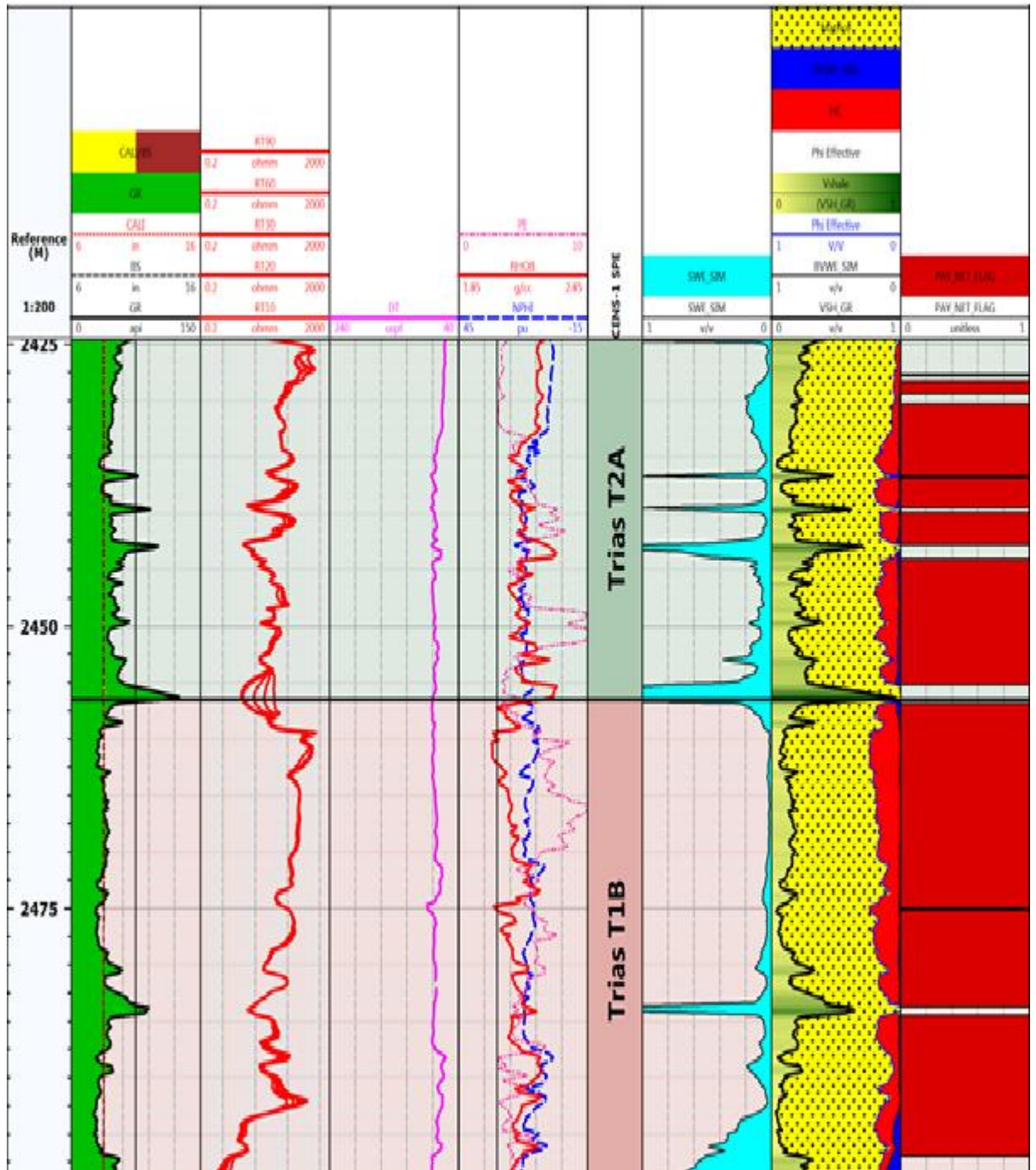


Figure IV.11 : résultats de la diaggraphie avec Points de mesure (Intervalle 2425 -2550 m.) [20]

