

UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURE ET DES ENERGIES renouvelables et
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

THEME

Caractérisation et évaluation du réservoir (TAGI) de champ
Bir Sif Fatima par l'outil de Réservoir Caractérisation
Instrument (RCI)

Soutenu publiquement : 10/06/2014

Présenté par :

Mr. ZATOUT mohamed hicham

M^{LLE}. BENGHARBI hebatterahman

Devant le jury :

Président :	M. BELKSIR med salah	M. A. A Univ. Ouargla
Promoter:	M. ZATOUT merzouk	M. A. B Univ. Ouargla
Examineur :	M. ZEDDOURI abdelaziz	M. C. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2013/2014

Remerciement

- ✚ En premier lieu, on tient à remercier notre **DIEU** " notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.
- ✚ On adresse nos vifs remerciements à notre promoteur consultant **Mr. ZATOUI Merzouk**, pour nos Orienté tout au long de ce travail,
- ✚ On présente nos remerciements aux nombre jury **Mr. Belksir, Mr. Zeddouri.**
- ✚ On présente nos remerciements aux enseignants du notre département **Mr. LAOUNI Hamza, Mr. KADRI Mehdi.**
- ✚ Nos remerciements vont aussi à **Mr. ZATOUI Kamel** et **Mr. HAMMA Toufik Ilyass** ainsi que **Mr. BELOUADEN Sami Mr. SAADI** notre encadreur au niveau de département de DP Sonatrach
- ✚ Nos derniers remerciements notre parents, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.





Dédicace

*Au nom de Dieu, qui dois-je commencer à parler, Dieu merci, et à lui
seul*

*Je dédie ce modeste travail qui est la lumière de ma vie, Pour ceux
qui m'ont aidé et m'a guidé dès les premiers pas pour le moment, est
ma chère mère.*

*Je demande à Dieu qui protège et prolonger leur vie et surtout
l'esprit de mon père, je demande à Dieu de bénir son âme et lui
donner le paradis.*

*Comme je le dédie à ma chère sœur et à sa fille(RYM), à tous les
membres de la famille ZATOUT, et la famille BERQUE
Aussi pour toutes les personnes qui m'ont aidé, si de près ou de loin.
Tous mes professeurs que En éclairer mon chemin, et m'a donné les
connaissances et les idées.*

*Pour tous les proches et chaque personne me connaît, surtout mes
amis*

Mohamed Hicham

SOMMAIRE

REMERCIEMENT

SOMMAIRE

TABLEAU DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

INTRODUCTION 1

Chapitre I

Présentation DE LA ZONE D'ETUDE

I.1.Bassin de Berkine.....	3
1.1-Situation géographique.....	3
1.2-Situation géologique	3
1.3-Historique du bassin	3
I.2 CHAMP DE BIR SIF FATIMA.....	4
2.1.Situation géographique de la Zone BirSIF FATIM.....	4
2.2. Situation géologique.....	5
2.3.La stratigraphie	5
2.4. Tectonique.....	8
2.5.Le potentiel pétrolier de la zone d'étude.....	11
2.5.1-Roche mère	11
2.5.2-Roche réservoir	11
2.5.3-Roche couverture	11

Chapitre II

Notion sur la diagraphie et Présentation de l'outil RCI

II.1- NOTION SUR DIAGRAPHIE

1.1-Introduction	13
1.2- Définition De Diagraphie	13
1.3-Type De Diagraphies	13
1.4-Applications des diagraphies	13
II.2-Présentation d'outil RCI	16
2.1-Diffinition de l'outil (RCI).....	16
2.2- Hard ware (machine) la Configuration du RCI :	16
2-3- Fonctionnement (Mesures des pressions) :	17
2.4- Les information apportees	19
2.4.1-Déterminatin de la pression dans le réservoir.....	19
2.4.2-La mobilité	20
2.5- Exploitation des data.....	21
2.5.1- Détermination des gradients.....	21
2.5.2-Détermination des profondeurs des contacts entre fluides.....	21
2.5.3-Ecoulement multiple	22
2-6-Echantillonnage.....	23
2.6.1-Processus d'échantillonnage	24
2.6.2-Tests effectués avant l'échantillonnage	24
2.6.3-La collecte d'échantillons.....	26
2-7- La caractérisation des fluides:	26
2.7.1- Le sample view (IA et IB).....	26

Chapitre III

Evaluation du réservoir TAGI à l'aide d'outil RCI

III.1- Introduction.....	29
III.2- Evaluation petrophysique d'après les loggings.....	29
2.1- Cas du puits SF5.....	29
2.2- Cas du puits SF6.....	29
2.3- Cas du puits SF7.....	29
2.4- Analyse de tableau.....	29
III.3- Evaluation du reservoir avec le RCI.....	41
3.1- Détermination de la nature des fluides et le point de contact entre fluides.....	41
3.1.1-Cas du puits SF5.....	41
3.1.1.1-Discussion et interprétation.....	41
3.1.1.2- Exploitation des résultats d'interprétation.....	43
3.1.2-Cas du puits SF6.....	43
3.1.2.1-Discussion et interprétation.....	43
3.1.2.2- Exploitation des résultats d'interprétation.....	43
3.1.3- Cas du puits SF7.....	44
3.1.3.1-Discussion et interprétation.....	44
3.1.3.2- Exploitation des résultats d'interprétation.....	45
3.2- Cartographie du plan d'eau.....	46
CONCLUSION.....	48
CONCLUSION GENERALE.....	50
ANNEXE.....	51
Référence bibliographique.....	52

Tableau des figures

N°	Figure	Page
1.1	Situation géographique du bassin de BERKINE (Sonatrach, 2003)	03
1.2	Carte de localisation du champ BSF	04
1.3	Colonne litho-stratigraphique de la structure de SIF FATIMA. (Sonatrach, 2003)	09
1.4	Carte isoprofondeur du top TAGI	10
1.5	Carte structural de TAGI	10
2.1	Configuration du RCI (BEAKER 2008)	17
2.2	processus du pré-test. (BEAKER 2008)	18
2.3	Schéma du pré-test. (BEAKER 2008)	19
2.4	Courbe de la pression d'écoulement en fonction du temps. (BEAKER 2008)	20
2.5	Courbe de la pression de formation en fonction du temps. (BEAKER 2008)	20
2.6	Exemple de courbe du débit de la formation en fonction de la pression (BEAKER 2008)	21
2.7	Exemple de courbe de la pression de formation en fonction de la profondeur	22
2.8	Exemple de trois tests successifs d'écoulement (BEAKER 2008)	22
2.9	Exemple d'un plot de pression en fonction de la profondeur issu d'un test d'écoulement multiple (BEAKER 2008)	23
2.10	Processus d'échantillonnage. (BEAKER 2008)	24
2.11	Exemple de réponse du capteur R/C durant une opération de pompage avec résistivité, permittivité diélectrique (BEAKER 2008)	25
2.12	Exemple de test de bulle (BEAKER 2008)	26
2.13	Exemple de spectre des fluides avant la stabilité (pendant le temps de l'absorption de fluides de formation) (BEAKER 2008)	27
2.14	Exemple de spectre des fluides après la stabilité (pendant le temps de l'absorption de fluides de formation) (BEAKER 2008)	27
3.1	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF5 les deux intervalles (A et B) de niveau Upper (SONATRACH, 2012)	32
3.2	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF5 les deux intervalles (C et D) de niveau Middle (SONATRACH, 2012)	33
3.3	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF5 l'intervalle (E) de niveau Lower (SONATRACH, 2012)	34
3.4	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF6 l'intervalle (A) de niveau Upper (SONATRACH, 2012)	35
3.5	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF6 le deux intervalle (B et C) niveau Middle (SONATRACH, 2012)	36
3.6	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF6 l'intervalle (D) de niveau Lower (SONATRACH, 2012)	37
3.7	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF7 l'intervalle (A) de niveau Upper (SONATRACH, 2012)	38

3.8	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF7 l'intervalle (B) de niveau Middle (SONATRACH, 2012)	39
3.9	L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF7 l'intervalle (C) de niveau Lower (SONATRACH, 2012)	40
3.10	Diagramme (A) des pressions de formation dans les intervalles de réservoir TAGI SF5 avec la détermination de point de contact Oil/Water	43
3.11	Diagramme (B) des pressions de formation dans les intervalles TAGI SF6 avec la détermination de point de contact Oil/Water	44
3.12	Diagramme (C) des pressions de formation dans les intervalles TAGI SF7.	46
3.13	Une coupe de corrélation de réservoir TAGi avec la Position du plan d'eau dans le niveau de trois puits SF5, SF6, SF7	47

Liste des tableaux

N°	Tableau	Page
1.1	Les différents types de diagraphie avec leurs principes et l'application (SERRA O. 1979)	14
2.2	Les densités des différents types de fluides (SONATRACH, 2008)	21
2.3	Les résistivités et les permittivités des différents fluides (BEAKER, 2008)	25
3.1	Les valeurs pétrophysiques enregistrés par diagraphie du réservoir TAGI des puits SF5, SF6 et SF7	31
3.2	Les mesures de test de pressions réalisées dans le puits SF5	42
3.3	Les mesures de test de pressions réalisées dans le puits SF6	44
3.4	Les mesures de test de pressions réalisées dans le puits SF7	45

SYMBOLES & ABBREVIATIONS

ABBREVIATION	SYMBOLES
API: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE	B₀: FACTEUR VOLUMETRIQUE DEFORMATION D'HUILE
BSF: BIR SIF FATIMA.	d: DENSITY
CAL: CALIPER (DIAMÈTREUR)	GR: GAMMA RAY (TOOL)
CMR: COMBINABLE MAGNETIC RESONANCE	K/μ: MOBILITE EN MD/CP
CNL: COMPENSATED NEUTRON LOG	K: PERMEABILITY
DST: DRILL STEM TEST	P_b: PRESSION DE BULLE
FAF : FACTEUR VOLUMETRIQUE DEFORMATION D'HUILE	P_E : PRESSION DU DEBUT ET FIN D'ECOULEMENT.
GOR: GAS OIL RASIO	P_F : PRESSION DE FORMATION.
G-SH-Anadarko: GROUPEMENT SONATRACH-ANADARCO	P_H : PRESSION HYDROSTATIQUE.
LDT: LITHODENSITY TOOL	Q : LE DEBIT
LWD: LOGGING WHILE DRILLING	μ: viscosité
ORD: Zone d'Ourhoud l'Est.	R_P : LE DIAMETRE DE LA SONDE
OWC: OIL WATER CONTACT	R_{T90} : RESISTIVITE DE LA ZONE VIERGE
PVT: PRESSION VOLUME TEMPERATURE	R_{T10/ R_{X0}} : RESISTIVITE DE LA ZONE LAVEE
RCI: RESERVOIR CHARACTERIZATION INSTRUMENT	R_w: RESISTIVITE D'EAU
RMF: RESISTIVITE DE MUD FILTRAT	R² : LE FACTEUR DE CORRECTION,
SH: SONATRACH	V_C : LE VOLUME DE LA CHAMBRE D'ECOULEMENT,
TAC: Trias Argilo-Carbonaté.	ΔT: LE TEMPS DE L'ECOULEMENT
TAGI: Trias Argilo-Gréseux Inférieur.	ΔP: LA DIFFERENCE ENTRE LA PRESSION DE FORMATION ET LA PRESSION DE FIN D'ECOULEMENT
TVD: TOTAL VERTICAL DEPTH	∅ : POROSITÉ CSU CYBER SYSTEM UNIT
TVDSS: TOTAL VERTICAL DEPTH SUBSTANTIAL	
WEC: WELL EVALUATION CONFERENCE	

INTRODUCTION

INTRODUCTION

Le bassin de Berkine est devenu l'un des bassins qui renferment le plus d'hydrocarbures en Algérie. C'est pour ça qu'il compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de la coopération avec Sonatrach.

Dans ce bassin nous avons le champ du Bir Sif Fatima (BSF) qui représente l'objectif principal de notre étude ayant pour thème évaluation et caractérisation du réservoir TAGI-champ Bir Sif Fatima - Bassin de Berkine.

L'évolution technologique des outils, leur diversité et leur performance ont permis un large éventail d'utilisation dans le domaine pétrolier. De ce fait, plusieurs outils ont été mis au point pour l'évaluation de réservoirs. Le RCI est l'un de ces outils. Il est de haute technologie, et permet l'identification des fluides de la formation, dont la densité, la viscosité et les différents points de contact entre fluides ; et la mesure de certaines caractéristiques de formation, comme la pression de gisement ponctuelle et la mobilité (perméabilité).

A cet effet, dans le cadre de la préparation de notre mémoire de fin d'étude, qui consiste en l'évaluation d'un réservoir peu consolidé par cet outil (RCI), avec une application au niveau d'un puits de production SF5, SF6, SF7.

L'objectif est d'évaluer ce réservoir de façon exhaustive par les données de logging et du RCI, en vue d'une optimisation de la productivité du réservoir. Ce travail est structuré en trois chapitres :

Dans le premier chapitre, on a présenté le matériel et méthodes qui sont l'outil (RCI) et la zone étudiée (Sif Fatima-Berkine).

Le second chapitre, détaille les logging et présente les différents volets de l'outil (RCI), équipements, fonctionnement, acquisition et interprétation.

Le troisième s'intéresse à une étude de cas appliquée sur trois puits, deux puits producteurs d'huile et un puits injecteur d'eau.

**PARTIE
THEORIQUE :
CHAPITRE I
PRÉSENTATION
DE LA ZONE
D'ETUDE**

I.1-BASSIN DE BERKINE

1.1-SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le bassin de BERKINE (GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, au Nord-Est du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 30° Nord et les longitudes 3° et 9°, à l'Est du champ de Hassi Messaoud, Rhourd el Baguel et Rhourd Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie dans sa partie septentrionale (WEC, 2007).

1.2-SITUATION GEOLOGIQUE

Le bassin de Berkine couvre une superficie de 300000 km², il représente une large dépression semi-circulaire avec 100000 km² et s'étend sur 350 km en latitude et longitude, correspond à la partie sud de la province triasique et peut être classé dans les vastes bassins intracratoniques.

Fig(01) Les limites du bassin de Berkine sont :

Au Nord, la bordure Sud du môle de Dahar.

A l'Est, le bassin de syrte entre la Tunisie et Libye.

Au Sud, la mole D'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.

A l'Ouest, le prolongement structural vers le Nord du môle D'Amguide-El Biode- Hassi Messaoud (WEC, 2007).

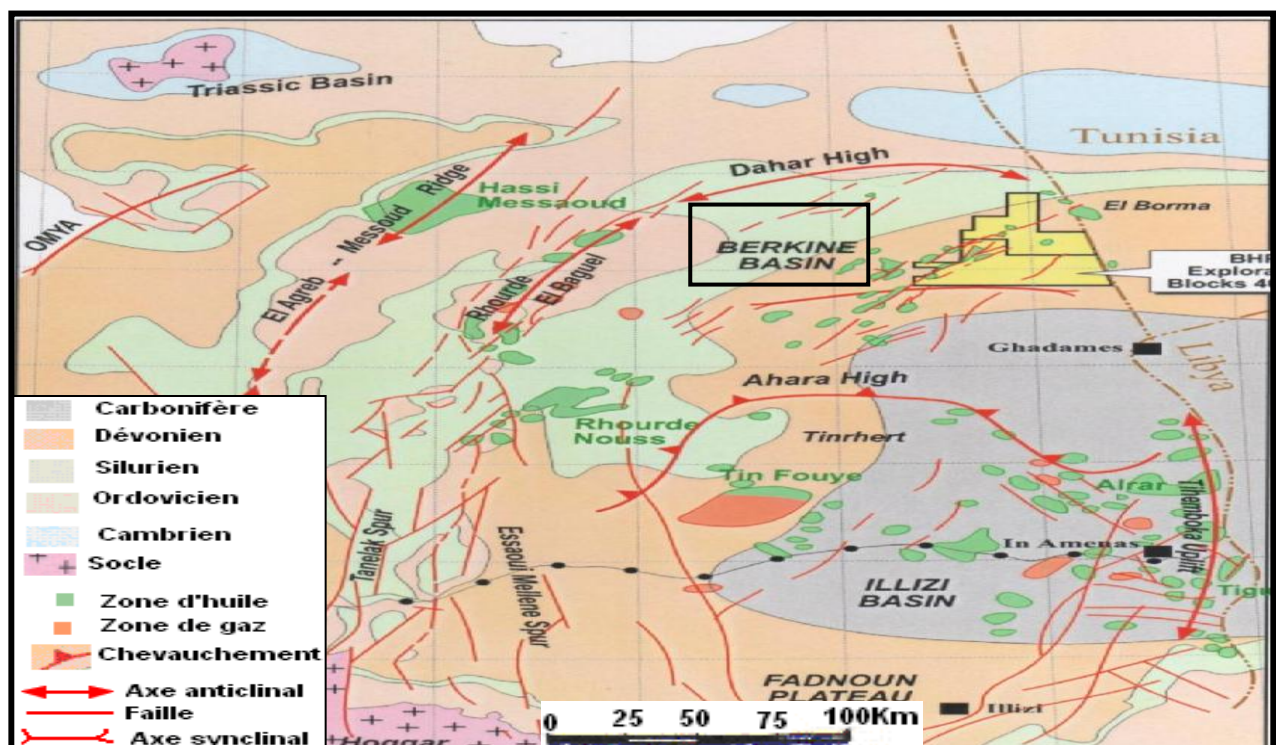


Fig.1.1 Situation géographique du bassin de BERKINE (SONATRACH, 2003)

1.3- HISTORIQUE DU BASSIN

Des activités d'exploration dans le bassin de Berkine ont commencés vers la fin des années 1950 avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz (TURNER. P. 2001).

Dans les années 80, les moyens étant disponibles, il a été décidé de «mettre le paquet»; cette région allait connaître une véritable métamorphose. Des blocs ont été accordés aux sociétés étrangères dans le cadre de la loi 1986-14, amendée en 1991 et qui a été à l'origine d'un véritable rush des compagnies pétrolières opérant en Algérie. C'est dans ce contexte qu'est née l'association Sonatrach-Anadarko pour l'exploitation des gisements de ce bassin.

Ce groupement (51 % Sonatrach, 49 % Anadarko), constitué de cadres et de techniciens provenant des deux compagnies est chargé de la conduite de toutes les opérations pétrolières de l'association Sonatrach-Anadarko, à l'exception de celles du gisement de **Ourhoud (ORD)**.

I.2-CHAMP DE BIR SIF FATIMA

2.1- SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA ZONE BIR SIF FATIMA

Le secteur de SIF FATIMA (bloc 402) est situé dans la partie Nord-est du bassin de BERKINE, à environ 100Km au sud-ouest du gisement d'El Borma. Ce bloc (402) couvre une superficie de 103Km² (Fig. 3). Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes (31°- 32° Nord) et longitudes (8°-9° Est). (Sonatrach/Exploration, 2011; Sonatrach/Production, 2013).

