

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES DES ENERGIES RENEVLABLES ET DES
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

APPLICATION DE LA SURVEILLANCE GEOLOGIQUE
SUR CHANTIER

(CAS DE PUIITS DE HASSI DZABAT 15)

Soutenu publiquement par :

M. MOULATI Kheiri
M. SADAoui Redouane

Devant le jury :

Président :	M. CHERIF AMINE	M. A. A Univ. Ouargla
Promotrice:	M. BEGUIRET LILIA	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur:	M. KADRI M.MEHDI	M. A. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2013/2014



Remerciement

*Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, tout puissant de nos avoir donné la force et le courage pour terminer ce modeste travail.
Nous remercions vivement l'enseignante*

« Beguiet Lilia, notre encadreur, pour son aide, ses conseils précieux et critiques pertinentes qu'elle nous a apportées durant la réalisation de ce mémoire.

Nous remercions M. Cherif Amin pour avoir présider ce travail, et aussi M. Kadhri mohamed mehdi pour avoir examiné ce travail

Nous remercions également toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin pour la réalisation de ce travail, en particulier M. Bendouma salah et Hamdat Abd errazak, ainsi que tous les personnels de DML.

Nous adressons aussi nos remerciements à tous nos enseignants et à tous nos collègues de notre promotion.

*MOULATI Kheiri
SADAOUI Redouane*





Dédicace.

Je dédie mon travail à mes chers parents qui ils m'ont éduqué et qui ils sont toujours présents dans mon chemin d'apprentissage et à toute ma famille :

Moulati

A mon frère Ismail

A tous les personnes qui m'ont enseigné et qui m'ont orienté durant mon processus de recherche

A mon partenaire dans ce travail.

A mes chers amis : kaddor ,yousef , hamid, amara , rochdi , wahab , marouane , lakdar , alhachmi ,osama ,mourad ,khaled , tarek et tous

A tous les enseignants et les étudiants de géologie pétrolière 2014

Moulati kheiri





Dédicace.

Je dédie mon travail à mes chers parents qui ils m'ont éduqué et qui ils sont toujours présents dans mon chemin d'apprentissage a toute ma famille :

Sadaoui et Ben douma

A mon frère Mohamed laid

A toutes les personnes qui m'ont enseigné et qui m'ont orienté durant mon processus de recherche

A mon partenaire dans ce travail

A mes chers amis : kais ,yousef , hamid, el hadi , rochdi , wahab , marouane , lakder , zyane ,bou aza , mohamed ,wahab , jamel et tous

A tous les enseignants et les étudiants de géologie pétrolière 2014

Sadaoui redouane



SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE I GENERALITES

1.OBJECTIF DE MÉMOIRE.....	1
2.DEMARCHE DE TRAVAIL.....	1
3.SITUATION GEOGRAPHIQUE	1
4.SITUATION DE PUIITS HDZ-15.....	2

CHAPITRE II CADRE GEOLOGIQUE

1.CADRE REGIONAL DU BASSIN D'OUED MYA	4
1.1.SITUATION GEOGRAPHIQUE DU BASSIN D'OUED MYA	4
1.2. LA GEOLOGIE D'OUED MYA	5
2. GEOLOGIE LOCALE DE HASSI DZABAT	6
2.1.INTRODUCTION	6
2.2.LITHOSTRATIGRAPHIE.....	6
2.2.1. Le Paléozoïque	6
2.2.2. Le Mésozoïque	7
2.2.3. Cénozoïque.....	7
2.3.CADRE STRUCTURAL LOCAL	7
2.4.SYSTEME PETROLIER DU CHAMP DE HASSI DZABAT ..	9
2.4.1. Piège	9
2.4.2. Réservoirs	9
2.4.3. Ordovicien (Quartzites de Hamra)	9
2.4.4. Couvertures	9
2.4.5. Roche mère et Migration	10

CHAPITRE III LA CABINE GEOLOGIQUE

1.INTRODUCTION.....	11
2.PRESENTATION DES CAPTEURS DE LA CABINE MUD LOGGIN	11
2.1.Capteur de poids au crochet (Weight On Hook)	11
2.2.Capteur de pression d'injection (Stand Pipe Pressure)	12
2.3.Capteur de pression dans l'annulaire (Casing Pressure).....	12
2.4.Capteur de pompe (SPM	12
2.5.Capteur de débit de sorti Flow Out (flow paddle).....	13
2.6.Capteur de profondeur (Depth)	13
2.7.Capteurs de Densité IN et OUT	14
2.8.Capteurs de niveaux des bacs	14
2.9.Capteurs de températures IN et OUT	14

2.10. Capteur de rotation	15
2.11. Capteurs de torque (A effet Hall)	15
3. LE ROLE DES CAPTEURS DE LA CABINE MUDLOGGING	17
4. LES OUTILLAGES DE TRAITEMENT DES ECHANTILLONS	17
4.1. Deux demi-fûts	17
4.2. Cribles ou tamis	18
4.3. Des coupelles métalliques	18
4.5. Des aiguilles	18
5. TECHNIQUES D'ECHANTILLONNAGE ET PROCÉDES DU MUD LOGGIN	19
5.1. La Techniques d'échantillonnage	19
5.2. Procédés du mud logging	19
5.2.1. Enregistrement et suivi des paramètres de forage	19
5.2.2. Analyse des échantillons	20
5.2.3. La calcimètre	21
5.2.4. Le fluoroscope	22
5.1.5. Description des échantillons	22
5.2.6. Estimation du pourcentage d'une roche dans une coupelle	23
5.2.7. Détection et analyse des gaz	24
6. LES LOGICIELS UTILISENT	25
6.1. Le logiciel GEOLOG	25
6.2. Le logiciel SYMBOLES	26
6.3. Etablissement d'un Masterlog	26
6.4. Réalisation des rapports (Reporting)	27
7. LES RESULTATS DU MUD LOGGING	28
8. RELATION ENTRE LES PARAMETRES DE FORAGES ET LA GEOLOGIE	28

CHAPITRE IV APPLICATION LA SURVEILLANCE GEOLOGIQUE

1. INTRODUCTION	29
2. DONNEES DE FORAGE	30
2.1. PROFIL DU PUIITS	30
2.2. PARAMETRES DE FORAGE	31
2.3. RAPPORT DES BHA :	31
2.3.1. PHASE 6'' :	31
2.3.2. PHASE 6" TUBAGE 4 1/2"	34
2.3.3. RAPPORT DEZ PHASES	34
2.3.4. DEROULEMENT D'OPERATION	35
3. DONNEES DE GEOLOGIE	37

3.1.APERÇU LITHO-STRATIGRAPHIQUE :	37
3.2.ESTIMATION DU POURCENTAGE ET DESCRIPTION	43
3.2.1.LITHOLOGIE DE QUARTZITE HAMRA	43
3.2.2.LITHOLOGIE DE GRES D'EL ATCHANE	43
3.2.3.LITHOLOGIE D'ARGILES D'EL GASSI.....	43
3.3.FORMATION TOPS HDZ_15	44
4.DONNEES DE GAZ	45
4.1.EQUIPEMENTS DE DETECTION	45
4.1.1.DETECTEUR DE GAZ.....	45
4.1.2.CALIBRATION DU FID CHROMATOGRAPHE.....	46
4.2.ANALYSE DU GAZ	46
4.2.1.CIRCUIT DE GAZ	46
4.2.2.LE CONTROLE DE QUALITE DU GAZ.....	47
5.PHASE DE COMLIETION	48
5.1.RAPPORT DE COMPLETION DE HDZ-15.....	48
6.PROGRAMME DE DIAGRAPHIES	48
6.1.LA PHASE 6'' (DU SABOT 7" JUSQU'A LA TD)	48
6.1.1.PROGRAMME VSP.....	49
6.1.2.TEST DU PUIITS	49
6.1.3.COMPLETION	49
6.1.4.ASPECTS RESERVOIR DU PUIITS.....	49
6.2.LES DERNIERS JAUGEAGES DES PUIITS DU SECTEUR D'IMPLANTATION	50
6.3.CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR	51
6.3.1.POROSITE QH.....	51
6.3.2.PERMEABILITE QH.....	51
6.3.3.SATURATION EN EAU QH.....	52
6.4.ETAT DES PRESSIONS ET BARRIERES DYNAMIQUES	52
6.4.1.PRESSION DU RESERVOIR :	52
6.4.2.LINEAMENTS	52
6.5.CONTACT HUILE-EAU	53
7.PROBLEMES DE RETOMBER	54
8.CONCLUSIONS	55

CONCLUSION GENERALE

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

LISTE DE FIGURES ET TABLEAUX

LISTE DE FIGURES

FIGURE 1: SITUATION DU CHAMP DE HASSI DZABAT	2
FIGURE 2: PLAN DE POSITION DE PUIITS HDZ-15.....	3
FIGURE 3: SITUATION GÉOGRAPHIQUE D'OUED MYA	4
FIGURE 4: COLONNE STRATIGRAPHIE DE HASSI DZABAT.....	8
FIGURE 5: CAPTEUR DE POIDS SUR CROCHET.....	12
FIGURE 6: CAPTEUR DE PRESSION D'INJECTION (ENSP UML)	12
FIGURE 7: CAPTEUR DE POMPE "NOMBRE DE COUPS".....	13
FIGURE 8: CAPTEUR DE DEBIT (WEATHERFORDE)	13
FIGURE 9: CAPTEUR DE PROFONDEUR	14
FIGURE 10: CAPTEURS DE NIVEAUX DE BAC.....	14
FIGURE 11: CAPTURE DE TEMPERATURE (ENSP UML)	15
FIGURE 12: CAPTEUR DE ROTATION (SONATRACH CRD. 2009)	15
FIGURE 13: CAPTEURS DE TORQUE	16
FIGURE 14: LA POSITION DES CAPTEURS SUR UN APPAREIL DE FORAGE (SONATRACH,CRD .2009)	16
FIGURE 15: LE PARCOURE DU SIGNALE D'UN CAPTEUR.....	17
FIGURE 16: DEUX DEMI-FUTS	18
FIGURE 17: LE CRIBLE	18
FIGURE 18: LES COUPELLES METALLIQUES	18
FIGURE 19: L'AIGUILLE.....	18
FIGURE 20: LA PRISE DE L'ECHANTILLON (DIRECTION MUD LOGGING-SONATRACH .2012).	19
FIGURE 21: LA COLLECTE DES DEBLAIS SUR LE TAMIS VIBRANT (DIRECTION MUD LOGGING-SONATRACH. 2012)	19
FIGURE 22: LE SYSTEME TIME PLOT "TLG	20
FIGURE 23: LA CALCIMETRIE	21
FIGURE 24: LE FLUOROSCOPE.....	22
FIGURE 25: DIFFERENTS POURCENTAGES DES ROCHES.....	23
FIGURE 26: CHROMATOGRAPHE (ENSP-DML 2013)	25
FIGURE 27: DEPTH DATA EDITOR "TABLE DRILLING HOLE" (ENSP DML 2013)	25
FIGURE 28: PRESENTATION DE LOGICIEL SYMBOLES (ENSP DML 2013)	26
FIGURE 29: MODELE D'UN MASTERLOG (SONATRACH – EXPLORATION. 2009)	27
FIGURE 30 :L'ARCHITECTEUR DE PUIITS HDZ-15.....	30

FIGURE: 31 : PRINCIPE DE LA CHROMATOGRAPHIE	47
FIGURE 32:POSITION STRUCTURALE DU PUITES HDZ-15.....	50
FIGURE 33:COUPES MONTRANT LA DISTRIBUTION DE LA POROSITE	51
FIGURE 34 :COUPES MONTRANT LA DISTRIBUTION DE LA PERMEABILITE.....	51
FIGURE 35:COUPES MONTRANT LA DISTRIBUTION DE LA SATURATION EN EAU.....	52
FIGURE 36: COUPES MONTRANT LA POSITION DU CONTACT HUILE-EAU	54

LISTE DE TABLEAUX

TABLEAUX 1: PARAMETRE DE FORAGE	31
TABLEAUX 2: BHA N° 01	31
TABLEAUX 3: BHA N° 02	31
TABLEAUX 4: BHA N° 03	32
TABLEAUX 5: BHA N° 04	32
TABLEAUX 6: BHA N° 05	32
TABLEAUX 7: BHA N° 06	33
TABLEAUX 8: BHA N° 07	33
TABLEAUX 9: BHA N° 08	33
TABLEAUX 10: BHA N° 09	34
TABLEAUX11 : FORMATION TOPS HDZ-15	41
TABLEAUX12: CALIBRATION DE CHROMATOGRAPHE.....	43

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le pétrole et le gaz naturel, appelés fréquemment hydrocarbures par analogie avec leurs constituants essentiels, sinon exclusifs, sont des (roches sédimentaires), c'est à dire qu'ils prennent naissance au cours des processus de sédimentation.

Le forage du puits pétrolière est l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux

L'implantation d'un forage du puits pétrolière est décidée à des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettant de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisement, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans la roches

Les domaines d'études géologiques s'articulent essentiellement autour de quatre disciplines :

- ❖ La sédimentation ou étude des roches sédimentaire.
- ❖ La stratigraphie ou organisation temps /espace des roches sédimentaires.
- ❖ La géologie structurale ou l'étude des déformations, fracturations.
- ❖ La géochimie organique ou étude du potentiel des roches à produire des hydrocarbures.

Le rôle des géologues est de reconstituer l'histoire des dépôts et des déformations de ces couches, pour cerner les emplacements où a pu se piéger le pétrole. Ces recherches s'appuient sur des analyses aux laboratoires et sur des observations faites sur le terrain. Enfin des géologues généralistes prennent en compte les données enregistrées ou analysées par leurs collègues pour reconstituer la géométrie et décrire les caractéristiques du réservoir pétrolier.

En forage, les déblais remontés par la circulation de fluide de forage ou boue de forage, ce fluide est circulé ou pompé à partir de la surface, vers le bas à travers le train de sonde et l'outil de forage (trépan), et revient à la surface par l'annulaire. Généralement le traitement des déblais est un travail très important pour le géologue, en méthode de la surveillance géologique, peut-être la méthode utilisée pour acquérir les données nécessaires.

Les informations obtenues en analyse de lithologie de formation par une évaluation plus détaillée pour optimiser de futures considérations de forage. Les catégories générales de données obtenues en surveillance géologique incluent les informations géologiques, de réservoir, et de production, et lithologie de cette formation.

CHAPITRE I : GENERALITES

1. OBJECTIF DE MÉMOIRE

A travers ce travail, on va essayer de présenter la surveillance géologique qui est une méthode sont compliquée de son application sur chantier, en plus c'est une procédure de suivi pour résoudre beaucoup de problèmes, mêmes ceux concernant les équipements utilisés. L'objectif principal de la présente étude est de démontrer le rôle du géologue (mud logger, ingénieur data, chef cabine) pendant un forage pétrolier. Nous avons ainsi précisé ses fonctions et ses responsabilités quand un problème survient

2. DEMARCHE DE TRAVAIL

A travers cette étude on a essayé de diversifier l'axe de recherche au sein du champ de Hassi Dzabat, en commençant par la présentation générale de la région d'étude de point de vue géographique et géologique. Puis on a donné une description de la cabine mud logging avec les procédés de mud logger, et en fin on a présenté les principaux résultats de l'application de la surveillance géologique sur chantier.

Ce travail est structuré en quatre (04) chapitres qui sont:

Chapitre I : Généralités.

Chapitre II : Cadre géologique régional et local, en intégrant sa lithostratigraphie ainsi que la tectonique qui l'affectant.

Chapitre III: Présentation de la cabine géologique

Chapitre IV : Application de la surveillance géologique sur chantier.

3. SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le champ de Hassi Dzabat est un champ périphérique de Hassi Messaoud (Fig.1). Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, se trouvant dans le bloc 427 - 439 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi tarfa et le champ de Hassi Messaoud.

Les coordonnées géographiques : Latitude : 29° 25' 30".26593 N.

Longitude : 08° 41' 31".18771 E.

-

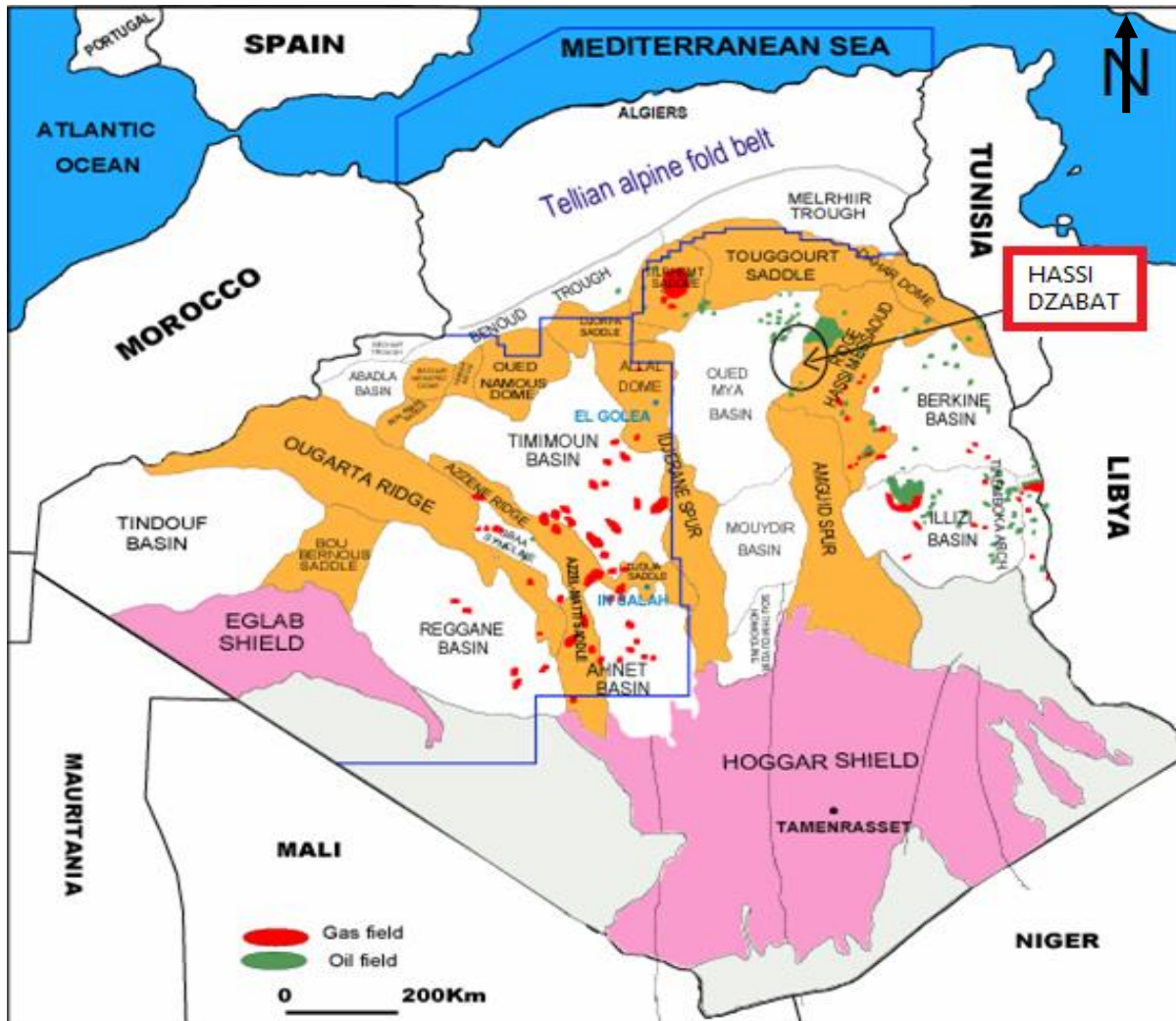


Figure 1: situation du champ de Hassi DZABAT (Dép. EXP/SONATRACH, 2009)

4. SITUATION DE PUITS HDZ-15

Le forage HDZ-15 est implanté dans le cadre du plan de développement du champ Hassi Dzabat. Il est situé dans la partie Sud - Est du gisement de Hassi Dzabat, à une distance de 2323.5 m et de 1341 m au Sud - Ouest de HDZ1 et HDZ4 respectivement, 2535 m au Nord - Est de HDZ3 et 3611.6m au Sud - Est du puits HDZ8 (Fig2).