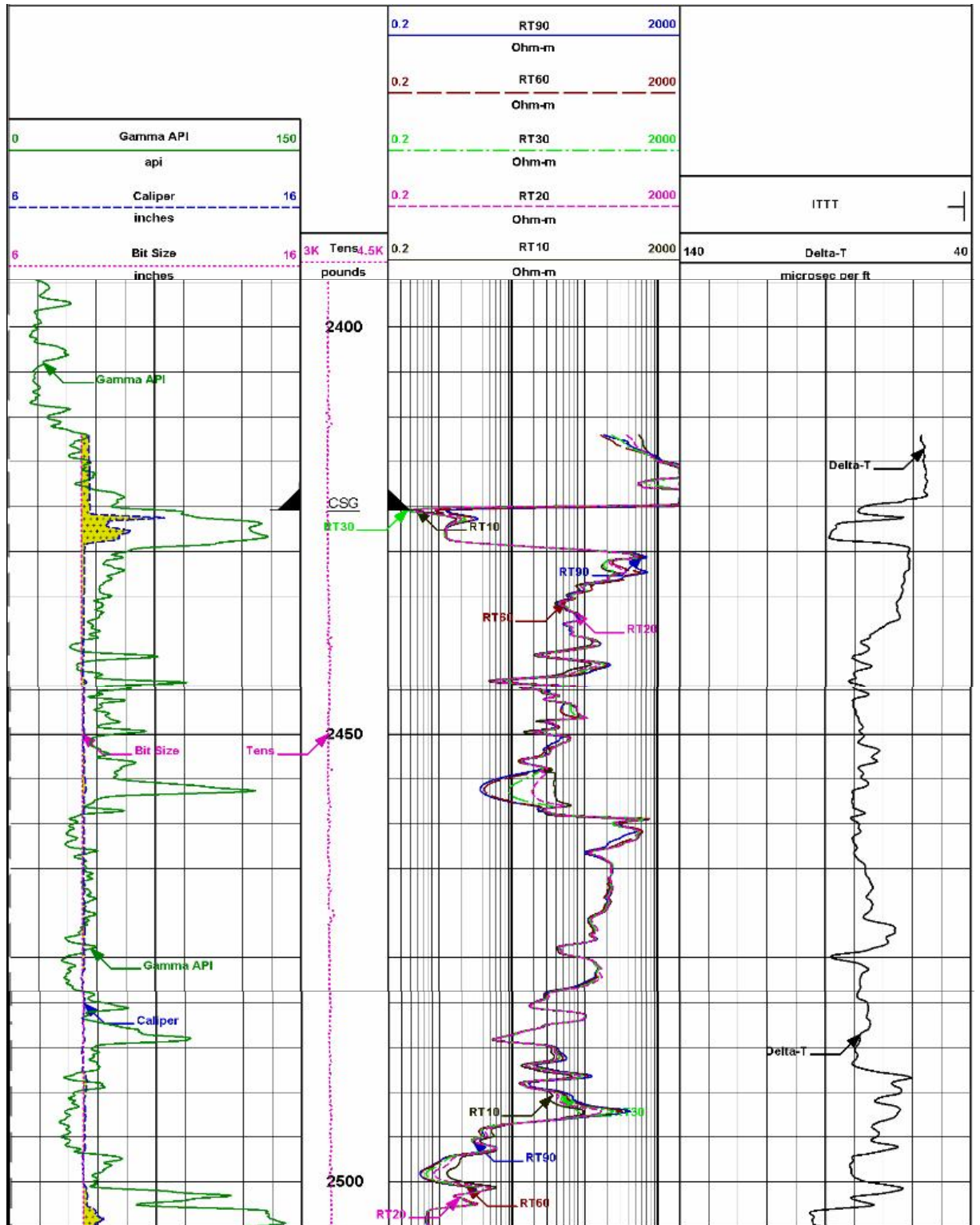


Figure IV.12 : résultats de la diaggraphie RUN 1 (Intervalle 2425 -2550 m) [20]

