

UNIVERSITE KASDI MERBAH-OUARGLA

**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET
DE L'UNIVERS**

**DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE
L'UNIVERS**



Mémoire de Master Professionnel

Domaine: Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : geologie

Spécialité: Géologie des hydrocarbures et geologie petrolier

THEME

**FLAIRFLEX – SERVICE DE DIAGRAPHIE ET
D'ANALYSE DES FLUIDES EN TEMPS RÉEL**

Présenté par:

Bali azzeddine

Mameche islam

Guendouz Nour El houda

Soutenu publique mentle:

Devant le jury:

Président: Bouselsal Boualem

Encadreur : Belksier Mohamed Salah

Examinatrice : Geurradi Hocine

Remerciement

J'aimerais exprimer ma reconnaissance envers toutes les Personnes qui ont apporté leur contribution, qu'elle soit directe ou indirecte, à l'achèvement de ce mémoire.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude envers mon encadrante, Dr Belksier Mohamed Salah, pour son engagement, son expertise et son soutien inestimable tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Je tiens à remercier mon encadrant au sein de la société Sonatrach Mr Athman Zekkour, pour son soutien précieux et son expertise tout au long de mon projet de recherche

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur Sekhri zakaria et mr hichem harzallah et Mr adel salemkour pour son suivi attentif et ses explications précieuses tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers les membres du jury qui ont évalué et examiné ce mémoire. Leur expertise, leur temps et leurs commentaires précieux ont grandement contribué à l'amélioration de ce travail.

Je suis reconnaissant envers mes collègues et mes amis qui ont apporté Leur soutien et leurs encouragements tout au long de ce projet. Leurs Discussions stimulantes et leurs idées constructives ont contribué à enrichir mes réflexions et à améliorer la qualité de ce travail

DÉ DIC AS

Je tiens à dédier ce mémoire de fin d'étude



Mes très chers parents que Dieu les protège



A ma très chère tante maternelle Zozo



**Mes très chers frères
Tarek, Amir, Abd El Rhman, Ibrahim**



**Mes très chères sœurs
Mouna, Kawther, Meriem**



Ma très chère amie et sœur Zineb

NOUR EL HOUDA

DÉ DIC AS

Je tiens à dédier ce mémoire de fin d'étude



**Mes très chers parents que Dieu les protège
Qui mont couragé tout long de mes Etudes**



A ma chère petite sœur



**A tous mes collegues et mes amis
Mehdi, salim, rahim, hani, nesrin, khiro, mounir
Hakim, rafik, chiheb, amine, wisam
Abdeslam, salah, chawki , oussama ,noufel
yacine**



**A ma chère grande famille tantes, oncles
Et cousins et ma chère grand mère**

ISLAM

DÉ DIC AS

Je tiens à dédier ce mémoire de fin d'étude



Mes très chers famille que Dieu les protège



**Mes très chers frères
Et sœur**



**A tous mes collegues et mes amis
Zahrddine , charaf eddine , mouhand said
,abdelkader ,Lotfi ,amine ,nassim ,lokman ,amine**

AZ Z EDIN

Résume :

Le mémoire explore l'utilisation de la technologie avancée Flair Flex pour l'analyse des fluides de réservoirs pétroliers, illustrée par son application dans le puits HGI-5. Ce service permet une diagraphie en temps réel, fournissant des données précises sur les hydrocarbures et optimisant les décisions de planification et d'échantillonnage. Malgré des défis techniques, notamment la faible détection d'hydrocarbures en surface, les données ont permis d'identifier des intervalles critiques et de corréliser ces résultats avec d'autres analyses géologiques. La combinaison de données continues de gaz de boue et de diagraphies de fond de trou a été cruciale pour une évaluation complète des réservoirs. Ce travail met en évidence les avantages et les limitations de l'intégration de ces technologies pour améliorer la productivité pétrolière.

Mots cle : HGI5 : Hassi El Gassi

ملخص :

تستكشف الأطروحة استخدام تقنية Flair Flex المتقدمة لتحليل سوائل المكنن النفطي، والذي يتمثل في تطبيقها في بئر HGI-5. تتيح هذه الخدمة التسجيل في الوقت الفعلي، وتوفير بيانات دقيقة عن المواد الهيدروكربونية وتحسين قرارات التخطيط وأخذ العينات. وعلى الرغم من التحديات التقنية، بما في ذلك انخفاض الكشف عن الهيدروكربونات السطحية، فقد مكنت البيانات من تحديد الفترات الحرجة وربط هذه النتائج مع التحليلات الجيولوجية الأخرى. لقد كان الجمع بين بيانات غاز الطين المستمر وسجلات قاع البئر أمرًا حاسمًا للتقييم الشامل للمكنن. يسلط هذا العمل الضوء على فوائد وقيود دمج هذه التقنيات لتحسين إنتاجية النفط.

الكلمات المفتاحية: HGI5: حاسي الجاسي

Abstract:

This thesis explores the use of advanced Flair Flex technology for analyzing oil reservoir fluids, illustrated by its application in well HGI-5. This service enables real-time logging, providing precise hydrocarbon data and optimizing planning and sampling decisions. Despite technical challenges, such as low surface hydrocarbon detection, the data allowed the identification of critical intervals and the correlation of these results with other geological analyses. The continuous dataset from mud gas analysis and downhole logs was crucial for a comprehensive reservoir evaluation. This work highlights the advantages and limitations of integrating these technologies to enhance oil productivity

Keywords: HGI5 : Hassi El Gassi

SOMMARE

INTRODUCTION GENERALE:.....	1
CHAPITRE 1 : Généralité sur Hassi El Gassi puits HGI5	
1. Généralités	3
1.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE :.....	4
1.3 ITINERAIRE :.....	5
2. Aspect Géologique :	6
3. Aspect Géophysique :	7
4. PREVISION LITHOSTRATIGRAPHYQUE :	9
4.1 Dépôts Cénozoïques :.....	9
4.1.1 MIO -PLIOCENE: (11– 221m).....	9
4.2 Dépôts Mésozoïque :	9
4.2.1 CRETACE: (314 à1983m).....	9
4.2.3 TRIAS: (3175à3191m).....	11
4.3 Dépôts Paléozoïques	11
4.3.1 Ordovicien: (3191 à3371m).....	11
5. PROGRAMMES DE TUBAGE :.....	14
5.1 Phase26"xCasing 18"5/8:	14
5.2 Phase16"xCasing 13"3/8:	14
5.3 Phase12"1/4 xCasing9"5/8:	14
5.4 Phase8"1/2x casing7":	14
5.5 Phase6"xLiner 4"1/2:.....	14
6. PROGRAMME DE BOUE :	15
7. SURVEILLANCE GEOLOGIQUE :.....	15
7.1 Programme d'échantillonnage des déblais :.....	15
7.2 Les pertes de boue :.....	15
7.3 Eau Chlorurée Calciqueet Argiles Fluentes :.....	15
7.4 Programme de carottage :.....	15
8. PROGRAMME DE DIAGRAPHIES :.....	16

8.3 La phase 12''1/4:	16
8.4 La phase 8'1/2:.....	16
8.5 La phase 6'':	16
9. PROGRAMME VSP(Zéro offset) :	17
10. TEST DU PUIITS :.....	17
11.COMPLETION :.....	17
12.ASPECT SRESERVOIR DUPUIITS :.....	17
12.1 Les derniers jaugeages des puits avoisinants :	17
12.2 Les derniers tests des puits avoisinants :.....	18
12.3 Pression de Réservoir:.....	18
12.4 Caractéristiques pétro physiques du rréservoir:	19
12.5 Le Oil DownTo :.....	21
13.CONCLUSION SETINCERTITUDES :	21

CHAPITRE 2 : Généralité sur le gaz naturel

1. Introduction :.....	23
2. Nature et caractérisation des différents types de gaz :	23
2.1 Gaz sec et gaz humide :	23
2.2. Gaz à condensât :	23
2.3. Gaz associé :	23
3. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel :	23
3.1 Propriétés volumiques :.....	23
3.1.1La masse volumique :.....	23
3.1.2Le volume massique :.....	24
3.1.3La densité :.....	24
3.1.4Compressibilité d'un gaz sec :.....	24
3.1.5 Viscosité :	24
3.1.6 Le pouvoir calorifique (PC) :	24
4. La composition du gaz naturel :	24
5.Les techniques de traitement du gaz naturel :	26
6. Technique de réinjection :	27
6.1 Objectif de la réinjection :.....	27
6.2 Principe de réinjection :	27