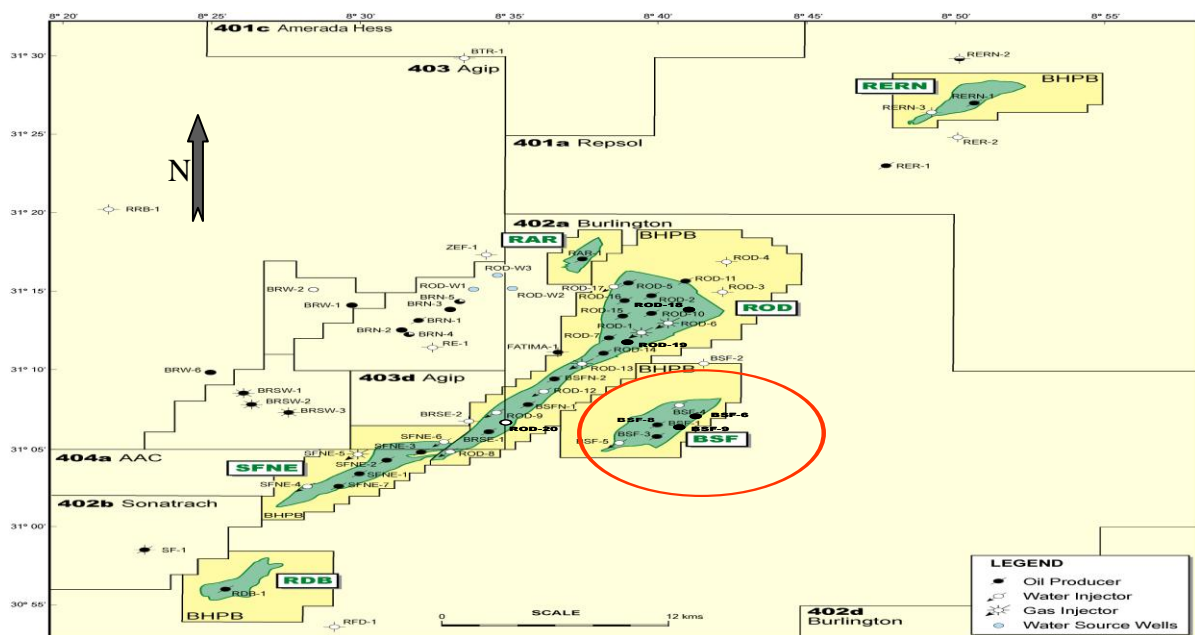


Fig.1.2 Carte de localisation du champ BSF.(SONATRACH 2011).

2.2- SITUATION GEOLOGIQUE

La région de SIF-FATIMA est située dans le bassin de BERKINE limitée:

- Au Nord, par Bire Rabaa Nord.
- Au Sud, par Rhoude Debdaba.
- A l'ouest, par Bir Berkine.
- A l'Est, par Bir SIF Fatima.

2.3- LA STRATIGRAPHIE

Il est constitué par des dépôts mésozoïques, reposant en discordance majeure sur des terrains d'âge paléozoïque, traversés partiellement par un épandage détritique daté tertiaire et surmonte en discontinuité avec le crétacé qui est couvert de sable dunaire attribué au quaternaire (Fig. 3). (SONATRACH, 2003).

a. Cénozoïque

- **Le Quaternaire:** représente de sable dunaire.

Mio-Pliocène (82 m)

Est représenté par le sable blanc à translucide fin à moyen parfois grossier subarrondi et niveaux de calcaire gris-beige à blanchâtre argileux et gréseux et fines passées de dolomie grise, beige argileuse, traces de grés blanc à gris-blanc moyen subarrondi silico-carbonaté friable.

b. Mésozoïque

• **Crétacé** : est représenté par les formations suivant:

Sénonien Carbonaté (326,5m)

calcaire gris-beige à blanc microcristallin dur parfois gris argileux tendre avec passées de dolomie gris-beige à beige microcristallin dure et fines et d'argile brune-rouge et gris-verdâtre tendre parfois carbonatée. Traces de pyrite.

Sénonien Anhydritique (510m)

Anhydrite blanche à translucide massive avec intercalation d'argile gris à gris-verdâtre devenant brun-rouge tendre à indurée carbonatée avec passée de calcaire blanc à blanchâtre parfois gris Argileux parfois dolomitique tendre et présence de Dolomie gris-beige cristalline dure.

Sénonien Salifère (333,5m)

sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile gris-verdâtre tendre salifère et calcaire gris-clair à blanc et gris-beige argileux fines passées d'anhydrite blanche à translucide massive.

Turonien (258m)

calcaire gris-clair à blanc et gris-beige argileux localement crayeux tendre et beige microcristallin dur avec passées d'argile grise tendre carbonatée passant par endroit à marne.

Cénomanién (371,5m)

argile brun-rouge et gris à gris-verdâtre tendre carbonatée avec passée de calcaire gris-clair à blanc argileux parfois dolomitique tendre avec fines passées d'anhydrite blanche massive et niveau de sel massif blanc à translucide.

Albien (394,5m)

Grés gris-clair à beige et brun-rouge fin à moyen rarement grossier subarrondi à subanguleux avec passées d'argile brun-rouge à rouge-brique rarement gris-verdatresilto-sableuse parfois carbonatée tendre. Présence de dolomie gris-clair à beige argileux tendre, traces de lignite et de pyrite.

Aptien (225m)

Dolomie beige, gris-beige microcristallin dure et gris-beige argileuse tendre présence d'argile grise tendre carbonatée.

Barrémien (463,5m)

Grés gris-clair à beige et brun-rouge fin à moyen rarement grossier subarrondi à subanguleux avec intercalation d'argile brun-rouge à rouge-brique rarement gris-verdatre tendre silto-sableuse parfois carbonatée. Trace de dolomie beige microcristallin dure, traces de lignite et de pyrite.

Néocomien (479,5 m)

Argile versicolore à prédominance brun-rouge tendre à indurée silto-sableuse parfois carbonatée avec passées à intercalation de grés gris-clair à beige et brun-rouge fin à moyen rarement grossier subarrondi à subanguleux, présence de calcaire gris-clair à blanc argileux tendre. Traces de lignite et de pyrite.

• **Jurassique** : est représenté les formations suivant:

Malm (474,5 m)

Argile brun-rouge à rarement gris-verdâtre tendre à indurée parfois carbonatée, avec fines passées de grés gris-clair à beige et brun-rouge fin à moyen argilo-siliceux friable et de calcaire gris-clair, gris argileux tendre, présence de dolomie grise à gris-beige argileuse et d'anhydrite blanche à translucide.

Dogger Argileux (327m)

Argile brun-rouge à gris-verdâtre tendre à indurée légèrement carbonatée avec fines passées de grés gris-clair fin silico-argileux friable et de dolomie gris beige microcristalline dure.

Dogger Lagunaire(414,5 m)

Argile grise à gris-verdâtre et brun-rouge tendre à indurée légèrement carbonatée avec passées d'anhydrite blanche à translucide massive et de calcaire gris-beige microcristallin dur, traces de dolomie beige cristalline.

Dogger Anhydritique Massive (295,5 m)

Banc d'anhydrite blanche massive, pulvérulente parfois cristalline dure avec de minces intercalations d'argile gris-verte à noire et de dolomie à calcaire dolomitique argileux, blanc, beige et gris.

Lias Anhydritique (420 m)

Anhydrite massive blanche à translucide avec d'intercalation de sel massif blanc à translucide avec fine passées d'argile grise à gris-clair tendre à indurée.

Lias Salifère (301 m)

Sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile grise à gris-clair tendre à indurée salifère, présence d'anhydrite massive blanche à translucide.

Lias - Horizon B (269 m)

Calcaire dolomitique gris à gris-blanc microcristalline et de calcaire gris argileux tendre avec présence d'argile grise, brune tendre carbonatée.

Lias - S1+S2 (468,5 m)

Sel massif blanc à translucide avec intercalation d'anhydrite blanche translucide massive et d'argile grise à gris-verdâtre tendre à indurée salifère.

Lias - S3 (371,5 m)

Sel massif à translucide avec fines passées d'argile grise à gris-verdâtre tendre à indurée salifère.

Lias Argilo-Salifère Supérieur (304,5 m)

Argile grise, verdâtre et brune tendre à pâteuse salifère trace de sel blanc à translucide.

• Trias

Le trias est représenté dans la région par trois ensembles:

Trias - S4 (306 m)

Sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile brun- rouge

Trias Argilo-Salifère (311,5 m) Argile brun –rouge tendre à indurée silteuse passant par endroit à de siltstone avec présence d'Anhydrite blanche pulvérulente

Trias Argilo-Carbonaté (380 m)

Argile verte à gris –verdâtre, localement brun –rouge tendre à indurée silteuse, pyriteuse et dolomitique avec passées de calcaire –dolomitique gris –blanc argileux tendre, présence de Grés gris –blanc fin à très fin argileux friable et de Dolomie beige cristalline dure

Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)(358,5 m)

Grés blanc à gris-blanc localement beige fin à moyen parfois grossier silico-argileux rarement siliceux friable à moyennement consolidé, avec fines passées d'Argile brun –rouge parfois gris –vert tendre à indurée silteuse Traces pyrite.

Les différents membres de la formation TAGI sont:

- TAGI Upper Member;
- TAGI Middle Member;
- TAGI Lower Member;
- TAGI Basal Member.

c. Paléozoïque

Carbonifère : Décapé par la discordance hercynienne.

Dévonien: généralement il est représenté dans la région par ses membre supérieurs (Strunien / Famennien), il est matérialisé par des dépôts argilo-carbonates à la base (Famennien), passant à une sédimentation argilo- gréseuse (Famennien supérieur – Strunien)

2.4- TECTONIQUE

Le champ BSF (**BIR SIF FATIMA**) a la même histoire structurale comme l'autre champ de la région **Ourhoud (ORD)**. C'est à dire même roche mère, même histoire de la migration des hydrocarbures et de même étanchéité du réservoir.

Le réservoir TAGI dans le champ **BSF (BIR SIF FATIMA)** a été subdivisé en utilisant les mêmes séquences que celles utilisées pour les autres champs du développement.

La structure de BSF est un bloc faillé incliné à l'extrémité sud d'une terrasse majeur affaissé dans le système régional des failles **SFNE (SIF FATIMA Nord Est) / ROD (Ourhoud)**.

Le champ est structurellement limité à l'est par la faille nord-est sud-ouest de la terrasse et à l'ouest par une faille de direction nord-est sud-ouest.

Le réservoir du champ **BSF** se compose de trois accumulations indépendantes ; TAGI supérieure, moyenne et inférieure.

ETAGE	AGES	LITHO	DESCRIPTION	EPAIS (m)
QUAT.	QUATERNAIRE		Sable blanc	38-185
TERT.	Mio-Pliocène		Sable blanc avec passé de Calcaire gris	138-185
CRETACE	Sénonien Carbonaté		calcaire gris-blanchâtre, passé Dolomie de Calcaire dolomitique, d'argile et anhydrite	88-120,5
	Sénonien Anhydritique		Sel blanc, passées d' anhydrite	329,5-331
	Sénonien Salifère		sel blanc, avec passées d'Argile	152-160
	Turonien		calcaire gris blanc, passées d'Argile et Dolomie	67
	Cénomanién		Argile brun-rouge, calcaire et dolomie	231-240
	Albien		Grès gris, Argile brun, traces de pyrite	90-109
	Aptien		Dolomie blanc, calcaire gris-clair	25-28
	Barrémien		Grès gris, et Argile, traces de dolomie	231-324
	Néocomien		Argile versicolore, et calcaire et Grès gris	247,5-280
JURASSIQUE	Malm		Argile brun-rouge, fine passées de Grés	211-245
	Dogger Argileux		Argile brun-rouge et fine passées de Grés	122-152
	Dogger lagunaire		Argile grise, passées de calcaire et dolomie	123-138
	Lias Anhydritique		Anhydrite massive et Argile grise	156,5-165
	Lias Salifère		sel massif, fines passées d'Argile gris	60-64
	Lias "HB"		calcaire dolomitique, passées d'Argile	19-23
	Lias S1+S2		sel massif avec intercalations d'anhydrite massive et Argile grise, tendre.	142-223,5
	Lias S3		sel massif avec fines passées d'Argile grise	94-125,5
	Lias Argileux		Argile brun rouge avec passée de sel masif	25-32
TRIAS	Trias (S4)		Argile brun rouge avec passée de sel masif	30-50
	Trias Argileux		Argile brun-rouge, trace d'anhydrite	19-33
	Trias Carbonaté		Argile verte a grise, passé de dolomie grise microcristalline, présence de Grés gris-blanc	76-86,5
	T.A.G.I		Grés blanc à gris brun , intercalé d'Argile brune trace de pyrite	77-100
DEV. SUP	Strunien F2		Grés blanc à gris beige avec passées d'argile	66-100
	Famennien		Argile gris-foncé, trace de calcaire argileux et de grés argileux	

Fig.1.3 Colonne Litho-stratigraphique de la structure de SIF FATIMA (SONATRACH,2003).

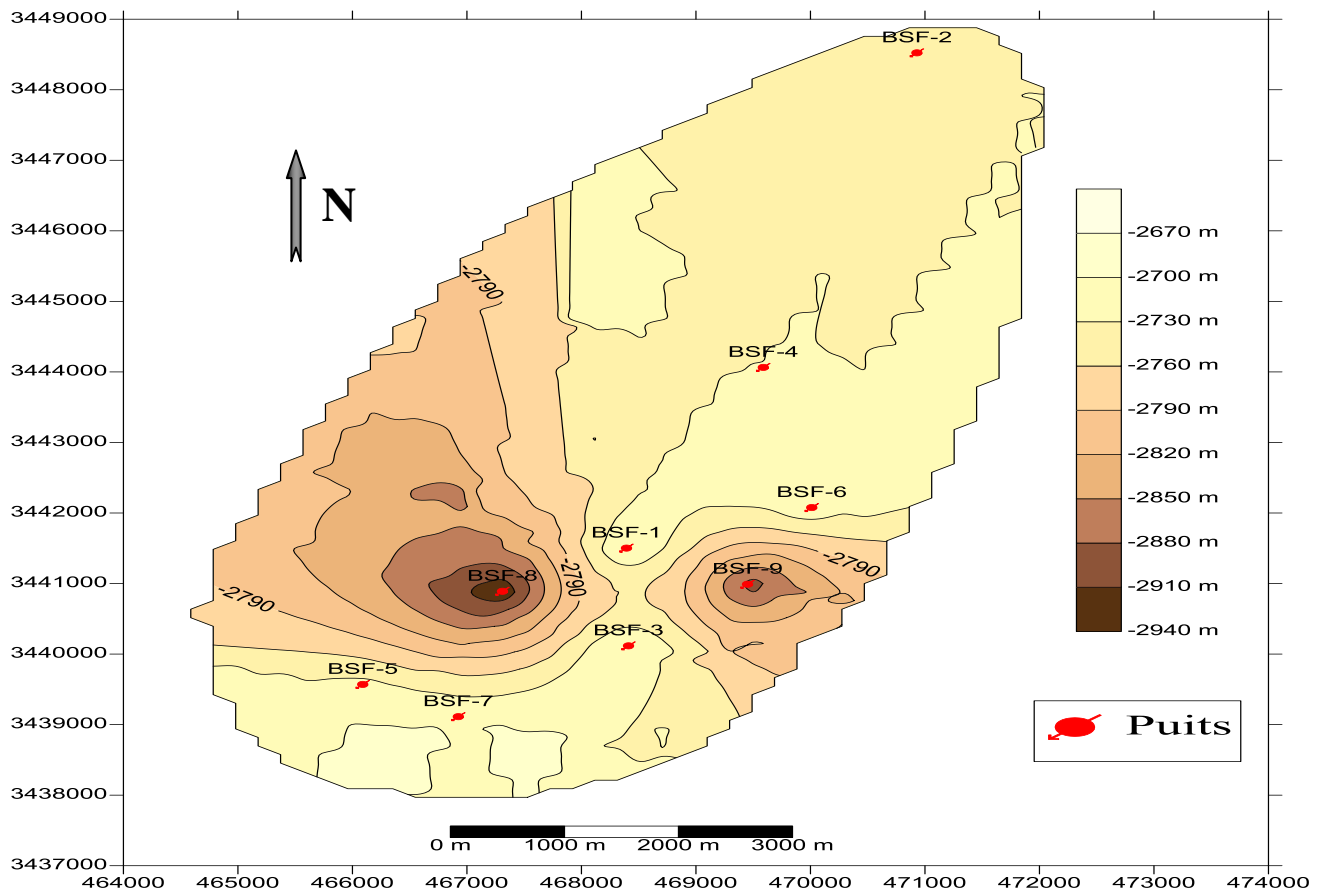


Fig.1.4 Carte isoprofondeur du top TAGI (SONATRACH, 2003).

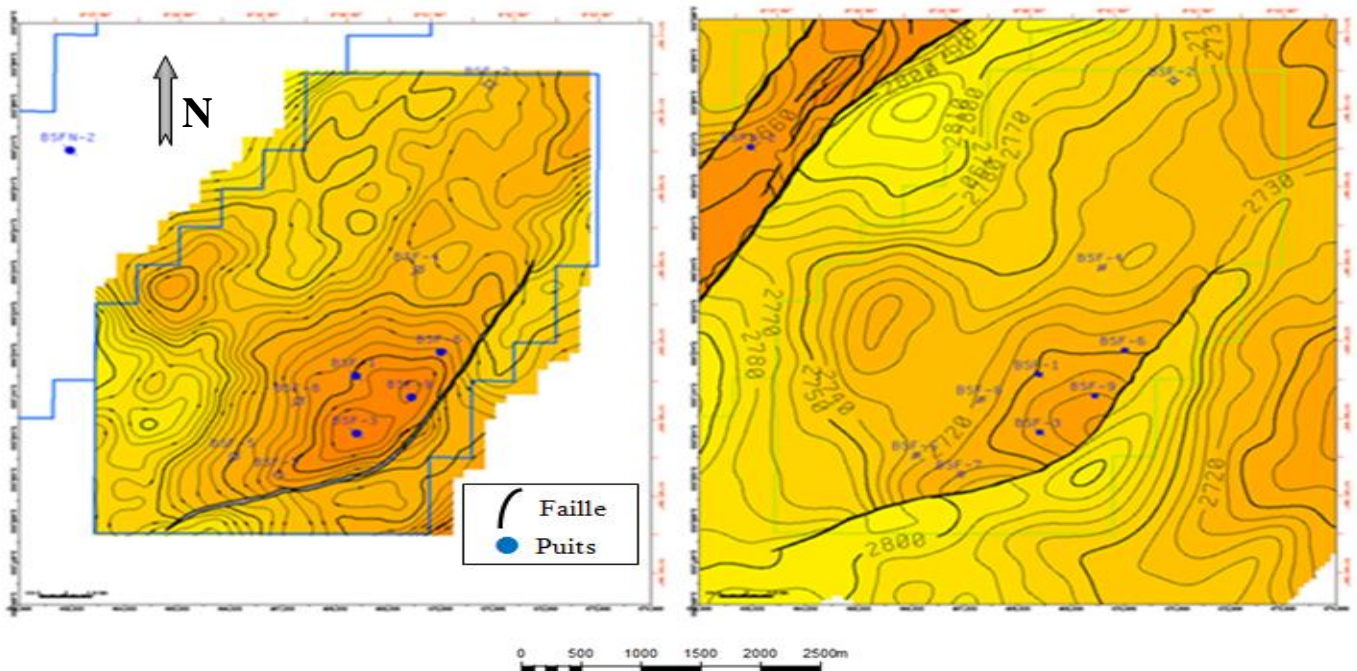


Fig.1.5 Carte structural de TAGI (SONATRACH, 2003).

2.5- LE POTENTIEL PETROLIER DE LA ZONE D'ETUDE

2.5.1. Roche mère : Les principales roches mères de la région sont: - Les argiles du frasien - Les argiles du dévonien qui sont fortement productives.

2.5.2. Roche réservoir : Le principal réservoir dans la région d'étude est le Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) qui est subdivisé on trois niveaux qui sont de bas en haut comme suit:

a) TAGI Basal : composé de:

Des Argile brun rouge et gris vert à vert, parfois gris clair indurée légèrement silteuse localement micacée. - Des grés blancs, fin à moyen parfois blanc verdâtre, et friable à moyennement consolidé sub-anguleux à sub-arrondi pyriteux par endroits. - grés gris-blanc a gris –clair moyen à grossier, sub-arrondi avec passe millimétrique d'argile verdâtre, indurée, silteuse et traces de pyrite (WEC, 2007).

b) TAGI Moyenne : composé de :

- Grés beige fin à moyen bien classe sub-anguleux à sub arrondi, parfois verdâtre très friable, fin siliceux à silico-argileux. - Grés blanc à beige, sub-anguleux à sub-arrondi friable, micacé, siliceuse et pyriteux avec fines passées d'argile verte.

c) TAGI Supérieur: Compose d'une alternance de grés blanc à beiges parfois verdâtre, sub anguleux à sub –arrondi, silico argileux, micacé; pyriteux moyennement dur à friable avec niveaux de galets argileux.