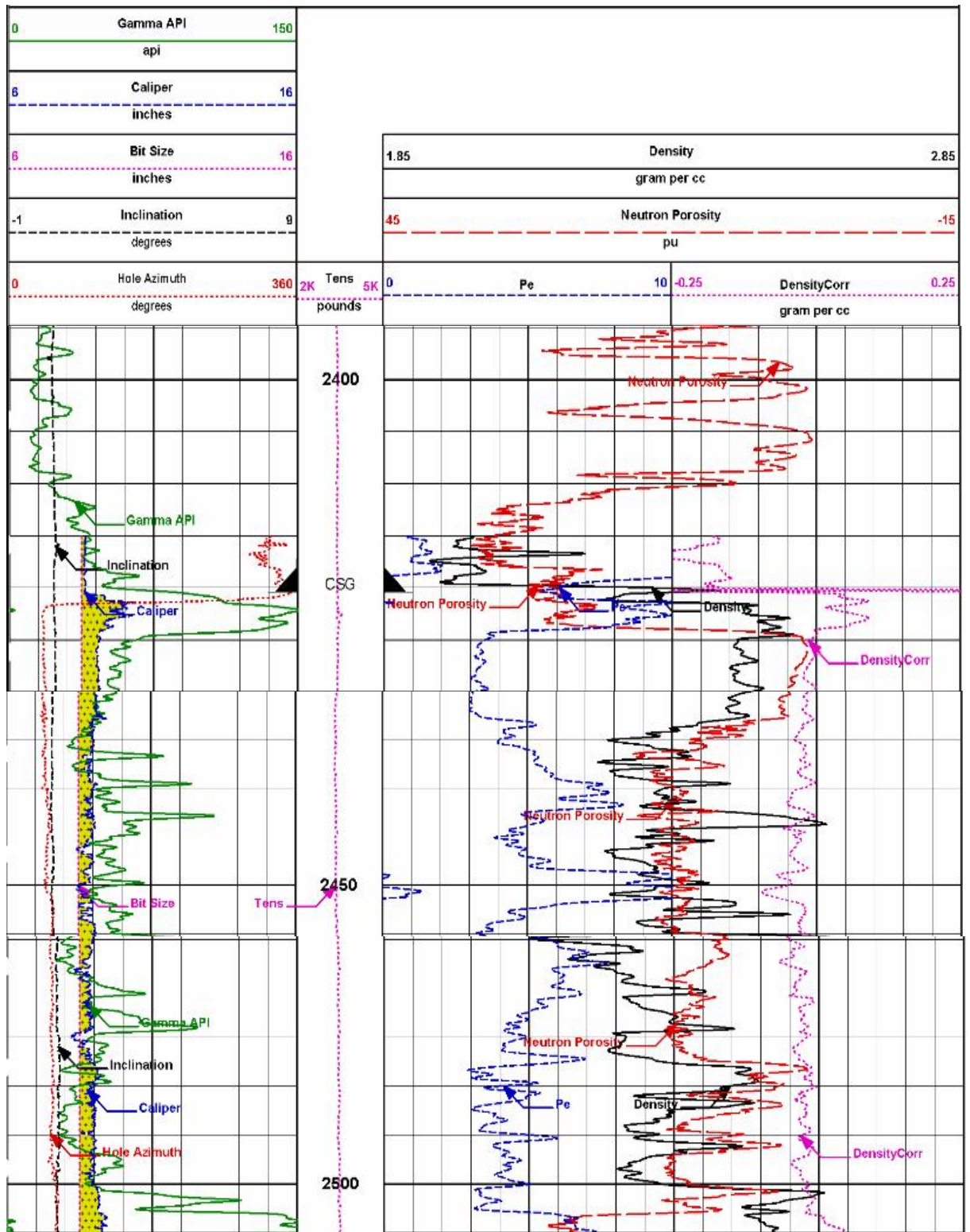


Figure IV.13 : résultats de la diagraphie RUN 2 (Intervalle 2425 -2550 m) [20]

Les diagraphies effectuées au niveau du puits CEN-4 montre ce qui suit :

Trias T2A :

Le Top de ce réservoir [2424-2432m] est gréseux à ciment salifère,

Les deux bancs propres et gréseux allant de (2433-2455 m) sont à hydrocarbures sur une hauteur utile de 20 m présentant des porosités moyennes de 17 % et des saturations en eau inférieure ou égale à 10%.

Trias T1B :

Ce réservoir est aussi à hydrocarbures sur une hauteur utile de 37 m présentant des porosités moyennes de 19 % et moins de 10 % pour les saturations en eau

La partie basale de ce réservoir est aquifère.

Le contact Hydrocarbure/Eau (OWC) observé à la profondeur entre 2493 -2496m.

Trias T1C / Série Inférieur :

Ces réservoirs sont compacts et/ou argileux.

Grès d'El Atchane :

Ce réservoir est compact et/ou argileux.

Suite aux ces résultats d'interprétation des Diagraphies, le puits a fait l'objet de faire une opération de mesure de pression en utilisant l'outil RDT.

IV.4.3.Résultats et Analyse des données de pression RDT :

L'objectif des mesures de pression de formation est de déterminer la nature et les contacts des différents fluides existants dans le réservoir, Certains outils de mesure permettent également de prélever des échantillons qui sont une représentation réelle du fluide de la formation.