CHAPITRE 3 : Le Service Flair Flex et leur application dans le puits HGI-5

1. Flair Flex service :	29
2. le fonctionnement du flair Flex :	29
3. Améliorer la précision des données sur les hydrocarbures :	29
4. Le service Flair Flex contribue à l'amélioration des puits de plusieurs façons :	29
4.1 Planification d'Infrastructure Améliorée :	29
4.2 Décisions Optimisées pour l'Échantillonnage et les Tests :	30
4.3 Intégration des Données pour une Analyse Complète :	30
4.4 Amélioration des Opérations d'Échantillonnage par Diagraphie Fil :	30
4.5 Amélioration du Géostyrage et du Placement de Puits :	30
4.6 Informations Critiques pour les Gisements Non Conventionnels :	30
5. Avantages de Flair Flex :	30
6. Algorithmes d'apprentissage automatique :	31
7. Architecture de service flair Flex :	31
7.1 FLEX 2.0 :	31
7.2 Digital Transmitter :	33
7.3 Control Panel :	34
7.4 Autocalibrator :	34
7.5 GasChromatograph :	35
7.6 Mass Spectrometer :	35
7.7 UGS (Unified Gas Software):	36
7.8 GN5 acquisition system :	37
7.9 Fluid Profiler :	37
8. Contrôle de qualité du système FLAIR :	38
8.1 Contrôle de la qualité de l'équipement :	38
8.2 Contrôle de la qualité du processus d'acquisition.....	38
9. Journal d'évaluation du log :	39
10. Application de flairflex dans le puits HGI-5 :	39
11. Les objectifs initiaux de la section de 6 pouces étaient les suivants :	39
12. Objective de flair Flex :	40
13. L'étalonnage de l'efficacité d'extraction :	40
14. L'analyse compositionnelle La composition ci-dessous est normalisée pour les composants C1-C5 et sans l'application de facteurs d'efficacité :	41
15. Analyse des données de FLAIR :	42

16. Interprétation tous les sections :.....	44
16.1 Flair :.....	44
16.2 OH Logs :.....	44
16.3 Core :.....	44
16.4 Image :.....	44
16.5 DST :.....	44
17. Intervalles de réservoir [QH6] :	45
17.1 Interprétation de QH6 :.....	45
18. Intervalles de réservoir [QH-5 & QH-4] :.....	46
18.1 Interprétation de [QH-5 & QH-4] :.....	46
19. Intervalles de réservoir [QH3 et QH2] :.....	47
19.1 Interprétation de [QH3 et QH2] :.....	47
20. Conclusions et Recommandations :.....	48
Conclusion Générale	50

Liste des symboles

Notations usuelles

AMG: advanced mud gas

DFA: down hole fluid analysis

FWL : free water level

FT : formation testing

GOR : gas oil ratio

MD: measured depth

OH: open hole

OWC: oil water contact

ROP: rate of penetration

TG : total gas

WFT: wireline formation testé

Cn in : Composants gazeux génériques enregistrés depuis le flexible placé dans la fosse active.

Cn out : Composants gazeux génériques enregistrés depuis le flexible placé à la ligne de flux.
Cncorr : Composants gazeux corrigés par le recyclage (Cn out - Cn in).

Cnf: Composants gazeux corrigés par le recyclage et l'efficacité de l'extracteur ((C i out - C i in) * EEC i)

EEC : Calibration de l'Efficacité d'Extraction.

C2s : Éthane mesuré avec une masse spectrométrique de 26.

C2 :Éthane mesuré avec une masse spectrométrique de 30. Cela n'inclut pas l'éthane.

C6H6 : Benzène.

MCC6 : Méthyle cyclohexane.

C7H8 : Toluène.

Gaz Brut : Gaz extrait aux points FLEX IN et OUT

Whs/Wh : Humidité calculée avec C2s / Humidité calculée avec C2.

Bhs/Bh : Équilibre calculé avec C2s / Équilibre calculé avec C2.

Chs : Caractère.

FTI : Indicateur de Tendance des.

DBM : Métamorphisme par le Trépan.

Pgasline:Pression dans la ligne de gaz (mbar).

Tdegasser :Température de la boue dans la chambre d'extraction flexible (°C).

MudLevel : Indique si la sonde de l'extracteur est immergée dans la boue.

Qpump : Débit du mélange air+gaz dans la ligne de gaz (cc/min).

Ppump : Pression dans la colonne chromatographique (mbar).

QC in : Contrôle de Qualité pour l'acquisition FLEX IN.

Flwpmfs : Débit des pompes de la plate-forme (gpm ; l/min).

WOB : Poids sur le Trépan.

Liste des figures

Figure 1 : localisation du puits	4
Figure 2 : schéma synoptique du forage HGI5	5
Figure 3 : schéma structurale de la région hassi El gassi	6
Figure 4 : carte en isobathes au toit des Quartzites de hamra	7
Figure 5 : cross line 2367 passant par le puits HGI5	8
Figure 6 : in line 7822 passant par le puits HGI5	8
Figure 7 : attribut de variance@2000ms au toit des Quartzies de hamra	9
Figure 8 : la distribution des propriétés petro physiques	19
Figure 9 : Elan des unités HBM1 et HGI4.....	19
Figure 10 : Répartition de la porosité effective entre les puits HGI4, HBM1 et la future plantation HGI5	20
Figure 11 : Répartition de la saturation en eau entre les puits HGI4, HBM1 et la future implantation HGI5	20
Figure 12 : Flex 2.0 out et Flex 2.0 in	32
Figure 13 : Digital transmitter	33
Figure 14 :control panel	34
Figure 15 :Autocalibrator	34
Figure 16 : Gas chromatograph	35
Figure 17 : mass spectrometer.....	35
Figure 18 : UGS unified gas software	36
Figure 19 : disposition de flair flex	37
Figure 20 : vue d'ensemble de l'intégration des données des enregistrements FLAIR-OH et interprétation des ratios pour HGI5	42
Figure 21 : l'ensemble de l'intégration des données de diagraphies FLAIR-OH et interprétation des ratios QH-6	45
Figure 22 : l'ensemble de l'intégration des données de diagraphies FLAIR-OH et interprétation des ratios sur QH-5et QH-4.....	46
Figure 23 : l'ensemble de l'intégration des données de diagraphies FLAIR-OH et interprétation des ratios sur QH-3 et QH-2.....	47

Liste des tableaux

Tableau 1 : fiche technique du puits HGI5.....	3
Tableau 2 : les coordonnées du puits HGI5	4
Tableau 3 : cotes en MD et TVDSS des unités réservoirs du puits HGI5.....	12
Tableau 4 : les prévisions du puits HGI5	13
Tableau 5 : les derniers jaugeages des puits HGI1 et HBM1	18
Tableau 6 : les derniers tests de puits de HGI1 et HBM1	18
Tableau 7 : mesures petro physiques Elan du réservoirs QH.....	19
Tableau 8 : Exemples de compositions de gaz	26
Tableau 9 : Analyse compositionnelle des différents pics délimités a partir des données FLAIR.....	41
Tableau 10 : résumé d'interprétation de toute la section.....	43

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'industrie pétrolière, pilier de l'économie mondiale, repose sur une compréhension approfondie des Formations géologiques pour optimiser l'extraction des hydrocarbures. Le forage, étape cruciale de L'exploration et de la production pétrolière, exige une analyse précise des structures souterraines pour Évaluer le potentiel en ressources et anticiper les défis techniques. Ce mémoire se propose d'explorer Les méthodes et les technologies avancées permettant de décrypter les mystères géologiques rencontrés pendant le forage, et de déterminer comment ces connaissances influencent les décisions opérationnelles et stratégiques dans le secteur pétrolier.

Le gaz de boue est la première indication directe de la présence d'hydrocarbures dans les formations pénétrées. La diagraphie traditionnelle du gaz de boue a été développée dès les années 1930 pour détecter et valider les horizons productifs pendant le forage ou le carottage. Depuis lors, elle a été utilisée dans de nombreuses applications pour caractériser les fluides pétroliers, notamment l'évaluation des formations, la caractérisation des réservoirs, la sécurité des puits et la surveillance environnementale. Il existe plusieurs limitations à l'utilisation de l'analyse standard du gaz de boue comme prédicateur du type de fluide souterrain, de sa distribution et de sa saturation en hydrocarbures. Les résultats de l'analyse du gaz de boue sont souvent qualitatifs plutôt que quantitatifs, ce qui signifie qu'ils peuvent indiquer la présence d'hydrocarbures mais ne fournissent pas nécessairement des estimations précises du type de fluide, de la quantité ou de la saturation en hydrocarbures dans le sous-sol. Les résultats peuvent être affectés par divers facteurs, notamment la composition du fluide de forage, les paramètres de forage et les conditions environnementales, ce qui peut rendre difficile l'interprétation précise des résultats. Les outils d'analyse avancée du gaz de boue surmontent bon nombre de ces défis et fournissent le contenu réel en fluide dans la boue et sa composition.

Ce mémoire de fin d'études se concentre sur l'analyse de gaz de boue (AMG).L'objectif de ce mémoire est de présenter une analyse approfondie de service Flair Flex, en explorant ses principes fondamentaux, ses applications pratiques, ainsi que ses avantages et limitations. Nous examinerons également les développements technologiques récents dans ce domaine et leur impact sur l'efficacité et la précision de le Flair Flex. Pour illustrer l'importance de cette méthode, des études de cas réels seront analysées, mettant en évidence comment Flair Flex a contribué à des découvertes significatives et à l'optimisation des opérations de forage.