2.5.3. Roche couverture: est assurée par: - Le Trias carbonaté. - Les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur.

CHAPITRE II
NOTION SUR LA
DIAGRAPHIE ET
PRESENTATION
DE L'OUTIL RCI

II-1-NOTION SUR DIAGRAPHIE

1.1-INTRODUCTION

Les diagraphies sont devenues des moyens indispensables pour l'exploration et l'exploitation des gisements, (Les premières ont été enregistrées en 1927 par les frères Schlumberger).

1.2- DEFINITION DE DIAGRAPHIE

On appelle diagraphie tout enregistrement continu en fonction de la profondeur des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage.

L'enregistrement se fait depuis la surface grâce à une sonde descendue au bout d'un câble muni de conducteurs électriques. Actuellement, il existe environ 35 enregistrements différents sans compter les opérations auxiliaires faites à bout de câble comme :

(Le carottage latéral, Les tests de formation, Les perforations, Les diagraphies) sont exécutées par des sociétés de service en Algérie : SHLUMBERGER, Baker Atlas et HESP.

1.3- TYPES DE DIAGRAPHIES

Il y a plusieurs types de diagraphies. Dans ce cours, seuls seront traités les principes d'application et d'interprétation des diagraphies d'évaluation des réservoirs pétroliers, notamment :

- Les diagraphies électriques
- Les diagraphies nucléaires
- Les diagraphies acoustiques

1.4- APPLICATIONS DES DIAGRAPHIES

L'étude des diagraphies nous permet d'agir dans les différentes étapes de l'exploration et de l'exploitation des gisements pétroliers; notamment concernant:

- Les conditions de trou : (Diamètre ; température ; caves ...) (La pose des tubages, Le contrôle de la cimentation et de l'état technique du tubage).
- La reconstitution précise de la lithologie des différentes formations traversées : (La localisation des roches réservoirs, Le type de roches réservoirs, L'approche des problèmes stratigraphiques et sédimentologies).
- L'évaluation des caractéristiques pétrophysiques (La porosité, La perméabilité, Les saturations).
- La complétion :(Délimitation et contrôle des perforations, Diagraphies de production).
- Travaux de corrélations entre plusieurs puits (SERRA O. 1985).

TAB.2.1. Les différents types de diagraphie avec leurs principes et l’application (SERRA O. 1979).

Type diagraphie	Outil de mesure	Principe	Application	Limitation	Sym
Diagraphie Gamma Ray	L’outil consiste un détecteur et associe à une cartouche électronique pour mesurer les radiations Gamma générées dans la formation derrière l’outil.	C'est un enregistrement de radioactivité gamma naturelle des formations. Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont le potassium, l'uranium et le thorium.	Pour les formations sédimentaires on enregistre une radioactivité importante dans : <ul style="list-style-type: none"> • Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement). • Les sels de potassium. • Les formations riches en matière organique peuvent concentrer l'uranium. • Les formations détritiques contenant des feldspaths (potassium) ou enrichies en minéraux lourds. 	lecture de grande valeur de GR en présence du potassium dans la boue. La présence de la barite dans la boue diminue de la lecture de GR. Evaluation de Vsh n’est correct en présence des grés radioactifs.	Rayons γ ray
Diagraphies de résistivité	C’est un dispositif de mesure (récepteur situé a une certaine distance de la source, enregistre les réponses de la formation a ce signal.	Une source émettrice (électrode) envoie un signal (courant électrique). Un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source enregistre les réactions du terrain à ce signal.	<ul style="list-style-type: none"> • Interprétation rapide pour détection des hydrocarbures. • Calcul de la saturation en eau S_w. • Détermination du diamètre d’invasion d_i. • Détermination de la résistivité de l’eau de formation R_w. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne peut être utilisé dans le cas de la boue salée. • Ne peut être utilisé dans le cas des formation a grande résistivités. • L’inclinaison des couches affecte l’enregistrement des résistivités. • Résolution verticale, dans le cas des couches minces. 	R_t (ohmm).

diagraphie Sonic	L’outil de diagraphies sonique consiste a un ou plusieurs transmetteurs et des récepteurs placés dans le trou	L’onde émise est calibrée en amplitude et fréquence, le signal récupéré par les récepteurs, en comparaison avec celui émis, donne une idée sur la vitesse de l’onde acoustique dans le milieu qui est liée à sa compaction, donc, liée à la porosité. L’outil mesure le temps de transit des l’onde acoustique sur une distance de 1 pied.	Evaluation des formations : -Evaluation de la porosité. -Détermination de la lithologie. Analyse des propriétés mécaniques : -Analyse de la stabilité du puits -Identification des fractures Interprétation géophysique : -Etablissement des sismogrammes synthétiques. - Profile sismique vertical		Φ_s
Diagraphie neutron	L’outil de neutron émit une grande énergie neutronique à partir d’une source	Les neutrons sont électriquement neutres et leur masse est similaire a celle des protons. L’outil de neutron répond à la porosité primaire et secondaire, calibré directement en porosité.	-détermination de la porosité pour les formations argilo-greuses. -Indicateur de lithologie. -Indicateur de gaz. -Détermination de la porosité en trou fermé.	Lithologie : -Type de matrice doit être connu pour le calcul de la porosité. -L’eau liée dans les argiles cause la lecture élevée de la porosité. Type de fluide : -Le huile résiduel cause la sous-estimation de la porosité, cela vue que l’indice d’hydrogène de l’huile est inférieur a celui de l’eau.	Φ_n
Diagraphie Densité	Le FDC ou LDL est un outil de lithologie et porosité. Il enregistre, uniquement, en trou ouvert.	La mesure du nombre de rayons γ et leur niveau d’énergie a une distance donnée de la source, la densité électronique de formation peut être déterminée. La relation reliant la densité électronique à la densité globale permet de déterminer cette dernière.	Le nombre de rayons γ atteignant le détecteur, après la collision, est inversement proportionnel à la densité du milieu; donc proportionnel à la porosité.	La densité de la matrice doit être connue pour computer la porosité Φ . Le volume d’argile V_{sh} et ρ_{sh} doivent être connus pour computer la porosité effective.	LDL γ

II.2- PRESENTATION DE L'OUTIL RCI

2.1- DIFFINITION DE L'OUTIL (RCI)

Le Réservoir Caractérisation Instrument (RCI) est un outil de haute technologie, conçu pour obtenir les pressions et des échantillons d'une formation réservoir à différentes profondeurs. Il permet de fournir une description complète du réservoir.

2.2- HARD WARE (MACHINE) LA CONFIGURATION DU RCI :

L'outil est composé de différents modules assemblés sur une tige selon le besoin, pouvant aller du module "drawdown" au module "multi tank" et que nous décrivons dans ce qui suit (fig. II.1) [4] :

• **Module 1970 BB "drawdown"** : il nous permet de :

- ✓ Pomper le fluide ;
- ✓ Déterminer la pression d'écoulement ;
- ✓ Effectuer le test de séparation de phase.

• **Module 1970 CB "hydraulics section"** : comme son nom l'indique, il fournit au RCI la puissance nécessaire au fonctionnement des différents circuits de contrôle,

• **Module 1970 EB "electronics control"** : il fournit un lien entre le RCI et le logiciel d'acquisition en surface (ECLIPS). Chaque section a son propre hardware de communication avec le module électronique pour le contrôle des diagnostics,

• **Module 1970 GB "borehole exit"** : il permet la communication entre le réservoir et le trou de forage. Il sert à rejeter le filtrat de boue pompé dans le trou,

• **Module 1970 MB "packer"** : il contient un capteur de résistivité et de capacité R/C qui sert à déterminer le type de fluide pompé, en fournissant une indication sur la résistivité et la permittivité du fluide,

• **Module 1970 PB "transportable tank carrier"** : ce sont des citernes qui permettent de recueillir des échantillons, sans causer de changements dans le fluide. Ces citernes sont pressurisées après remplissage pour empêcher le fluide de tomber sous la pression de bulle, lors de la remontée en surface. Le volume de chaque citerne est de 600cc,

• **Module 1970 RB "large volume pump"** : il permet de pomper rapidement une large quantité de fluide,

• **Module 1970 IA "sample view"** : il existe deux versions du "sample view", le 1970 IA qui est un module de spectroscopie de l'infrarouge avec 17 canaux optiques et le 1970 IB qui est

aussi un module de spectroscopie de l'infrarouge mais avec 19 canaux optiques, et qui fournit en plus le spectre de fluorescence et l'indice de réfraction du fluide pompé,

- **Module 1970 OB "auxiliary power section"**: c'est le module qui fournit l'énergie aux autres modules,
- **Module 1970 WA "multi tank carrier"** : il est destiné à la collecte de plusieurs échantillons en une même descente dans le puits.

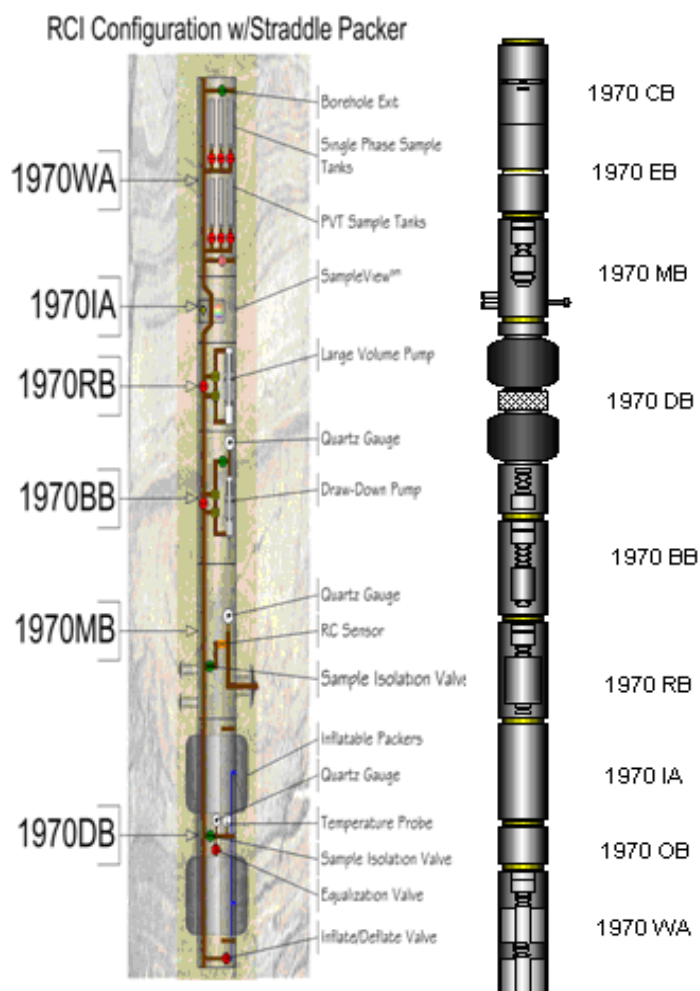


Fig.2.1 Configuration du RCI (BEAKER, 2008)

2.3- FONCTIONNEMENT (Mesures des pressions) :

La mesure des pressions débute par un certain nombre d'opérations ou pré-test. Les différentes étapes de ce pré-test sont dans l'ordre (fig. II.2)

- Descente de l'outil dans le puits,
- Mesure de la pression hydrostatique,

- Ouverture du module « packer » et sa mise en place contre la paroi du puits au niveau d'une portion de la formation résulte la création d'un joint qui maintient l'étanchéité,
- Sortie de la sonde du « Packer » qui pénètre dans la formation,
- Aspiration d'une petite quantité de fluide dans la chambre d'écoulement pour vérifier l'étanchéité,
- Passage du fluide pompé dans les modules **1970 BB** « Drawdown », **1970 RB** « large volume pump » et **1970 PB** « tank carrier », pour enfin ressortir de l'instrument par le **1970 GB** « Bore hole exit ». Cette étape continue jusqu'à ce que le fluide de formation soit détecté par le contrôle du r/c ou par le test de bulle (fig.II.3).

Une fois le filtrat purgé, le test de pression peut commencer afin de déterminer :

- La pression du réservoir à différentes profondeurs,
- La mobilité du fluide,
- Les gradients de pression et les densités des fluides,
- Les profondeurs des contacts entre fluides.

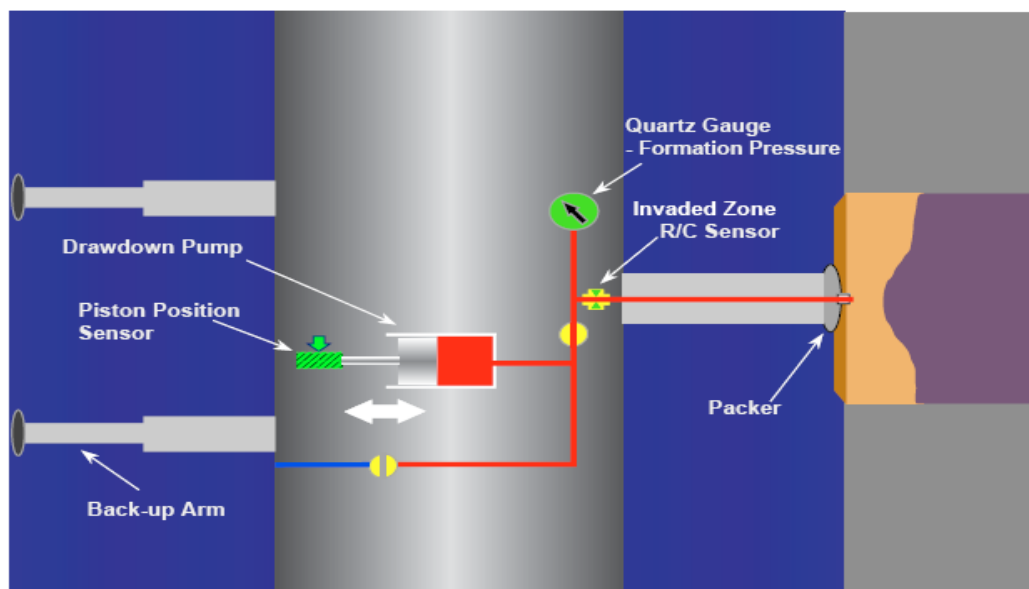


Fig.2.2 Processus du prétest (BEAKER, 2008)

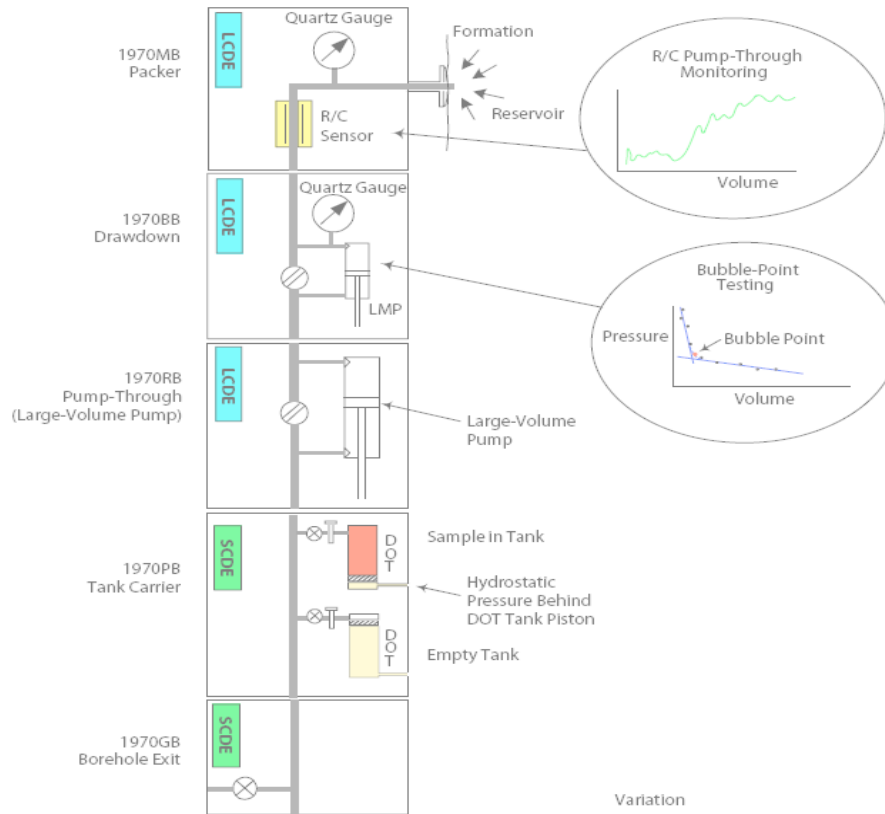


Fig.2.3 Schéma du prétest. (BEAKER, 2008)

2.4- LES INFORMATION APPORTEES

2.4.1- Détermination de la pression dans le réservoir

Le test d’écoulement est le processus de diminution de la pression du fluide en augmentant le volume. Dans ce contexte, le piston de la pompe est tiré vers l’arrière et crée un large volume dans la chambre d’écoulement. Jusqu’à ce que ce volume soit rempli, une différence de pression est créée et le fluide passe de la formation (pression élevée) à la chambre d’écoulement (pression faible).

Lors de ce test, le logiciel d’acquisition en surface, ECLIPS, fournit un plot en temps réel (fig.II.4) qui marque automatiquement la pression hydrostatique, la pression du début et fin d’écoulement et la pression de formation (BEAKER, 2008).

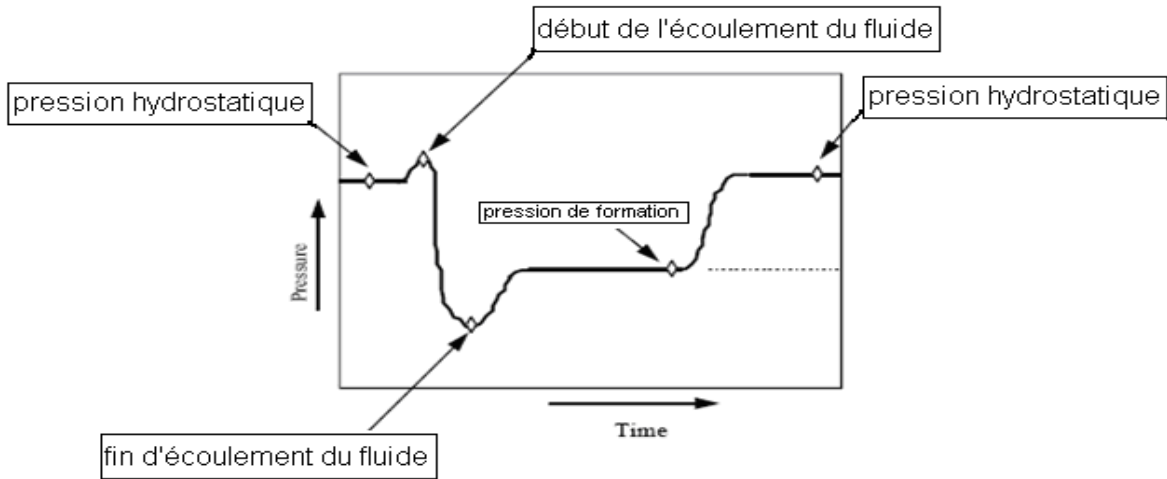


Fig.2.4 Courbe de la pression d’écoulement en fonction du temps. (BEAKER, 2008)

La pression enregistrée avant la mise en place du module “packer” est la pression hydrostatique dans le puits (fig.II.4). Quand le module “ packer” est mis contre la parois du trou en face de la formation à étudier, il en résulte une compression du fluide. S’en suit une chute de pression quand le piston de la chambre est tiré et qui indique la décompression du fluide jusqu’à la fin de son écoulement. La pression se met alors à réaugmenter (remonté de pression ou “**Buildup**“) pour se stabiliser à la pression de formation. Du retrait du “packer” résulte une remontée brusque de la pression à la pression hydrostatique.