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

Tableau IV.21 : résultat de pré-test et d'échantillonnage à l'intervalle 2451 -2509m [21]

Résultats préliminaires RDT sur le puits CEN-4							
	DEPTH m	Mud Pres. Before psi	Formation Pres. (psi)	DD Mobility (mD/cP)	Mud Pres. After (psi)	Comments	OBS
Trias T2A	2451	5359,81	4950,90	2480,00	5359,96	GOOD TEST	LIGHT OIL/GAS (pump out 95 LITRES dans 70 mn), d=0,37sg
Trias T1B	2457,00	5379,45	4955,92	2830,00	5379,32	GOOD TEST	GAS (Pump out 40 LITRES dans 30mn), d=0,36sg
	2462,00	5383,59	4957,23	5670,00	5383,67	GOOD TEST	GAS
	2464,00	5388,02	4958,26	4750,00	5388,13	GOOD TEST	OIL
	2492,50		4978,26	128,00		GOOD TEST	OIL (Pump out 132 LITRES dans 90 mn), d=0,60sg
	2491,00	5447,14	N/A	6,28	5446,97	LOW PERM, SUPERCHARGED	
	2494,00	5453,04	4981,02	218,00	5453,53	GOOD TEST	OIL (Pump out 82 LITRES dans 70 mn), d=0,71sg Zone de transition d'après le gradient
	2496,00	5457,67	4984,25	73,80	5457,67	GOOD TEST	Water (Pump out 128 LITRES dans 115 mn), d=1,10sg
Trias T1C	2509,00					TIGHT TEST	Tight, on a essayé avec le point 2510m mais toujours tight

Tableau IV.22 : Résultats des échantillons après drainage du puits CEN-4 [21]

Profondeur (m)	Formation	Observation FLUID	Fluide en surface	Pression à l'ouverture (Psi)
2492.5	Trias T1B	HC (huile)	Gaz + Huile	3500
2494.0	Trias T1B	HC (huile)	Huile	1500
2496.0	Trias T1B	Eau	Eau	500

N.B. : Les échantillons PVT aux cotes 2451m (Trias T2A), 2460m (Trias T1B) et 2492.5m (Back up) ont été transférés au laboratoire de CRD de Boumerdes, pour les analyses (Demandées par DES).

*Figure IV.14 : échantillonnage à 2492.5m (gaz + huile) [21]*



Figure IV.15 : échantillonnage à 2494m (huile) [21]



Figure IV.16 : échantillonnage à 2496m (eau) [21]

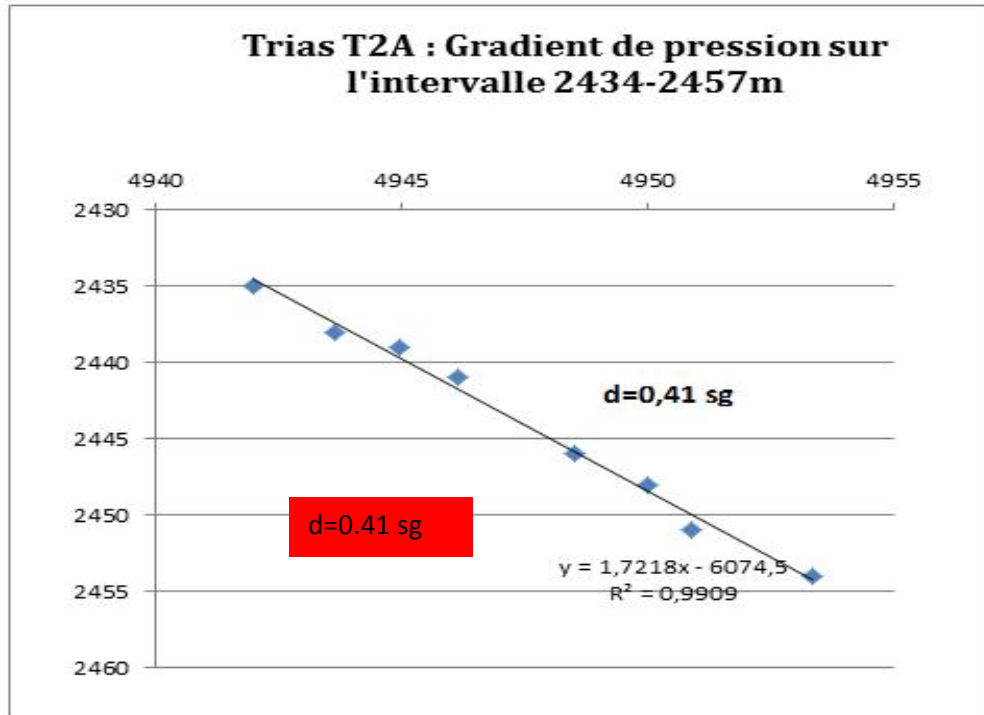


Figure IV.17 : gradient de la pression de formation (Intervalle 2435-2455)