Ce forage permettra une meilleure approche sur le réservoir Quartzites de Hamra et surtout de l'extension de la structure secondaire de Hassi Dzabat vers le Sud de ce périmètre.

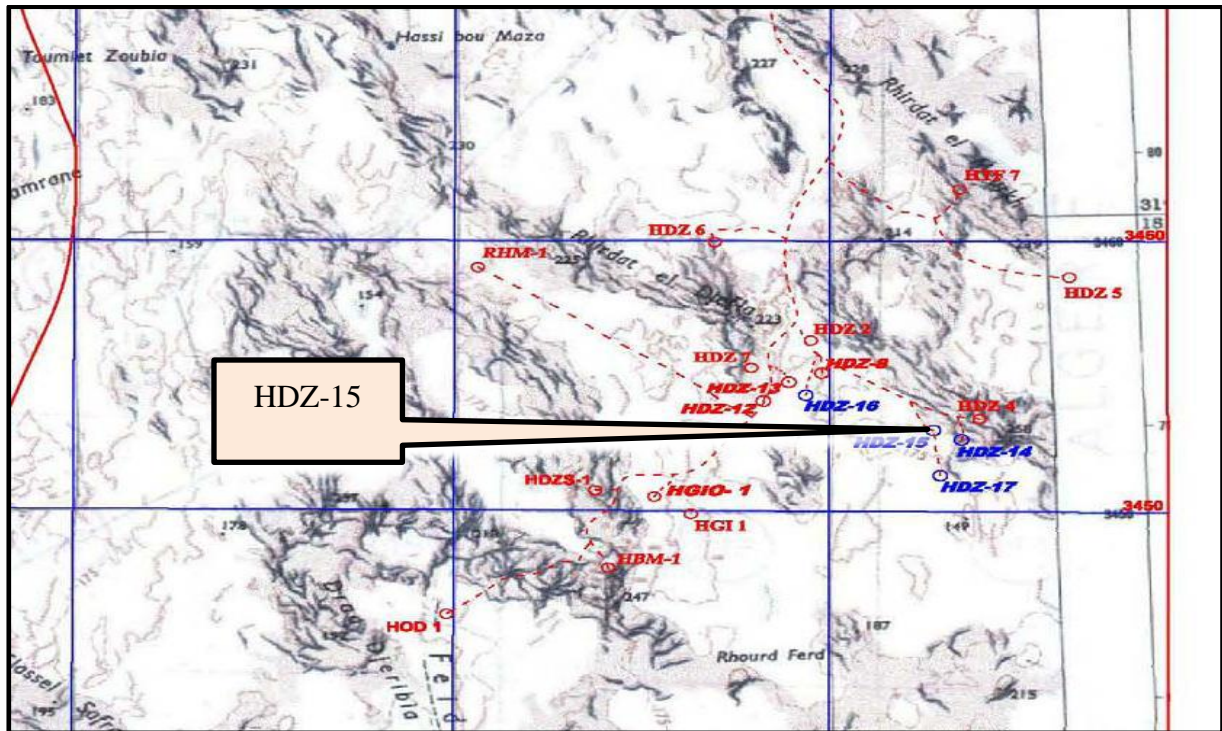


Figure 2: Plan de position de puits HDZ-15

GHAPITRE II : CADRE GEOLOGIQUE

1.CADRE REGIONAL DU BASSIN D'OUED MYA

1.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE DU BASSIN D'OUED MYA

Ce bassin est situé au Nord de la plate-forme saharienne et à environ 600 km au Sud d'Alger. 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.

Les limites géographiques se présentent comme les meilleurs repères dont les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensembles au Sud et au Nord, et les méridiens 6°15' et 3°30' limitent à l'Est et à l'Ouest (fig.3).

Ce bassin est limité :

- Au Nord, par le haut structural Djamaa – Touggourt ;
- Au Sud, par le bassin du Mouydir.
- A l'est, par le haut structural d'Amguid- Messaoud ;
- A l'ouest par la voûte d'Allal (wec, 2007) .

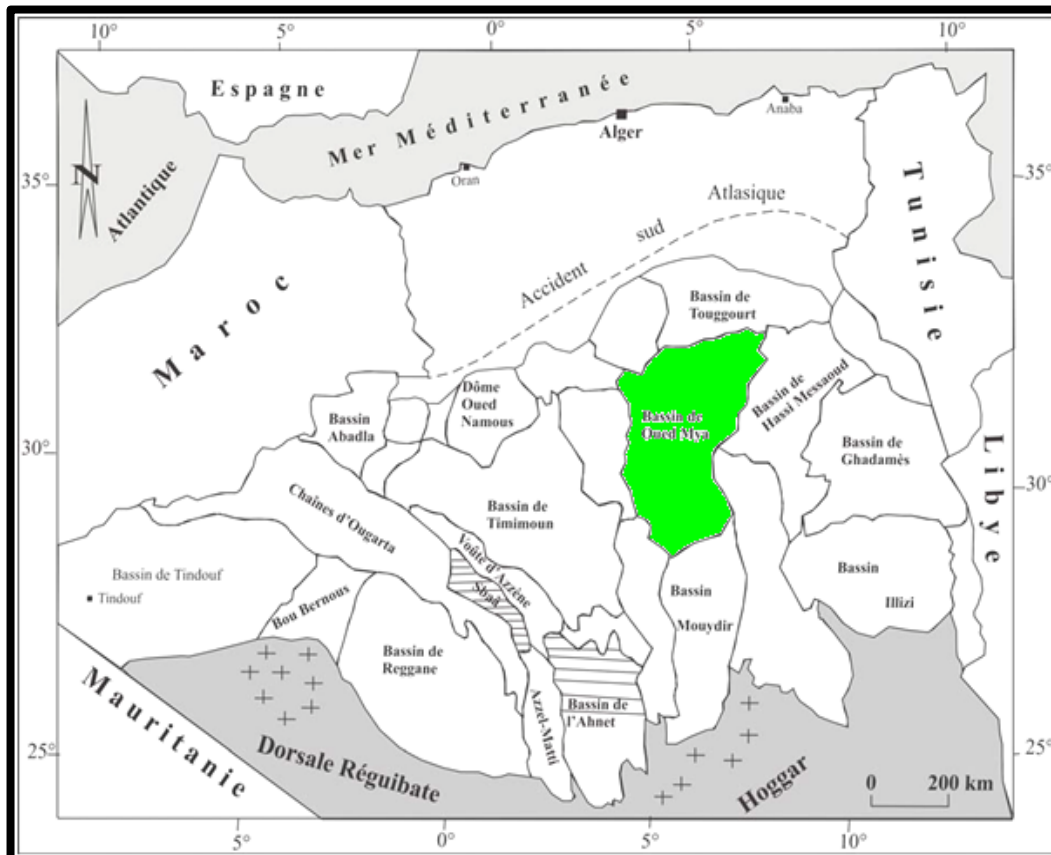


Figure 3: situation géographique d'Oued Mya (SONATRACH, Division exploration).

1.2. LA GEOLOGIE D'OUED MYA

Le bassin de l'Oued M'ya est un bassin intracratonique dans lequel se développent les séries types de la province triasique est une mince section Moï-pliocène (0 à 400 m) et une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser 4 000 m. Cette dernière s'épaissit vers le Nord-Est du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne (BENAICHOUCHE et BELAOUAR, 2008).

La dépression d'Oued Mya appartient à la plate-forme saharienne, dont elle ne constitue qu'un sous bassin intracratonique, sa bordure Nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne d'où l'existence d'un fossé très subsident au Mésozoïque donnera naissance à la chaîne péricratonique de l'Atlas saharien.

L'évolution de la dépression d'Oued Mya depuis le Cambrien comporte deux étapes majeures qui sont

1. La sédimentation du Paléozoïque, pratiquement restreinte au Paléozoïque inférieur et sa structuration pré-hercynienne,
2. La création d'un bassin au Trias et son évolution au cours du Mésozoïque et du Tertiaire.

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérer deux mégacycles sédimentaires paléozoïque et mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautes structurant la région.

Dans la dépression d'Oued Mya, la série siluro-dévonienne a été partiellement préservée de l'érosion entre les môles de Talemzane et de Dahar situés au Nord et le môle d'El Agreb-Hassi Messaoud situés à l'Est, déjà érodés jusqu'à l'Ordovicien (MAISSA, 2009).

Cette dépression correspond à une structure de type «synclinal » entre les dômes de Hassi R'mel et Hassi Messaoud.

La zone d'affleurement du Siluro-dévonien montre l'ouverture du bassin paléozoïque vers le Sud-ouest. Il faut bien souligner la situation extrêmement favorable du bloc 438 dans l'axe de la dépression d'Oued Mya telle qu'elle apparaît au niveau du Paléozoïque.

Le bloc 438 (hassi tarfa et hassi dzabat) est ainsi situé dans la zone d'existence de l'excellente roche mère du Silurien ayant permis une alimentation directe des réservoirs triasiques en hydrocarbures.

La dépression d'Oued Mya est en effet caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle renfermant les argiles radioactives d'âge Silurien, très riches en

matière organique et bien développées qui constituent la roche mère principale, malheureusement érodée sur de vastes secteurs de la région. Cette série est recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère (Trias-Lias).

2. GEOLOGIE LOCALE DE HASSI DZABAT

2.1. INTRODUCTION

L'intérêt pétrolier de la région de Hassi Dzabat est intimement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable, et où le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) constitue l'objectif primaire

Les découvertes d'huile obtenues dans les gisements de Hassi Guettar, Hassi Terfa et Hassi Dzabat rendent cette zone la plus potentielle du permis de Hassi Dzabat.

Certes, le cambrien Ri et Ra constituent le principal réservoir des gisements de Hassi Messaoud, El Agreb et El Gassi. Vu son caractère compact et aquifère et d'après diagraphies dans la région de Hassi Terfa Hassi Dzabat ; Il ne constitue pas un objectif pétrolier comparativement au réservoir Quartzites de Hamra qui demeurera un objectif principal dans la partie centrale de Hassi Dzabat.

2.2. LITHOSTRATIGRAPHIE

2.2.1. Le Paléozoïque

Le passage Trias – Grès d'Ouargla (discordance hercynienne) est à surveiller avec précaution. Le prélèvement d'une carotte de confirmation est recommandé. Les toits des différents intervalles du Dogger lagunaire, Lias argileux, du Trias éruptif et des Quartzites de Hamra sont à surveiller avec une très grande attention pour la pose des tubages 9^{5/8} et 7".

Il y'a la possibilité de la présence de bancs de grès intercalés dans les argiles d'El Gassi, tel qu'il a été observé sur HDZ-15 et HDZ-4, ou sur les grès d'EL Atchane, (cas observé à HDZ-10).

2.2.2. Le Mésozoïque

Durant la phase de forage du Mésozoïque, un log d'avancement sera établi. Les profondeurs de différents étages seront confirmées par l'examen des cuttings, plus particulièrement à l'approche des côtes de tubages 9.6" et 7". Le prélèvement de déblais se fera tous les mètres à partir du Lias argileux (G10).

La possibilité de la présence d'une vallée d'érosion à roches andésitiques est envisageable, l'épaisseur des roches volcaniques peu variée de 0 à 40m.

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CZ	NEOG	MIO PLOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses		
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie	
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes	
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée		
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile		
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce		
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires		
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles		
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux		
	JURASSIQUE	MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès		
		DOGGER	ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines	
			LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises	
		LIAS	LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires	
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite	
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises	
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises	
			LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies	
		TRIAS	SALIFERE	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
				TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
TS3				202	Sel massif avec traces d'argiles		
ARGILEUX			113	Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite			
GRESEUX			0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux			
ERUPTIF			0 à 92	Andésite			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite		
		Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux		
		Argiles d'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolites		
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites		
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites		
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées		
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques		
		R 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux		
		Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges		
SOCLE			Granite porphyroïde rose				

Figure 4: colonne litho-stratigraphie de Hassi Dzabat (SONATRACH, DP, 2005)

2.2.3. Cénozoïque

Durant le Tertiaire les dépôts de type plateforme épicontinentale et lagunaire persisteront durant le Paléocène et l'Eocène, cette période est caractérisée par l'orogénèse alpine et ses phases compressives.

2.3. CADRE STRUCTURAL LOCAL

Le Hassi Dzabat (HDZ-15) est situé dans la zone Sud-Est de l'axe structural de Hassi Dzabat, il constitue un horst anticlinal d'orientation NE/SO, délimité par des failles de même direction.

2.4. SYSTEME PETROLIER DU CHAMP DE HASSI DZABAT

2.4.1. Piège

Le forage Hassi Dzabat -15 (HDZ-15), est implanté sur un des compartiments Nord Est du Mini trend de Hassi Dzabat Est, délimité par un réseau de failles NE-SO et NO-SE.

Cette structure est définie comme étant un piège de type structurale (Horst anticlinal faillé). Comme elle présente une structuration similaire à celle des HDZ, à savoir une structuration hercynienne avec une composante mésozoïque (Autrichienne) de moindre importance.

Le top du réservoir Quartzites de Hamra à HDZ-15 se situerait à -3241m soit 110m plus bas par rapport à HDZ-4 (au Sud-Ouest) ; et 45m plus haut par rapport à HTF- 6 (Nord-Est).

2.4.2. Réservoirs

Seul l'objectif Ordovicien a été exploré et évalués au niveau des puits HDZ-4

2.4.3. Ordovicien (Quartzites de Hamra)

L'Ordovicien est représenté par des grès quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence de *Tigillites* et de *Skolithos*, présence de fissures subverticales à sub horizontales semi ouvertes à fermées.

Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) productif d'huile dans les gisements de Hassi Terfa, Hassi Dzabat et Hassi Guettar, avec des débits qui varie de 6 à 11 m³ / h d'huile, constituera l'objectif principal du forage HDZ-15.

2.4.4. Couvertures

La couverture régionale est assurée par les séries argilo - salifères du Trias et du Lias pour les réservoirs ordoviciens. Localement les argiles d'El Gassi constitue une couverture pour le réservoir Cambrien (Ri + Ra).

2.4.5. Roche mère et Migration

La principale roche mère connue sur toute la plate forme saharienne reste les argiles du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs cambro - ordoviciens et triasiques de la région.

La migration des hydrocarbures dans cette zone est essentiellement de longue distance à travers la surface de la discordance hercynienne, les failles ainsi que les drains triasiques et cambriens.

Le remplissage de la structure de Hassi Dzabat (HDZ - 15) se fera selon les mêmes mécanismes qui ont régies la mise en place des huiles dans les structures de Hassi – Messaoud de HTF et HDZ.

CHAPITRE III : LA CABINE GEOLOGIQUE

1. INTRODUCTION

A l'origine, le suivi des paramètres de forage dans une "cabine géologique" concernait uniquement la vitesse d'avancement qui permettait au géologue de faire des corrélations et positionner ainsi les tops des formations traversées. D'où le terme de "surveillance géologique" attribué à l'activité qui est exercée dans ces cabines.

Par la suite, l'opportunité d'élargir la surveillance à d'autres paramètres de forage est apparue, afin de prévenir différents problèmes, ce qui permettra de forer avec un maximum de sécurité, d'où gain de temps, donc, réduction des coûts du forage : c'est la connaissance des cabines TDC (total drilling control) ou unités de Mud Logging informatisées "off line".

Le Rôle De La Cabine Mudlogging

- Surveiller tous les paramètres de forage en temps réel.
- Signaler toutes les anomalies durant les opérations de forage aux personnes suivantes :
- Superviser de forage, chef de poste, chef de chantier et mud engineer et d'autres personnes concernées
- Etablir une fiche stratigraphique durant le forage et faire une description lithologique de chaque étage
- Sauvegarder tous les paramètres dans une base de données.
- préparer un rapport final de fin sondage pour le client.

2. PRESENTATION DES CAPTEURS DE LA CABINE MUD LOGGIN

2.1. Capteur de poids au crochet (Weight On Hook)

La mesure du poids au crochet est effectuée à partir des mesures de tension du brin mort par une cellule à pression hydraulique. En général, le capteur utilisé est directement branché sur le circuit de mesure du foreur (Fig5). La traction exercée sur le câble est transformée en une pression dans un circuit hydraulique. Le capteur constitué par une jauge hydraulique de contrainte installée sur ce circuit, donne un signal électrique que l'on peut calibrer en poids.

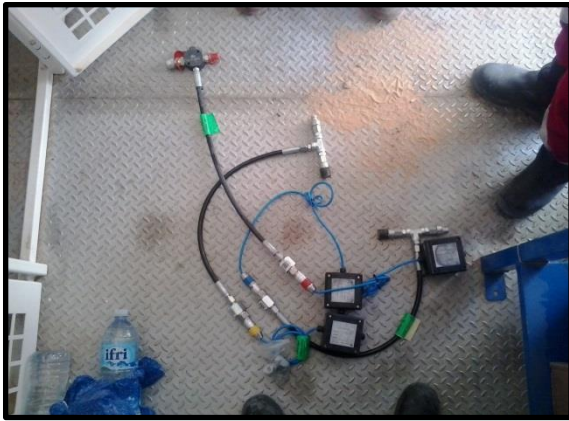


Figure 5: Capteur de poids sur crochet

2.2. Capteur de pression d'injection (Stand Pipe Pressure)

La pression de la boue est mesurée à l'aide de capteurs sur le manifold de plancher pour obtenir la valeur d'entrée (Stand Pipe Pressure) (fig6)



Figure 6: Capteur de pression d'injection (ENSP UML)

2.3. Capteur de pression dans l'annulaire (Casing Pressure)

Sur choke manifold pour obtenir la valeur de sortie (CASING PRESSURE).

2.4. Capteur de pompe (SPM).

La méthode la plus simple consiste à compter le nombre de coups de pompe. Connaissant le volume injecté à chaque coup et le rendement de la pompe, le débit pourra être calculé. Il est facile de mesurer le nombre de coups de pompe par des détecteurs de proximité (fig7) ou des contacteurs électriques.