2.4.2- La mobilité

La mobilité K/μ du fluide peut être estimée par deux méthodes :

- À partir de la portion “buildup“ de la courbe du test d’écoulement comme le montre la figure II.5. La mobilité s’écrit alors [5] :

$$K/\mu = C . q / (r_p . \Delta p) \text{ avec } q = V_c / \Delta t$$

Où : **C** le facteur de correction, **q** le débit, **V_c** le volume de la chambre d’écoulement, **K** la perméabilité, **μ** la viscosité, **r_p** le diamètre de la sonde, **Δt** le temps de l’écoulement et **Δp** la différence entre la pression de formation et la pression de fin d’écoulement.

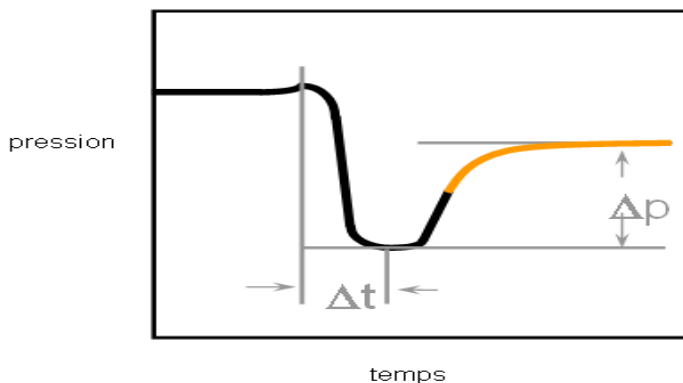


Fig.2.5 Courbe de la pression de formation en fonction du temps. (BEAKER, 2008)

- à partir de l’analyse du débit de la formation en fonction de la pression (FRA) qui est basée sur la loi de darcy, comme l’indique la figure II.6, où la mobilité représente la pente de la droite.

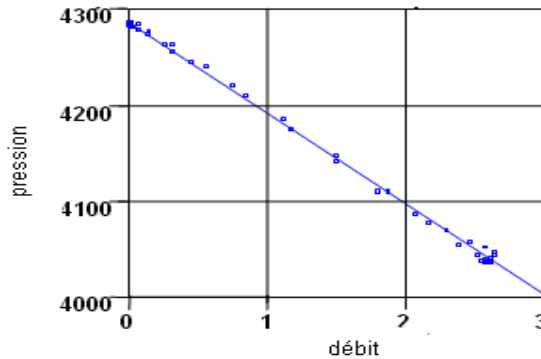


Fig.2.6 Exemple de courbe du débit de la formation en fonction de la pression (BEAKER, 2008)

2.5- EXPLOITATION DES DATA

2.5.1- Détermination des gradients :

Les pressions de formation enregistrées sont tracées en fonction de la profondeur vraie verticale (fig.II.7). Les pentes des droites correspondent aux gradients des fluides. Les densités en (g/ cc) sont obtenues en divisant le gradient calculé en (psi/m) par constant (0,703). Le tableau ci-dessous donne les densités des différents types de fluides.

TAB 2.2 Les densités des différents types de fluides (SONATRACH, 2008)

Type de fluide	Densité (g/cc)
Gaz	0.1 – 0.35
Condensât	0.5 – 0.65
Huile	0.67 - 0.8
Eau	1 – 1.2

2.5.2- Détermination des profondeurs des contacts entre fluides :

Les points d’intersection des droites, dans le plot pression de formation en fonction de la profondeur vraie verticale, correspondent aux profondeurs des contacts entre fluides (fig.2.7).

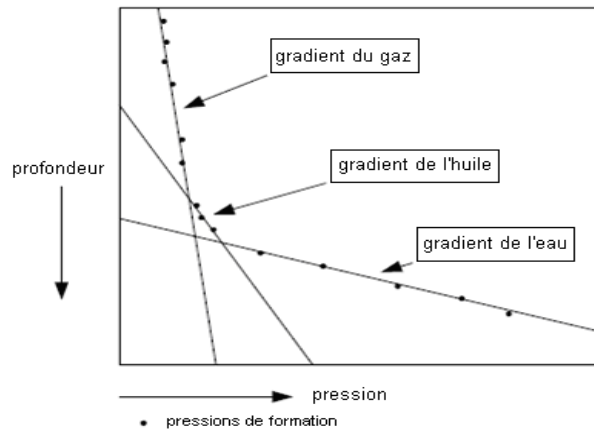


Fig.2.7 Exemple de courbe de la pression de formation en fonction de la profondeur. (BEAKER, 2008)

2.5.3- Ecoulement multiple :

L’un des autres avantages du RCI par rapport à un outil classique est que le volume et le débit de l’écoulement sont contrôlés de la surface. Cela nous permet d’effectuer plusieurs tests d’écoulements sans avoir à retirer l’outil et casser le joint entre le module “packer” et la formation.

La pression finale de la portion “Buildup”, dans la courbe pression de formation en fonction du temps, peut être contrôlée pour identifier n’importe quel effet de surcharge due à la boue. La figure II.8 est un schéma représentatif de trois tests d’écoulements successifs, le début et la fin des tests correspondent à la pression hydrostatique dans le puits. Le premier test montre une pression de la formation plus grande par rapport aux deux tests suivants, on explique cette pression comme étant un effet de surcharge ou un effet de compressibilité tel que du gaz résiduel restant dans la conduite de l’outil après une prise d’échantillon de gaz.

L’avantage de l’écoulement multiple est de réduire l’incertitude lors de la détermination des gradients et de vérifier la précision du test (BEAKER, 2008).

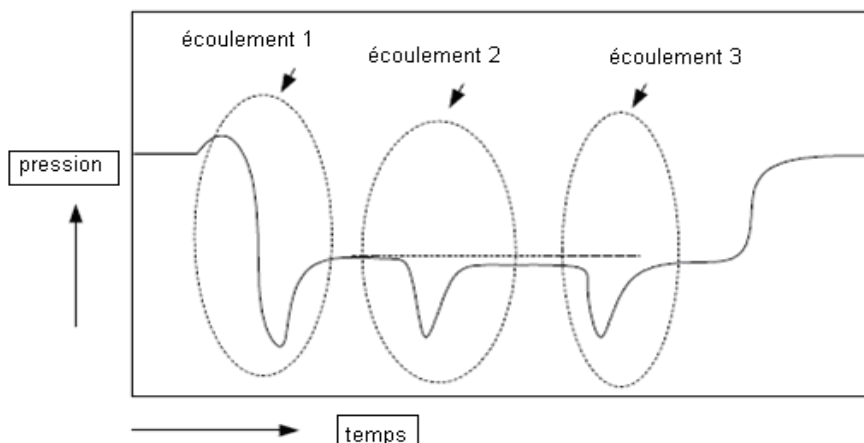


Fig.2.8 Exemple de trois tests successifs d’écoulement (BEAKER, 2008).

Un exemple d'une courbe de pression de formation en fonction de la profondeur, obtenue à partir d'un test d'écoulement multiple, est présente en figure ii.9. On y observe des pressions élevées du premier écoulement dues à l'effet de **superrcharged**, ces pressions ne sont pas considérées lors du trace de la courbe, tandis que pour les écoulements 2 et 3 on observe des pressions bien alignées qui permettent le calcul du gradient avec une bonne précision.

Afin de s'assurer de la qualité de chaque test de l'écoulement multiple, on contrôle :

La stabilité de la pression et de la température :

La température doit être inférieure à $0.2 \text{ }^\circ\text{F} / \text{min}$,

La pression doit être inférieure à $0,05 \text{ psi} / \text{min}$,

La répétitivité :

La différence entre deux pressions de formation successives doit être inférieure à $0,05 \text{ psi}$,
l'analyse du FRA

Test valide en accordance avec la loi de darcy.

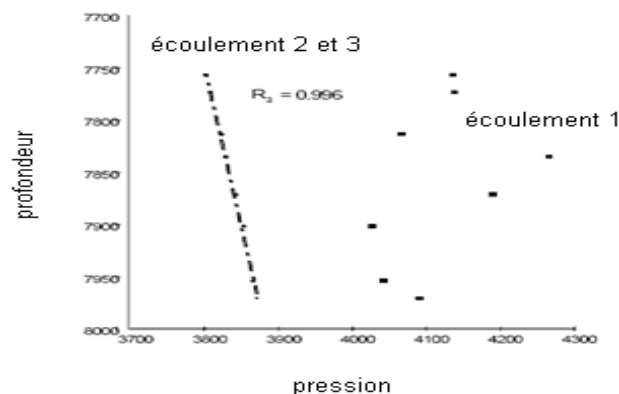


Fig.2.9 Exemple d'un plot de pression en fonction de la profondeur issu d'un test d'écoulement multiple (BEAKER, 2008)

2.6- ECHANTILLONNAGE

Le RCI est aussi conçu pour traiter les problèmes associés à l'obtention d'un échantillon de bonne qualité. Les deux principaux problèmes affectant la qualité de l'échantillon sont :

- la contamination au filtrat de boue qui affecte les analyses de laboratoire. Pour cela, on doit s'assurer qu'elle soit réduite au minimum (5%) avant la collecte de l'échantillon de la formation,
- les altérations des propriétés des fluides qui sont dues à la chute de pression. Pour cela, on doit maintenir la pression de l'échantillon au-dessus de la pression de bulle afin d'empêcher le gaz et l'asphalte de sortir de la solution.

2.6.1- Processus d'échantillonnage :

La figure II.10 est un schéma simplifié du RCI, avec la plupart des vannes pour effectuer un échantillonnage après que le filtrat de boue soit purgé. Le processus d'échantillonnage est le même que pour les mesures de pressions, en plus d'ouvrir les valves pour le remplissage des citernes.

Certains tests doivent être effectués au préalable afin d'assurer l'intégrité de l'échantillon.

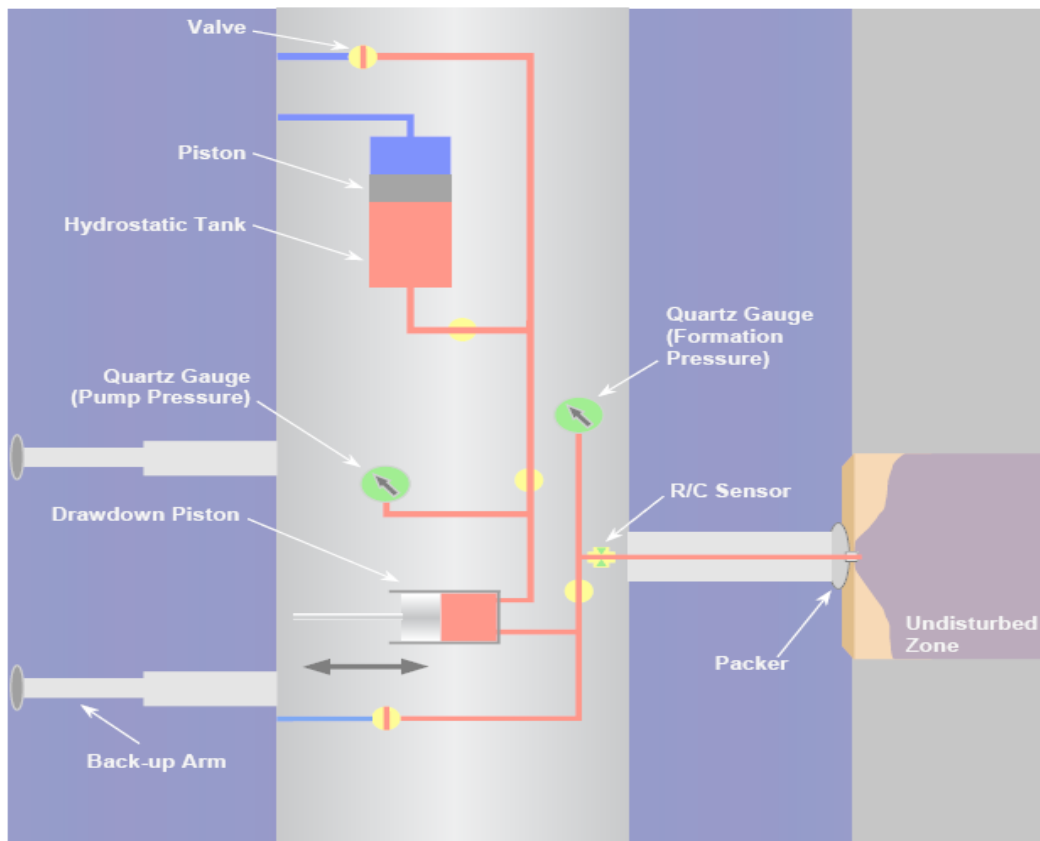


Fig.2.10 Processus d'échantillonnage. (BEAKER, 2008)

2.6.2- Tests effectués avant échantillonnage :

a) Test de mobilité : ce test sert à déterminer la facilité du fluide à se déplacer à travers les formations ; la mobilité est estimée à partir du graphe de la pression de formation en fonction du temps, dans la partie test de pression (fig.2.5).

b) Elimination du filtrat de boue : cette opération consiste à éliminer le filtrat de boue en le pompant hors de la formation.

c) **Description du fluide** : en utilisant le capteur diélectrique R/C durant l’opération de pompage qui consiste à mesurer la résistivité et la permittivité en fonction du temps, on distingue le type de fluide pompé. La figure II.11 montre un exemple de réponse du capteur R/C durant une opération de pompage ; on y observe une très basse résistivité jusqu’à 5600 s qui est dûe à la présence d’eau, suivie d’une augmentation de résistivité qui indique le changement de fluide et la présence d’hydrocarbures.

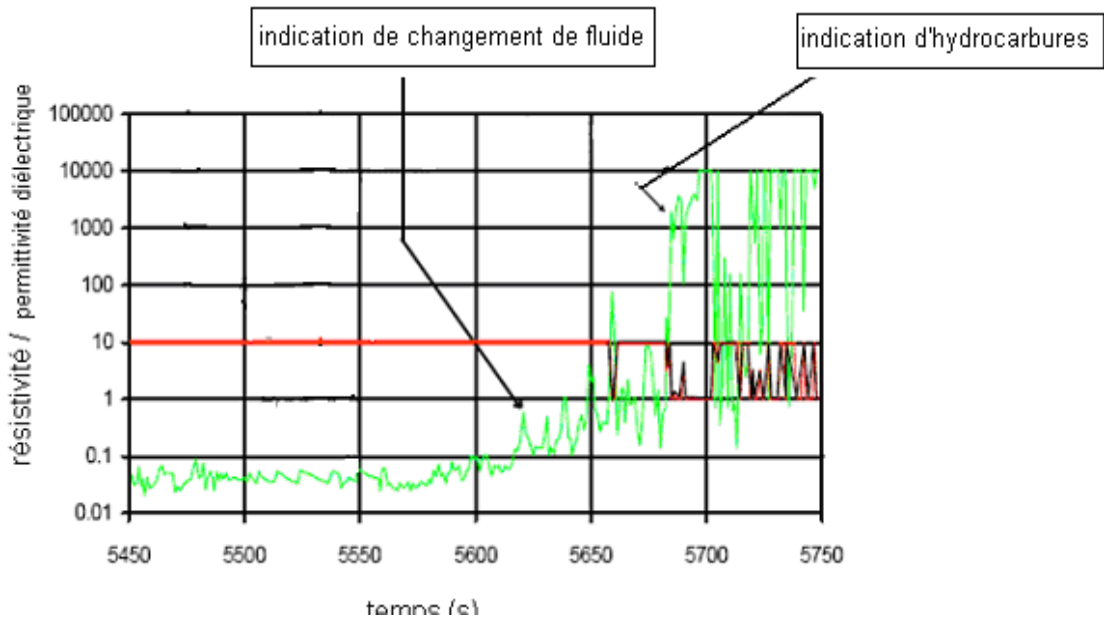


Fig.2.11 Exemple de réponse du capteur R/C durant une opération de pompage avec :

—résistivité, — permittivité diélectrique (BEAKER, 2008).

TAB.2.3 Les résistivités et les permittivités des différents fluides (BEAKER, 2008)

Type de fluide	Résistivité (ohm.m)	Permittivité (F/m)
Gaz	5000 – 10000	1 - 1.4
Mixture (huile/gaz)	5000 – 10000	1.4 - 1.9
Huile	5000 – 10000	1.9 - 2.4
Mixture (huile/eau)	50 - 5000	2.4 - 50
Eau douce	1 - 50	70 - 80
Eau salée	< 1	50 - 80

Il existe une situation où le R/C ne permet pas une distinction de fluide, c’est celle de la boue à huile et de l’huile de formation. Dans ce cas, un test de séparation de phase ou test de la pression de bulle, est nécessaire (test de Pb).

d) Mesure de la pression de bulle P_b : cette mesure est effectuée afin de différencier entre le filtrat de boue à huile et l'huile de formation et pour connaître la pression de bulle en temps réel, et de cela, éviter la séparation de phase lors de la remonté des échantillons en surface, en pressurant les bouteilles d'échantillonnage.

Les figures II.12 et II.3 montrent un exemple de test de séparation de phase. La pression de bulle correspond à la pression du premier point à partir duquel la droite de pression en fonction du volume de la plus faible pente se dévie.

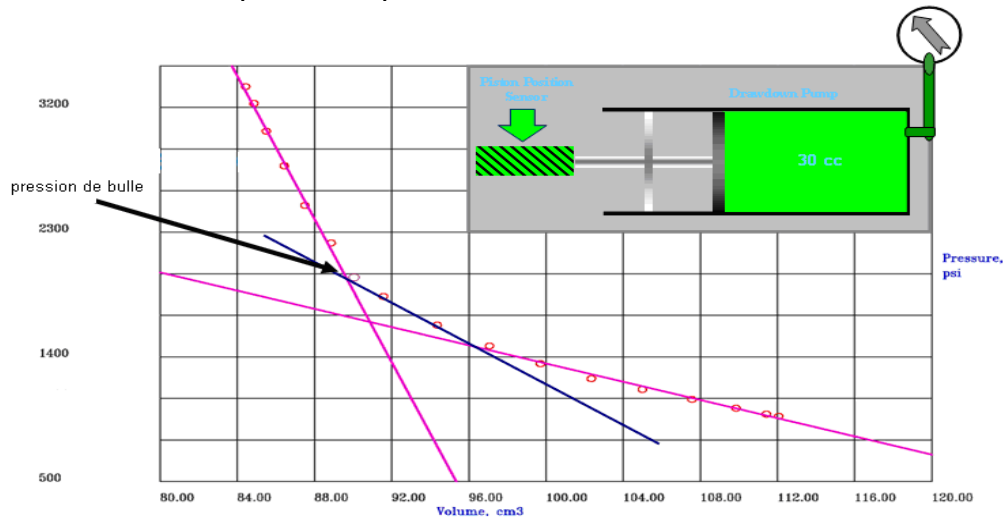


Fig.2.12 Exemple de test de bulle. (BEAKER, 2008)

2.6.3- La collecte d'échantillons :

Le RCI peut collecter jusqu'à quatre échantillons en même temps. Ses quatre citernes peuvent être pressurisées pour réduire la possibilité de séparation de phase lors de la remontée en surface. La valeur de la pressurisation est déterminée lors du test d'expansion.

2.7- LA CARACTERISATION DES FLUIDES

Le module "sample view" est une partie intégrale des services du RCI. Son but principal est de contrôler en temps réel le fluide pompé pour compléter la caractérisation des fluides.

Il existe deux versions du module "sample view", le "sample view IA" et le "sample view IB".