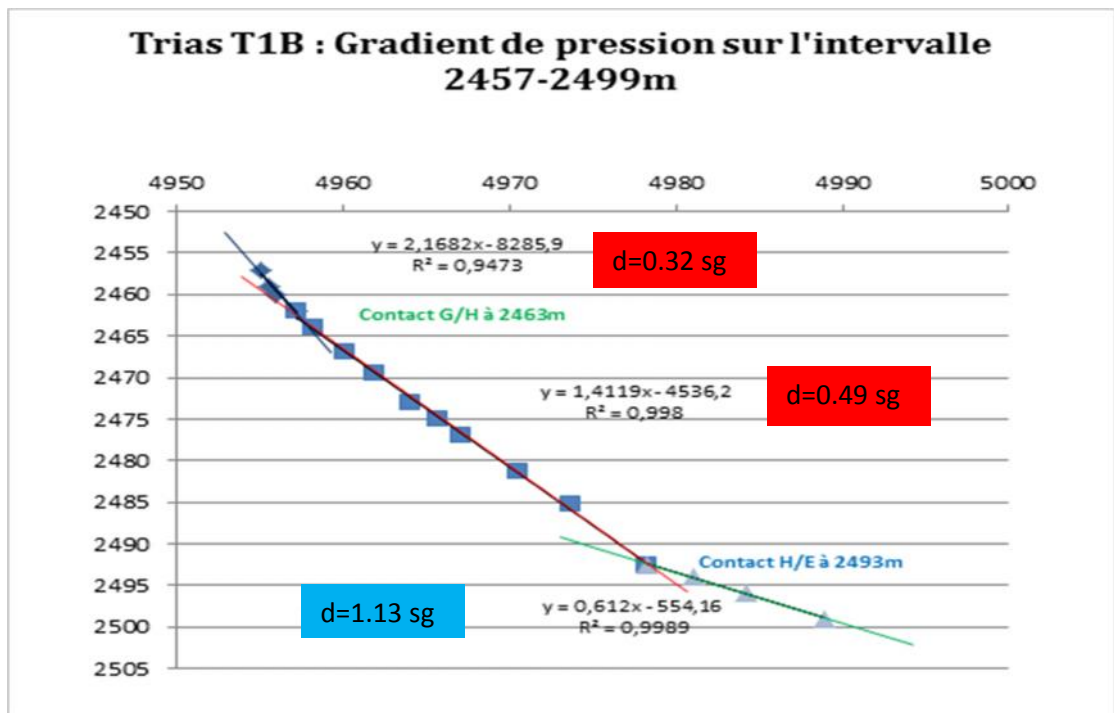


Figure IV.18 : gradient de la pression de formation (Intervalle 2405-2425)

Suite aux ces résultats du pré- test et d'échantillonnage, le puits a fait l'objet de faire un test DST.

IV.4.4.Résultats DST (mesure au fond) :

Le puits subit une opération de DST du 27/08/2017 au 05/092017, Les résultats de tests sont modélisés comme variation de pression et de température elles sont représentées suivant le diagramme ci-dessous :