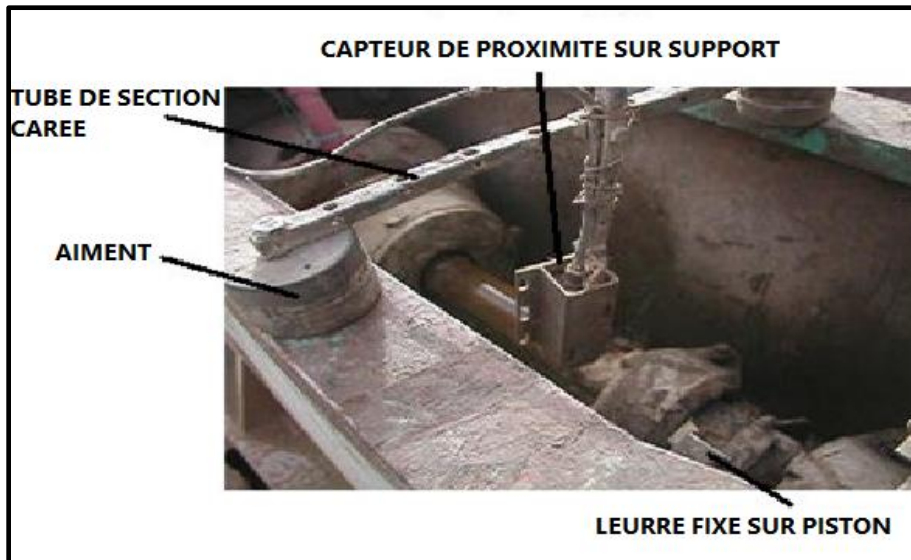


Figure 7: Capteur de pompe "nombre de coups"

2.5. Capteur de débit de sorti Flow Out (flow paddle)

Le débit sorti de la boue est mesuré à l'aide d'un capteur placé au niveau de la goulotte (fig8), le capteur est composé de deux principaux éléments, un potentiomètre et une palette (paddle). Pendant la circulation, la boue pousse la palette en haut ce qui fait tourner le potentiomètre, alors un signal sera transmis au système d'acquisition

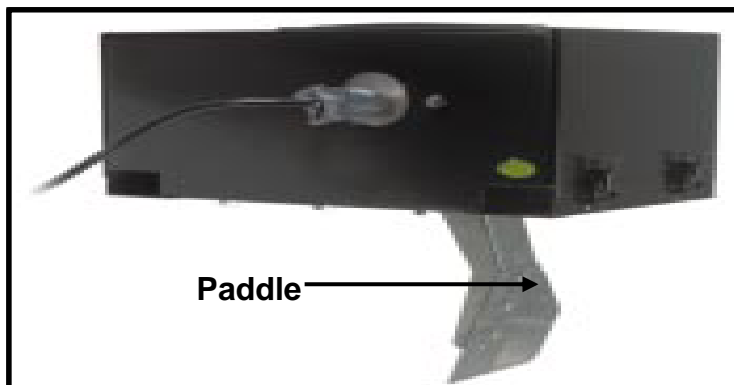


Figure 8: Capteur de débit (SONATRACH CRD. 2009)

2.6. Capteur de profondeur (Depth)

Le capteur de proximité (ou capteur de profondeur) est placé sur le treuil (fig9), en indiquant la profondeur



Figure 9: capteur de profondeur

2.7. Capteurs de Densité IN et OUT

Les appareils les plus courants utilisent la pression hydrostatique différentielle entre deux membranes des hauteurs différentes dans une colonne de boue

2.8. Capteurs de niveaux des bacs

La mesure du niveau du bac s'effectue à l'aide des capteurs ultrasoniques (fig10), qui envoient des ondes sonores vers le bas pour détecter le niveau du fluide qui sera par la suite converti en volume par le système d'acquisition.



Figure 10: Capteurs de niveaux de bac

2.9. Capteurs de températures IN et OUT

La température de la boue à l'entrée et à la sortie est enregistrée à l'aide de cannes thermométriques à filament de platine protégé par une gaine inoxydable d'acier (fig. 11).

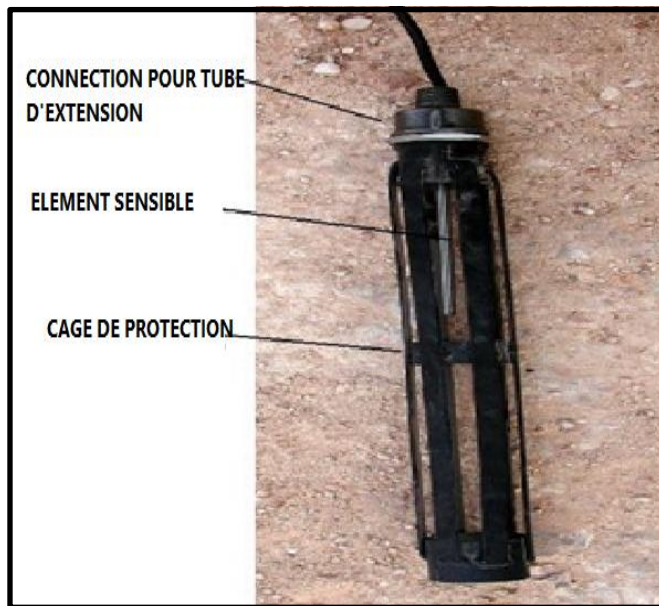


Figure 11: Capture de temperature (ENSP UML)

2.10. Capteur de rotation

Au niveau de la table de rotation, comme son nom l'indique le capteur de rotation fonctionne lorsqu'un objet métallique passe près de son nez (fig12), provoquant une fermeture de circuit interne, ce qui donnera par la suite un événement.

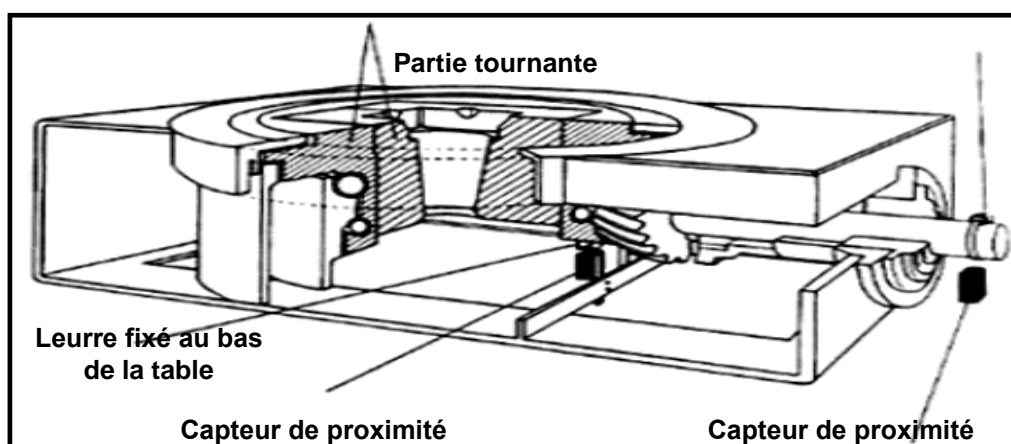


Figure 12: Capteur de rotation (SONATRACH CRD. 2009)

2.11. Capteurs de torque (A effet Hall)

Au niveau du câble d'alimentation de la génératrice (fig13) qui entraîne la table de rotation.

Le paramètre torque revêt une importance considérable au cours de forage, il nous donne une idée sur l'état de l'outil, la garniture de forage, et la nature de la formation forée.



Figure 13: Capteurs de torque

L'emplacement des principaux capteurs au sein de la cabine géologique est représenté par la (fig14).

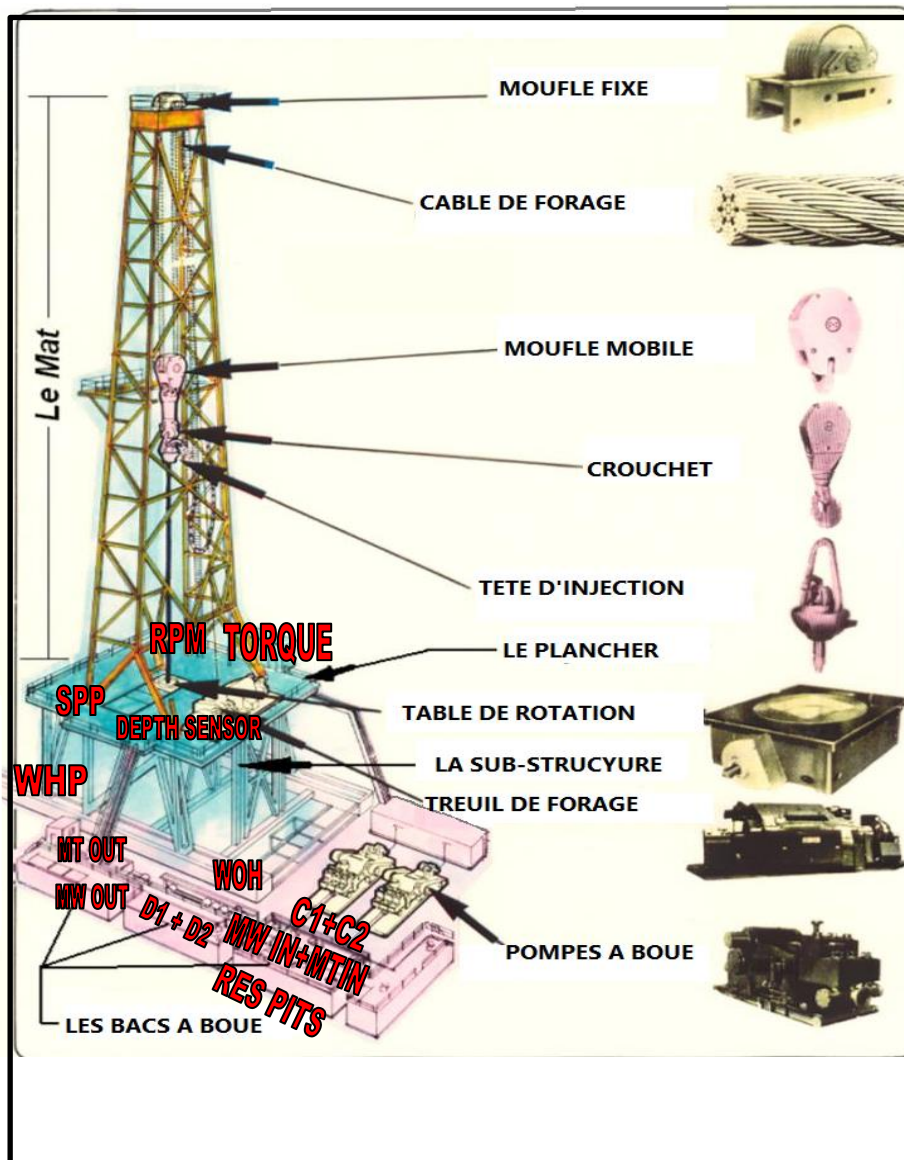


Figure 14: La position des capteurs sur un appareil de forage (SONATRACH,CRD .2009)

3. LE ROLE DES CAPTEURS DE LA CABINE MUDLOGGING

La transformation des grandeurs physique qualitative à une grandeur quantitative et les types des signaux.

La reconnaissance des formations traversées par un sondage se fait tout d'abord en exploitant les informations obtenues pendant le forage ; on enregistre les paramètres suivants : poids sur l'outil, vitesse d'avancement, pression des fluides de forage....Toutes ces informations parviennent au niveau de la cabine géologique à l'intermédiaire des capteurs placés au niveau de la sonde. En effets, ces capteurs ramènent un signal qui se transforme à une grandeur physique au niveau de la cabine (fig15)

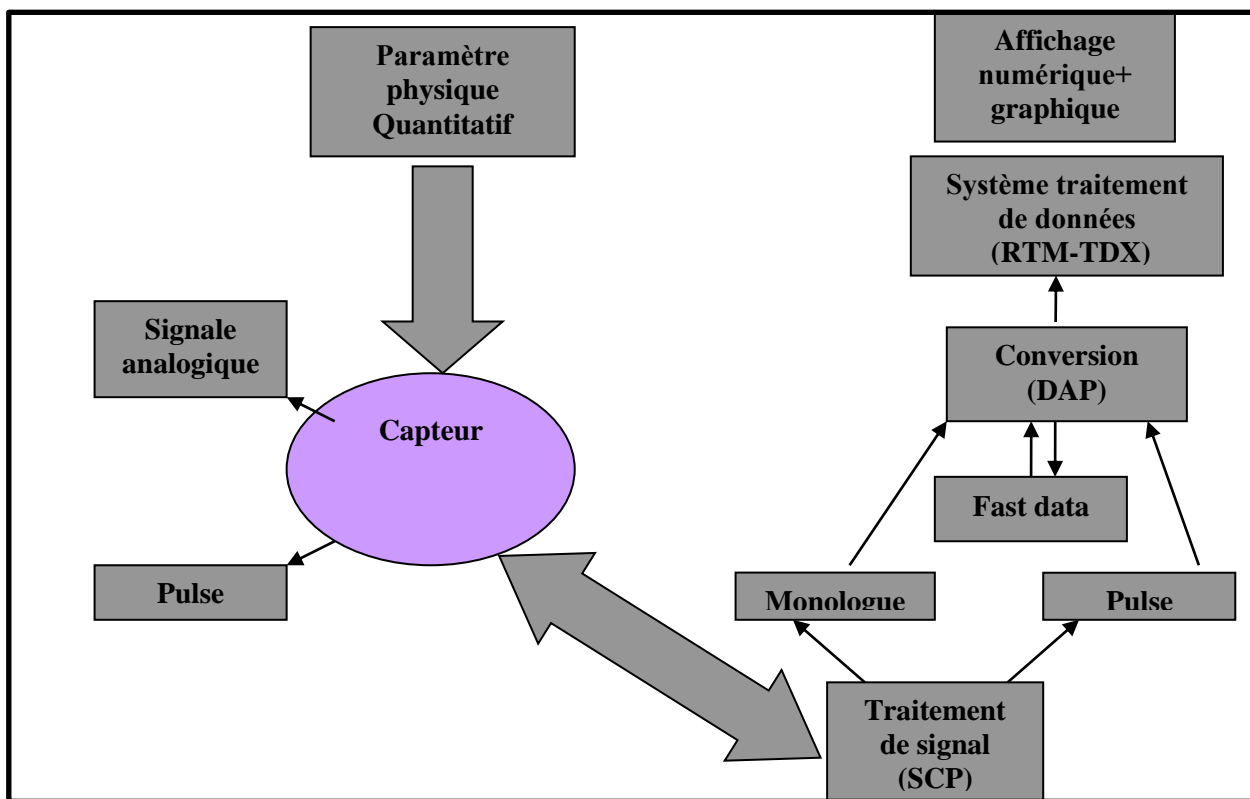


Figure 15: schéma synoptique des capteurs (LS 2)

4. LES EQUIPEMENT DE TRAITEMENT DES ECHANTILLONS

4.1. Deux demi-fûts

Demi-fût pour lavage des échantillons recueillent immédiatement du shale shaker (fig16).



Figure 16: Deux demi-fûts

4.2. Cribles ou tamis

Sept (7) tamis (Sieves) à trames de différentes dimensions ont été utilisés (fig17).



Figure 17: le Crible

4.3. Des coupelles métalliques

Plusieurs dizaines de coupelles métalliques pour le traitement des cuttings. Deux à trois coupelles en porcelaine pour les observations et le traitement de détail (fig18).



Figure 18: les coupelles métalliques

4.5. Des aiguilles

Des aiguilles montées afin d'estimer la dureté (Fig19).

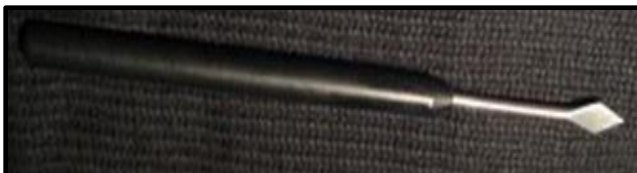


Figure 19: l'aiguille

5. TECHNIQUES D'ÉCHANTILLONNAGE ET PROCÉDES DU MUD LOGGING

5.1. La Techniques d'échantillonnage

La surveillance géologique incombe, dans son aspect opérationnel, au Mud logger qui doit identifier les cuttings remontés lors du forage et en déterminer l'origine.

Le Mud logger procède à une prise d'échantillon à l'aide de tamis à maille adéquat. Les déblais sont collectés au tamis vibrant en Tenant compte du "lag time"(fig20)(fig21). L'échantillon de déblais prélevé par le Mud logger doit être représentatif de tout l'intervalle entre deux prélèvements



Figure 20: la prise de l'échantillon (Direction Mud Logging-SONATRACH .2012).

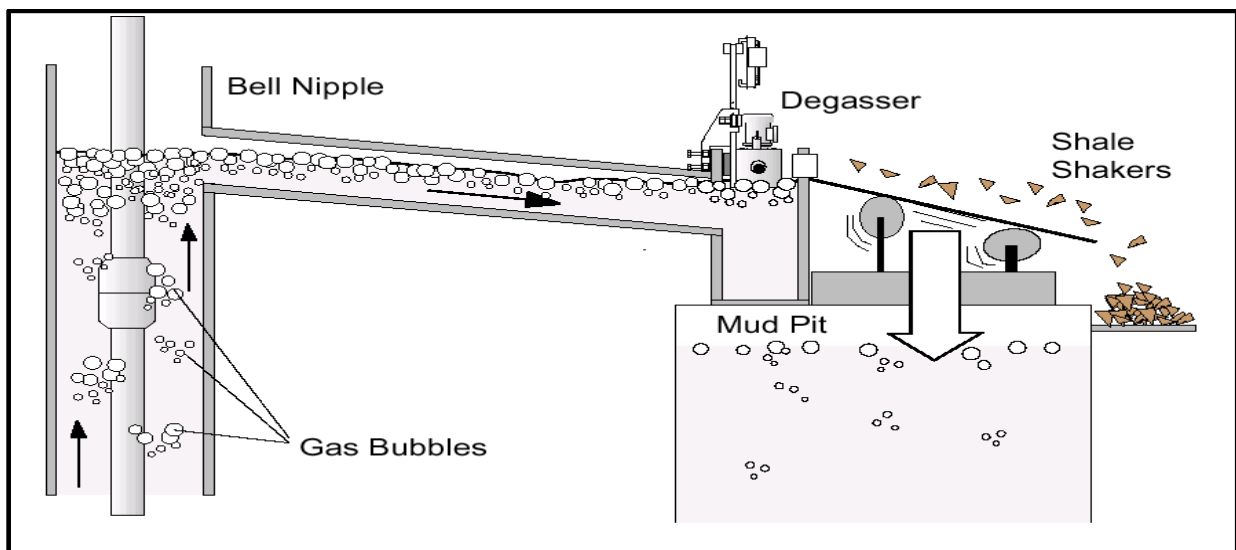


Figure 21: La collecte des déblais sur le tamis vibrant (Direction Mud Logging-SONATRACH. 2012)

5.2. Procédés du mud logging

5.2.1. Enregistrement et suivi des paramètres de forage

L'enregistrement est effectué à l'aide des capteurs installés aux points sensibles de la sonde, une centaine de paramètres physiques de forage (mesurés ou calculés) sont enregistrés et surveillés en temps réel (fig22).