Le mémoire est structuré en trois chapitres, qui abordent différents aspects du sujet :

- Le premier chapitre présente un Rapport d'implantation Du Puits vertical Hassi El Gassi HGI-5.
- Le deuxième chapitre comprenant des notions générales sur le gaz naturel
- Le troisième chapitre sur le service Flair Flex leur fonctionnement et application sur le puits HGI-5

CHAPITRE 1 :

Généralité sur Hassi El Gassi puits HGI5

1. Généralités

1.1 Introduction :

Le forage vertical du puits HGI-5 (HASSI EL GASSI 5), statut producteur d'huile sera réalisé dans le cadre d'un programme d'exploitation du périmètre Hassi El Gassi. L'objectif assigné à ce forage est le développement du réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra).

FICHE TECHNIQUE

Hassi El Gassi5/ HGI5

Périmètre	Hassi El Gassi	
Puits/Sigle	Hassi EL Gassi 5(HGI5)	
Blocs	427/439	
Classification	Développement	
Profile	Verticale	
Contrôle sismique	3D-HDZ(In line=7822 Et X line=2367)	
Coordonnées Géographique	X : 05°51'26.35925"EY:3 1°08'12.98430"N	
Coordonnées UTM Fuseau n°31	Longitude:772 48.399 Latitude :3 448 027.617	
Altitude	Z sol=178.388m	Z table=189.028m
Objectif Pétrolier	QuartzitesdeHamra@3231m	
Profondeurs finale prévue	3371m	
Formation d'arrêt de forage	Argiles d'El Gassi	
Durée de forage	3 mois	
Appareil de forage	TP199	

Tableau 1 : fiche technique du puits HGI5

1.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE :

Le forage **HGI5** sera implanté dans la partie sud du périmètre de Hassi El Gassi, à une distance de 1.65km à l’Ouest du puits HBM-1, de 1.35km au Nord du puits HBM-2 et 3.18km au Sud-Ouest de HDZS-1.

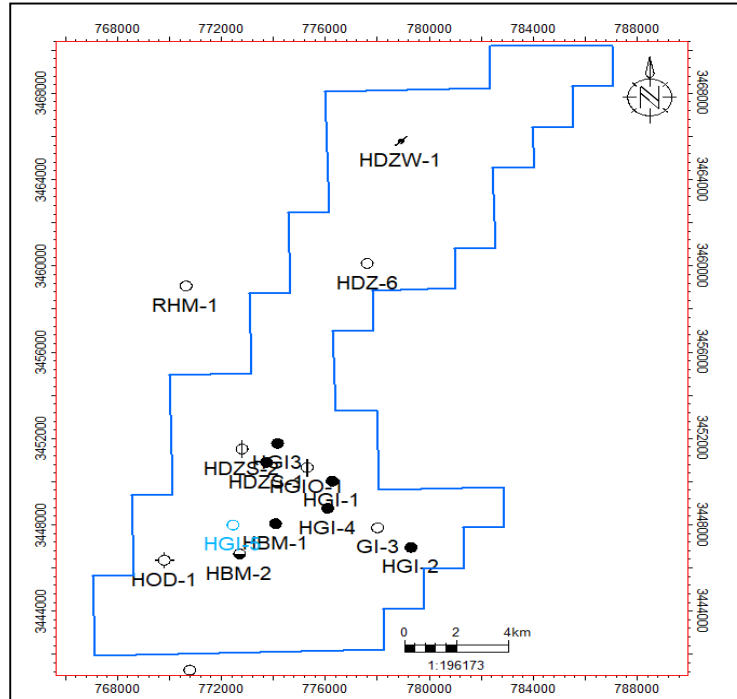


Figure 1 : localisation du puits

Les coordonnées Géographiques et UTM31 de la plate-forme du puits HGI5 sont les suivantes:

COORDONNEES UTM31		COORDONNEES GEOGRAPHIQUES		ALTITUDE (mètres)	
X	Y	M	L	Z_sol	Z_table
772 448.399	3 448 027.617	05°51'26.3592"E	31°08'12.9843"N	178.388m	189.028m
Ellipsoïde/Projection		Clark:1880,North Sahara datum/UTM,Fuseau31			
Contrôle sismique (3 DHDZ) : IL =7822			XL = 2367		

Tableau 2 : les coordonnées du puits HGI5

1.3 ITINERAIRE :

A partir de la Base 24 Février prendre la route vers Hassi El Gassi sur une distance de 33 km jusqu'à l'embranchement (HGA), ensuite tourner à gauche en prenant la route du champ Hassi Guettar vers HGA-8 sur une distance de 8km, puis suivre la route qui mène au champ Hassi Terfa sur une distance de 11.8km, puis tourner à droite sur la piste qui mène au forage HOD-1 sur une distance de 34.4km, delà bifurqué à droite et suivre le tracé jalonné sur 100m, se trouve l'emplacement du futur forage HGI5 (figure:2).

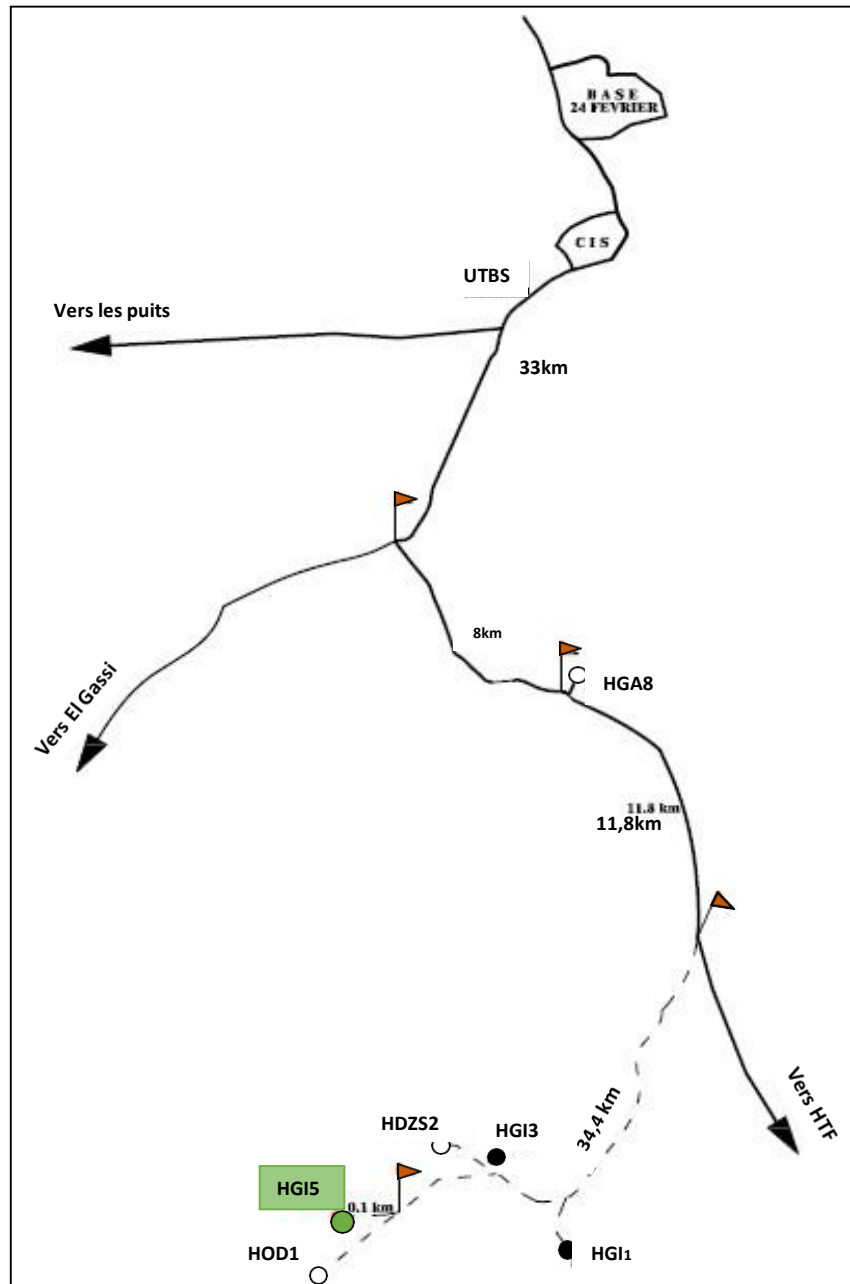


Figure 2 : schéma synoptique du forage HGI5

2. Aspect Géologique :

La structuration du gisement de Hassi El Gassi correspond au prolongement Sud de l'axe El Agreb El Gassi. Elle est essentiellement d'âge Hercynien. Elle est située dans la zone d'érosion maximale des séries paléozoïques. Les mouvements ultérieurs attribués à la phase alpine ont eu un impact de moindre importance dans la région.