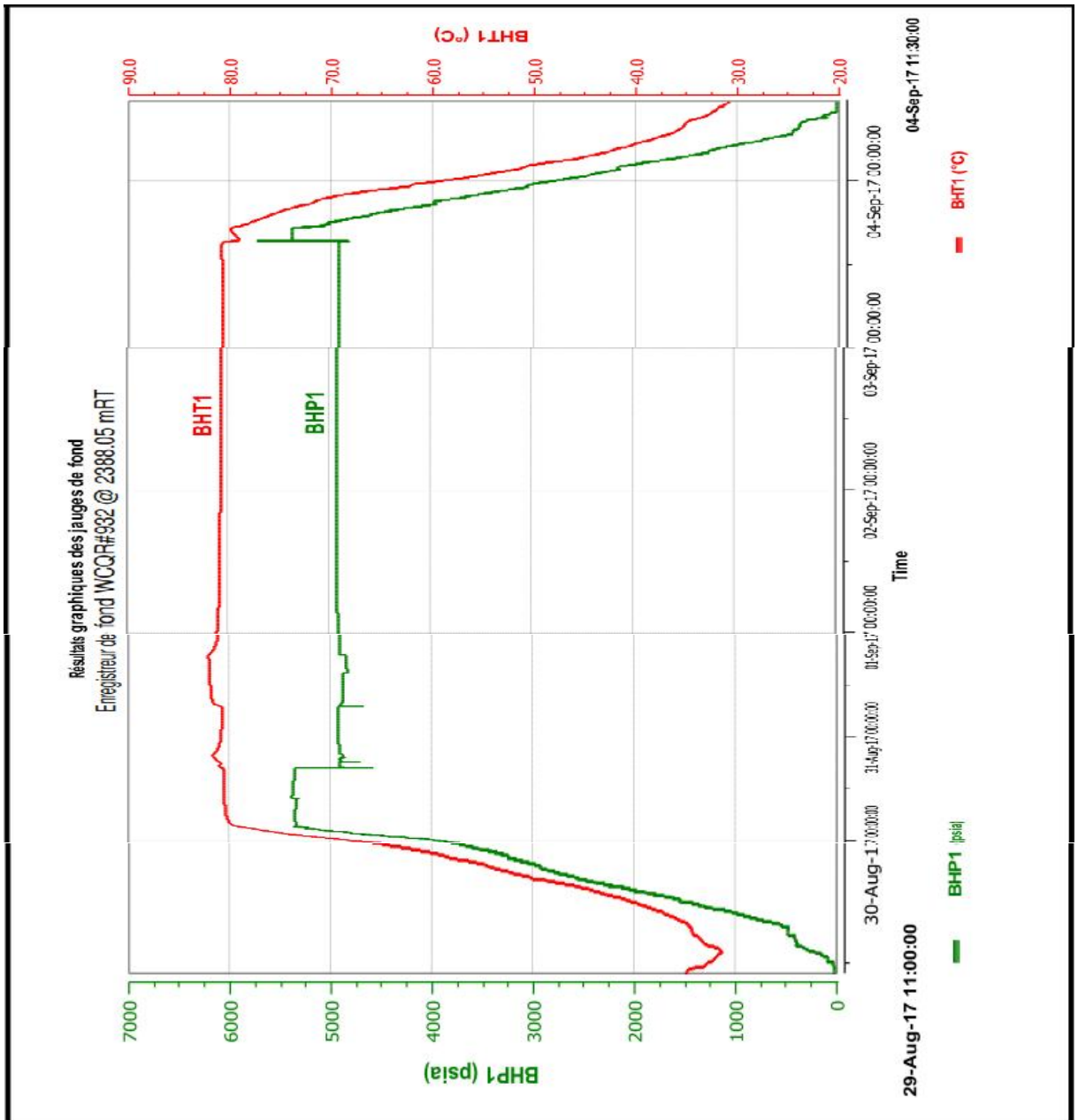


Figure IV.19 : Graphe de pression en fonction du temps1 [22]