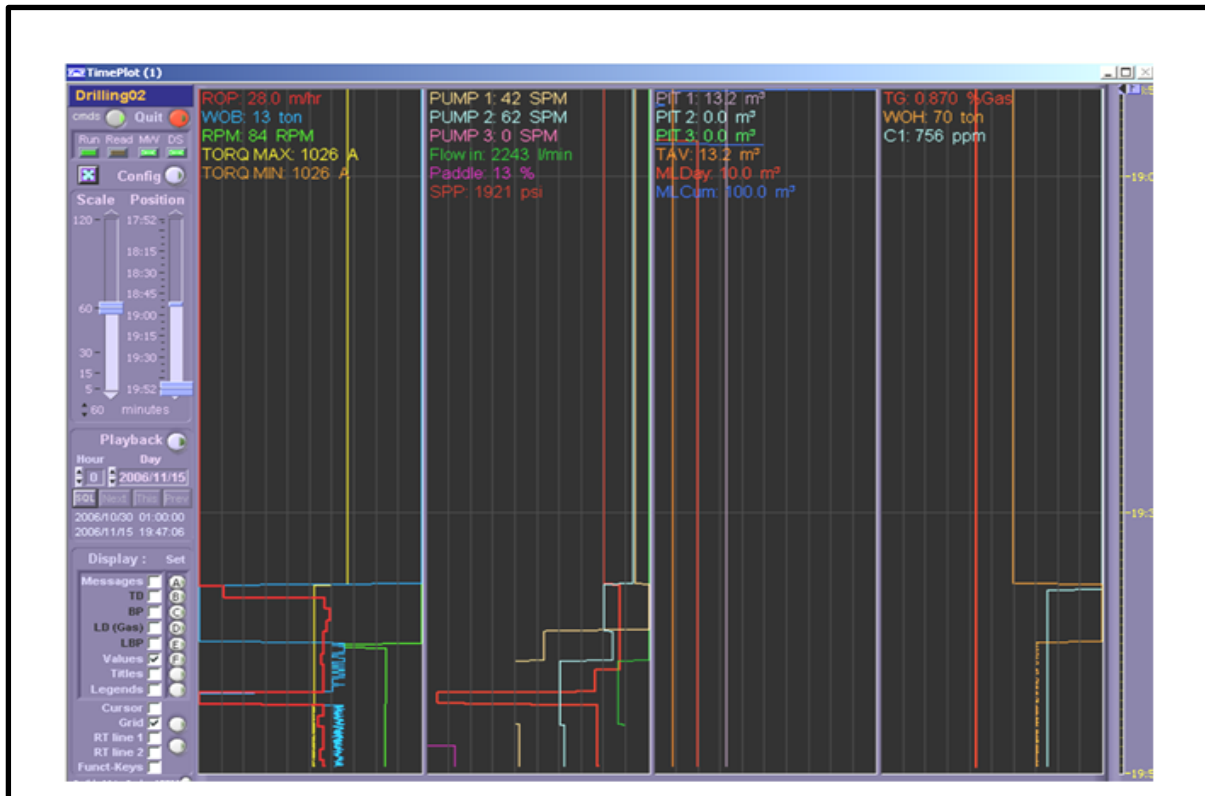


Figure 22: le système time plot "TLG"

5.2.2 Analyse des échantillons

A. Analyse préliminaire

L'échantillonnage ou le prélèvement des échantillons se fait tous les cinq mètres (5m) au début de forage, deux ou trois mètres (2 ou 3m) dans les terrains inconnus et tous les 1 mètres dans le réservoir afin d'aboutir la colonne stratigraphique et de déterminer les zones réservoirs.

Dans un second lieu, le Mud Logger fait une description des cuttings après avoir des lavées avec du gasoil, puis l'échantillon sera prise sur la coupelle en respectant la proportion des diverse diamètre, après un diagnostic et des tests chimiques, c'est la description et notification sur un carnet de la profondeur de l'échantillon, ainsi que les pourcentages, la nature, les constituants, la couleur, la forme, la dureté, et la différenciation entre des retombées avec les réels. On cas de présence sur des carottes des indices importants ou carottage stratigraphique pour datation, la notification parait très importante0

5.2.3. La calcimètre

Lors de l'examen binoculaire, un test à l'acide HCl dilué à 10% est systématiquement réalisé si l'échantillon montre une effervescence immédiate ou après trois minutes, le passage à la calcimétrie est indispensable pour déterminer la nature lithologique de l'échantillon (fig23).



Figure 23: la Calcimètre.

A. L'autocalcimètre

L'autocalcimètre permet de déterminer les carbonates contenue dans un échantillon de roche. Il mesure l'augmentation de la pression parallèlement avec la production du gaz CO_2 par la réaction facultative des minéraux carbonatés avec l'acide chlorhydrique, le tout est mélanger dans une ampoule fermée. La calcite réagit plus rapidement que les dolomies. L'enregistrement du temps de la pression ont permet la distinction entre ces deux dernières.

B. Caractéristiques

- Boite : polyester. Sise : 160 x 90 x 60.
- Ecran : lcd 2 lignes de 16 caractères.
- Clavier : 12 bouton résistant a l'eau.
- Alimentation : 220v 50 hz.
- Transformer : 12v. Sortie USB. Ampoule : en verre.

C. Procédure

Il est nécessaire de prendre 0,5g d'un échantillon avec 100% de carbonates de calcium (CaCO_3) après avoir bien sécher dans une plaque chauffante, à l'aide d'un pilon et mortier, en écrasant l'échantillon jusqu'à ce qu'il devient poudre, ensuite en le mettant dans l'ampoule et à l'intérieur de cette dernière en ajoutant le HCl délué à 8% sans contact avec l'échantillon.

Puis en fermant l'ampoule et en agitant un peu. Quand la réaction est finit en appuyant sur le Bouton "V" est le calcimètre enregistre jusqu'à 100%, à la fin les mesure s'afficheront à l'écran pour les trois intervalles 1 mn, 3mn et 10mn.

5.2.4. Le fluoroscope

Le fluoroscope est une boîte noire éclairée par des rayons ultraviolets (lampe de WOOD). En introduisant l'échantillon à l'intérieur et en regardant à travers une ouverture appropriée aux yeux (fig24), les réflexions fluorescentes sont en fonction des couleurs émises indiquant la présence et la nature de l'hydrocarbure contenu dans l'échantillon.



Figure 24: Le fluoroscope

5.1.5. Description des échantillons

A. Détermination de la lithologie

L'examen des échantillons suivent on général le plan suivant :

1. Une observation des échantillons non lavé avec UV pour la fluorescence.
2. Laver et tamiser l'échantillon.
3. Placer une couche très fine de l'échantillon mouillé dans un morceau de verre ou un récipient.
4. Observer l'échantillon mouiller directement au fluoroscope.
5. Utiliser le solvant pour le test de fluorescence.
6. Effectuer des examens au microscope sur des échantillons pour identifier le type de roche, pourcentage et les caractéristiques visuel.
7. Effectuer la calcimétrie sur un échantillon sélectionné au hasard.
8. Ecrire sur un carnet la description de la nouvelle lithologie on utilisant les termes standards par ce que souvent le client demande une abréviation.
9. Si nécessaire, effectuer une calcimétrie sélective, la densité de l'argile testée ainsi que n'importe quel teste suggérer par le Client.

10. Corriger de la lithologie si nécessaire, après recopier cette dernière dans un Masterlog.

Exemple : Sel: couleur, aspect.

Gypse: couleur, aspect, dureté.

Carbonate: couleur, cristallinité et dureté.

5.2.6 Estimation du pourcentage d'une roche dans une coupelle

L'estimation du pourcentage exige une suffisance visuel des cuttings pour déterminer la moyenne de la distribution des différents types de roches ; c'est la première raison pour l'utilisation du microscope (x10) comme standard(fig25).

Le pourcentage de la partie non carbonatée de l'échantillon est étudié lors de l'examen par le binoculaire avant de procéder à la calcimétrie. Exemple : 60% (30% gypse, 30% argile).

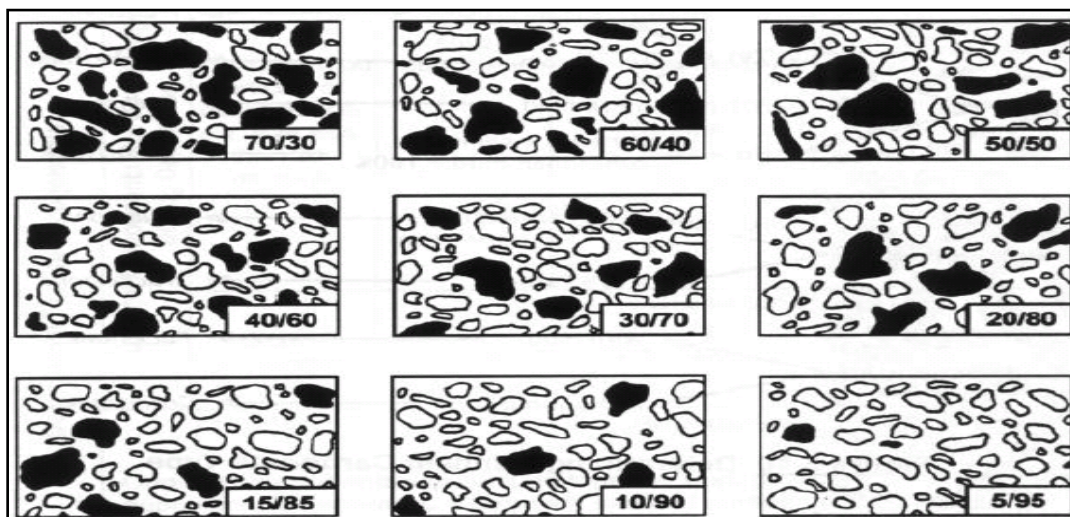


Figure 25: Différents pourcentages des roches.

A. Ordre de description d'une roche

Afin de décrire une roche, il faut appeler aux propriétés suivantes :

Le nom de la roche.

La couleur.

La dureté.

Les grains :

Clastique Carbonates

Taille des grains a. Nature des grains

La rondeur. b. Taille des grains

La sphéricité.

La matrice et ciment

Clastique Carbonates

L'abondance a. abondance

La nature b. la cristallinité

Accessoires/fossiles.

L'estimation visuelle de la porosité.

Indice d'hydrocarbure :

Visuelle (les taches,)

La fluorescence directe (quantité, intensité, couleur)

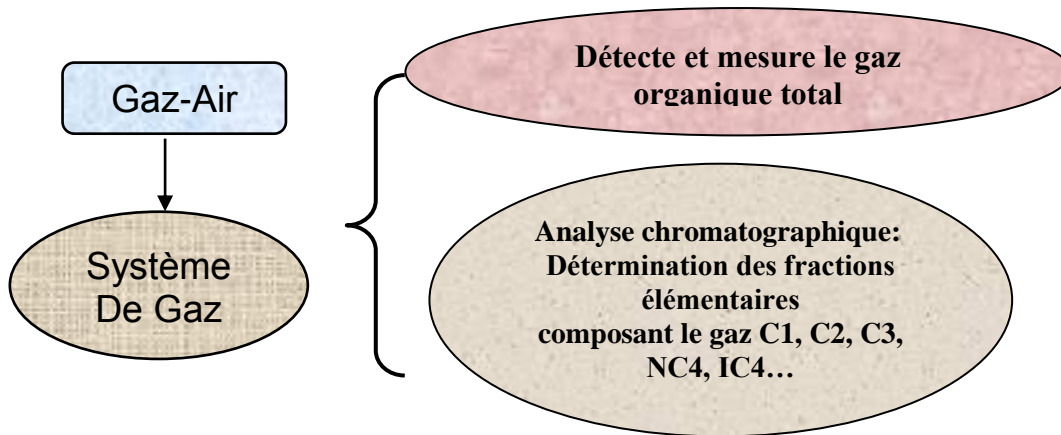
La fluorescence indirecte (proportion, intensité, couleur)

Autre caractéristiques.

Exemple : grés, gris-brun. Friable, moyennement grossier, grains sub-arrondies. Modérément trier, pauvre en ciment calcaireux, glauconite claire jaune au fluorescence directe, jaune fort au fluorescence indirect.

5.2.7. Détection et analyse des gaz

A pour objectif, de diminuer, voir annuler, le risque de rater les indices de gaz lors du forage des puits d'exploration.



A. Chromatographe gaz ratios

- Il déterminer le type d'hydrocarbures: huile, Gaz, Condensât...
- Il Déterminer les points de contact: gaz-huile, huile-eau...
- Geosteering: réduction des coûts.(fig26)



Figure 26: Chromatographe (GEOLOG 2013)

6. LE LOGICIEL UTILISE

Principalement un logiciels est utilisé : GEOLOG

Il est Utilisé pour entrer les données géologiques tel que le pourcentage de chaque élément d'après la description microscopique et aussi la calcimétrie, la fluorescence, la densité des argiles sont mentionnés dans ce document synthétique (fig27) (fig28).

Depth: TMD [m]	Torque Min [lbf-ft]	Torque Max [lbf-ft]	Torque Avg [lbf-ft]
3795.25	0	0	0
3795.5	0	0	0
3795.75	0	0	0
3796	0	0	0
3796.25	0	0	0
3796.5	0	0	0
3796.75	0	0	0
3797	0	0	0
3797.25	0	0	0
3797.5	0	0	0
3797.75	0	0	0
3798	0	0	0
3798.25	0	0	0
3798.5	0	0	0
3798.75	0	0	0
3799	0	0	0
3799.25	0	0	0
3799.5	0	0	0
3799.75	0	0	0
3800	0	0	0

Figure 27: depth data editor "table drilling hole" (SYSTÈME GEOLOG) (ENSP DML 2013)

6.1. L'application de symboles

C'est une légende contenant des symboles pour la configuration des différentes formations, symboles techniques et fossiles.

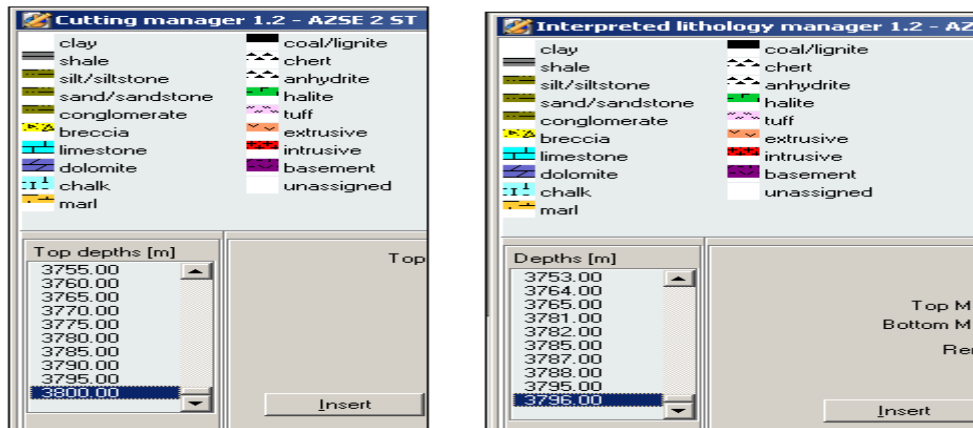


Figure 28: présentation de logiciel symboles (SYSTEME GEOLOG) (ENSP DML 2013)

6.2. Etablissement d'un Masterlog

L'interprétation informatique de la lithologie est assistée par les données géologiques et l'entrée de symboles des fossiles (fig29). Ces symboles peuvent être adaptés aux besoins du client sur demande. Dans le système ALS 3 l'établissement du Masterlog se fait par des logiciels ou en premier temps on introduit les pourcentages dans le logiciel « Geolog » après on ouvrant le logiciel qui s'appel Masterlog et en continue l'habillage par la lithologie tout en ajustant avec la ROP et la courbe du pourcentage de gaz.

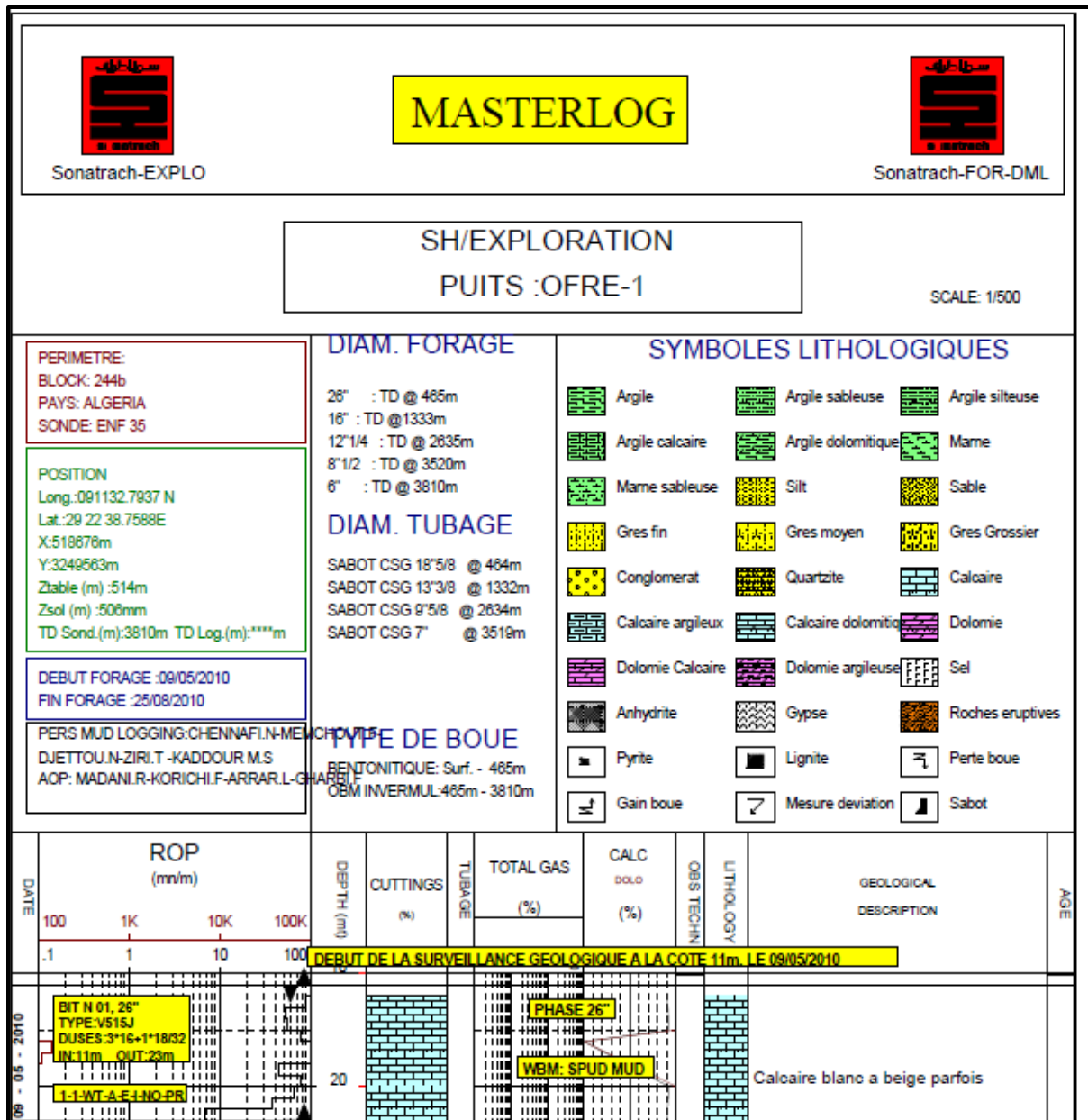


Figure 29: Modèle d'un Masterlog (SONATRACH – exploration. 2009)

6.3. Réalisation des rapports (Reporting)

- Un rapport journalier est remis au client.
- Des Logs sont périodiquement mis à jour.
- Un rapport de fin de sondage de Mud Logging ou ML FWR contenant toutes les informations et les évènements concernant le puits est systématiquement remis au client à la fin de chaque puits.