La structure de HGI est définie par un anticlinal de direction NE-SW, composée de blocs structuraux bordée de part et par des failles majeures de direction N30°, auxquelles s'ajoutent des failles secondaires de direction Est – Ouest d'extension créées probablement lors de la phase de rifting triasique. Ces failles secondaires lui confèrent un aspect de Horst et de Graben.

L'intérêt pétrolier de cette région est intimement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable et où le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) constitue l'objectif principale (Figure : 3)

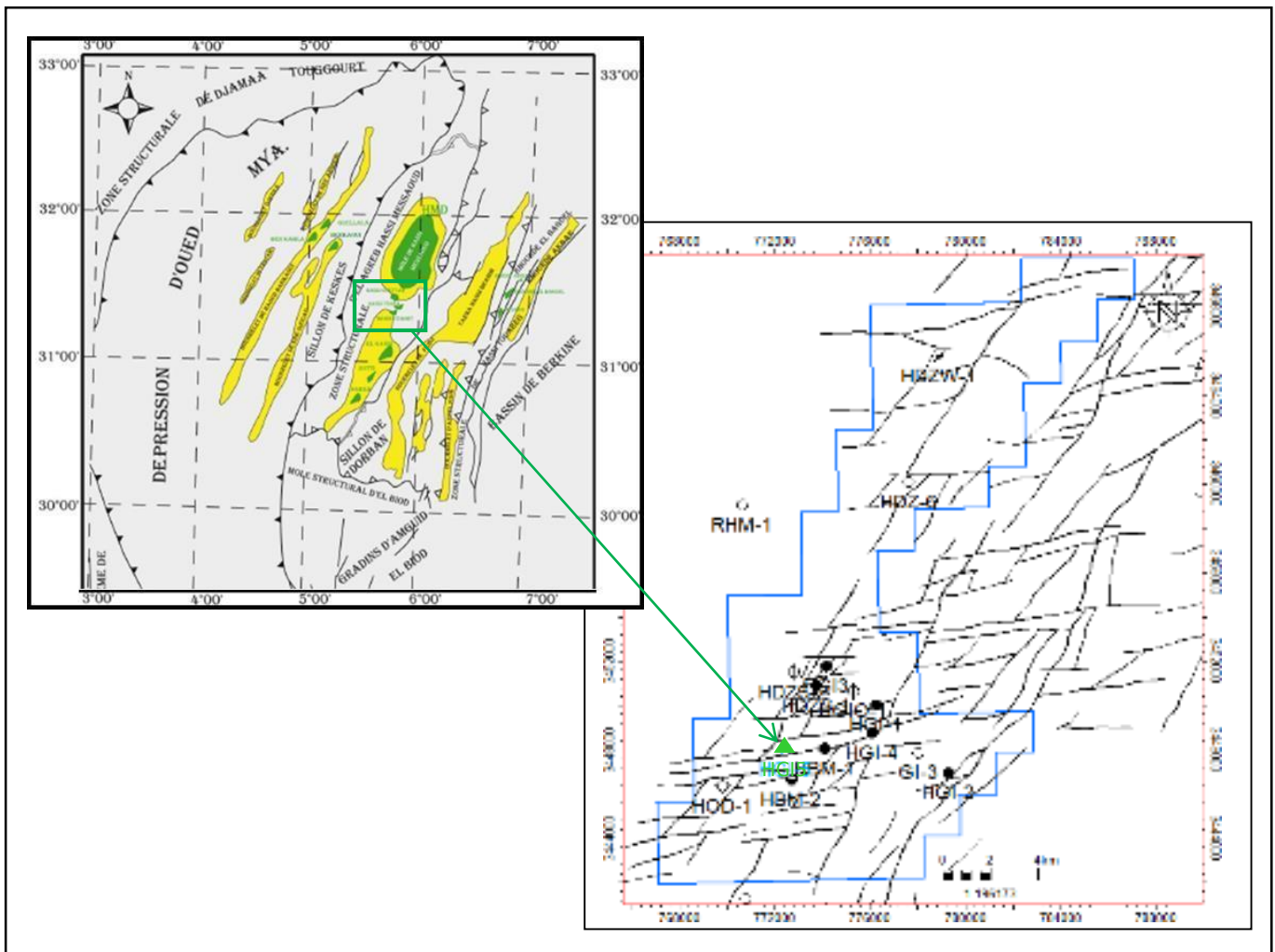


Figure 3 : schéma structurale de la région hassi El gassi

3. Aspect Géophysique :

La structure de Hassi El Gassi 5 (HGI5) est le prolongement septentrional de l'axe El Agreb El Gassi. Elle est limitée par une faille majeure à l'Ouest de direction NE-SO et des failles secondaires de direction Est – Ouest. Elle est située dans le même compartiment que le puits HGI4. Le puits HGI5 est implanté sur le point culminant Ouest de la structure de HBM-1. Le toit des Quartzites de Hamra est prévu à 3232m de profondeur soit à -3043m (TVDSS). Le contact (ODT) dans la partie sud du périmètre Hassi El Gassi est estimé au environ de -3163m (TVDSS).

Le puits interceptera probablement une faille à L'Albien.