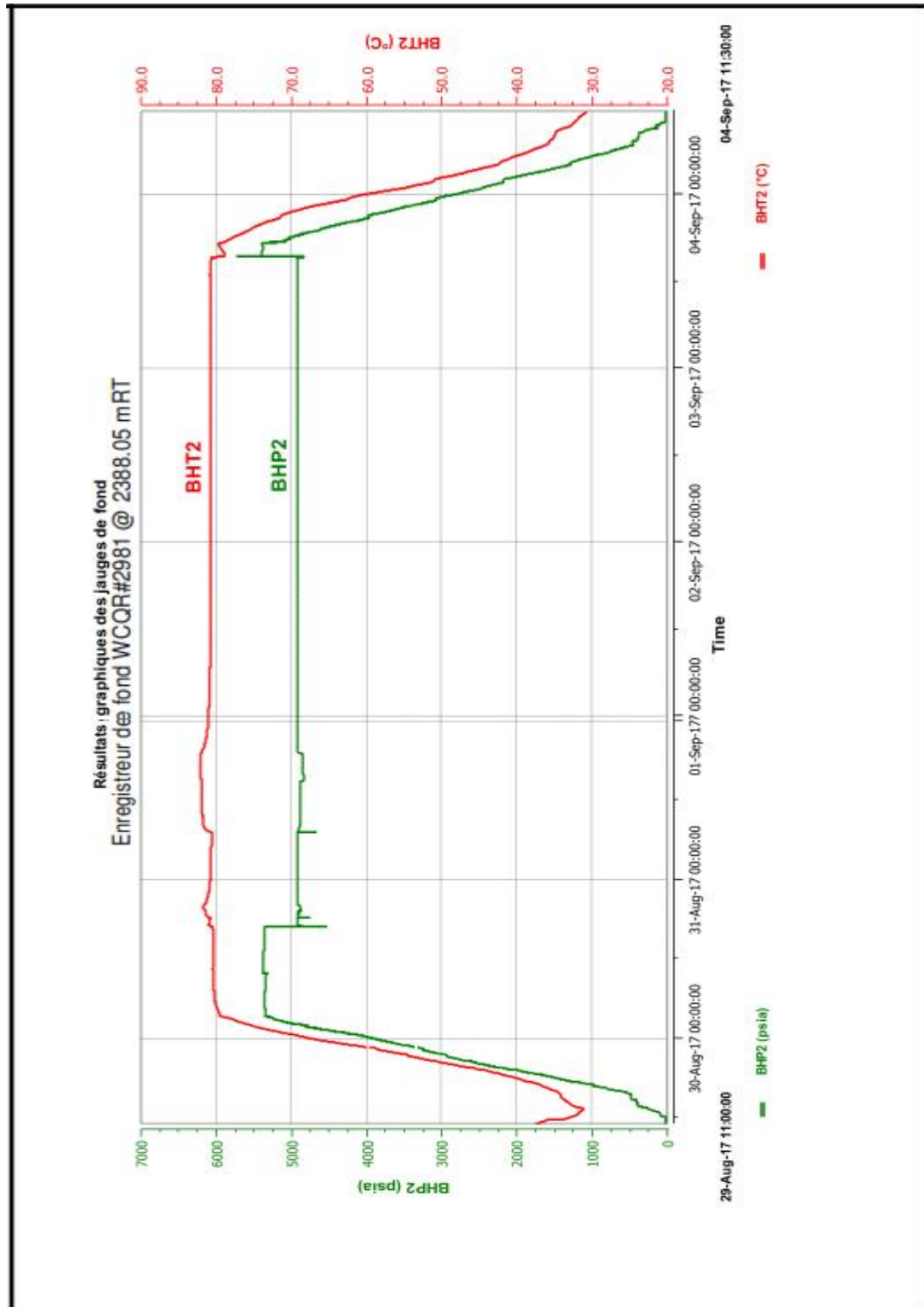


Figure IV.20 : Graphe de pression en fonction du temps2 [22]

La lecture directe de graphe nous donne les informations suivantes :

Tableau IV.23 : Pressions de fond CEN-4 [22]

Enregistreur : WCQR-2981 à 2388.05 m			Observations
Pression Hydrostatique initiale (Psi)	IHP	5347	Pression d'Azote 1500 psi
Prédébit (Psi)	IFP	4513	
	FFP	4909	
Pression vierge (Psi)	ISIP	4910	
1 ^{er} Débit (Psi)	IFP	4735	Après l'évacuation d'Azote
	FFP	4869	
1 ^{er} Build Up (Psi)	FSIP	4917	
2 ^{ème} Débit(Psi)	IFP	4660	
	FFP	4836	
2 ^{ème} Build up,	FSIP	4915	
Pression Hydrostatique finale (Psi)	FHP	5380	
Température du fond (°C)	BHT	82	

Performance sur duse :

Tableau IV.24 : Performance sur duse CEN-4 [22]

Date	31/08/2017	31/08/2017
Duse (in)	24/64	32/64
WHP (psi)	3322	3060
Débit huile (m3/h)	10.53	17.46
Densité huile (15°C)	0,790	0.805
Débit gaz moyen (Sm3/h)	9096.56	12 811.12
Densité du gaz (air =1)	0.702 à T = 29 °C	0.698 à T = 34 °C
GOR (Sm3 /Sm3)	864	734
BSW (%)	Traces	Traces

Conclusion :

Après l'interprétation des résultats de logging du puits CEN-2 dans l'intervalle 2435-2460m et l'interprétation des données MDT on peut affirmer que le réservoir contient de l'huile.

Puits CEN-3 présence de "LIGHT OIL" a été confirmée après avoir interpréter les deux résultats de logging et de RDT dans l'intervalle 2406-2410m.

Le puits CEN-4 la présence d'hydrocarbures et aussi de l'eau dans l'intervalle 2494.5-2496m Est confirmée par l'outil RDT après avoir interpréter les résultats de logging.

Ces résultats nous ont aidés à faire un bon design de DST, ce dernier test a toujours confirmé la présence d'hydrocarbures pour chaque puits.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Conclusion générale :

La présence d'hydrocarbure dans une couche réservoir profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits. Après avoir foré la formation, des mesures de paramètres physiques de la roche sont enregistrées. Ces dernières appelées diagraphie, nous permettent d'estimer les caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir et d'identifier la nature des fluides qu'elle renferme.