2.7.1- Le "sample view IA et IB" :

C'est un analyseur de fluide qui utilise la spectroscopie d'absorbance, avec des canaux optiques dans le domaine visible et de l'infrarouge. Certains sont utilisés comme indicateurs de la qualité de l'huile. Les autres indiquent la présence de l'eau et des hydrocarbures.

a)- Principe: une source de lumière émet des rayons qui passent à travers une première fenêtre optique, avant de traverser le fluide à analyser, puis ressort à travers une deuxième

fenêtre optique. L'intensité de la lumière est réduite pour certaines longueurs d'ondes plus que pour d'autres. Par cela, on obtient un spectre d'absorption de ce fluide (fig.II.13). (BEAKER 2008).

b)- Identification des fluides : le spectre fourni par le "sample view" est utilisé pour identifier :

- Le type de fluide qui coule a travers l'outil ;
- Sa densité API;
- Sa viscosité ;
- Le niveau de sa contamination minimum.

Il permet également:

- La Détection du méthane
- La détermination du rapport huile/ gaz (GOR).

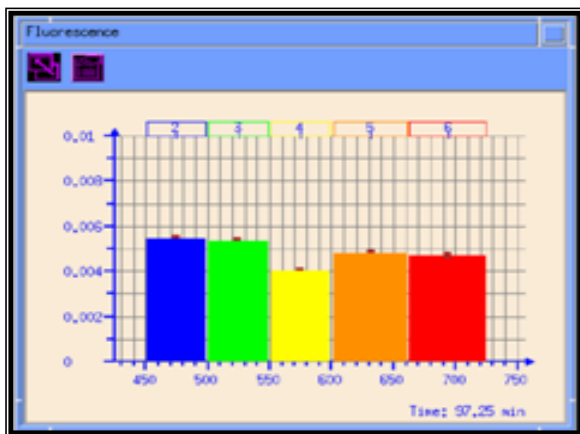


Fig.2.13 Exemple de spectre des fluides avant la stabilité (pendant le temps de l'absorption de fluides de formation) (BEAKER 2008)

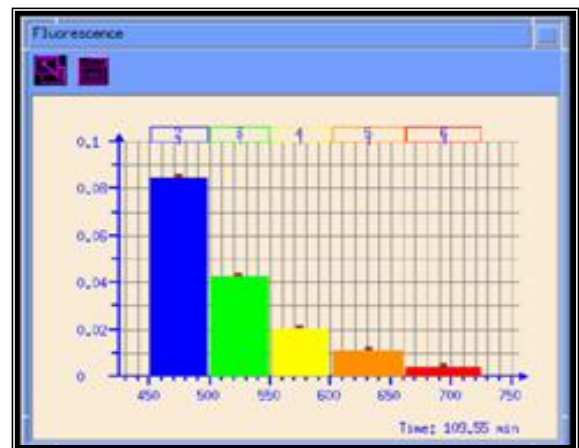


Fig.2.14 Exemple de spectre des fluides après la stabilité (pendant le temps de l'absorption de fluides de formation) (BEAKER 2008)

**PARTIE
PRATIQUE:
CHAPITRE III
EVALUATION DU
RESERVOIR
(TAGI)
A L'AIDE
D'OUTIL RCI**

III.1- INTRODUCTION

L'évaluation d'un réservoir consiste à le caractériser de point de vue, pétrophysique et de paramètres de production.

III.2- EVALUATION PETROPHYSIQUE D'APRES LES LOGGINGS

• 2.1- CAS DU PUITES SF5

Le TAGI au niveau de SF5 (Fig. N° 2, 3,4) est divisée de bas en haut en trois niveaux. Ces derniers constituent 5 intervalles A, B, C, D et E et présentent une quantité de fluides.

Le niveau TAGi Lower : L'intervalle [E (3001,00-3014,00m)].

Le niveau TAGi middle : Les intervalles [C (2953,80 - 2960,50m), D (2969,50 - 2995,90m)].

Le niveau TAGi Upper : Les intervalles [A (2906,30-2915,00 m), B (2931,00-2941,10 m)].

• 2.2- CAS DU PUITES SF6

Le TAGI au niveau de SF6 (Fig. N° 5 ,6 ,7) est divisé de bas en haut en trois niveaux. Ces derniers constituent 4 intervalles A, B, C, D et il est présent une quantité de fluides.

Le niveau TAGi Lower : L'intervalle [D (2998,50 - 3005,99m)].

Le niveau TAGi middle : Les intervalles [C (2969,01 -2975,01 m), C (2984,01 - 2986,51m)].

Le niveau TAGi Uppre : L'intervalle [A (2923.01 -2952.01 m)].

• 2.3- CAS DU PUITES SF7

Le puits SF7 (Fig. N° 8, 9,10) est un cas particulier, car il ne contient pas d'huile avec les proportions requises. Il est aussi aquifère plongé dans le plan d'eau.

Le niveau TAGi Lower : L'intervalle [C (3060,51m - 3095,99 m)].

Le niveau TAGi middle : L'intervalle [B (3040,01m -3949,5 m)].

Le niveau TAGi Uppre : L'intervalle [A (2977,02 m -2984,01 m)].

2.4- ANALYSE DE TABLEAU

Le tableau ci-dessous (Tab.1) montre les résultats des différentes valeurs des variables qui enregistrées dans les trois puits, (SF5 ,SF6 et SF7), où ce changement peut être observé dans les différents niveaux de réservoir TAGi, Et note la croissance à haute valeurs pour la saturation d'eau (S_w) sont les plus grands dans le niveau (Lower) du réservoir et sont estimé comme un pourcentage de 100 % , est évident dans les puits de SF5,SF6, comme représenté dans les élans liées à chaque puits, mais cet pourcentage il reste comme une valeur exceptionnel dans le puits SF7, qui couvrent tous les niveaux (Upper, Middle, Lower) , car il manque la présence d'huile, seulement qu'il a trouvé comme indice.

Ceci est illustré sur les valeurs de densité (**1.4 g/cc**) enregistrées dans le niveau (Lower) du ce puits, et également pour les autres puits à même niveau (Lower).

Mais il reste une remarque des plusieurs alternance régulière pour les égards de la convergence des autre valeurs pétrophysique (Rt90, \emptyset , GR, VSH, K), Et si nous devons renoncer à l'analyse des trois niveaux du Puits SF7, en raison de l'absence de ses actions sur la quantité d'huile que vous verrez ce grâce à des résultats Rt 90 [0,4 – 6 ohmm].

En ce qui concerne les puits SF 6, SF5, il est raisonnable d'une présence de la proportion de l'huile dans chacune des niveaux (Upper et Middle) on peut le voir dans chacun des quatre intervalles spécifiés (A-D) dans -SF 5 et des valeurs bien définies

- $\emptyset = (14,24 - 17,50 \%)$
- $K = (180 - 600 \text{ md})$
- $Rt90 = (40 - 200 \text{ ohm.m})$
- $d = (0,61 - 0,66 \text{ g/cc})$

Et apparaît également dans trois intervalles (A–C) sur le puits SF- 6 et le bien illustré par les résultats

- $\emptyset = (12,49- 15,22 \%)$
- $K = (40 - 200 \text{ md})$
- $Rt90 = (6 - 400 \text{ ohm.m})$
- $d = (0,54 - 0,64 \text{ g/cc})$

TAB.3.1 Les valeurs pétrophysiques enregistrés par diagraphie du réservoir TAGI des puits SF5, SF6 et SF7.

Puits	Niveaux De TAGI	Les intervalles	Ep (m)	Mesures des paramétrés pétrophysique						
				Porosité (%)	Perméabilité (md)	Densité (g/cc)	Rt 90° (ohmm)	Sw (%)	VSH (%)	GR (API)
SF5	Niveau Upper	A	8,3	14,24	200-400	0,63	40- 60	20	13,5	52,54
		B	10,1	17,50	180-200	0,61	60-80	25	5,84	73,40
	Niveau middle	C	6,7	15,82	200-600	0,64	80-200	35	10	37,5
		D	26,4	16,69	180-220	0,66	18-180	40	13,2	75,43
	Niveau Lower	E	13,0	16,38	200-800	1,25	0,6 -2,0	100	9,31	31,68
SF6	Niveau Upper	A	29	15,22	180-200	0,63	80- 400	15	15	63,76
	Niveau middle	B	8,5	13,87	40-180	0,64	10-200	30	10.34	48,09
		C	2,5	12,49	40-160	0,54	6 – 20	39	25	4,04
	Niveau Lower	D	7,49	15,34	40-160	1,30	1,6	100	10	37,01
SF7	Niveau Upper	A	6,99	15,97	80-120 (92,84)	1.4	0,8 – 2	100	14	40
	Niveau middle	B	9,49	14,32	80-100 (69,82)	1.4	0,4 – 3	100	25	37,5
	Niveau Lower	C	35,48	19,53	20-80	1.4	0,4 – 6	100	35	62,5

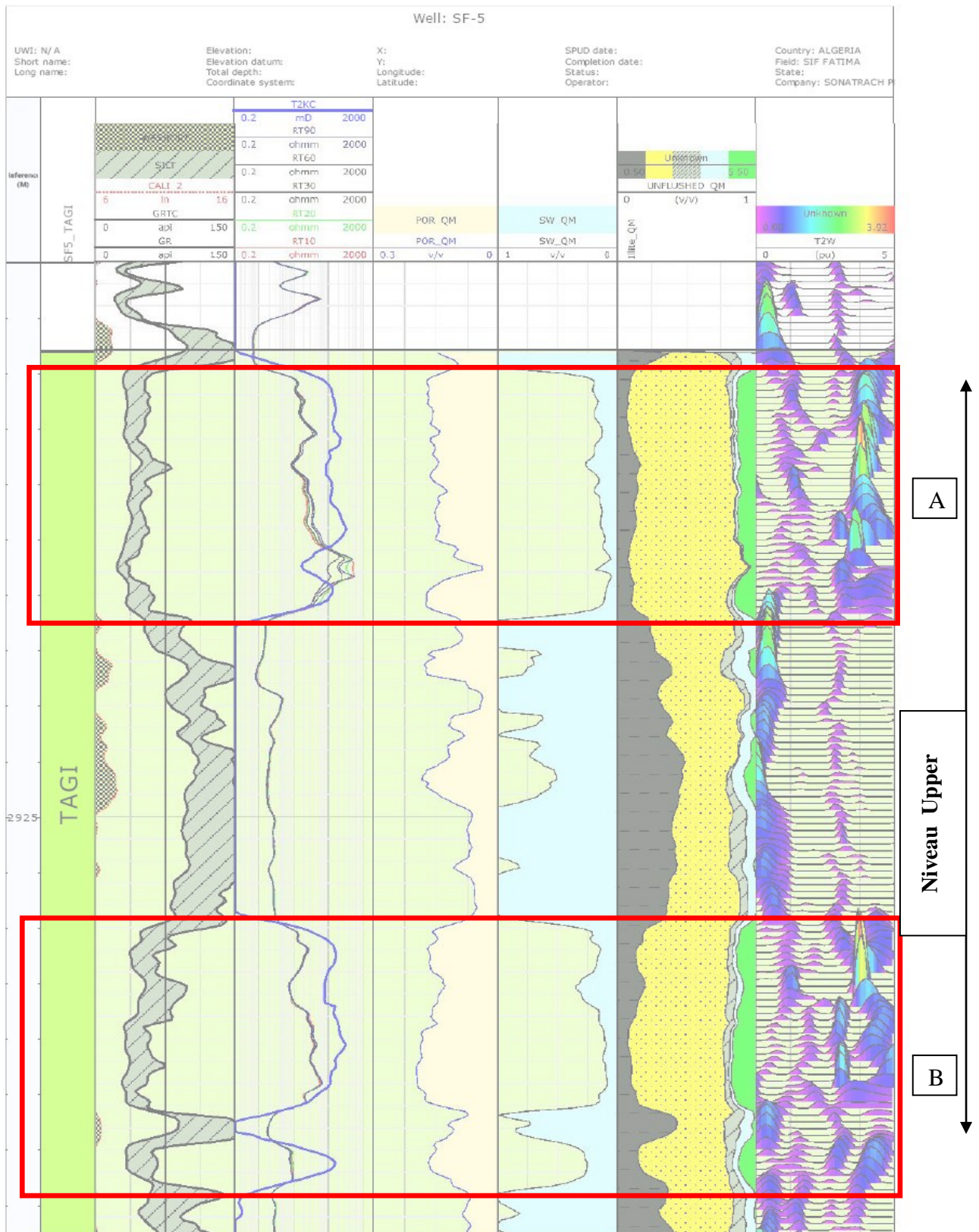


Fig.3.1 L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF5 Les intervalles (A et B) de niveau Upper (SONATRACH, 2012).

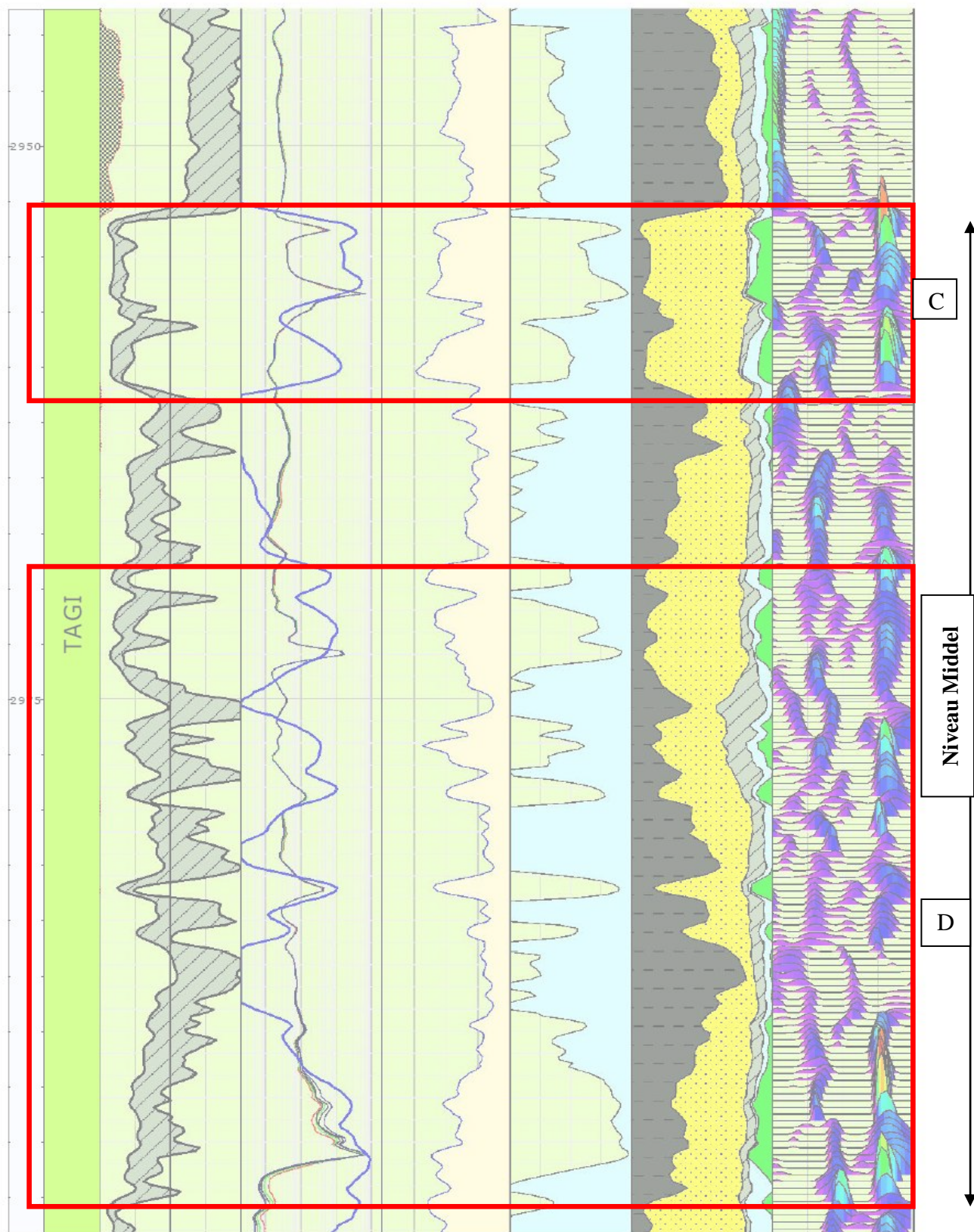


Fig.3.2 L’elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF5 les deux intervalles (C et D) de niveau Middle (SONATRACH, 2012).

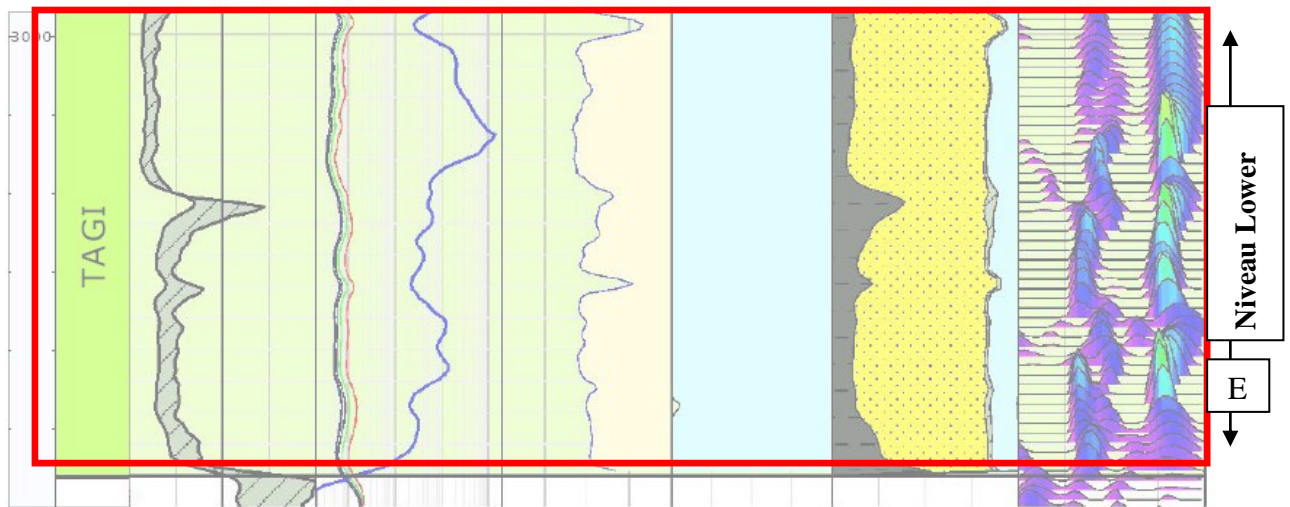


Fig.3.3 L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF5 l'intervalle (E) Lower (SONATRACH, 2012)