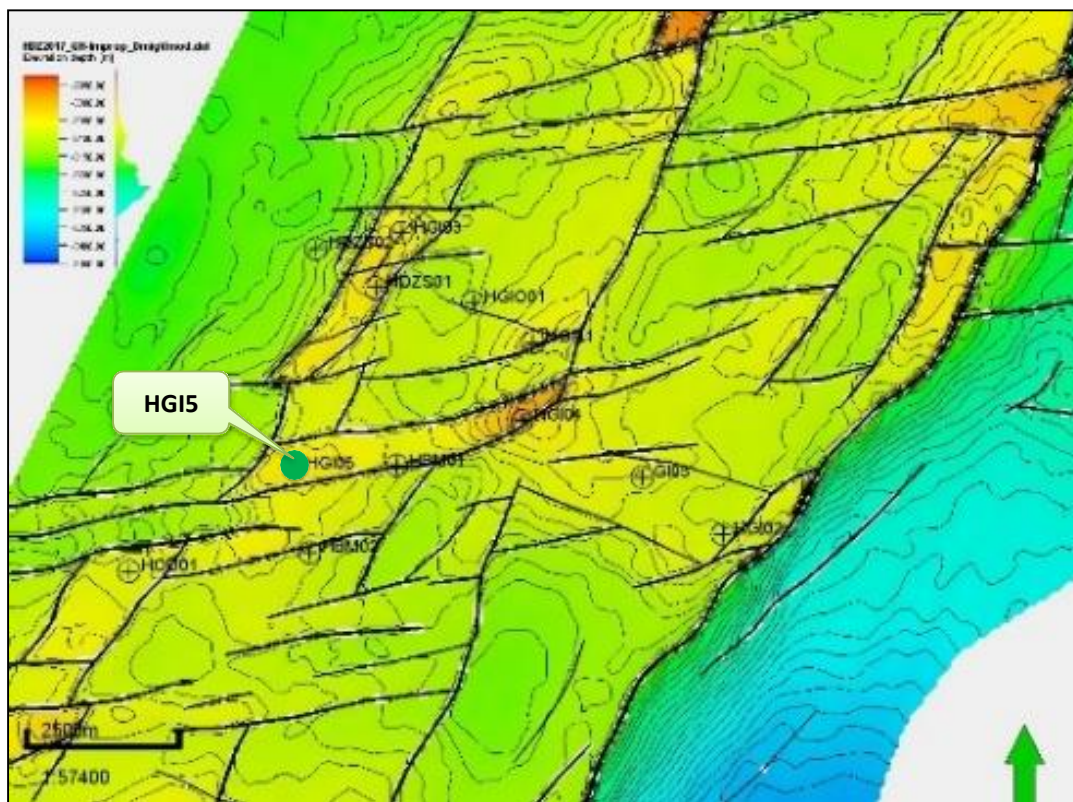


Figure 4 : carte en isobathes au toit des Quartzites de hamra

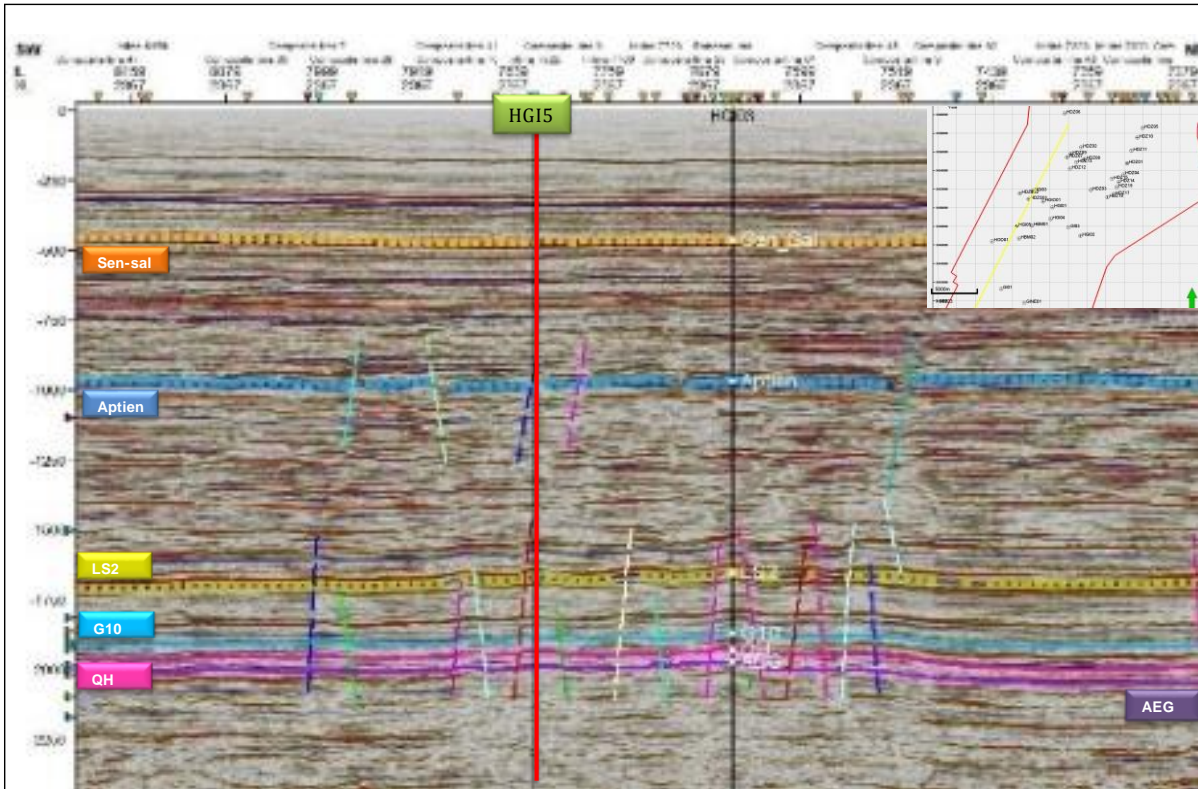


Figure 5 : cross line 2367 passant par le puits HG15

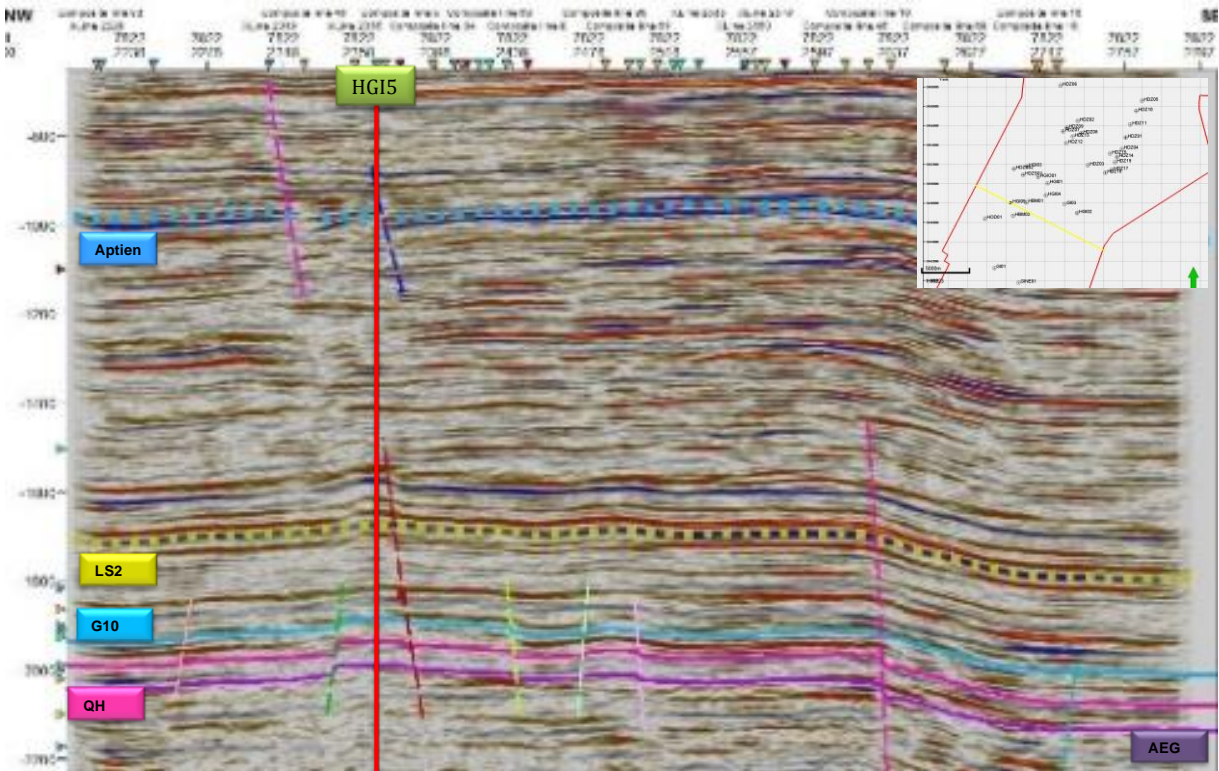


Figure 6 : in line 7822 passant par le puits HG15

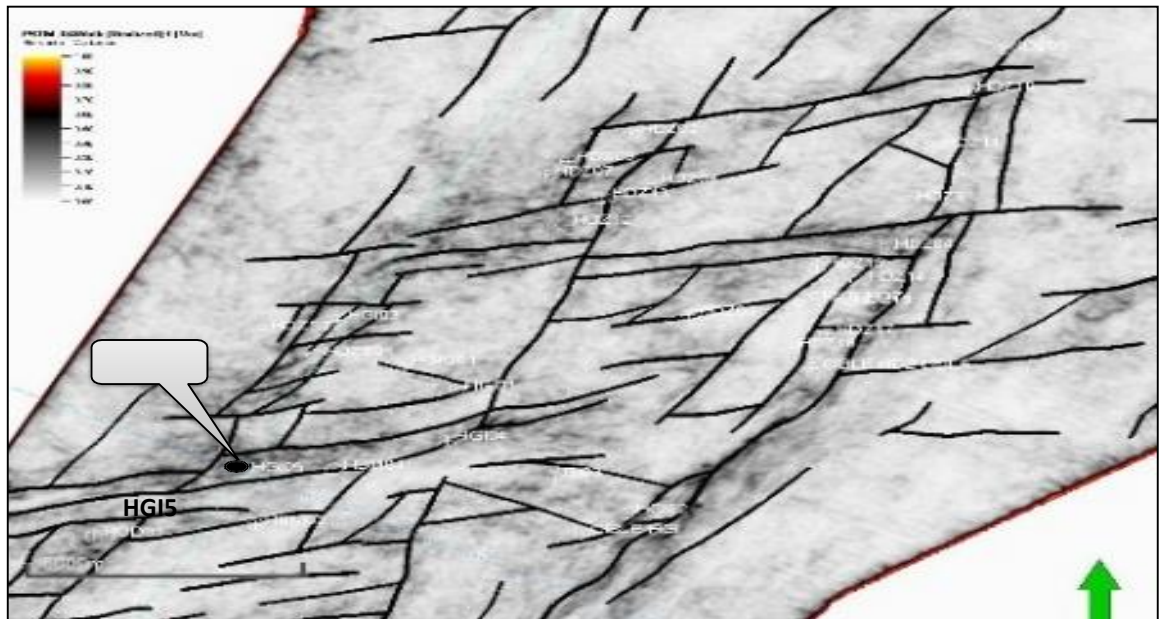


Figure 7 : attribut de variance@2000ms au toit des Quartzites de Hamra

4. PREVISION LITHOSTRATIGRAPHYQUE :

4.1 Dépôts Cénozoïques :

Les puits HBM-1, HBM-2 et HDZ-1 ont été pris comme les puits de référence pour les prévisions du puits HGI5 (Tableau : 2)

4.1.1 MIO -PLIOCENE: (11– 221m)

➤ EOCENE :(221– 314m)

Calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex. Passées de dolomie blanche et fines passées d'argile grise.

4.2 Dépôts Mésozoïque :

4.2.1 CRETACE: (314 à1983m)

Sénonien:(314à793m)

Sénonien Carbonaté:(314à415m)

Alternance de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la bas

Sénonien Anhydritique :(415à643m)

Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite.

Sénonien salifère:(643à793m)

Sel blanc massif, translucide intercalé de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite.

Turonien: (793à908m)

Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.

Cénomaniens:(908à1093m)

Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite Légèrement carbonaté, localement dure.

Albien: (1093 à1440m)

Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.

Aptien : (1440à1465m)

Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.

Barrémien : (1465à1783m)

Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

Néocomien:(1783à1983m)

Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.

4.2.2 JURASSIQUE : (1983à3176m)**Malm :**(1983à2193m)

Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite..