Les outils de pré-test de formation nous permettent de déterminer la pression de formation, d'avoir une idée sur sa perméabilité par la détermination de la mobilité et aussi les contacts entre fluides.

L'apport d'un DST pour l'évaluation d'un réservoir est primordial. Les outils logging de pré-test peuvent apporter une aide précieuse sur le design, l'exécution et la gestion du DST à savoir :

- Confirmation de la densité de boue dans le puits pour assurer le bon fonctionnement des équipements de fond (Rupture disque et vanne de fond)
- Détermination de la pression, et température de formation
- Détermination de la nature et les contacts des fluides de réservoirs
- Détermination des intervalles à perforer
- Choix des équipements de DST
- Assurer l'exécution de l'opération du DST dans les conditions de sécurité requises
- Choix des équipements de complétion
- Possibilité de test du puits en rigless pour réduire les coûts de forage (Rig time)

Dans notre étude les outils de logging et de test de formation ont bien aidé à notre design de DST et les résultats sont comme le suivant :

- ✓ CEN-2 présence d'hydrocarbures a l'intervalle 2435-2460m « huile »
- ✓ CEN-3 présence d'hydrocarbures a l'intervalle 2406-2410m « huile légère »
- ✓ CEN-4 présence d'hydrocarbures a l'intervalle 2492-2496m « huile et eau »

Recommandation :

Enfin, un certain nombre de recommandations doivent être prises en considération :

- Il est recommandé de faire une étude pétrophysique approfondie et exacte.
- Il est préférable d'utiliser la nouvelle technologie des outils développés pour des résultats plus exacte.
- Il est recommandé d'utiliser les outils de test de pression de formation les plus développés par exemple le MDT et RDT
- Le coût des équipements qui vont être installés est cher, le temps pris durant l'opération de l'installation est un bon investissement pour le futur.
- Une étude économique est recommandée avant de choisir les outils de logging et de pre-test, cette étude devait inclure le coût de l'opération et l'efficacité de l'outil.
- Avant d'utiliser n'importe quel outil il faut tenir comptes des problèmes d'exploitation qui peuvent être présentes dans le puits.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

Livres:

- [1] WEC Algérie 2007 / la géologie pétrolière de l'Algérie.
- [2] SONATRACH : rapport d'implantation champ d'Oued Mya
- [3] O SERRA Final, diagraphies différées, bases de l'interprétation, 1979
- [4] Schlumberger, logs d'interprétation 1989
- [5] SCHLUMBERGER : Chart Book, 2000.
- [6] O.SERRA Tome 1 :« Diagraphies Différés base de l'interprétation » Services techniques Schlumberger, Paris 1979.
- [7] O.SERRA Tome 2 :« Diagraphies Différés base de l'interprétation ». Etudes et productions Schlumberger, Montrouge 1985.
- [8] O.SERRA : Diagraphies, Acquisitions et Application. Edition Serralog, 2000.
- [9] SCHLUMBERGER: MDT* Modular formation Dynamics Tester
- [10] SCHLUMBERGER: CMR-MDT Tools.
- [11] D.CHAPPELLIER : Diagraphies pétrolière. Cours online de géophysique (Université de Lausanne- Institut Français du pétrole).
- [12] SONATRACH Exploration Production : Procédure de préparation et d'exécution des opérations de test de formation au cours de forage.
- [13] FILM DIAGRAPHIQUES SONATRACH IAP BOUMERDES 2005

Rapports :

- [14] SONATRACH Exploitation : rapport pétrophysique du puits CEN-2
- [15] SONATRACH Exploitation : rapport du test MDT du puits et échantillonnage CEN-2
- [16] SONATRACH Exploitation : rapport du DST du puits CEN-2
- [17] SONATRACH Exploitation : rapport pétrophysique du puits CEN-3
- [18] SONATRACH Exploitation : rapport du test MDT du puits et échantillonnage CEN-3

BIBLIOGRAPHIE

[19] SONATRACH Exploitation : rapport du DST du puits CEN-3

[20] SONATRACH Exploitation : rapport pétrophysique du puits CEN-3

[21] SONATRACH Exploitation : rapport du test MDT du puits et échantillonnage CEN-3

[22] SONATRACH Exploitation : rapport du DST du puits CEN-3

 **Site Internet :**

[23] WWW.SLB.COM

[24] WWW.HALLIBURTON.COM