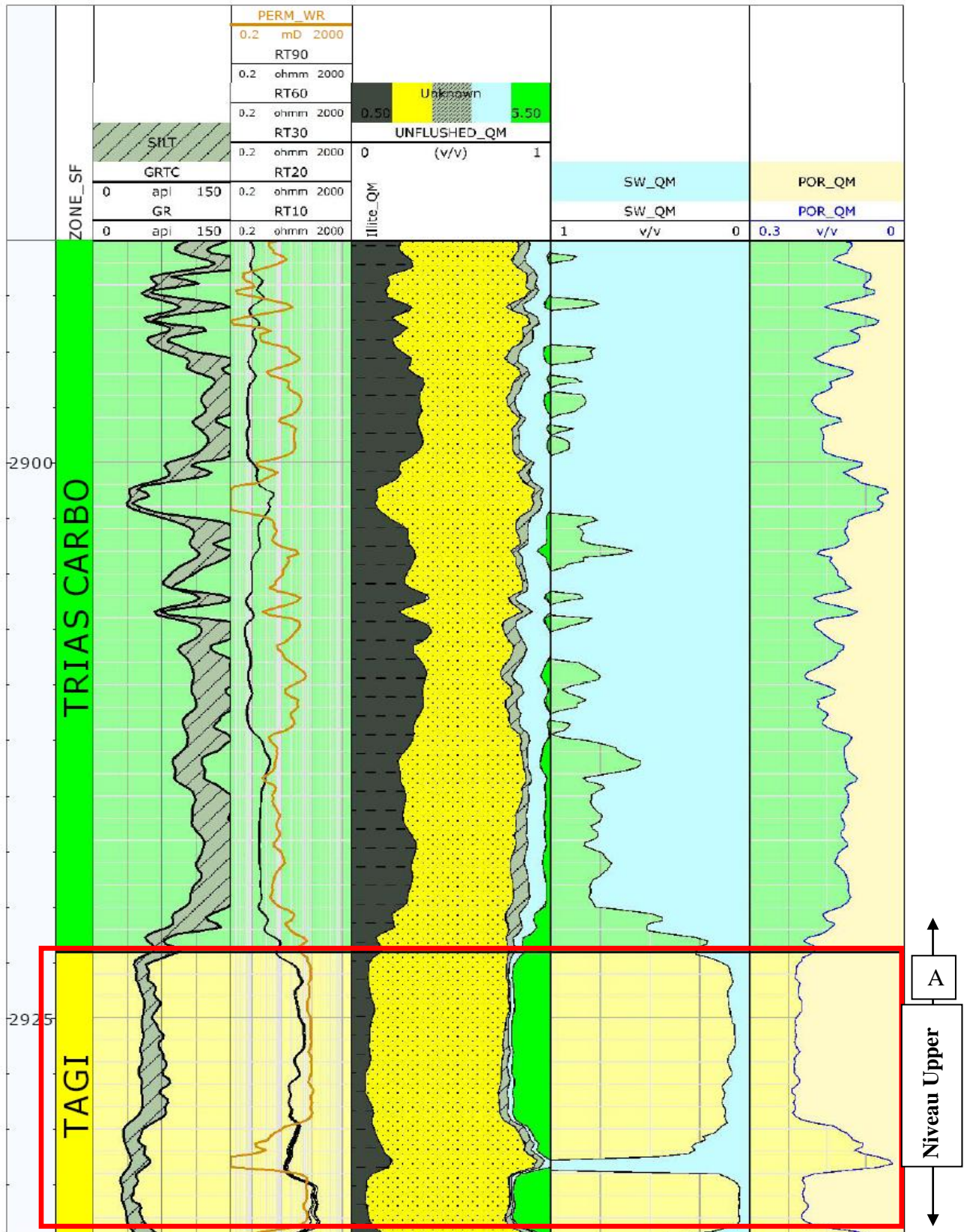


Fig.3.4 L'elan diagramme de réservoir TAGI de puits SF6 l'intervalle (A) de niveau Upper (SONATRACH, 2012)

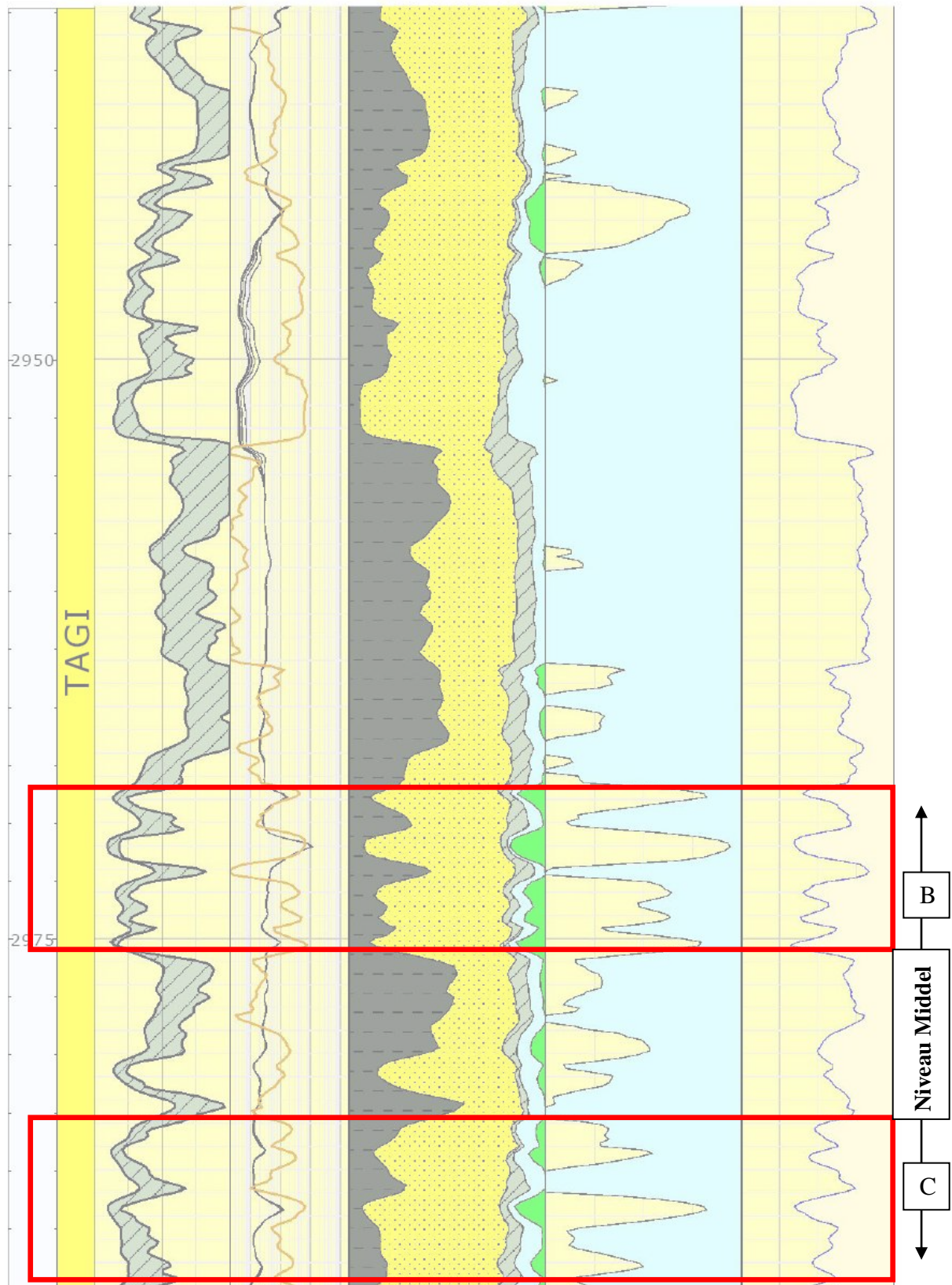


Fig.3.5 L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF6 le deux intervalles (B et C) niveau Middle (SONATRACH, 2012).

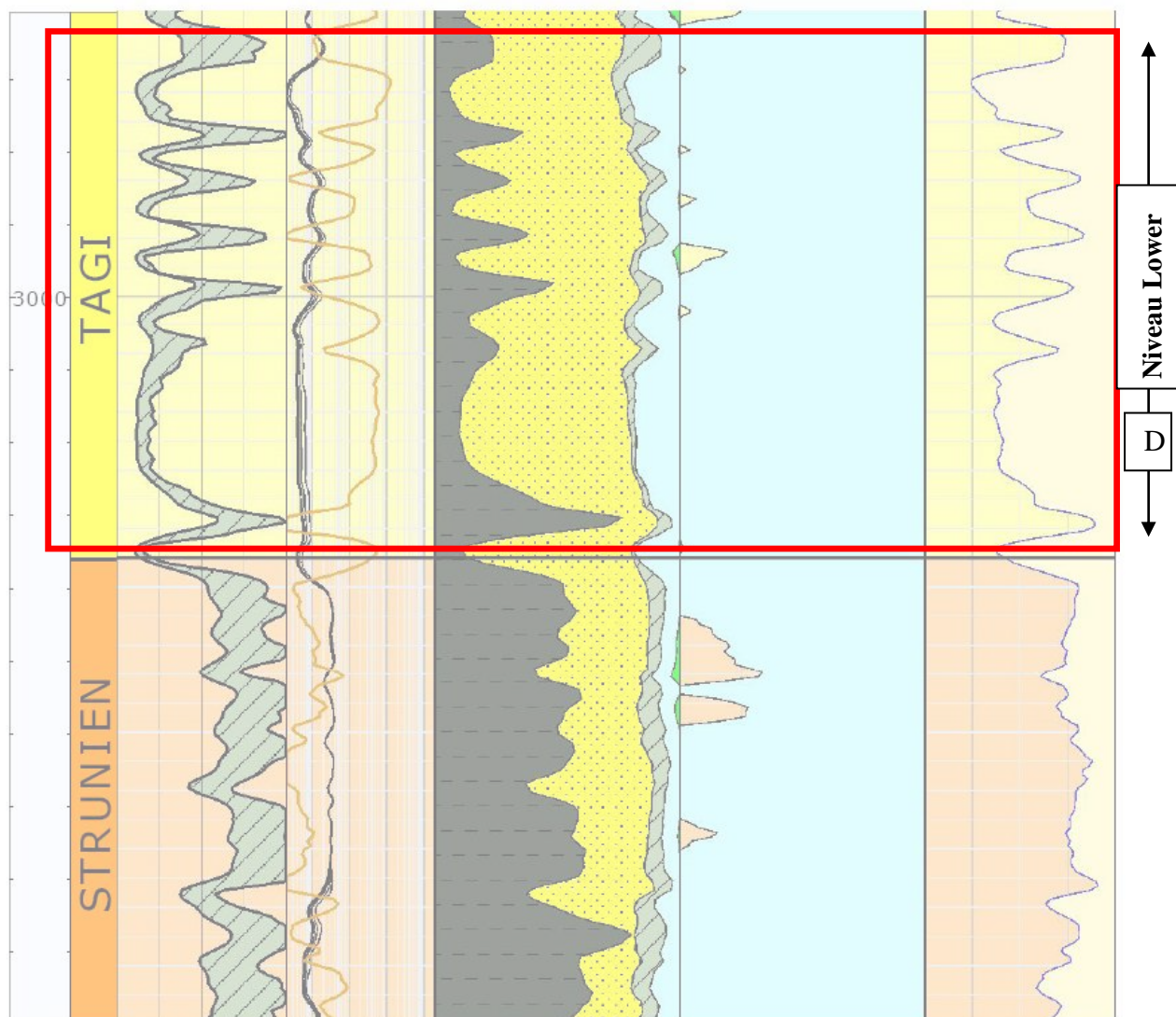


Fig.3.6 L’elan diagraphique de reservoir TAGI de puits SF6 l’intervalle (D) de niveau Lower (SONATRACH, 2012).

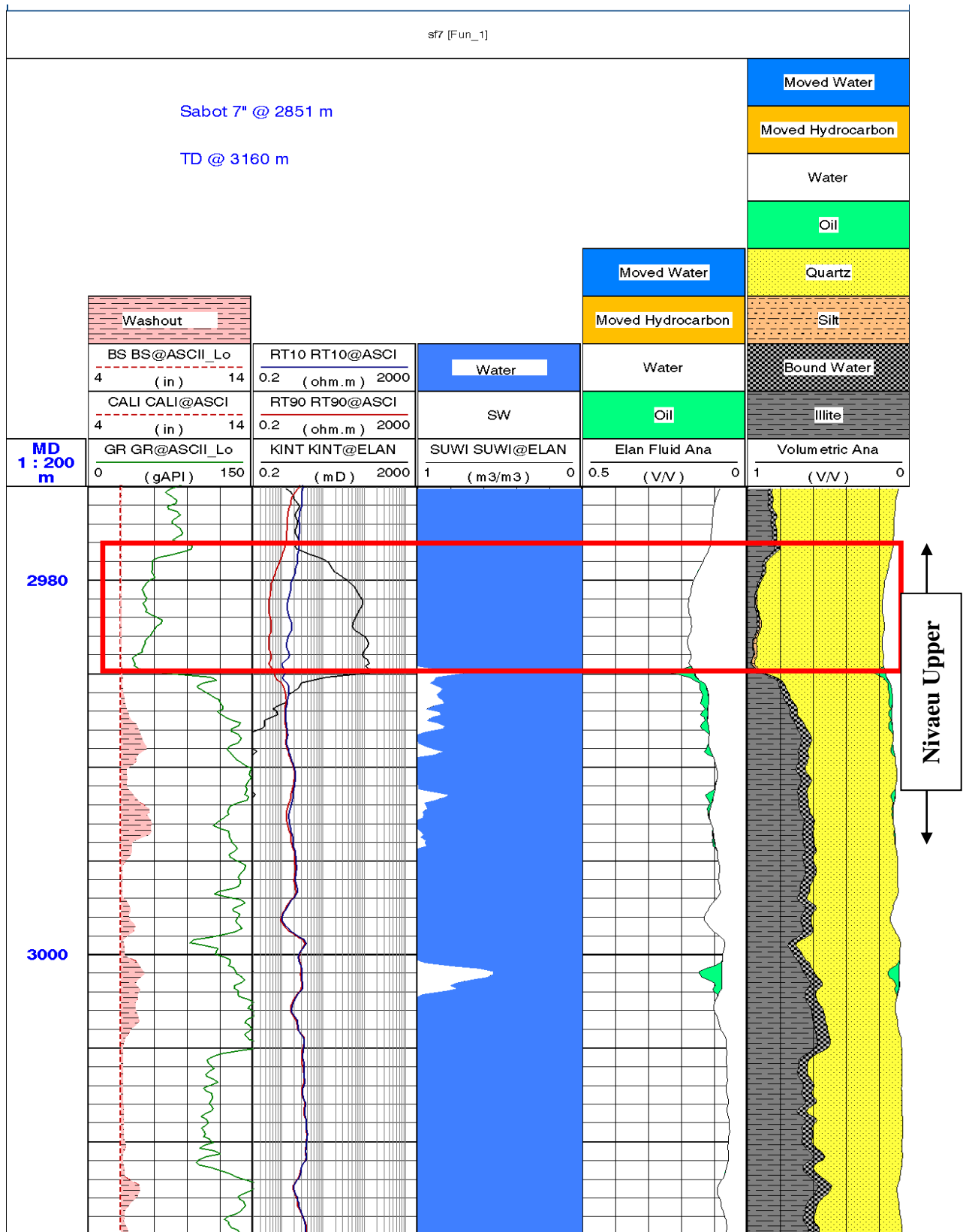


Fig.3.7 L'elan diagraphique de reservoir TAGI de puits SF7 l'intervalle (A) de niveau Upper (SONATRACH, 2012).

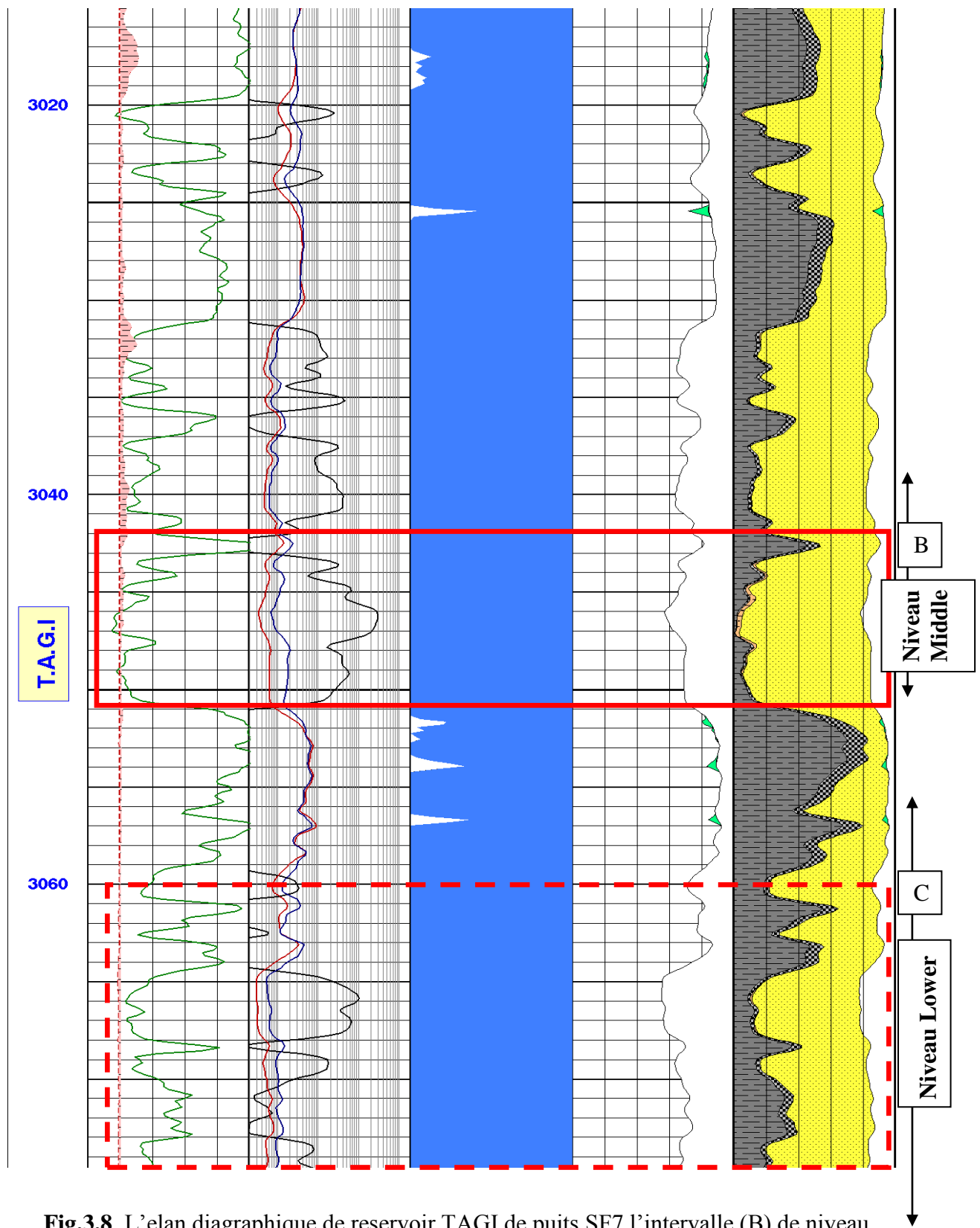


Fig.3.8 L'elan diagramme de reservoir TAGI de puits SF7 l'intervalle (B) de niveau Middle (SONATRACH, 2012).