Dogger:(2193à2500m)**Dogger Argileux:**(2193à2418m)

Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico-silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise..

Dogger Lagunaire: (2418 à2500m)

Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marn

LIAS: (2500 à 3176m)

Lias Anydritique (LD1+ LS1+ LD2): (2500 à 2694m)

Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile Brune plastique.

Lias Salifère (LS2): (2694 à 2746m)

Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argile brun – rouge de marne et de dolomie.

Horizon "B" (LD3): (2746 à 2767m)

Calcaire gris argileux et argile grise à brune.

Trias S1 + S2: (2767 à 2961m)

Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique..

Trias S3: (2961 à 3139m)

Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique..

Trias Argileux (G10): (3139 à 3175m)

Argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide

4.2.3 TRIAS: (3175 à 3191m)

Trias Roches Éruptives: (3175 à 3191m)

Ce sont des roches éruptives gris – brun et gris – vert, intercalé d'argile brun – rouge brune et de gris blanc fin à très fin.

4.3 Dépôts Paléozoïques

4.3.1 Ordovicien: (3191 à 3371m)

Grés d'Ouargla: (3191 à 3231m)

Alternances de grés gris clair, très fins silico- argileux, de siltstones argileux et d'argiles gris foncée silteuse indurée.

Quartzites de Hamra: (3231 à 3341m)

Grés gris – clair à gris – blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques passant à quartzite blanc compact, dur. Passées d'argile

Grés d'El-Atchane:(3341 à 3356m)

Grés gris –blanc, fin à moyen silico – quartzitiques localement glauconieux, intercalé d'argile grise indurée, silteuse.

Argiles d'El – Gassi:(3356 à 3371m)

Argile grise à gris–foncé induré, silteuse, micacé

- Le forage HGI5 traverserait la discordance hercynienne (Grés de Ouargla) à 3191m (-3002mTV DSS) et le réservoir Quartzites de Hamra à 3231m(-3042mTV DSS).

L'arrêt du forage est prévu à 3371m(-3182mTV DSS) soit 15m dans les Argiles d'El Gassi.

Unité Réservoir	Côte MD(m)	Côtes absolues TVDSS(m)
DH	3191	-3002
QH	3231	-3042
TD	3371	-3182
ODT	3352	-3163

Tableau 3 : cotes en MD et TVDSS des unités réservoirs du puits HGI5

HG15 Prévision							HBM-2			HBM-1			HDZS-1			HG14				
Zs = 178,388m			Zt = 189,028m			Comparaison aux prévisions			Zt= 171m			Zt= 190m			Zt= 179m			Zt= 185m		
FORMATIONS		Prof.	Cote Abs.	Epaisseur	Prof.	Cote Abs.	Epais.	SPE	Cote Abs.	Epais.	SPE	Cote Abs.	Epais.	SPE	Cote Abs.	Epais.	SPE	Cote Abs.	Epais.	
QUATERNAIRE																				
MIO - PLIOCENE		11	178	210				8	181	217	11	179	222	8	171	225	10	175	210	
EOCENE		221	-32	94				225	-36	95	233	-43	96	233	-54	88	220	-35	92	
CRETACE	SENONIEN	Carbonaté	315	-126	101			320	-131	86	329	-139	103	321	-142	110	312	-127	104	
		Anhydritiq.	416	-227	228			406	-217	232	432	-242	228	431	-252	227	416	-231	228	
		Salifère	644	-455	150			638	-449	148	660	-470	152	658	-479	156	644	-459	147	
	TURONIEN		794	-605	115			786	-597	116	812	-622	117	814	-635	114	791	-606	119	
	CENOMANIEN		909	-720	185			902	-713	198	929	-739	187	928	-749	167	910	-725	189	
	ALBIEN		1094	-905	347			1100	-911	351	1116	-926	355	1095	-916	309	1099	-914	342	
	APTIEN		1441	-1252	25			1451	-1262	25	1471	-1281	24	1404	-1225	27	1441	-1256	25	
	BARREMIEN		1466	-1277	318			1476	-1287	309	1495	-1305	318	1431	-1252	305	1466	-1281	323	
	NEOCOMIEN		1784	-1595	200			1785	-1596	199	1813	-1623	191	1736	-1557	217	1789	-1604	211	
JURASSIQUE	MALM		1984	-1795	210			1984	-1795	205	2004	-1814	219	1953	-1774	219	2000	-1815	164	
	DOGGER	Argileux	2194	-2005	224			2189	-2000	236	2223	-2033	224	2172	-1993	221	2164	-1979	220	
		Lagunaire	2418	-2229	82			2425	-2236	82	2447	-2257	82	2393	-2214	85	2384	-2199	84	
	LIAS	LD1	2500	-2311	45			2507	-2318	35	2529	-2339	45	2478	-2299	47	2468	-2283	47	
		LS1	2545	-2356	98			2542	-2353	109	2574	-2384	93	2525	-2346	100	2515	-2330	100	
		LD2	2643	-2454	51			2651	-2462	56	2667	-2477	51	2625	-2446	52	2615	-2430	52	
		LS2	2694	-2505	52			2707	-2588	52	2718	-2528	51	2677	-2498	48	2667	-2482	53	
		LD3 " B"	2746	-2557	21			2759	-2591	21	2769	-2579	20	2725	-2546	21	2720	-2535	20	
		S 1 - S 2	2767	-2578	194			2780	-2785	194	2789	-2599	194	2746	-2567	183	2740	-2555	194	
		S 3	2961	-2772	178			2974	-2962	177	2983	-2793	179	2929	-2750	178	2934	-2749	179	
Argileux	3139	-2950	36			3151	-2962	36	3162	-2972	39	3107	-2928	41	3113	-2928	32			
TRIAS	Eruptives		3175	-2986	16			3187	-2998	31	3201	-3011	12	3148	-2969	21				
ORDOVICIEN	G.OUARGLA		3191	-3002	40			3218	-3029	37	3213	-3023	39	3169	-2990	47	3145	-2960	36	
	Q. HAMRA		3231	-3042	110			3255	-3066	99	3252	-3062	101	3216	-3037	104	3181	-2996	131	
	G. ATCHANE		3341	-3152	15			3354	-3165	15	3353	-3163	16	3320	-3141	14	3312	-3127	13	
	A EL GASSI		3356	-3167	15			3369	-3180	29,5	3369	-3179	30	3334	-3155	72	3325	-3140	24	
	ZALTERNACES							*	*	*	*	*	*	3406	-3227	35	*	*	*	
CAMBRIEN	Ri							*	*	*	*	*	*	3441	-3262	36	*	*	*	
	Ra							*	*	*	*	*	*	3477	-3298	102	*	*	*	
PROFONDEUR FINALE		3371	-3182					3399	-3209,5		3399	-3209	3579	-3400		3349	-3164			

Tableau 4 : Les prévisions du puits HG15

Direction Gisement Est Département Pôle Périphérie Hassi Messaoud

Tableau 4 : les prévisions du puits HG15

5. PROGRAMMES DE TUBAGE :

5.1 Phase 26" x Casing 18" 5/8:

- Forage jusqu'à 40 m dans la formation Sénonien anydritique, vers la côte de 455m.
- Descente tubage 18" 5/8 à 455m.
- Cimentation jusqu'à la surface.

5.2 Phase 16" x Casing 13" 3/8:

- Forage jusqu'à 40m dans les anhydrites massives du Dogger lagunaire vers la profondeur
De 2458m.
- Pose du sabot de la colonne de tubage 13" 3/8 à 2458m
Cimentation jusqu'en surface.

5.3 Phase 12" 1/4 x Casing 9" 5/8:

- Forage jusqu'à la profondeur de 3149m, soit 10m dans le Lias Argileux (Trias Argileux =G10)
- Descente du tubage 9" 5/8 jusqu'à la cote 3149m
- Cimentation du casing 9" 5/8 jusqu'à 200m au-dessus du sabot 13" 3/8.

5.4 Phase 8" 1/2 x casing 7":

- Forage jusqu'à la cote **3234 m** soit 3m dans les quartzites de Hamra.
- Logging open Hole de a phase 8" 1/2.
- Descente du liner 7" à la côte **3234m**.
- Cimentation entière du liner 7" (TOL 7" à 2593m, Soit 50 m au-dessus du LD2).

Le superviseur géologue décidera de la possibilité de carottage à l'approche de la DH afin

De confirmer le top des Quartzites Hamra.

5.5 Phase 6" x Liner 4" 1/2:

- Forage de 3234 à 3270m.
- Carottage de 3270 jusqu'à la côte 3341m.
- Forage de 3341m jusqu'au 3371m la côte TD.
- Logging fin de trou
- Test DST en Barefoot.

6. PROGRAMME DE BOUE :

La pression de gisement à -3200m est de l'ordre 460 kg/cm², les paramètres de la boue seront calculés par les ingénieurs de forage.