7. Les résultats du mud logging

Les rapports du Mud Logging en cours de forage sont :

- Assurance de la sécurité des personnes et du puits par la prévision des éruptions.
- Réduction le coût de revient du forage en évitant des opérations supplémentaires (repêchage, side track, bouchons de colmatant, de ciment) par le suivi continu des paramètres de forage.
- Une meilleure compréhension des niveaux réservoirs dont la caractérisation de ces derniers en temps réel.
- La possibilité de transfert de données acquises par les tous les capteurs (contractants), en real time, via les WITS.
- LE ML FINAL WELL REPORT, ce dernier fournit des informations sur toutes les opérations d'engineering effectuées durant la réalisation du puits, les étages traversés, les intervalles carottés et testés, les problèmes et événements rencontrés en cours de forage (coincements, pertes de boue, venues, etc...).

8. RELATION ENTRE LES PARAMETRES DE FORAGES ET LA GEOLOGIE

Les cinq paramètres de forage les plus importants qui ont impact direct sur la géologie sont les suivants:

1. ROP (rate of pénétration) ;
2. Gain ou perte du volume de la boue de forage ;
3. Le taux de débit de la boue ;
4. Variation de la densité de la boue ;
5. Indication de gaz (H₂S, chromatographie, détecteur) ou de l'huile.

CHAPITRE VI APPLICATION LA SURVEILLANCE GEOLOGIQUE

1. INTRODUCTION

Le rôle des géologues est de reconstituer l'histoire des dépôts et des déformations de ces couches , pour cerner les emplacements ou a pu se piéger le pétrole.

Ces recherches s'appuient sur des analyses aux laboratoires et sur des observations faites sur le terrain. Enfin, des géologues généralistes prennent en compte les données enregistrées ou analysées par leurs collègues pour reconstituer la géométrie se décrire les caractéristiques du réservoir pétrolier.

En forage, les déblais remontés par la circulation de fluide de forage ou boue de forage , ce fluide est circulé ou pompé à partir de la surface, vers le bas à travers le train de sonde et l'outil de forage (trépan) , et revient à la surface par l'annulaire. Généralement le traitement des déblais est travail très important par le géologue, en méthode de la surveillance géologique, peut-être la méthode utilisée pour acquérir les données nécessaires.

Les informations obtenues en analyse de lithologie de formation par une évaluation plus détaillée pour optimiser de futures considérations de forage. Les catégories générales de données obtenues en surveillance géologique incluent les informations géologiques, de réservoir, et de production, et lithologie de cette formation.

Dans la présente étude on va présenter la surveillance géologique appliquée au sein de HDZ- 15

2. DONNEES DE FORAGE

2.1. Profil du puits

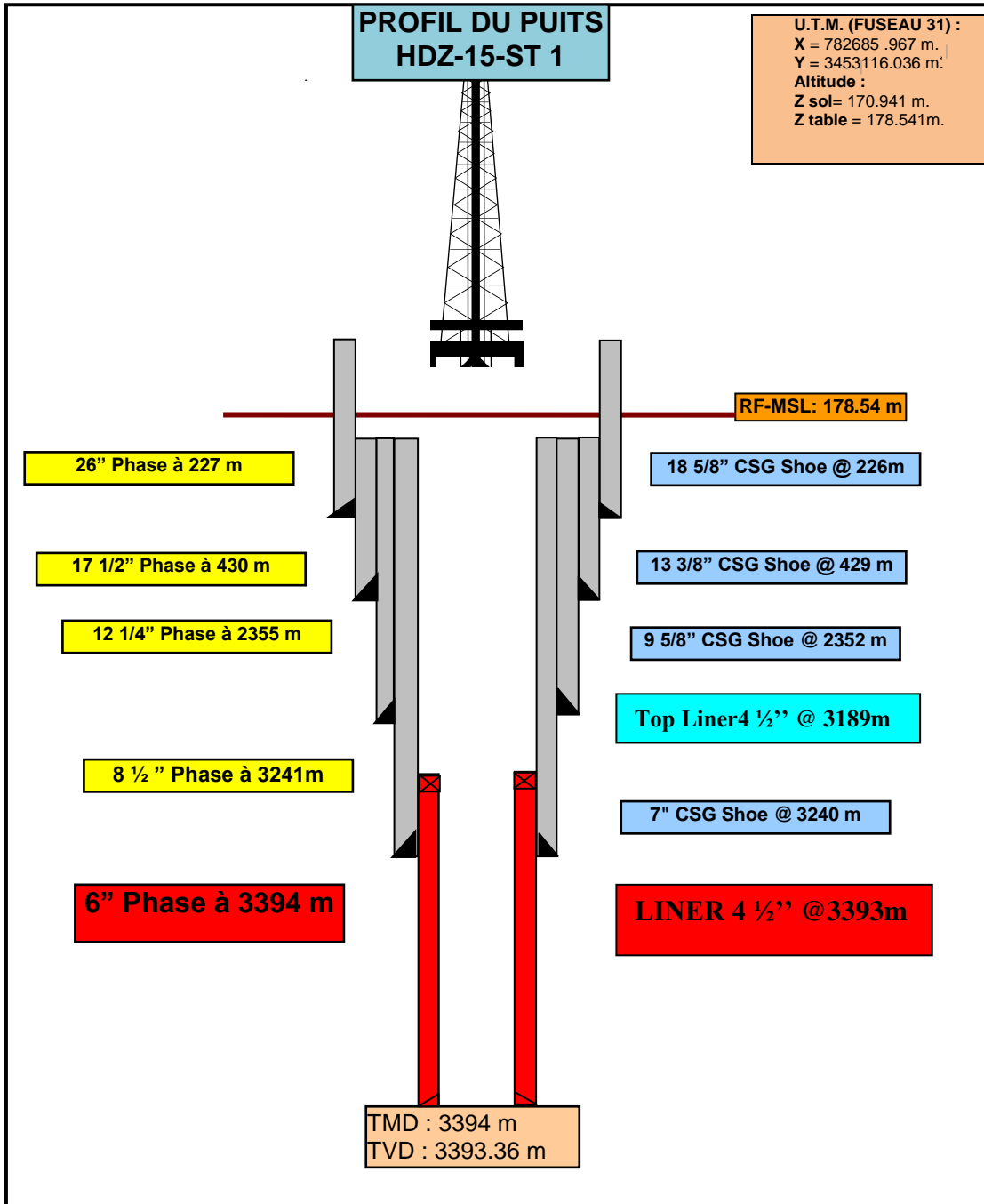


Figure 30: L'architecteur de puits HDZ-15(rapport d'implantation HDZ-15)

2.2. Paramètres de forage

Les paramètres de forage sont résumés dans le tableau suivant (Tab.1)

Tableau 1 : paramètre de forage

N°	Dia m (in)	Constructeur	Type	Duses (in2)	Intervalle (m)	ROP (m/h)	WO B (t)	RPM (tr/min)	LPM (l/min)	SPP (psi)
9	6	HDBS	FX64R	OPEN	3241-3242	3.7	6	85	790-800	2500-2800
10	6	HUGHES	HHCS11 2	0.7	3242-3256	0.4	2-5	60-110	550	1700-2850
10RR	6	HUGHES	HHCS11 2	0.7	3256 -3267.7	0.5	2-4	50-130	510	1480-1550
10RR 2	6	HUGHES	HHCS11 2	0.7	3267.7 – 3273.1	0.47	2-5	40-130	530	1400-1500
11	6	CORPRO	MCI685	0.65	3273.1-3291	1.1	5-6	65-70	590-600	1750-1800
12	6	HDBS	DI820W	OPEN	3291-3295	1.59	6-8	120-140	800	2400
11RR	6	CORPRO	MCI685	0.65	3295-3304.5	0.52	3-6	65-80	590-620	2100-2200
11RR 2	6	CORPRO	MCI685	0.65	3304.5-3321.5	0.52	2-5	60-93	600	1950-2100
11RR 3	6	CORPRO	MCI685	0.65	3321.5-3330.4	0.46	2-6	50-112	600	2100-2250
13RR	6	CORPRO	MCI685	0.65	3330.4-3340	0.42	3-6	70-100	600	2150-2450
13RR 2	6	CORPRO	MCI685	0.65	3340-3348	0.44	3-6	70-90	600	2050-2250
14	6	ALDIM	DI820W	4*16	3348-3363	0.98	4-6	90-120	800	2400-2550
15	6	HDBS	FX94R	3*14	3363-3394	1.03	6-8	90-12	701-719	2185-2231

2.3. DONNEES DES BHA:

Les résultats des BHA sont résumés dans les tableaux suivants : (Tab.2 à Tab.10 (rapport d'implantation HDZ-15))

Tableau2 : Garniture de reforage Ciment et sabot 3241m à 3242 m.

Item	SN	OD (")	ID (")	Long. (m)	Cumul (m)
OUTIL PDC 6"	11802415	6"	-	0.26	0.26
Bit sub	B 002	5 ¹⁵ / ₁₆ "	4 3/4"	0.91	1.17
18 DC 4 ³ / ₄ "	-	4 ³ / ₄ "	2 1/4"	170.31	171.48
D.Jar 4 ³ / ₄ "	23580	4 ³ / ₄ "	2 5/16"	9.0	180.48
02DC 4 ³ / ₄ "	-	4 ³ / ₄ "	2 1/4"	18.92	199.4
12 HWDP 3 ¹ / ₂ "	-	3 ¹ / ₂ "	2 7/16"	111.3	310.47

Tableau 3 : Garniture de carottage de 3242m à 3348m.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
CORE HEAD 6" x 2-5/8"	7145044	6”	2 5/8”	0.35	0.35
CBBL CORE	-	4 3/4”	2”7/8	29.36	29.71
18 DC 4 3/4”	-	4 3/4”	2 1/4”	170.31	200.02
D.Jar 4 3/4”	97752-H	4 3/4”	2 5/16”	9.0	209.02
02 DC 4 3/4”	-	4 3/4”	2 1/4”	18.92	227.94
12 HWDP 3 1/2”	-	3 1/2”	2 7/16”	111.07	339.01

Tableau 4 : Garniture de forage de 3348m à 3363m.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
OUTIL IMPREG 6”	70244E13	6	-	0.19	0.19
Bit sub	B 002	5 15/16”	4 3/4”	0.91	1.1
Short DC 4 3/4”	-	4 3/4”	2 1/4”	3.05	4.15
STB	-	5 15/16”	4 3/4”	1.45	5.6
01 DC 4 3/4”	-	4 3/4”	2 1/4”	9.43	15.03
STB	-	5 15/16”	4 3/4”	1.74	16.77
18 DC 4 3/4”	-	4 3/4”	2 1/4”	170.31	177.58
D.Jar 4 3/4”	23580	4 3/4”	2 5/16”	9.0	187.08
02 DC 4 3/4”	-	4 3/4”	2 1/4”	18.92	215
12 HWDP 3 1/2”	-	3 1/2”	2 7/16”	111.3	326.07

Tableau 5: Garniture de Raclage de 3130m à 3202 m.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
OUTIL IMREG 6”	6947H11	6”	-	0.19	0.19
SCRAPER 7”	-	7”	1 7/16”	1.19	1.38
BIT SUB 3 3/4”	-	3 3/4”	2 5/16”	0.91	2.29
19 X DC 4 3/4”	-	4 3/4”	-	179.01	182.10
D.Jar 4 3/4”	23580	4 3/4”	-	9.0	191.1
02 DC 4 3/4”	-	4 3/4”	-	18.92	200.30
12 HWDP 3 1/2”	-	3 1/2”	-	111.30	321.09

Tableau 6: Garniture de DST.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
Pub joint 3” 1/2	-	3.50”	2.764”	6.10	6.10
Bottom of Packer	-	3.50”	2.764”	1.24	7.34
7” Champ IV Packer	-	5650”	3.00”	1.73	9.07
Top of Packer	-	5”	2.870”		
7” RTS Safety joint	-	5”	2.44”	1.04	10.11
5” Big John Jars	-	5”	2.25”	1.84	11.95
5.5” bundle carrier	-	5.5”	2.25”	2.38	14.33
5” tester Valve	-	5”	2.25”	7.27	21.6
5” RDC valve	-	5”	2.25”	1.07	22.67

Cross over 3 7/8'' cas pin x 3 1/2'' IF box	-	5''	2.25''	0.50	23.17
6 X DC 4 3/4''	-	4.75''	2.25''	170.31	193.48
Cross over 3 1/2'' cas pin x 3 7/8'' IF box	-	5''	2.25''	0.50	193.98
5'' RM Slip joint (Full open)	-	5''	2.25''	6.10	200.08
Cross over 3 7/8'' cas pin x 3 1/2'' IF box	-	5''	2.25''	0.50	200.58

Tableau 7: Garniture de forage de 3363m à 3394 m.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
OUTIL IMPREG 6''	11957012	6	-	0.19	0.25
Bit sub	B 002	5 15/16''	2 1/4''	0.91	1.16
Short DC 4 3/4''	30553	4 3/4''	2 1/4''	3.05	4.21
STB	80377	5 15/16''	2 1/4''	1.45	5.66
01 DC 4 3/4''	195520	4 3/4''	2 5/16''	9.43	15.09
STB	02131476	5 15/16''	2 1/4''	1.74	16.83
18 DC 4 3/4''	-	4 3/4''	2 1/4''	170.31	187.14
D.Jar 4 3/4''	23580	4 3/4''	2 5/16''	9.05	196.19
02 DC 4 3/4''	-	4 3/4''	2 1/4''	18.92	215.11
12 HWDP 3 1/2'',	-	3 1/2''	2 7/16''	111.07	326.18

Tableau 8: Une Garniture de reforage de ciment de 3197 à 3346m.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
Tricône Bit	11806232	3 3/4''	-	0.19	0.19
Bit sub	134567	3 1/8''	1 1/4''	1.19	1.38
15 DC 3''1/8	-	3 1/8''	1 1/4''	143.3	144.68
XO	5041	3 1/2''	1 1/16''	0.32	145
DP	-	2 3/8''	1 3/4''	145.48	289.64
XO	-	3 1/2''	1 1/2''	0.84	290.48

Tableau 9: Une Garniture avec 4.5'' Scraper.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
Tricône Bit	11806232	3 3/4''	-	0.19	0.19
4.5''SCRAPER	000164495-01	4''1/4	1''1/4	1.15	1.34
Bit sub	134567	3 1/8''	1 1/4''	1.19	2.53
11DC 3 1/8''	-	3 1/8''	1 1/4''	105.09	107.62
XO	5041	3'' 1/8	1'' 1/4	0.32	107.94
12DP	-	2 3/8''	1 3/4''	115.7	223.64
XO	98860	2''3/8	1'' 3/4	0.84	224.48

Tableau 10: Une Garniture avec 7'' Scraper.

Item	SN	OD (“)	ID (“)	Long. (m)	Cumul (m)
OUTIL IMPREG 6''	11957012	6''		0.25	0.25
7''SCRAPER	000163415	7''	2''	1.19	2.44
Bit sub	HDH 98812	3 1/8''	1 1/16''	0.91	3.35

2.3.1. Phase 6" Tubage 4 1/2"

Date : 12/12/2013 –13/12/2013.

Caractéristiques du trou :

Diamètre : 6".

Profondeur : 3394m.

Caractéristiques du tubage sont mentionnées dans le Tableau suivant (Tab.11)

Tableau 11 : Caractéristiques du tubage

Diamètre extérieur ["]	:	4 1/2
Diamètre intérieur ["]	:	3.92
Grade	:	13.5
Masse Nominale [lbs/ft]	:	NA
Filetage	:	TEN. ER
Nombre de Joints	:	21
Côte sabot [m]	:	3393

Circulation de la boue

- ✓ Test lignes de surface à 5000 pour 10min psi : Ok.
- ✓ Pompage 2 m³ de diesel de densité d = 0.85 kg/l.
- ✓ Pompage de bouchon séparateur 7 m³ de SPACER d= 1.55 kg/l.
- ✓ Pompage de 5.39 m³ de laitier d = 1.9 kg/l.
- ✓ Chasse avec 1.6 m³ d'eau + 11.8 m³ de boue d= 1.47sg.

2.3.2. PRESENTATION DE LA PHASES

Le puits **HDZ#15** et comme il est mentionné dans le programme doit être foré en 4 phases, a atteint une profondeur de 3394 m (voir profil du puits).

Dans le présent travail on les résultats de la surveillance géologique sont limités à la phase 6" (3241m à 3380 m)

Au cours de cette phase, le forage a traversé les formations : Quartzites de Hamra, Grès d'El Atchane et Argile d'El Gassi.

Cette phase est caractérisée par les points suivants :

- Début de phase : 08/11/2013 à 09 h : 00
- Début de forage : 08/11/2013 à 09 h : 00
- Fin de forage : 07/12/2013 à 20 h : 30
- Fin de phase : 13/12/2013 à 13 h : 00
- Durée : 35.16 jours.
- Intervalle : 3241m – 3394 m.
- Côte sabot : 3393m

2.3.4. Déroulement d'opération

- ensuite forage de 1m dans la formation Quartzites de Hamra à 3242m.
- Après une circulation et nettoyage du puits HDZ-15
- remontée en surface pour descendre le carottier de HCC (HHCS112, SN : 7145044) jusqu'à la côte 3256m, à cause des avancements très lents (0.4 m/hr) il a été décidé de couper et remonter la carotte (Q= 500-600 lpm, WOB= 2-6 T, RPM= 60-110 rpm, SPP= 1770 Psi, TQ=1300-1500 lb*ft)
- La récupération du 1^{er} carottage a été de 12m/14m (85.71% de carotte).
- On a redescendu la même garniture avec le même carottier HCC (HHCS112, SN : 7145044) pour faire le deuxième carottage jusqu'à la côte 3267.7m. A cause des avancements très lents (0.5m/hr). (Q= 510 lpm, WOB= 3-4 T, RPM= 70-130 rpm, SPP= 1480-1540 Psi, TQ=1330-1700 lb*ft), il a été décidé de couper et remonter la carotte.
- La récupération du 2^{ème} carottage a été de 11.1m/11.6m (95% de carotte).
- On a redescendu avec le même carottier HCC (HHCS112, SN : 7145044) pour faire le 3^{ème} carottage jusqu'à la côte 3273 m, à cause des avancements très lents (0.47m/hr). (FR= 530 lpm, WOB= 2-5 tons, RPM= 80-90 rpm, SPP= 1450 Psi, TQ=1300-1600 lb*ft), il a été décidé de couper et remonter la carotte.
- La récupération du 3^{ème} carottage a été de 0.5m/5.48m (9.5% de carotte).
- Une couronne CORPRO (MCI685, SN : 6013175) a été descendu pour le 4^{ème} carottage jusqu'à la côte 3291m. (FR=590- 600 lpm, WOB= 5-6 tons, RPM= 65-70 rpm, SPP= 1750-1800 Psi, TQ=1300-1770 lb*ft).
- couper la carotte et remontée la garniture au jour.
- La récupération du 4^{ème} carottage a été de 0.35 m/18m (2 % de carotte). A cause du faible pourcentage de récupération des carottes,
- descendre une BHA de forage, avec un outil imprégné 6'' (ALDIM, SN : 6947411), l'outil a foré de 3291m jusqu'à la côte 3295m, avec un avancement moyen de 1.56 m/hr, (F/ 3291m to 3295m, FR= 800 lpm, SPP=2450, RPM=130 rpm, TQ=2400-3000 lb.ft).
- Circulation pour nettoyer le puits puis remontée en surface pour redescendre le carottier.