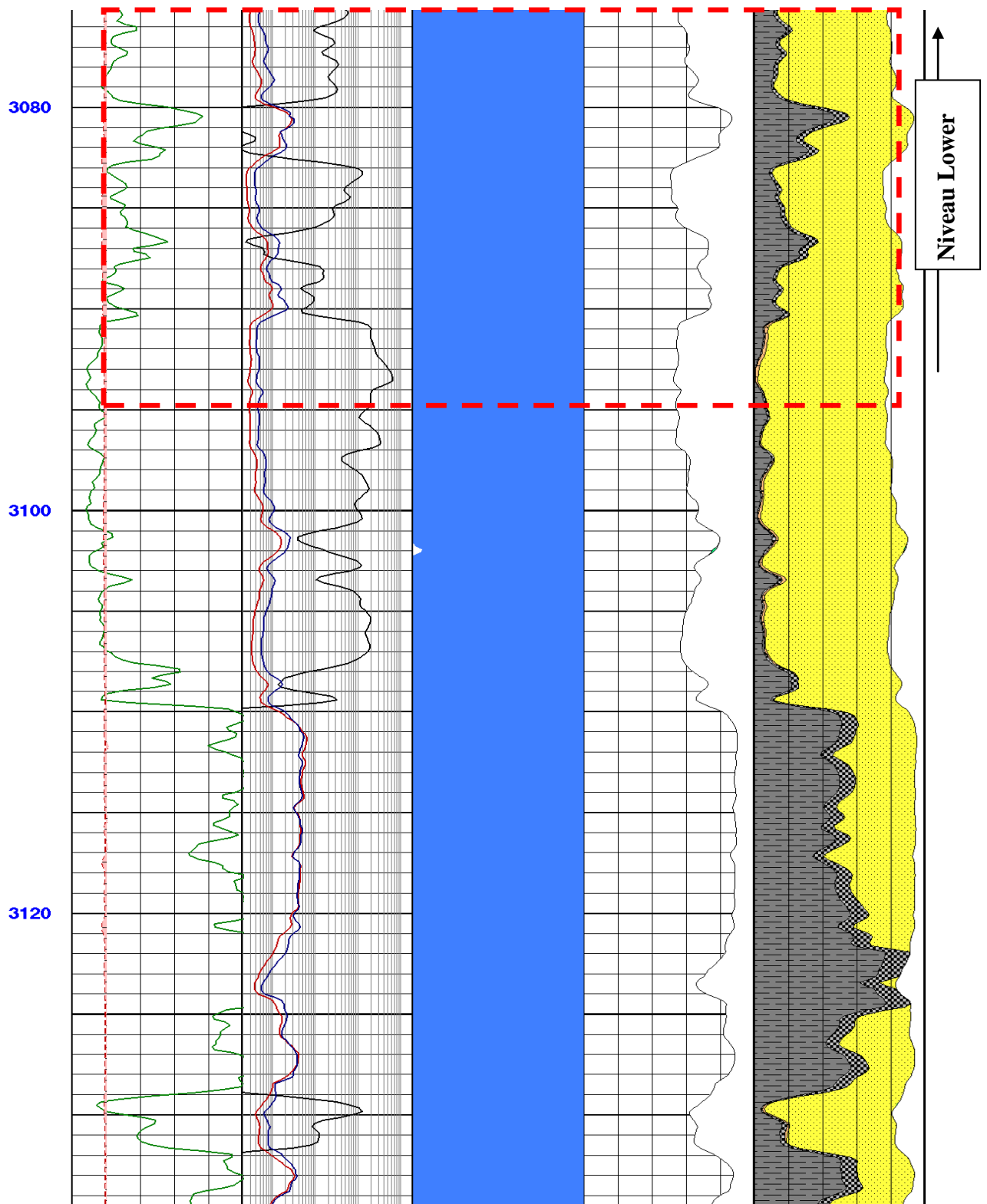


Fig.3.9 L'elan diagraphique de réservoir TAGI de puits SF7 l'intervalle (C) de niveau Lower (SONATRACH, 2012).

III.3- EVALUATION DU RESERVOIR AVEC LE RCI

3.1- DETERMINATION DE LA NATURE DES FLUIDES ET LE POINT DE CONTACT ENTRE FLUIDES.

L'outil RCI fournit des mesures de pression à plusieurs profondeurs choisies. Les résultats de ces tests sont liés à la pression de la formation géologique. En traçant un graphe de pression de formation en fonction de profondeur, on peut identifier le type de fluide et donc les contacts entre les différents fluides de formation.

En effet, les pentes des droites définissent la nature du fluide (gradients), par conséquent la détermination des contacts est traduite par le changement de la pente des droites de pressions. La profondeur du contact est obtenue par la projection du point d'intersection des deux droites de pentes différentes.

Après les résultats enregistrés avec les outils diagraphie, nous sommes passés à l'étape de l'enregistrement des mesures de pression avec l'outil RCI, dans les réservoirs des trois puits.

3.1.1- CAS DU PUIT SF5

3.1.1.1- Discussion et interprétation

Les résultats du RCI sont présentés sur le tableau (TABIII.2). Le diagramme des pressions au niveau du TAGI en fonction de la profondeur, fait sortir 5 zones (A, B, C, D et E). Les différents intervalles sont représentés par des droites avec une même pente pour A, B, C, D, indiquant la présence d'un même fluide. Par contre l'intervalle E, la droite des pressions en fonction de la profondeur est caractérisée par une pente moins prononcée que les précédentes, traduisant un fluide plus dense qui est l'eau. Le plan d'eau peut être positionné à la cote 2997,5m.

3.1.1.2- Exploitation de résultats d'interprétation

A partir des mesures enregistrés par l'outil RCI de mesure de pression de formation, on conclue que le plus bas niveau d'huile dans ce puits est situé à (2997,50 m), donc l'intervalle de perforation doit être situé entre (2953,80 et 2985,00 m) ceci est en tenant compte de la marge de protection contre la montée de l'eau où nous devons mettre un bouchon de ciment à environ de (12,5m). Aussi l'intervalle entre (2931,0 et 2941,10 m) contient une quantité pour la production de pétrole, à partir l'ELAN de SF5 (Fig.III.1 et 2 et 3) donc l'intervalle total de perforation est situé entre 2906 et 2985. Selon l'interprétation des diagraphies

conventionnelles on peut distribuer les perforations dans cet intervalle et à partir de lecture de l'ELAN. Les intervalles choisis comme pour la perforation sont comme suit : A (2907,06 – 2915) et B (2931,00 – 29941,10).

TAB.3.2 Les mesures de test de pressions réalisées dans le puits SF5.

RESERVOIR	NIVEAU	L'INTERVALLE	Prof en (m)	P _F (Psi)	P _H (Psi)	Mobilité (md/cp)	Remarque		
RESERVOIR TAGI DE PUIITS SF5	TAGI UPPER	A	2906,30	4337,51	4693,67	124	Good test		
			2907,60	4338,68	4695 .00	133	Good test		
			2910,00	4341,16	4697.77	111	Good test		
			2912,50	4343,32	4700.24	92,4	Good test		
			2915,00	4345,30	4702,53	414	Good test		
		B	2931,00	4358,61	4717,80	425	Good test		
			2932,00	4359,82	4719.13	37,9	Good test		
			2935,50	4362,59	4722,29	316	Good test		
			2936,80	4363,67	4723,39	525	Good test		
			2937,50	4364,20	4724,18	309	Good test		
			2940,10	4366,68	4726,98	33,9	Good test		
			2941,10	4367,71	4728,13	49,9	Good test		
			TAGI MIDDLE	C	2953,80	4670,89	5032,87	847	Good test
					2955,20	4672,43	5034,58	54,8	Good test
	2956,60	4673,49			5035 ,81	534	Good test		
	2959,10	4675,92			5038 ,55	16,9	Good test		
	2960,50	4677,06			5039,86	208	Good test		
	D	2969,50		4654,14	5018,04	543	Good test		
		2971,30		4635,36	4999,48	359	Good test		
		2973,00		4637,08	5001,41	111	Good test		
	TAGI LOWER	E	2993,00	4655,83	5022,61	165	Good test		
			2995,90	4658,39	5025,53	372	Good test		
				3001,00	4666,75	5034,51	477	Good test	
			3004,00	4672,07	5040,20	133	Good test		

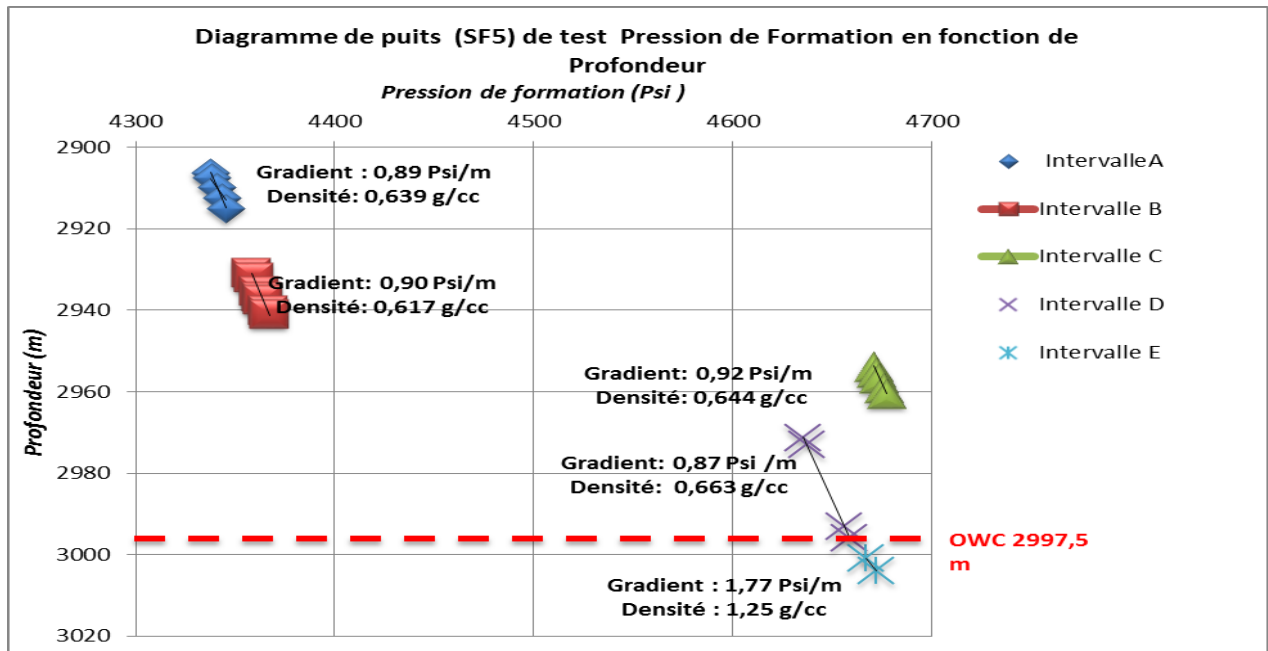


Fig.3.10 Diagramme (A) des pressions de formation dans les intervalles de réservoir TAGI SF5 avec la détermination de point de contact Oil/Water.

3.1.2- CAS DU PUITES SF6

3.1.2.1- Discussion et interprétation

Les résultats du RCI sont présentés sur le tableau (**TAB3.3**). Le diagramme des pressions au niveau du TAGI en fonction de la profondeur, réalisé ressort 4 zones (A, B, C, D). Les différents intervalles sont représentés par des droites avec une même pente pour A, B, C, indiquant la présence d'un même fluide. Par contre l'intervalle D, la droite des pressions en fonction de la profondeur est caractérisée par une pente moins prononcée que les précédentes, traduisant un fluide plus dense qui est l'eau. Le plan d'eau peut être positionné à la cote 2991,5m.

3.1.2.2- Exploitation de résultats d'interprétation

A partir des mesures enregistré par les outils de diagraphie et l'interprétation des résultats de l'outils RCI, on conclue que le plus bas niveau d'huile dans ce puits est situé 2986,51 m, de profondeur donc l'intervalle de perforation doit être situé entre 2923 et 2952 m ceci est en tenant compte de la marge de protection contre la montée de l'eau où nous devons mettre un bouchon de ciment à environ de 17 m. Aussi l'intervalle entre 2969,01m et 2975,00m de contient une quantité pour la production de pétrole, à partir L'ELAN de SF6 (**Fig3.4 et 5 et 6**) donc l'intervalle totale de perforation est situé entre 2923m et 2970m.à partir la lecture d'elan, les intervalles choisis comme pour la perforation sont comme suit : A (2923,01–2952m).

TAB 3.3 Les mesures de test de pressions réalisées dans le puits SF6 (SONATRACH, 2012)

Réservoir	Niveau	L'intervalle	Prof en (m)	P _F (Psi)	P _H (Psi)	Mobilité (md/Cp)	Remarque
Réservoir TAGI de puits SF6	TAGi Uppare	A	2923,01	4356,88	4715,09	563	Good test
			2925,02	4358,52	4716,97	855	Good test
			2926,01	4359,5	4718,07	452	Good test
			2930,49	4363,17	4722,29	511	Good test
			2933,01	4365,26	4724,69	1210	Good test
			2934	4366,12	4725,67	740	Good test
			2946,01	4378,6	4739,63	116	Good test
			2952	4381,9	4743,66	146	Good test
	TAGi middle	B	2969,01	4718,71	5082,55	642	Good test
			2971	4720,67	5084,67	295	Good test
			2975,01	4724,25	5088,83	114	Good test
		C	2984,01	4700,24	5065,92	40,2	Good test
			2986,51	4702,19	5068,18	151	Good test
	TAGi Lower	D	2998,5	4719,96	5087,42	438	Good test
			2999,01	4717,43	5084,95	84,8	Good test
			3003,52	4729,11	5097,18	67,8	Good test
			3005,02	4732,07	5100,33	66,8	Good test
			3005,99	4733,88	5102,26	23,1	Good test

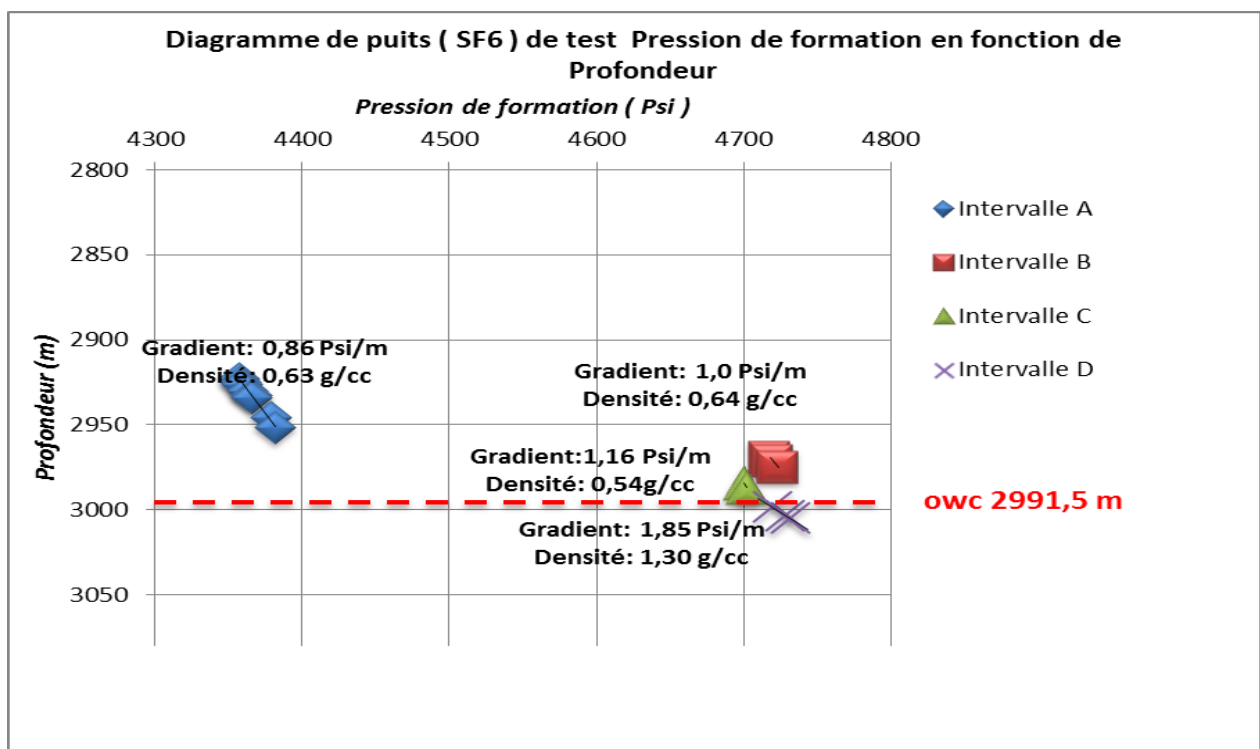


Fig.3.11 Diagramme (B) des pressions de formation dans les intervalles TAGI SF6 avec la détermination de point de contact Oil/Water.

3.1.3- CAS DU PUITTS SF7

3.1.3.1- Discussion et interprétation

Les résultats du RCI sont présentés sur le tableau (TAB3.4). Le diagramme des pressions au niveau du TAGI en fonction de la profondeur, réalisé ressort 3 zones (A, B, C). Les différents intervalles sont représentés par une seule droite avec une même pente pour A, B, C, indiquant la présence d'un même fluide qui est l'eau. Le TAGI est aquifère au niveau de ce puits.

3.1.3.2- Exploitation de résultats d'interprétation

A partir des mesures enregistrées par les outils diagraphie et l'interprétation des résultats de l'outil RCI, le puits SF7 présente un seul fluide (l'eau), la densité égale (1,46 g/cc) traduit eau salée.

TAB 3.4 Les mesures de test de pressions réalisées dans le puits SF7 (SONATRACH, 2012)

Réservoir	Niveau	L'intervalle	Prof (m)	P _F (Psi)	P _H (Psi)	Mobilité (md/cp)	Remarque
Réservoir TAGi de puits SF7	TAGi Upper	A	2977,02	4437,06	4801,89	6,49	Good test
			2981	4443,73	4809,04	114	Good test
			2984,01	4769,08	5134,76	226	Good test
	TAGi Middle	B	3040,01	4793,38	5165,93	214	Good test
			3046,51	4781,4	5154,74	46,1	Good test
			3049,5	4787,19	5160,90	16,3	Good test
	TAGi Lower	C	3060,51	4815,77	5190,83	162	Good test
			3062,5	4818,57	5193,81	105	Good test
			3066	4822,68	5198,41	41,6	Good test
			3067,49	4830,8	5206,61	8,55	Good test
			3069,5	4832,67	5208,83	176	Good test
			3074	4838,29	5215	92,1	Good test
			3076,01	4845,02	5221,98	371	Good test
			3079,01	4862,73	5240,05	467	Good test
			3083,02	4866,82	5244,64	287	Good test
3093,51	4873,94	5253,04	144	Good test			
3095,99	4886,68	5266,09	27,2	Good test			

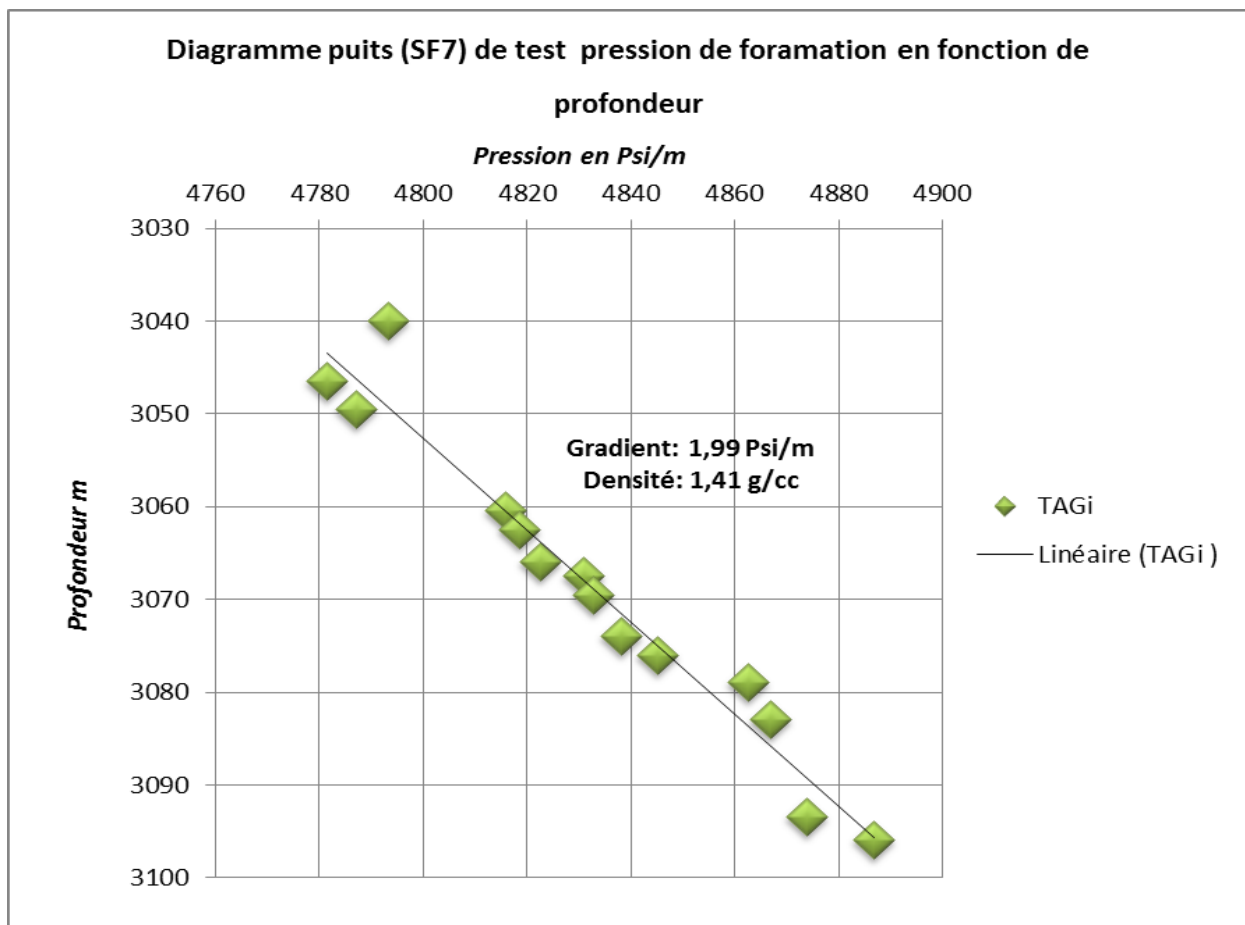


Fig3.12 Diagramme (C) des pressions de foramation dans les intervalles TAGI SF7.