7. SURVEILLANCE GEOLOGIQUE :

7.1 Programme d'échantillonnage des déblais :

Un log d'avancement sera établi durant le forage où tous les paramètres de la géologie et des forages observés seront mentionnés.

Les profondeurs de différents étages prévues seront confirmées par l'examen des cuttings, plus particulièrement à l'approche des côtes de tubages 9"5/8 et 7". Ceci va confirmer ou infirmer les profondeurs prévues pour chaque formation ainsi que leurs existences.

Le prélèvement de déblais se fera chaque 10 mètres et à partir du Trias argileux (G10) le prélèvement se fera chaque 1 mètre.

Les toits des différents intervalles du Dogger lagunaire, Lias Anydritique, du Lias argileux, du Trias éruptif et des Quartzites de Hamra sont à surveiller avec une très grande attention pour la pose des tubages 13"3/8, 9"5/8 et 7" à leurs côtes adéquates.

Tous les paramètres géologiques et de forages observés seront mentionnés sur un log de chantier.

7.2 Les pertes de boue :

Les pertes de boue peuvent être totales ou partielles durant les différentes phases de forage ou de carottages. Elles sont le plus souvent rencontrés dans les sables du Moï -Pliocène, dans les calcaires de l'Eocène, du Sénonien carbonaté, dans le Trias argilo-gréseux, dans les intrusions volcaniques du trias ainsi que dans les Quartzites de Hamra, si elles sont fissurées. L'instabilité des argiles fluentes, argiles du Lias, est à l'origine de nombreuses difficultés tel que : les pertes de boue, les coincements et la complication de la mise en place du tubage.

7.3 Eau Chlorurée Calciqueet Argiles Fluentes :

Les niveaux de dolomie vacuolaire du LD2 présents à partir de la profondeur 2643m renferment de l'eau saturée en chlorure de calcium sous une pression maximale de 560Kg/cm². Les étages LS2 et TS2 peuvent contenir des niveaux d'argiles fluentes qui pourraient affecter le calibrage du puits.

7.4 Programme de carottage :

Les carottes du puits seront acheminées vers la cartothèque centrale pour la réalisation démesures de laboratoires tels que le Gamma Ray spectral et prise de photo des carottes

8. PROGRAMME DE DIAGRAPHIES :

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

8.1 La phase 26" :

- Néant

8.2 La phase 16" :

- GR - SONIC (P & S) - DENSITE -CALIPER (Gr jusqu'en surface)
- Un log de cimentation approprié du 13"3/8 et du 18"5/8
- VSP

8.3 La phase 12"1/4:

- GR – SONIC (P & S)-CALIPER-DENSITE
- Après la pose du 9" 5/8.
- Un log de cimentation approprié du 9"5/8

8.4 La phase 8"1/2:

- GR – SONIC (P&S) - CALIPER- Neutron-DENSITE
- VSP

Après la pose du 7" . :

- Un log de cimentation approprié du 7"

8.5 La phase 6"':

- SONIC (P & S) - GR Spectral - CAL
- DENSITE - NEUTRON –GR
- IMAGERIE
- Résistivité
- VSP (Zéro Offset).

Si la pose de 4" 1/2 est envisagée, un log de cimentation approprié du 4" 1/2 est Recommandé.

9. PROGRAMME VSP (Zéro offset) :

Pour l'enregistrement :

- Outil à cinq (05) géophones avec les paramètres suivants :

- Sweep de longueur 12 Sec. Durée d'enregistrement 16Sec
- Fourchette de fréquences : 8-80 Hz
- Sweep Zéro phase : Up Linear
- Echantillonnage: 2 msec
- Espacement entre les niveaux : 15m
- Le programme se fera en deux runs
- Run1 : De la fin de la phase 8" 1/2 jusqu'à la fin de la phase 26"
- De la profondeur 456 m à la surface, utiliser un espacement De100 m
- Run 2 : du TD jusqu'à la profondeur du casing 7" (3234m)
- Prévoir un over lap de 10 points entre les deux phases.
- Prévoir des points de contrôles à la montée et à la descente pour les tops des horizons

10. TEST DU PUIITS :

Le drill stem test « DST » sera réalisé en Open Hole.

11. COMPLETION :

La complétion du puits HGI4 sera décidée ultérieurement en fonction des résultats du DST et de l'interprétation des diagraphiques.

12. ASPECT SRESERVOIR DUPUIITS :

12.1 Les derniers jaugeages des puits avoisinants :

Au voisinage de l'implantation du puits HGI5 se trouvent deux puits HBM1 et HGI4 et dont leurs tests DST sont positifs au niveau des Quartzites de Hamra.

Date de Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Débit d'eau récupérée(l/h)
		Huile	Gaz		
PuitsHBM1					
25/10/2010	12,7	3,02	394,8	130,9	0
PuitsHGI4					
14/10/2018	9,53	15,25	2817,33	185	0

Tableau 5 : les derniers jaugeages des puits HGI1 et HBM1

12.2 Les derniers tests des puits avoisinants :

Les test disponibles pour les puit savoisinants l'implantationHGI5, sont ceux des DST ,dont les résultats sont résumés dans le tableauci-dessous :

Puits	Situation	Date mesure	Duse	Débit huile	IP	HK	Pression de tête (kg/cm ²)	Pressiondefond à-3200 m(kg/cm ²)	Pression de gisemet à -3200m(kg/cm ²)
HBM1	Fermé	25/10/2010	12,7	3,02	0,008	38,7	11,39	92,15	459
HGI4	en cours de raccordement	14/10/2018	9,53	15,25	0,152	280	149,79	368,5	468,5

Tableau 6 : les derniers tests de puits de HGI1 et HBM1

12.3 Pression de Réservoir:

La pression de réservoir Quartzites de Hamra estimée au voisinage du puits HGI5 est d'environ**460kg/cm²** à (-3200m).

12.4 Caractéristiques pétro physiques du réservoir:

Les caractéristiques pétro physiques de la zone où se trouve Le forage de HGI5 sont mal

Évaluées et ceci est lié à la faible densité des puits dans cette zone.

La comparaison des propriétés des puits au voisinage de l'implantation HGI4 montre :

- Une porosité de 6% à 7%.
- Une saturation en eau entre 30% et 40%.

Puits	Réservoir	Profondeur (m)	Epaisseur totale	Epaisseur utile	Porosité (%)	Saturation en eau (%)	NTG (%)
HBM1	QH	3252-3339	87	57	7	40	66
HGI4	QH	3188-3312	124	53	6	32	43