- Le carottier CORPRO (MCI685, SN : 6013175) a été redescendu pour faire le 5ème carottage de la côte 3295m jusqu'à 3304.5m, côte où est observé un calage de la couronne ce qui a incité à couper la carotte et remonter la garniture au jour.
- La récupération du 5ème carottage a été de 8.5m/9.5m (89.4 % de carotte).
- Redescente avec le même carottier CORPRO (MCI685, SN : 6013175) pour faire le 6ème carottage jusqu'à la côte 3321.5 m (F/3314.5m T/3321.5m, FR=600 lpm, WOB= 4-5 tons, RPM= 73-92 rpm, SPP= 1970-2150 Psi, TQ=1300-1600 lb*ft).
- remontée du carottier au jour à cause de la haute pression.
- La récupération du 6ème carottage a été de 11.5m/17m (67 % de carotte).
- Redescente avec le même carottier CORPRO (MCI685, SN : 6013175) pour faire le 7ème carottage jusqu'à la côte 3330.40 m (FR=580-600 lpm, SPP=2000 psi, RPM=34-55 rpm, TQ=1700-3300 lb*ft.)
- puis a cause des avancements très lents (0.30m/hr), il a été décidé de couper et remonter la carotte.
- La récupération du 7ème carottage a été de 7.75m/8.9m (87% de carotte).
- Redescente avec un nouveau carottier CORPRO (MCI685, SN : 6013176) pour faire le 8ème carottage jusqu'à la côte 3340 m, et à cause des avancements très lents (0.2m/hr), il a été décidé de couper et remonter la carotte. (FR= 600 lpm, WOB= 3-5 tons, RPM= 70-100 rpm, SPP= 2150-2450 psi, TQ=1400-2700 lb*ft.)
- La récupération du 8ème carottage a été de 8.3m/9.6m (86.5% de carotte).
- Redescente avec le même carottier CORPRO (MCI685, SN : 6013176) pour faire le 9ème carottage jusqu'à la côte 3348m, couper et remonter la carotte. La récupération du 9ème carottage a été de 8m/8m (100% de carotte).(FR= 600 lpm, WOB= 5-6 tons, RPM= 70-90 rpm, SPP= 2050-2250 psi, TQ=1300-2300 lb*ft.)
- En vue de continuer le forage, l'outil imprégné (ALDIM, DI820W, SN : 7067E13) a été descendu dans le puits jusqu'à la côte 3363m. L'avancement moyen était de 0.98m/hr.
- Après circulation pour nettoyer le puits, l'outil a été remonté au jour et on a descendu la garniture de raclage pour racler l'intervalle de 3130m à 3202m.
- En vue de continuer le forage, l'outil IMPREG (HDBS, FX94R, SN : 11957012) a été descendu dans le puits et on a entamé le forage jusqu'à la côte finale de forage 3394 m, avec un avancement moyen qui était de 1.03 m/hr.

L'opération suivante Baker Logging Run1 (GR, CALIPER, SONIC, RESISTIVITY), Run 2 (GR, DENSITY, NEUTRON). Après cela ils ont procédé pour descendre l'ancienne garniture avec le

même outil de type PDC (HDBS, FX94R, SN : 1195012) pour un contrôle de trou avant l'opération électrique VSP.

Après les opérations électriques, ils ont décidé de descendre encore une fois l'ancienne garniture avec le même outil pour un contrôle de trou, puis on a descendue le 4'' 1/2 Liner Hanger jusqu'à 3393m.

3. DONNÉES DE GÉOLOGIE

3.1. Aperçu litho-stratigraphique :

Le forage du puits HDZ-15 a traversé une série de dépôts de 3404 m, représentée par des terrains allant de Paléozoïque au Cénozoïque.

A/ Ordovicien

Argiles d'El Gassi : De 3394 à 3367 m = 27 m.

Argiles grisâtres à noirâtres parfois verdâtres, indurées, silteuses, alternées avec Grès blanc laiteux à beiges, gris à gris verdâtres, siliceux à silico-quartzitique, compacts.

Grès d'El Atchane : De 3367 à 3348 m = 19m.

Grès gris blanc à beige, subarrondi à arrondi, subanguleux siliceux à silico-quartzitique, moyennement dur. Avec intercalation d'Argile grise à gris noir, indurée, silteuse.

Quartzites de Hamra : De 3348 à 3238 m = 10 m.

De 3348 à 3241 m :

Grès gris, gris blanc à beige, fin à moyen, siliceux à silico-quartzitique, arrondi à subarrondi anguleux, parfois subanguleux, compact, avec présence d'argile gris noire à noire, moyennement dure, silteuse.

De 3241 à 3238 m :

Grès : blanc, blanc beige, fin à moyen, subarrondi à arrondi, parfois anguleux, compact, dur, siliceux à silico-quartzitique, passant par endroit à Quartzite blanche, compacte, avec fréquemment des traces de la pyrite.

B/ Trias :

Grès d'Ouargla : De 3238 à 3167 m = 71m.

De 3238 à 3167 m :

Grès : blanc gris, gris blanc à gris beige, parfois gris verdâtre à gris brunâtre, occasionnellement jaune à marron, très fin à fin, silico-argileux, friable à moyennement dur,

localement grossier, subanguleux à subarrondi, siliceux à silico-quartzitique, compact, avec passées d'argile grise à gris vert et gris foncé à gris noir, indurée, silteuse, micacée, et fines passées de Roches Eruptives bariolées, moyennement dures. Traces de la pyrite et de la glauconite.

Eruptifs Triasique : De3167 à3124 m = 43m.

De 3167 à3124 m :

Roche Eruptive altérée grise ou bariolée à filons d'anhydrite blanche, crème, parfois beige, pulvérulente, et argile marron, rouge brique silteuse, friable, parfois dolomitique.

Argileux (G10) : De3124 à 3081m = 43m.

De3124 à3081 m :

Argile rouge marron, rouge brun, marron, grise à gris noir, verte, indurée à moyennement indurée, fortement silteuse, faiblement dolomitique, d'où la présence de petits passage de Sel, parfois jaunâtre, massif, et des traces d'Anhydrite, blanche, parfois rose pâle par endroits, pulvérulente.

TS3 : De 3081 à 2917 m = 164m.

De 3081 à 3020 m :

Sel jaune à rosâtre, massif, microcristalline, avec rares fines passées d'Argile brun rouge, tendre à indurée, parfois dolomitique, silteuse.

De 3020 à 2917m :

Sel parfois blanchâtre à jaunâtre, massif, microcristallin, avec rares fines passées d'argile brun rouge, tendre à indurée, silteuse, légèrement dolomitique.

TS1+TS2 : De 2917m à 2672m = 245m.

De2917 à 2830m :

Sel blanc, parfois jaunâtre à rosâtre, massif, moyennement dur, microcristallin, et d'argile grise à gris noire, rouge à brun rouge, marron, tendre à moyennement dure, silteuse, salifère.

De2830 à 2755 m :

Sel blanc, parfois jaunâtre à pâle rose, massif, moyennement dur, localement microcristallin.

De2755 à 2672 m :

Anhydrite blanche, crème, parfois beige rose, pulvérulente, localement microcristalline, faiblement indurée à moyennement dure.

C/ Jurassique :

LD3 (HZ-B) : De 2672 à 2653m = 19m.

De2672 à 2653 m :

Calcaire blanc, gris clair, beige, , microcristallin à cryptocristallin, avec fines passées d'argile rouge à marron, parfois gris vert à verte, tendre à moyennement indurée, silteuse.

LS2 : De 2653 à 2604m = 49m.

De2653 à 2604 m :

Sel jaune pâle, rarement rosâtre, massif, microcristallin, localement argileux, avec passées d'argile rouge à rouge brun, marron, tendre à indurée, plastique par endroits, silteuse.

LD2 : De 2604 à 2543m = 61m.

De2604 à 2543m :

Dolomie blanc à gris clair, vert olive à vert brun, indurée à moyennement dure, parfois friable, alternée avec l'anhydrite blanche, pulvérulente, microcristalline, moyennement dure, et l'rgile : rouge à rouge brun, gris verdâtre à gris foncé, moyennement dure, rarement plastique, légèrement silteuse.

LS1 : De 2543 à 2442m = 101m.

De2543 à 2442m :

Sel jaune beige, parfois rosâtre, massif, avec intercalations d'anhydrite : blanche, laiteuse, pulvérulente, indurée à moyennement dure, et d'argiles gris vert à vert foncé parfois brune, tendre à moyennement indurée, légèrement carbonatée, avec rares passées de dolomie blanc claire à gris blanc, localement brune, beige, microcristalline, friable à dure par endroits.

LD1 : De2442 à 2401m = 41m.

De2442 à 2401m :

Anhydrite blanche, laiteuse, beige, pulvérulente, tendre à moyennement dure, microcristalline, Intercalée avec l'argiles gris clair à gris foncé, brune, brun rouge, indurée, carbonatée et de dolomie : gris clair à gris blanc, beige, parfois jaune pâle, microcristalline, indurée à moyennement dure, localement argileuse.

Dogger Lagunaire : De 2401 à 2310 m = 91m.

De2355 à 2310 m :

Anhydrite blanche, pulvérulente, avec passées d'argile grise, indurée, silteuse, légèrement dolomitique et de dolomie à dolomie- calcaire gris beige à beige, microcristalline, moyennement dur.

Dogger Argileux : De 2310 à 2140m = 170m.

De2310 à 2230m :

Argile grise à gris vert, brune à brun rouge, indurée, silteuse, carbonatée, avec fines passées de dolomie gris beige localement beige, microcristalline, moyennement dure.

De2230 à 2140m :

Argile grise, brune à brun rouge, indurée, silteuse, carbonatée, avec passées de Dolomie Calcaire gris beige localement beige, microcristalline, moyennement dure, et d'Anhydrite blanche, microcristalline, dure, e de Grès blanc, gris à gris vert, fin à très fin, argileux à argileux carbonaté.

Malm : De 2140 à 1936 m = 204m.

De 2140 à 1936m :

Argile grise, vert grise et brun rouge, indurée, silteuse, avec passées de dolomie-calcaire gris beige à beige, microcristalline, dure, et de grès gris blanc à blanc, fin à très fin, argileux, moyennement consolidé avec traces d'Anhydrite blanche, microcristalline, dure.

D/ Crétacé**Néocomien : De 1936 à 1716m = 220m.**

De 1936 à 1716m :

Argile grise, rouge à brune, tendre à indurée, silteuse à silto-sableuse, et grès, gris à gris vert, brun, sub-arrondi, argileux, avec rares passées de dolomie, blanc à gris blanc, moyennement dure .

Barrémien : De 1716 à 1438m = 278m.

De 1716 à 1438m :

Grès gris blanc et brun, localement gris vert, très fin à fin, subarrondi, argileux, avec passées de sable blanc, fin à grossier, subarrondi à subanguleux et d'argile brune rarement gris vert, indurée, silteuse.

Aptien : De 1438 à 1414m = 24m.

De 1438 à 1414m :

Calcaire blanc à gris blanc et beige, moyennement dur, parfois dolomitique, tendre, crayeux, avec passées d'argile grise à gris foncé, indurée.

Albien : De 1414 à 1063 m = 351m.

De 1414 à 1350 m :

Argile brune, grise, tendre à pâteuse, silteuse, avec fines passées de grès gris blanc à blanc et brun, fin à très fin argileux à silico-argileux, localement moyen à grossier, sub-arrondi à arrondi.

De 1350 à 1200 m :

Grès gris, gris blanc à blanc, subarrondi à arrondi, friable à moyennement consolidé, argileux à silico-argileux, avec intercalation d'argile silteuse, grise à gris-verdâtre, indurée.

De 1200 à 1063m :

Grès gris, gris blanc à blanc, argileux à silico-argileux, avec passées d'argile grise à gris vert, indurée, silteuse. Et rares fines passées de calcaire blanc, jaune pâle, crayeux et tendre.

Cénomaniens : De 1063 à 864 m = 199m.

De 1063 à 960m :

Argile gris foncé, gris vert et brune à brun rouge, tendre à indurée, avec intercalations d'anhydrite blanche, pulvérulente, et de dolomie beige, tendre.

De 960 à 864m :

Argile gris foncé, gris vert et brune à brun rouge, tendre à indurée, avec intercalations d'anhydrite blanche, pulvérulente, et fines passées de dolomie beige, localement tendre.

Turonien : De 864 à 730 m = 134m.

De 864 à 730m :

Calcaire blanc, beige, localement gris blanc, crayeux, tendre et argileux.

Sénonien Salifère : De 730 à 609 m = 121m.

De 730 à 609 m :

Sel blanc, parfois rosâtre, massif, avec fines passées d'argile grise, indurée, salifère et dolomie beige à gris beige microcristalline, moyennement dure. Avec la présence de niveaux d'anhydrite blanche, pulvérulente et dure.

Sénonien Anhydritique : De 609 à 368m = 241m.

De 609 à 540m :

Argile grise à gris foncé, généralement brun rouge et gris vert, légèrement carbonatée.

De 540 à 368 m :

Anhydrite blanche à beige, pulvérulente, microcristalline, moyennement dure à dure, alternée avec dolomie - calcaire jaune beige à beige, grisâtre, vacuolaire, microcristalline, moyennement dure à dure, et argile dolomitique, noire grisâtre, tendre à indurée.

Sénonien carbonaté : De 368 à 232m = 136m.

De 368 à 232 m :

Calcaire dolomitique blanc beige, vacuolaire, moyennement dur, devenant par endroit Calcaire blanc microcristallin, compact, avec une petite intercalation de dolomie brune, jaunâtre, cryptocristalline, friable, parfois indurée.

Eocène : De 232 à 172 m = 60m.

De 232 à 172m :

Dolomie-Calcaire : Blanc, Laiteux, crème, moyennement dure à dure, cryptocristalline, avec des passées d'argile marron sombre, grisâtre, tendre à moyennement dur, localement plastique, et de sable blanc, fin à moyen, anguleux à subarrondi.

Mio-Pliocène : De 172 à 12 m = 160m.

De 172 à 78m :

Alternance de sable laiteux à jaune clair, grossier à très grossier, arrondi à subarrondi, et de sable laiteux à jaune clair, fin à moyen, arrondi à subarrondi et de calcaire blanc, beige, brun, dur, cristallisé. Avec passées d'argile rouge sombre à rougeâtre, localement plastique.

De 78 à 12m :

Sable laiteux à jaune clair, fin à moyen, arrondi à subarrondi. Et calcaire blanc, beige, brun, dur, cristallisé, avec passées d'argile rouge sombre à rougeâtre, localement plastique.

3.2. Estimation du pourcentage et description de la phase 6''

3.2.1. Lithologie de quartzite hamra (3238 m à 3348 m)

En trouve :

Grés (Min 10% - Max 80%)

Grès gris, gris blanc à beige, fin à moyen, siliceux à silico- quartzitique, arrondi à subarrondi anguleux, parfois subanguleux, compact, bien consolidé

Argile (Min 05% - Max 20%)

Argile gris noir à noire, moyennement dure, silteuse

Quartzite (Min 20% - Max 100%)

Blanche, compacte, dure, fréquemment des traces de la pyrite.

Cette section est constituée par grés avec passage d'argile

3.2.1. Lithologie de Grès d'El Atchane (3348 m à 3367 m)

Grès (Min 30% - Max 100%)

Grès gris blanc à beige, translucide, fin à moyen, subarrondi à arrondi

Argile (Min 10% - Max 40%)

Argile grise à gris noir, indurée, silteuse.

Quartzite (Min 05% - Max 10%)

Blanc, gris, tendre parfois dure.

Cette section est constituée par argile avec passage de quartzite.

2.3.3. Lithologie d'Argiles d'El Gassi (3367 m à 3394 m)

Argile (Min 30% - Max 100%)

Argile grisâtre à noirâtre parfois verdâtre, indurée, silteuse, alternée.

Grès (Min 10% - Max 40%)

Grès blanc laiteux à beige, gris à gris verdâtre, fin à moyen, localement arrondi, siliceux à silico-quartzitique, compact.

cette section est constituée par grès avec passage de silico-quartzitique très dur

2.4. Formation Tops HDZ-15

Les différentes formations Tops de HDZ-15 sont regroupées dans le tableau suivant : (Tab.11)

Tableau11 : Formation Tops HDZ-15 (rapport final ENSP 2013).

Age	Formation/Horizon Name	Geological tops			
		TOP	BOTTOM	THICKNESS	
Upper Cretaceous	Mio pliocene	12	172	160	
	Eocene	172	232	60	
	Senonian carbonate	232	368	136	
	Senonian anhydritic	368	609	241	
	Senonian salifere	609	730	121	
	Turonian	730	864	134	
Lower Cretaceous	Cenomanian	864	1063	199	
	Albian	1063	1414	351	
	Aptian	1414	1438	24	
	Barremian	1438	1716	278	
	Neocomian	1716	1936	220	
Jurassic	Malm	1936	2140	204	
	Dogger argileux	2140	2310	170	
	Dogger lagunaire	2310	2401	91	
	Lias LD1	2401	2442	41	
	Lias LS1	2442	2543	101	
	Lias LD2	2543	2604	61	
	Lias LS2	2604	2653	49	
	Lias LD3 (HZ-B)	2653	2672	19	
Trias	Devonien Carbonifere	TS1	2672	2917	245
		TS2			
		TS3	2917	3081	164
		Argileux (G10)	3081	3124	43
		Eruptifs triasique	3124	3167	43
		Gres d'Ouargla	3167	3238	71
ordovicien	Quartzites d'El Hamra	3238	3348	110	
	Gres d'El Atchane	3348	3367	19	
	Argiles d'El Gassi	3367	3394	27	
Total Depth		TD=3394			

3.DONNEES DE GAZ

3.1.EQUIPEMENTS DE DETECTION

Les indices de gaz furent détectés et analysés par un Equipement de type FID Gas Detector et Mono FID Gas Chromatographe (Type-B), basés sur une détection par ionisation de flamme et que l'on peut très rapidement définir ainsi :

3.1.1. Détecteur de gaz

A. Le FID Gas Detector Mod.101

C'est un analyseur fabriqué et conçu spécialement pour la détection des hydrocarbures légers et lourds au cours du forage. Les gaz à analyser sont aspirés par une pompe externe dans l'analyseur et dont le débit peut être contrôlé de manière continue tout au long du forage. L'instrument est initialement calibré manuellement au début des opérations en utilisant le port frontal de l'instrument.

B. Le détecteur de gaz FID

Il utilise les dernières technologies disponibles sur le marché. Le traitement des données, le calibrage automatique, l'auto test, le changement automatique de la sensibilité et de la faute de diagnostic permettent à l'opérateur de se concentrer sur l'interprétation des données et le contrôle de la qualité. Un écran frontal permet un affichage en temps réel de la lecture et des courbes de gaz avec la possibilité de choisir différents écrans de présentation graphique. Les paramètres du gaz sont automatiquement envoyés sur le système en ligne et intégrés avec les autres paramètres mesurés.

Calibration du FID Gas Detector Mod.101 :

La Calibration Certifiée par mélange de CH₄/Nitrogène.

Point#1: 0.1% ► Equivalent 0.05% (501 ppm).

Point#2: 1% ► Equivalent 0.512% (5120 ppm).

Point#3: 10% ► Equivalent 2.25% (22500 ppm).

Point#3: 100% ► Equivalent 100% (1.000.000 ppm).