3.2- CARTOGRAPHIE DU PLAN D'EAU

Après les analyses des données de diagraphies et du RCI du TAGI aux niveaux des puits SF5 et SF6, aussi l'observation d'un coupe de corrélation de Trois puits comme montre dans (FIG.3.13), le plan d'eau (WOC) est situé de 2991,5 m à 2997,5m. Le TAGI est totalement aquifère (TAGI à 2977m) à SF7 malgré sa position structurale basse. Ceci en raison de faibles propriétés réservoirs qui augmente l'effet de capillarité.

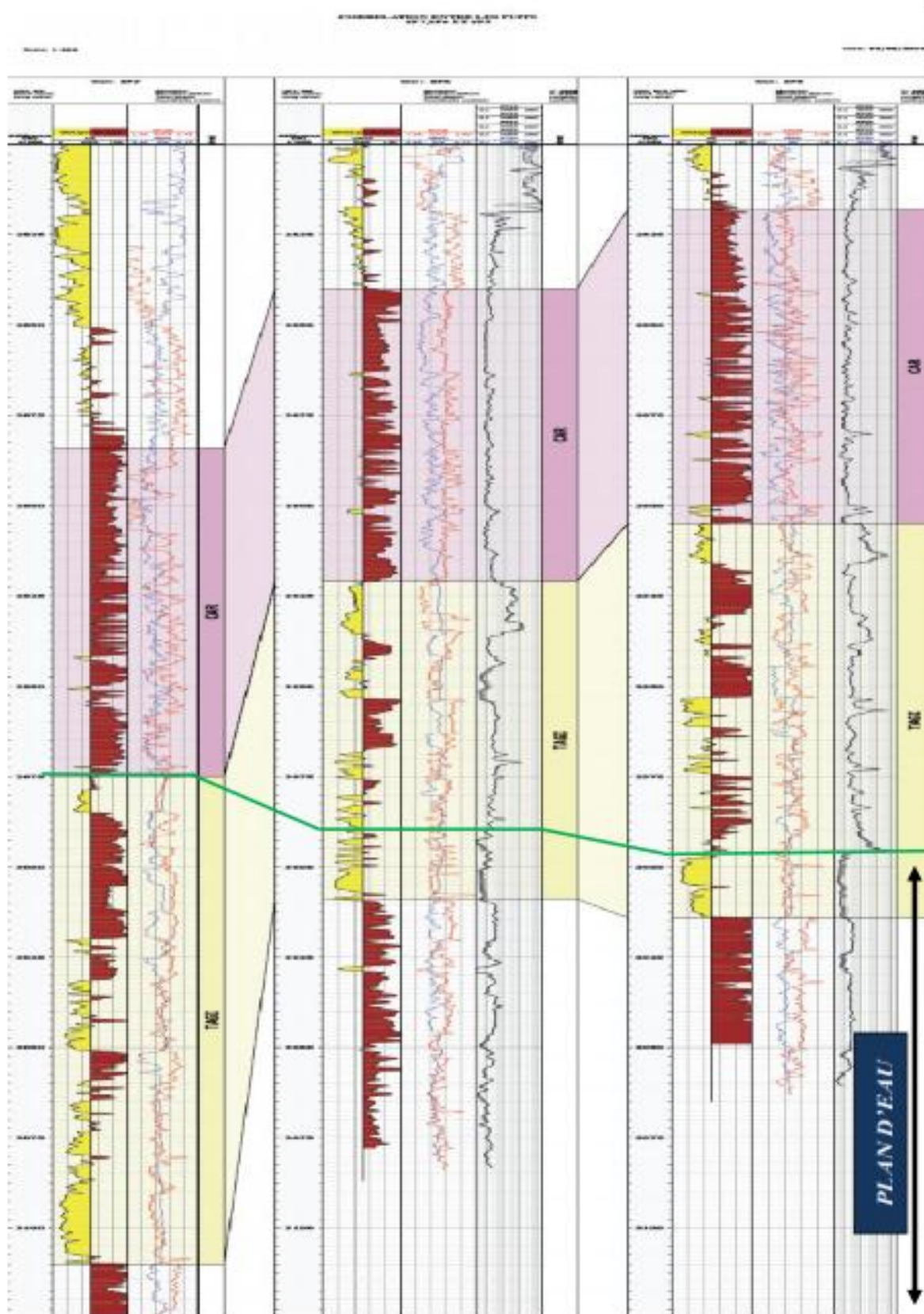


Fig3.13 Une coupe de corrélation de réservoir TAGI avec la Position du plan d'eau dans le niveau de trois puits SF5, SF6, SF7.

CONCLUSION

En plus de la mobilité, la viscosité et la perméabilité que le RCI permet de calculer, ce dernier fournit une donnée fondamentale pour la définition des pressions de formation. Avec les pressions de formation et une approche fiable, on peut déterminer la densité des fluides, Par voie de conséquence, le problème des contacts entre les fluides est ainsi facilement solutionné. Le plan d'eau est cartographié pour éviter les perforations à leurs niveaux et la pose des bouchons de ciment.

-Pour les deux puits de SF5 et SF6, il est recommandé d'en arrêter avant 17 mètres de niveau d'eau (WOC) qui correspond à un fond de trou de (-2991,5 m et -2997,5 m) TVDSS.

-Pour le puits SF7, les résultats de l'interprétation des diagraphies montrent qu'il est un puits foré dans le plan d'eau.

En conséquence, il est recommandé d'utiliser ce puits comme un puits injecteurs d'eau pour la récupération assistée, et améliorer le taux de production pour les deux puits.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

L'évaluation des formations réservoirs est fondamentale pour le mode de complétion et le plan de développement d'un gisement.

L'évaluation pétrophysique est faite à l'aide des outils logging de plus en plus performants, dotés de logiciels de plus en plus efficaces et proche de la réalité.

Cependant, les pressions de formation en temps réel ne peuvent pas être approchées avec les logging, c'est le domaine des tests de formation comme le Réservoir Caractérisation Instrument (R.C.I) Ce dernier permet de :

1. Mesurer les pressions de formation en temps réel et à plusieurs points.
2. Déterminer la nature des fluides et leurs propriétés physiques comme la densité et la viscosité en temps réel.
3. Prendre un échantillon et mesurer la pression de bulle, pour pressuriser la chambre d'échantillonnage en évitant la séparation des fluides avec la remontée.
4. Calculer, à bases des pressions, les gradients de densité et déterminer la nature des fluides et les ponts de contact entre les fluides.
5. L'outil RCI peut enregistre les pressions de formation dans plusieurs tests successifs d'écoulement (écoulement multiple sans rétracté le Prob (suring)).

Dans notre cas, les puits SF5 est SF6, sont des puits producteurs d'huile aux niveaux desquels le RCI nous a permis de positionner le plan d'eau et les intervalles de perforation.

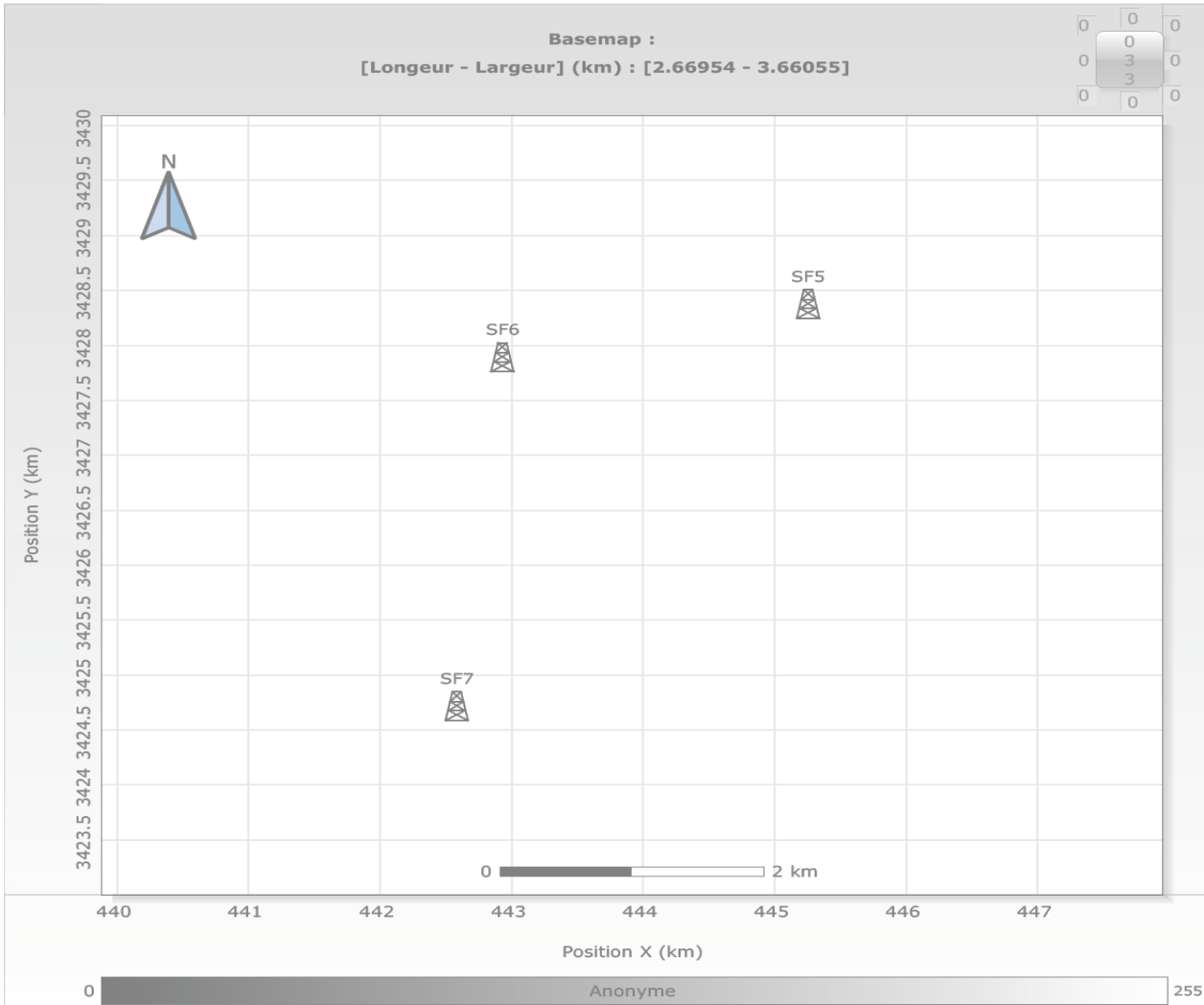
Au niveau de SF7, le TAGI est aquifère, sa transformation en un puits injecteur serait recommandée.

Néanmoins, les mesures de pression avec les RCI, doit se faire en face des formations perméables, pas en face des réservoirs fin (tight), car l'effet du pistonage risque de détruire le packer du test qui est imprédictible.

ANNEXES

Tableaux des données générales des puits SF5, SF6, SF7.

<i>Les informations</i>	<i>Puits SF5</i>	<i>Puits SF6</i>	<i>Puits SF7</i>
Classification	Puits de développement / Producteur d'huile	Puits de développement / Producteur d'huile	Puits de développement / injecteur d'eau
Objectif pétrolier principal	TAGI	TAGI	TAGI
Pays	Algérie	Algérie	Algérie
Région	Grand Erg Oriental	Grand Erg Oriental	Grand Erg Oriental
Périmètre	Sif Fatima	Sif Fatima	Sif Fatima
Permis d'exploitation	SF (Bloc 402b)	SF (Bloc 402b)	SF (Bloc 402b)
Titulaire	SONATRACH	SONATRACH	SONATRACH
Opérateur	SONATRACH	SONATRACH	SONATRACH
Altitude de l'emplacement	Z table = 215 m Z sol = 209 m	Z table = 215 m Z sol = 208 m	Z table = 216 m Z sol = 209 m
Appareil de forage	TP 212	TP 212	TP212
Coord. UTM (Clarke 1880, Fuseau 32) (en surface)	X = 445 251.537 m Y = 3 428 377.545 m	X = 442 929.90 m Y = 3 427 894.00 m	X = 442 582 m Y = 3 424 717 m



Carte de positionnement des puits SF5, SF6, SF7

Tableaux : réponses types des différents fluides données par le module " sample view "de l'outil RCI

Type de fluide	Densité optique	Indice de réfraction	Fluorescence	Densité	Viscosité	Rapport gaz /huile
Huile	-Pic d'hydrocarbures au ch 16. -(Ach16-Ach15) = 0,5 OD. -l'absorbance aux ch1,ch12 augmente avec la diminution de la densité API. -M1<M2.	[1.33 ,1.55]	-Pic max de fluorescence pour les basses longueurs d'ondes pour les huiles légères. -L'augmentation de la densité API tend le pic vers les grandes longueurs d'ondes. -L'intensité de la fluorescence diminue avec l'augmentation de la densité API.	-[0.55, 1] g/cc. -La densité augmente avec l'augmentation de pression.	Augmente avec la densité.	Dépend du gaz en solution. Une augmentation de gaz entraîne une augmentation du GOR.
Gaz	-Petit pic d'hydrocarbures au CH16. -(Ach16-Ach15) = 0,1 OD. -Pas d'absorbance aux CH1 à CH12. -M1>M2.	< 1.3	Peu de fluorescence.	- ~ 0.2g/cc. -La densité augmente avec l'augmentation de pression.	~ 0.1cp.	Gaz
Condensât	-Pic d'hydrocarbures au CH16. -(Ach16-Ach15) entre 0,2 à 0,3 OD. -Pas d'absorbance aux ch1 à ch12. -M1, M2 ~ 0.3 OD.	> 1.3	Une intense fluorescence si des composants polycycliques sont présents, pour les basses longueurs d'ondes seulement.	-> 0.55g/cc. -La densité augmente avec l'augmentation de pression.	~0.1 cp	Condensât
Formation aquifère	-Pic de H2O aux ch14 et ch17. -(Ach14 – Ach13) = 1,8 OD. -Pas d'absorbance aux ch1 à ch12. -M1=M2 =0	-[1.3 , 1.4] -dépend de la salinité et de la pression. L'indice de réfraction augmente avec l'augmentation de la salinité	Pas de fluorescence.	~ 1g/cc.	~ 1cp	Formation aquifère

Référence bibliographique

Référence bibliographique

BEAKER (2008) : Rapport technique sur l'outil RCI.

SERRA O. (1979) : Diagraphie différées (Tome I) « Interprétation des données diagraphiques ».Edition. SNEAP ELF PAU-France.

SERRA O. (1985) : Diagraphie différées (Tome II) « acquisition des données diagraphiques ». Edition. SNEAP ELF PAU-France.

SONATRACH (2003) : Rapport de positionnement des champs pétrogaziefer dans l'Algérie.

SONATRACH (2012) : Rapport d'évaluation pétrophysique des puits SF5, SF6 et SF7 (Document Sonatrach / Division production Hassi Messaoud).

SONATRACH (2012) : Rapport final d'interprétation diagraphique des puits SF5, SF6 et SF7 (Document Sonatrach / Division production Hassi Messaoud).

SONATRACH (2011) : Rapport d'implantation du puits SF5, SF6 et SF7 (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).

TURNER.P, PILLING.D, WALKER.D, EXTON.J, BINNIE.J, SABAOU.N, (2001), Sequence stratigraphie and sedimentology of the late Triassic TAGI (blocs 401/402, Berkine Basin, Algeria), Marine and petroleum geology 18, 959-981.

WEC (2007). « La géologie pétrolière de l'Algérie ». In Sonatrach – Schlumberger Well Evaluation Conference - Algérie 2007, p. 16 – 18, Édité par Schlumberger, 2007.

الملخص

الهدف من عملنا هو دراسة تقييم وتوصيف الجيد للآبار SF5 و SF6 و SF7 للخران الترياسي الحجر الرملي الطيني السفلى (تاجي) في حقل بئر سيف فاطمة، أجريت الدراسة على المستوى هذا الحقل باستخدام أداة وصف المخزون (أر سي أي, RCI) وطرق التسجيل الكلاسيكية، إذا الدراسة كانت من أجل تحديد ضغط تكوين الجيولوجي ومعرفة القيم البتروفيزيائية مثل (المسامية والنفاذية والتشيع) ومدى توزيعها في المستويات الثلاثة من خزان التاجي (العليا، الوسطى، الدنيا) لتقييم الآبار الثلاثة.

النتائج التي تم الحصول عليها بعد تقييم هذه الآبار بواسطة أداة (أر سي أي, RCI) و الأدوات التسجيل الكلاسيكية قدمت تقييم شامل لخزان تاجي. استعمال الوسائل الكلاسيكية كان للاختيار المناطق مواتية وتسجيل القيم البتروفيزيائية و أداة (أر سي أي, RCI) قامت بتسجيل بيانات الضغط للتكوين، لذلك هذه النتائج تقودنا إلى الإستنتاج بأن أداة (أر سي أي, RCI) يمكن أن تكون حلا لتحديد التنقل، واللزوجة و نفاذية ومعرفة نقاط مختلفة من الاتصال بين السوائل.

Résumé

Le but de notre travail consiste étude l'évaluation et la caractérisation des puits SF5 et SF6, SF7 du réservoir Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) au champ Bir Sif Fatima, L'étude a été réalisée au niveau du champ par l'utilisation de l'outil (RCI) et la diagraphie, donc notre étude fait pour savoir la pression de formation et les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) et leur distribution dans les trois niveaux du réservoir TAGI (Supérieur, moyen, inférieur) pour évaluer les puits.

Les résultats obtenus après l'évaluation de ces puits par l'outil RCI et la diagraphie donnent un évaluation sur Le réservoir TAGI. La diagraphie pour choisir les zones favorable à partir les paramètres pétrophysiques et le (RCI) donnée les mesures de la pression de formation, Donc ces résultats nous conduisent à conclure que l'outil RCI peut être une solution pour déterminer la mobilité, la viscosité et la perméabilité et savoir les différents points de contact entre le fluide.

Abstract

The aim of our work is the evaluation study and characterization of well SF5 and SF6, SF7 Triassic sandstone Lower Clay (TAGI) reservoir field Bir Sif Fatima, The study was conducted at the field level by using tool (RCI) and logging, so our study is to determine the formation pressure and petrophysical parameters (porosity, permeability, saturation) and their distribution in the three levels of TAGI (Superior, middle, lower) reservoir evaluate well.

The results obtained after evaluation of these wells by the (RCI) tool and logging provide an assessment on the TAGI reservoir. Logging to choose from the favorable zones and pétrophysiques parameters (RCI) data measures the formation pressure, so these results lead us to conclude that the ROI tool can be a solution to determine the mobility, viscosity and permeability and know the different points of contact between the fluids.