C. Le FID Chromatographe

L'analyse du Chromatographe (**TYPE B**), représente une percée majeure dans la chromatographie pour l'industrie pétrolière. Il combine un cycle rapide d'analyse (45 secondes) avec la séparation complète de tous les composants de gaz allant du méthane à l'iso et normal pentane (de C1 à n-C5) dans les échantillons de gaz provenant du puits. Ce résultat est obtenu à l'aide d'un circuit analytique avec un maximum de (04) boucles de l'échantillon. La mesure n'est pas affectée par l'azote, l'oxygène, le dioxyde de carbone et l'humidité. Le gaz à analyser est poussé par une pompe externe reliée à l'analyseur. Sur la partie antérieure de l'analyseur il y a une seconde entrée pour les calibrations et les tests. L'analyse est exécutée par la séparation de sept éléments : C1, C2, C3, n-C4, i-C4, n-C5 et i-C5. Le temps

d'analyse se situe entre 0 et 45 secondes avec une parfaite séparation du méthane au normal pentane. Cet objectif a été obtenu en utilisant une seule analyse.

Calibration du FID chromatographe (TYPE-B)

Calibration Certifiée par un mélange d'hydrocarbures et d'azote à différentes concentrations (tab.12)

Tableau12: Calibration de chromatographe (rapport final ENSP 2013).

Echelles	C1 Ppm	C2 ppm	C3 ppm	IC4 ppm	NC4 ppm	IC5 ppm	NC5 ppm
Faible concentration : C1 _ 1%	5120	-	-	-	-	-	-
Haute concentration	89900	15000	15200	15400	15.400	7010	7000
C1 _ 100%	1.000.000	-	-	-	-	-	-

3.2. ANALYSE DU GAZ

Le puits HDZ-15 suivi par ENSP a utilisé le système de détection de gaz suivant :

3.2.1.Circuit de gaz

Un QGM installé sur le Mud box, raccordé à une ligne monoflèche qui conduit le gaz extrait de la boue vers la cabine de Mud logging. Dans la cabine, l'échantillon de gaz est séché par un cylindre de CaCl₂ et passe à travers deux autres filtres pour enlever toute trace d'humidité puis vers le système de distribution de gaz GDS (Gas Distribution System) qui va répartir les échantillons de gaz avec des débits choisis vers les appareils de mesures.

A.Distributeur de gaz

Le GDS distribue l'échantillon de gaz vers les deux détecteurs :

B.Le FID Gas Detector

avec un temps d'échantillonnage de 7 secondes utilisant l'hydrogène comme véhicule du gaz vers une chambre à combustion à flamme.

C.Le FID Chromatographe Monofid

Il analyse les composants du gaz de C1 à nC5 avec un cycle de 45 secondes. L'hydrogène est généré par un générateur d'hydrogène et utilisé pour véhiculer les hydrocarbures vers la chambre de combustion.

Les détails techniques des équipements de l'ENSP sont présentés à la demande du client.

Vu le taux faible de gaz enregistré dans ce puits, nous avons jugé utile de prendre en considération uniquement les données de la phase 6".

3.2.2. Les fractions utilisées :

A. Le contrôle de qualité du gaz (QC)

Pour contrôler la qualité des données du gaz enregistrées, on utilise différents ratios.

B. Le ratio contrôle de la qualité du gaz

Le gaz total mesuré par le Gas Detector est en fonction de la somme corrigée des hydrocarbures mesurés par le chromatographe. Nous avons conventionnellement considéré l'intervalle $0.8 < TG < 1.2$ comme étant une spécification requise pour la qualité des données de gaz.

$$\text{Gas QC} = T \text{ Gas} / [C1 + (2 \times C2) + (3 \times C3) + (4 \times C4) + (5 \times C5)].$$

C. La chromatographie

Elle nous renseigne sur les variations des différents alcanes enregistrés et leurs rapports mutuels.

Pour l'analyse des données de gaz, nous avons utilisé les fractions suivantes

D. Cut off ou bien C1 fonction des HC

Pour la mise en évidence de la variation de la composition des fluides. Il sert pour enlever les valeurs du gaz qui ne sont pas utiles pour l'interprétation. Cut off à 300 ppm.

Les courbes de la chromatographie montrent une bonne répartition des courbes pour les cinq alcanes (C1, C2, C3, C4 et C5) (fig. 31).

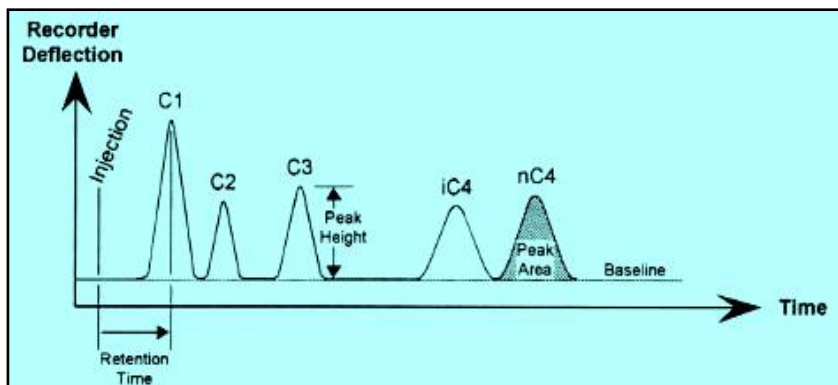


Figure: 31 : Principe de la chromatographie

E. Analyse des données du gaz

Wetness (Wh) : elle augmente avec la densité du fluide.

$$Wh = 100 * (C2 + C3 + C4 + C5) / (C1 + C2 + C3 + C4 + C5)$$

Balance (Bh) : Inverse à la fraction de la Whetness.

$$Bh = (C1+C2) / (C3+C4+C5)$$

Character (Ch) : Compare la proportion des hydrocarbures pour déterminer quel type de fluide est associé au données de gaz c'est à dire résoudre le problème de l'ambiguïté de la phase des alcanes.

$$Ch = (C4+C5) / C3$$

4. PROGRAMME DE DIAGRAPHIES

Tous les enregistrements de diagrapie seront effectués à l'échelle 1/200 et 1/500.

4.1. La phase 6'' (Du sabot 7'' jusqu'à la TD)

BSTA / CSNG / ICT. SDLT / DSNT / CSNG. ACRT / GR/FWS. Imagerie.

CBL / VDL/ CCL du casing 7'' VSP (Zéro Offset).

RDT

4.1.1. PROGRAMME VSP

Pour l'enregistrement :

- Prendre un pas de 15 m du fond du puits jusqu'au sabot 13'' 3/8.
- Prendre un pas de 100 m du sabot 13'' 3/8 jusqu'à la surface.
- La distance séparant le Vibroseis du puits doit être inférieure à 100m.
- Nombre de tirs par niveau : 05 bons tirs.
- Type d'outil : Triaxial.

le traitement du VSP prendre:

- Une fourchette de fréquences de 08 à 80 HZ,
- Une longueur de sweep qui peut aller jusqu'à 12s,
- Le traitement doit se faire par rapport à la référence sismique, DP= 150m et une vitesse de comblement VC=2000m/s.

4.1.2. Test du puits

Le drill steam test « DST » sera réalisé pour le réservoir Quartzites de Hamra et les Grès d'El Atchane en Barefoot à la côte 3379mss (top des AEG)

4.2. COMPLÉTION

La complétion du puits HDZ-15 sera décidée ultérieurement en fonction des résultats du DST et de l'interprétation des diagrapiques.

5. PHASE DE COMPLETION.

Début de phase : 13/12/2013 à 13 h : 00.

Fin de phase : 23/12/2013 à 22 h : 00.

Tubage Ø : 4.5".

Sabot du tubage : 3393m.

Cette phase a commencé par la descente de l'outil 3" ³/₄ l'outil (HDBS, FX44, SN : 11806229) pour le reforage du ciment et le manchon de pose à partir de 3354m à 3390m, puis ils ont procédé de descendre le racleur pour racler le tubage 4" ¹/₂ de 3189m jusqu'à 3363m, après une circulation pour nettoyage du puits et remontée de la garniture au jour.

Une opération électriques (SBT) a été effectuée, en suite descente le racleur 7" pour racler le tubage 7" à partir de 3075m jusqu'à 3186m, puis remontée avec dégerbage les tiges 3" ¹/₂ jusqu'à 500 m en attendant l'arrivée des équipements de complétion. Remontée au jour avec la garniture de prévention. Descente du RBP, ancré à 20 m au-dessous de la table de rotation. Suspension du BOP et coupe à froid du tubage 7" par l'équipe de Baker. Après l'installation de la tête de tubage 7" on a testé tous les joints, puis on a monté le BOP et testé ce dernier.

L'opération suivante consiste au gerbage et montage du Baker et du 4 ¹/₂" tubage de production et descente jusqu'au-dessus du 4 ¹/₂" Top du liner à 3187m, puis ils ont procédé à descendre Slike Line tool et ancrer le bouchon au niveau du RN Landing nipple.

Après l'ancrage du Baker avec l'unité de Tricône à la côte 3182m, on a fermé les Pipes Rams et testé ce dernier à 5000 psi, puis on a déplacé le volume annulaire du puits par saumure : 26m³ Cacl d= 1.4sg et 30m³ Nacl d= 1.2sg. Après cela ils ont procédé d'ancrer le Hanger du tubage de production 4 ¹/₂" au tubing Head spool, purger la pression dans l'annulaire via le Choke Manifold et observer le puits en état statique. Tester le Tubing Head à 2500 psi, démonter le BOP, placer la master valve inférieure et tester cette dernière @ 5000 psi. Désancrer le BPV, monter le X-Mass Tree et tester ce dernier @ 5000 psi.

5.3. ASPECTS RESERVOIR DU PUIITS

Le puits est implanté dans la partie Est sur un des deux trends principaux de la structure du champ de Hassi Dzabat (fig.31) ayant comme objectif principal le réservoir Quartzite Hamra(QH).

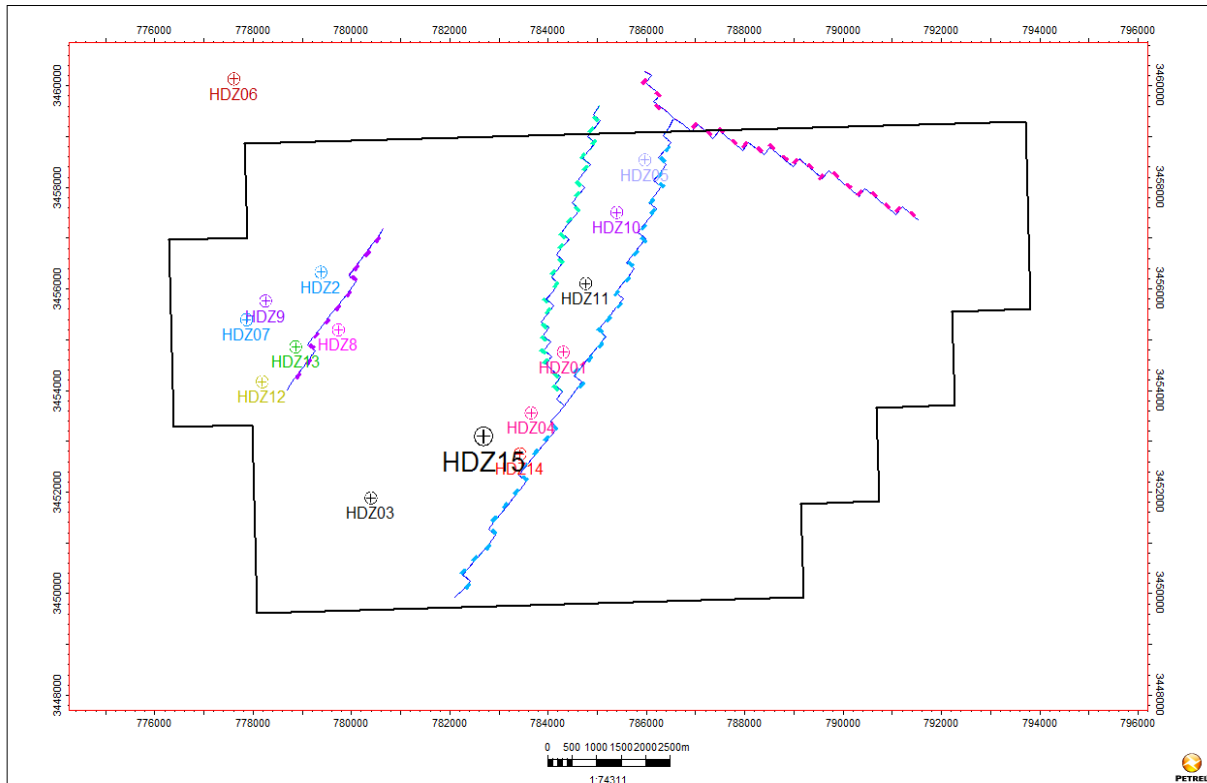
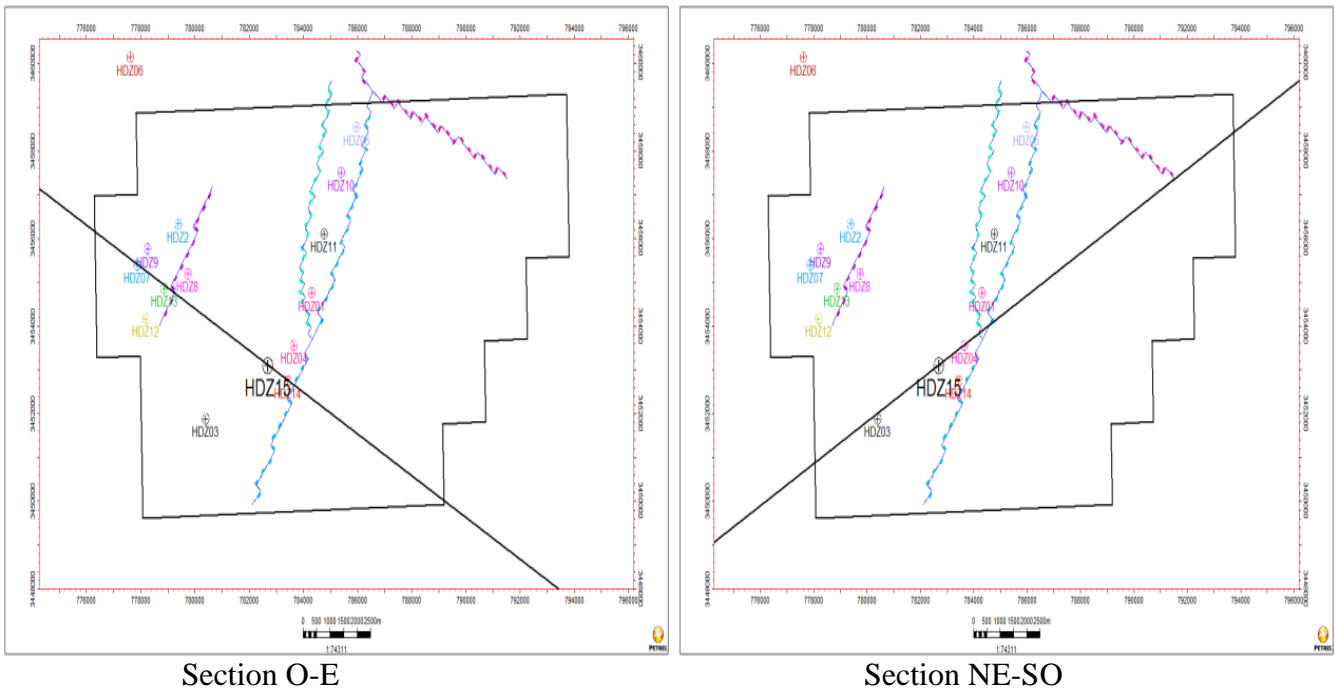


Figure 32: Position structurale du puits HDZ-15

5.4. LES DERNERS JAUGEAGES DES PUIITS DU SECTEUR D'IMPLANTATION

Au voisinage de ce secteur d'implantation se trouve deux puits dont les deux ont donné des résultats positifs lors des DST.

5.5. CARACTÉRISTIQUES PÉTROPHYSIQUES DU RÉSERVOIR



Le puits a pour objectif le drain **QH**. Ce puits se trouve dans un secteur où la perméabilité et la porosité ont des valeurs médiocres. Elle varie entre 0.05mD et 15 mD. Sa porosité moyenne varie de 7 à 10%. La carte de saturation en eau ne montre aucune percée d'eau pour le réservoir QH (Figs32, 33 et 34)

Les valeurs de perméabilités sont les résultats de la modélisation géostatistique de la matrice sans introduire l'effet de la fracturation (fissuration).

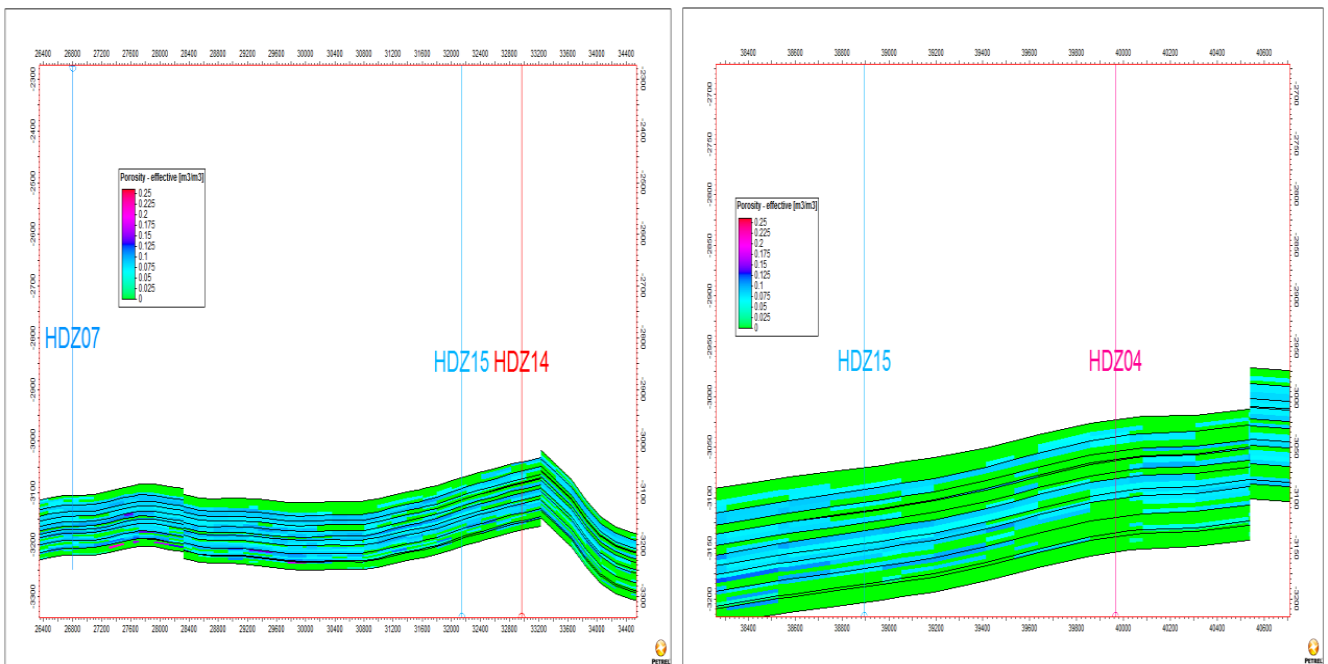


Figure 33: Coupes montrant la distribution de la porosité

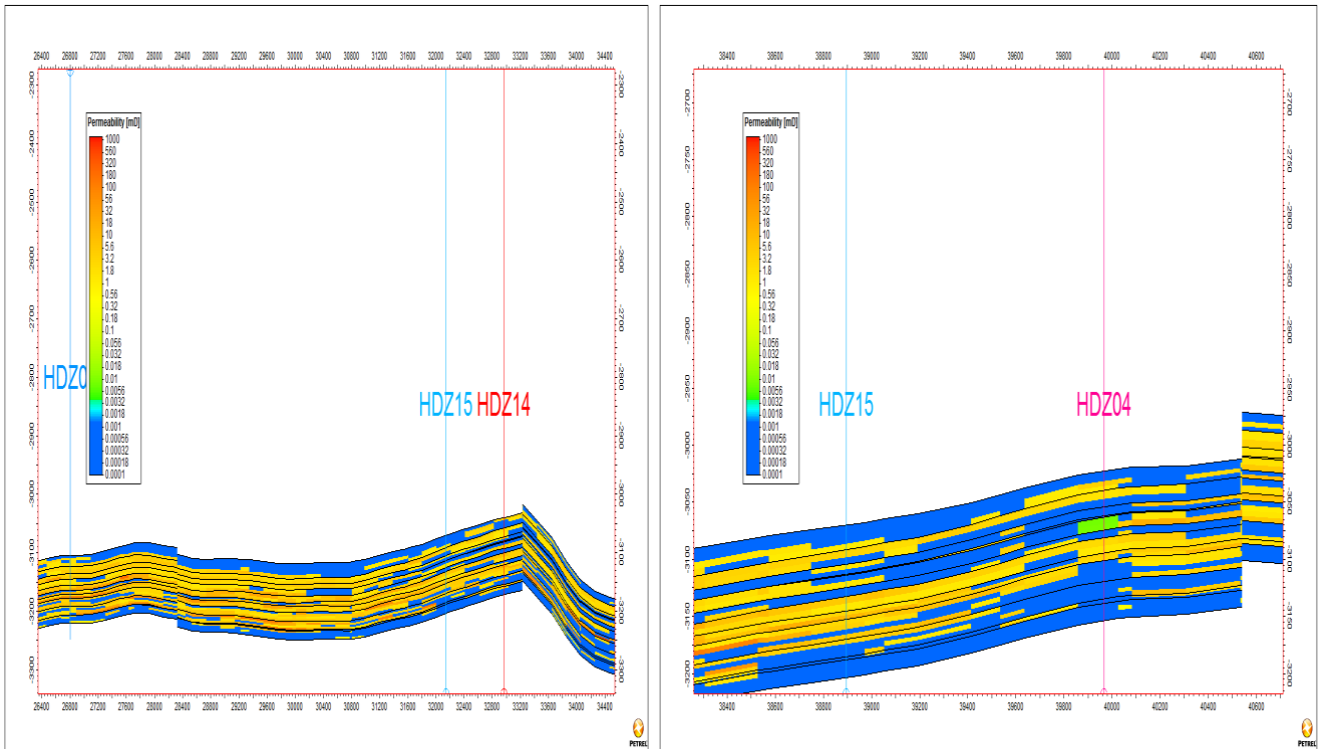


Figure 34: Coupes montrant la distribution de la perméabilité

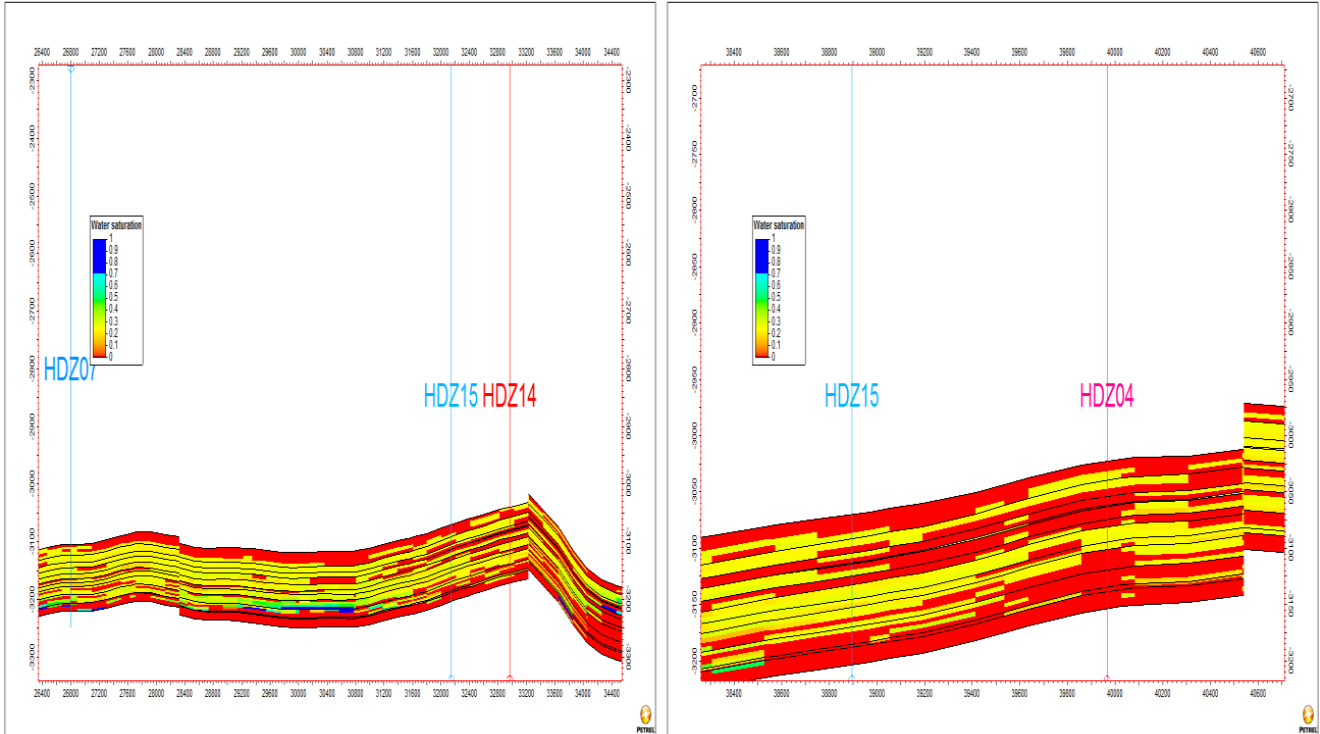


Figure 35: Coupe montrant la distribution de la saturation en Eau

5.6. CONTACT HUILE-EAU

Le contact Huile-Eau du champ de Hassi Dzabat se situ à une profondeur de -3217

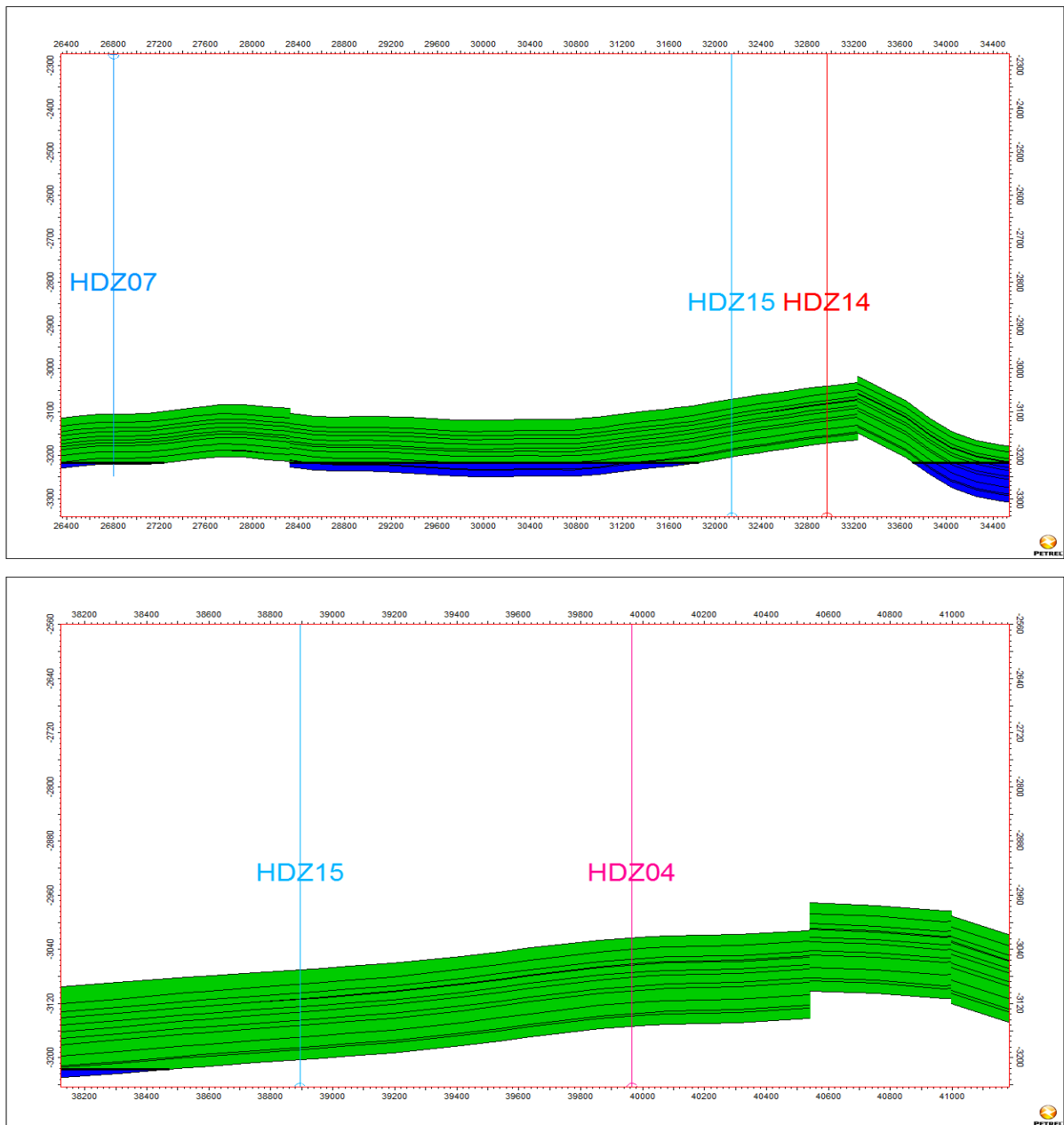


Figure 36: Coupes montrent la position du contact Huile - Eau

6. PBLÈMES DE RETOMBER

Au cours du forage et lors de circulation de la boue de forage les cuttings sont transporter depuis le fond du troue jusqu'as la surface mais ce n'est pas toujours vrais, dans le cas où la forme du troue n'est aussi circulaire et bien faite les cuttings d'un bon par exemple gréseux peuvent rester coincer dans les parois et lors du passage vers un autre banc argileux ils vont être évacué par la boue avec les argiles donc par conséquent lors de l'échantillonnage du Mud Logger la description et les résultats seront erroné et par conséquent on doit tenir compte de ces retomber on réduisant leurs pourcentage a chaque changement lithologique

7. CONCLUSIONS

Le forage HDZ- 15 sera huitième puits à forer suivant le planning plan de développement du champ de Hassi Dzabat, il se trouve dans un compartiment ou les caractéristiques pétrophysiques sont plus au moins bonnes.

La réalisation du forage HDZ-15 a pour objectif principal la production du réservoir Quartzites de Hamra, et en second lieu la collecte des données afin de calibrer les modèles géologiques.

CONCLUSION

Conclusion générale

L'exploration et l'exploitation pétrolières étant des opérations longues et coûteuses, elles exigent beaucoup de concentration et de délicatesse dans l'intervention de la géologie pétrolière. C'est ce que traduit un professionnel en ces termes, parlant du forage : «les responsabilités du géologie y sont énormes, car il guide les opérations de forage en fonction des terrains rencontrés.

L'évaluation effectuée par la géologie va même généralement plus loin, Notamment à travers des travaux de laboratoire réalisés sur la structure souterraine grâce aux données échantillonnées et remontées à lui par une équipe technique. Il s'agit de la géologie de laboratoire qui met à contribution d'autres experts spécialisés en sédimentologie, en géochimie, en stratigraphie par exemple. Le but étant de :

- construire et affiner les modèles géologiques.
- Déterminer la quantité d'huile ou de gaz qui est prisonnière des roches.
- Identifier et évaluer les réservoirs, interpréter la sub surface.
- Décrire les terrains traversés et interpréter les diagraphies.
- Calculer les réserves du gisement découvert.

L'objectif de travail était d'étudier la méthode de la surveillance géologique en fonction de divers paramètres avec d'appareils suivants :

- Enregistreur de la vitesse d'avancement et répéteur de de tops d'avancement.
- Compteur de coups de pompe.
- Chromatographe pour l'analyse des gaz.
- Détecteur de gaz total.
- Densimètre mesurent la densité de la boue au refoulement.
- Enregistreur de niveau des bassins à boue.

Ces échantillons des déblais par la surveillance géologique sont une des sources les plus précieuses de données pour l'étude de roches de surface et de réservoirs. Par conséquent, traitement des déblais est une méthode très importante d'obtention de données pour les géologies, et les pétro-physiciens.

La prise d'un échantillon massif (déblais) important procure eu géologie :

- Programme d'échantillonnage.
- Programme de teste le réservoir.
- Programme de boue de forage et de tubage (phase 6").

CONCLUSION

- Programme de diagrapie (phase 6").

En générale le géologie pétrolier a la charge d'assurer :

- Le suivi géologique du forage.
- L'analyse des données pour voir si les terrains traversés sont conformes aux prévisions.
- Assurer la surveillance continue 24/24h quel que soit l'opération en cours et même durant les périodes d'attentes.
- Se tenir informé de toutes les opérations en cours vérifier la fiabilité des mesures
- Détecter toute variation anormale de ou des paramètres dans les plus brefs délais si anomalie :
- Vérifier qu'elle n'est pas due à une défaillance de meure. Informer immédiatement le chef de poste et le superviseur.
- Expliquer l'anomalie et contribuer à identifier les causes.
- Enregistrer l'anomalie (horodatée) sur la charte.
- Noter le résultat de l'investigation sur (livre de bord).

La surveillance géologique est réalisée pour différentes raisons et selon le type de puits. Les puits d'hydrocarbure peuvent être classés comme puits d'exploration, d'estimation ou puits de développement.

Abréviations

HDZ : Hassi Dzabat
BOP : blow out presser.
BRF : bouchon de reprise de forage
CaCl₂ : chlorure de calcium
Co₂ : dioxyde de carbone
Csg: casing (tubag).
D: densité
DAU : Data Acquisition Unit
DC: drill collar
DP: divisions de production
DPU : Depth Processor Unit
EXPLO: exploration
FID: flame ionization detector
FWR: final well report
H₂S: sulfur of hydrogen
MCI: mud in conductivity
MCO: mud out conductivity
Mm: millimètre
mSiemens/cm: millisemness par centimeter
MTI: mud in temperature
MTO: mud in temperature
MWI: mud Wight in
MWO: mud Wight out.
P: pression
Pa: pression annuler
Ppm: partie par million
Psi: unité de pression
Pt: pression tige
Kg: kilogram
ROP: rate of penetration
SPM: stand per minute
SPP: stand pip presser
T°: temperature
TD: total depth
TGD : total gaz détecté
UML : unité mud logging
UV : ultra violète
WHP: well head presser
WOB: Wight en bit
” : Pouce.

BIBLIOGRAPHIE :

✓ Ben chaouch

Analyse des tendances des propriétés pétrophysiques des réservoirs TAG-A et TAG-B de la région de ait kheir, bassin d'oued M'ya, mémoire d'ingénieur d'état en géologie pétrolier, Université Boumerdes.

✓ (direction Mud logging-SONATRACH. 2012) p 19 et 20

✓ (SONATRACH CRD. 2009) p15 et 16

p 40

✓ ENSP : Rapport final HDZ-15

✓ Mati.M et Zatout.M géologie du chantier sur (rig)

✓ Maissa.2009 : Etude des propriétés pétrophysiques et réévaluation des réservées du réservoir ordovicien argileux gréseux (série inferieur) du gris de benkahla – bassin Oued M'ya, mémoire d'ingénieur d'état en géologie pétrolier Université Boumerdes. p10

✓ SONATRACH EXP : Rapport d'implantation HDZ-15

✓ (wec, 2007) p04

WEBOGRAPHIE

✓ <http://fr.wikipedia.com>

✓ <http://google.com>

✓ <http://geoservices.brgm.fr/geologie>

✓ [http://collections.ic.gc.ca/geologie/.](http://collections.ic.gc.ca/geologie/)

Résumé

Le forage pétrolier consiste à la participation de plusieurs compagnies de services, le mud logging est l'activité de l'enregistrement des paramètres de forage, de boue et de surveillance géologique et la détermination de gaz de formation. Le géologue (mud logger, ingénieur data, chef cabine) assure la démarche des activités de mud logging à l'aide d'une cabine équipée de matériels et des capteurs installés dans le rig. Le géologue joue un rôle très important dans le forage, les principaux objectifs sont : Faciliter l'opération de forage et les autres opérations tel que le tubage, Sécurité de puits, et recueillir et enregistrer les datas pour les investigations prochaines. Le géologue complète les informations pendant le forage telles que la détermination du toit et de mur de la formation du réservoir et de savoir les zones de pertes pour éviter les éruptions des gaz.

Mots clés : Surveillance géologique, boue, cabine géologique, capteurs, forage et géologue.

Abstract

Drilling need participation many companies of services which they work in collaboration, the mud logging is the activity of the recording of the parameters of drilling, mud and geological monitoring and the gas determination of formation.

The geologist (mud logger, engineer data, unit manager) is assured the step the activities of mud logging using a cabin equipped by material's ones and sensors install in the rig.

The geologist is played a very important role in drilling, their objective principal are:

To facilitate the operation of drilling and the other operations (casing...), Safety of well, To collect and record dated them for the nearest investigations.

The geologist supplements information during drilling, such as the determination of the roof and wall of the formation of the reservoir, knowledge zones of losses to avoid the eruptions of gases, etc

Key word: Mud, unit mud logging, sensor, drilling, geologist, mud logging,

ملخص

الحفر البترولي يتطلب مشاركة عدة شركات خدمتية، المراقبة الجيولوجية هي نشاط يتمثل في تسجيل معلومات عن الحفر، سوائل الحفر (طين الحفر)، و تحديد نوعية غازات التركيبات الجيولوجية، الجيولوجي (مراقب طين الحفر، مهندس المعلومات، رئيس القمرة)، يضمن سير نشاط المراقبة الجيولوجية و ذلك بقمرة مجهزة بمعدات و بمجسات مثبتة في منصة الحفر.

الجيولوجي يلعب دور مهما أثناء الحفر، و تتمثل هذه الأدوار في:

تسهيل عملية الحفر و كذلك العمليات الأخرى (تنشيت جدران البئر)، تأمين البئر، استقبال و تسجيل المعلومات من أجل استخدامها مستقبلا.

الجيولوجي يكمل المعلومات خلال عملية الحفر البترولي و ذلك و ذلك بتحديد الحدود العلوية و السفلية للخزان، و كذلك تحديد الطبقات الجيولوجية التي يمكن أن يحصل فيها ضياع لطين الحفر و يمكن أن يحدث فيها صعود الغاز.

الكلمات الدال: الطين، القمرة، مجسات، حفر، الجيولوجي، المراقبة الجيولوجية.