Tableau 7 : mesures petro physiques Elan du réservoir QH

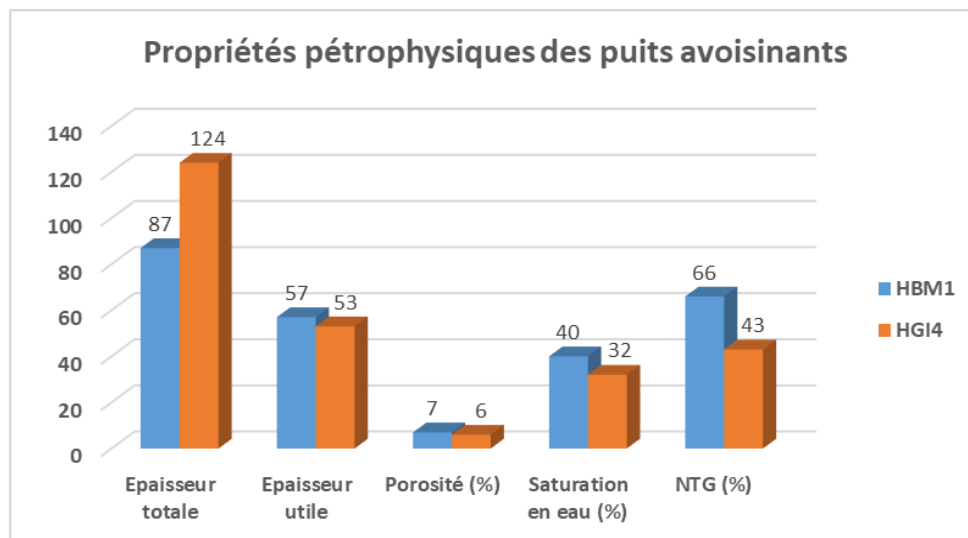


Figure 8 : la distribution des propriétés petro physiques

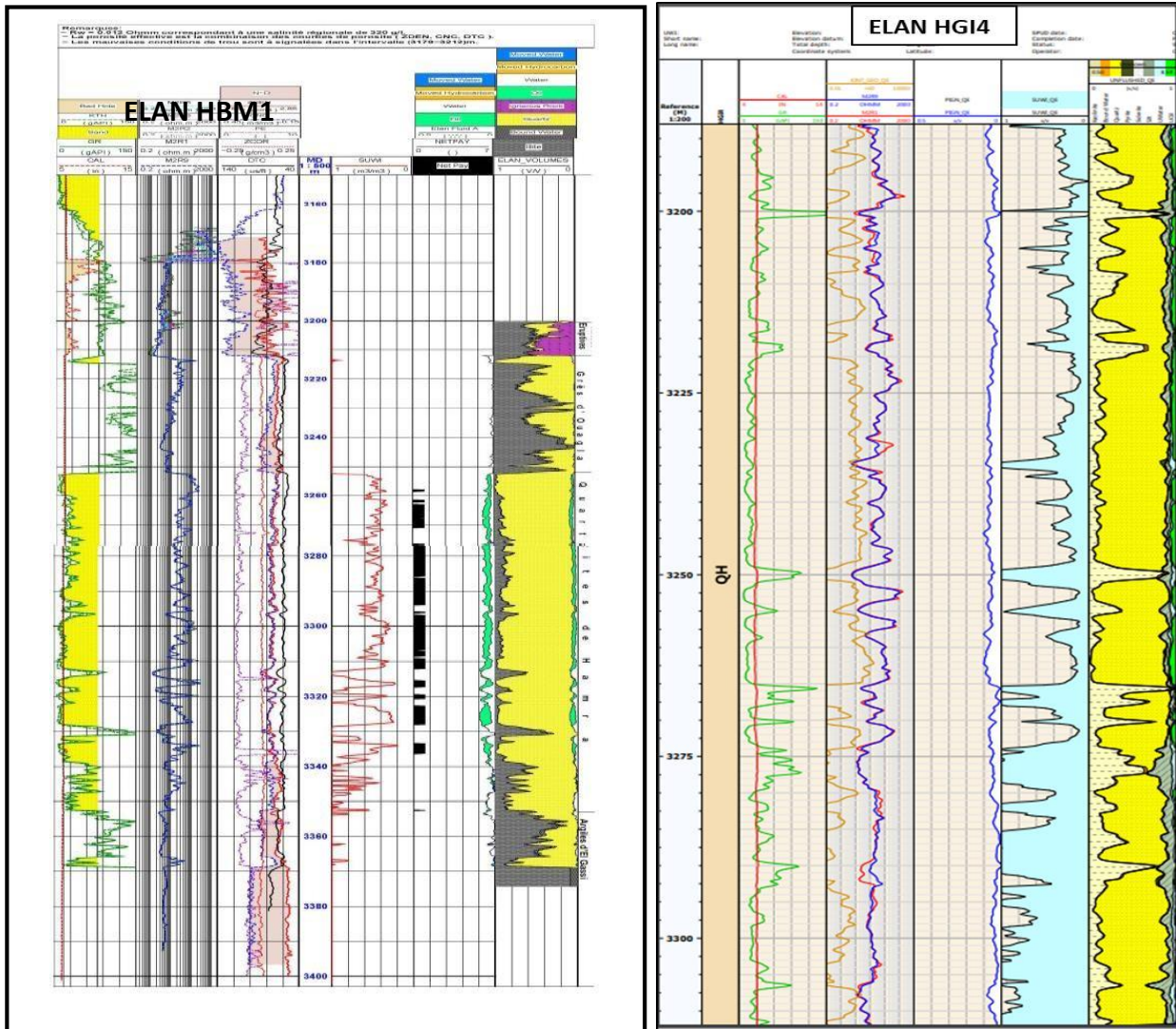


Figure 9 : Elan des unités HBM1 et HGI4

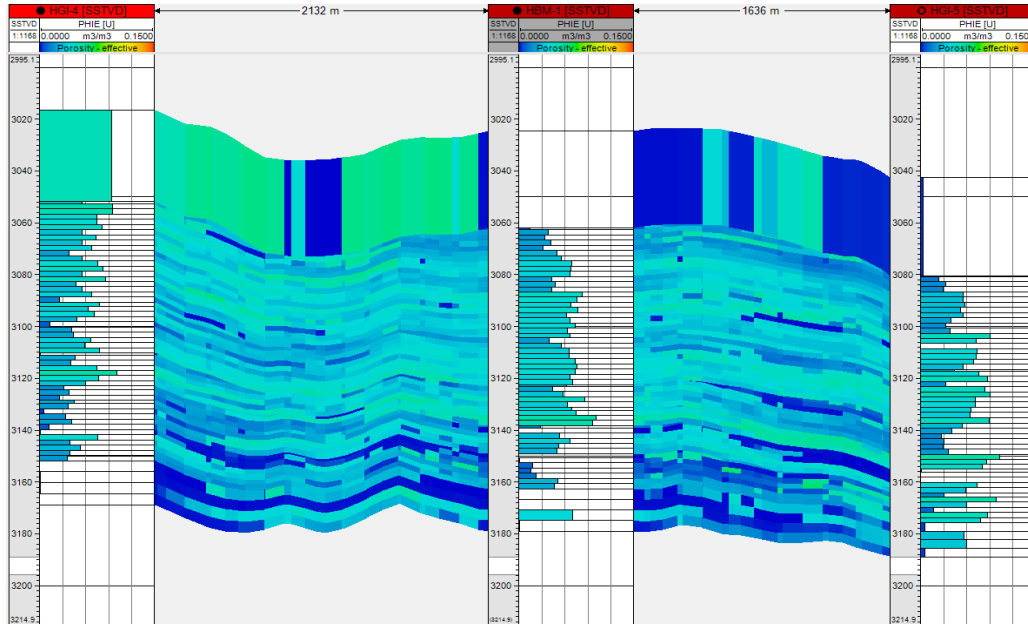


Figure 10 : Répartition de la porosité effective entre les puits HGI4, HBM1 et la future plantation HGI5

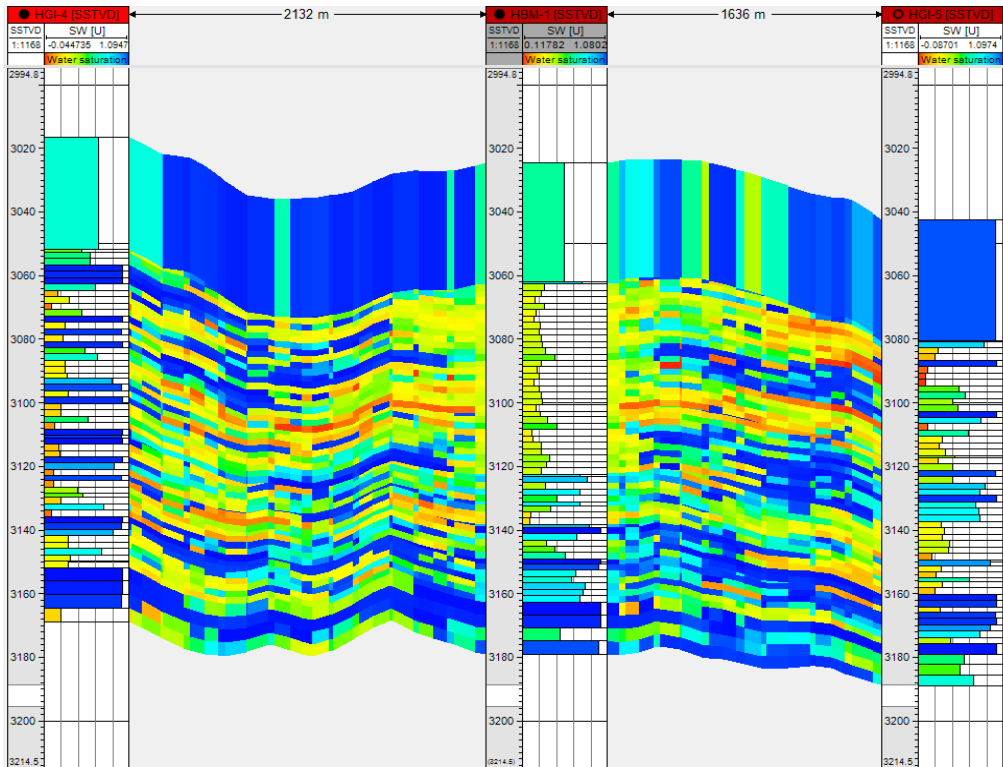


Figure 11 : Répartition de la saturation en eau entre les puits HGI4, HBM1 et la future implantation HGI5

12.5 Le Oil DownTo :

Le contact Oil Down To du puits de référence HBM1 est (-3162.5 m TVDSS) et vue sa proximité avec l'implantation du puits HGI5 qui se situe dans la même zone on considère que l'ODT du réservoir Quartzites de Hamra est estimé-**3163m** TVDS

13. CONCLUSION SETINCERTITUDES :

Le forage HGI5 sera le troisième puits de développement du périmètre Hassi El Gassi. Il est positionné à l'ouest du puits HBM-1, au résultat pétrolier prouvé par le test.

Ce forage nous confirmera la position structurale du HGI5, ainsi que les caractéristiques et le potentiel des Quartzites de Hamra à l'ouest du compartiment HGI4.

CHAPITRE 2 :

Généralités sur le gaz Naturel

1. Introduction :

Le gaz naturel est une énergie primaire bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Elle dispose de nombreuses qualités d'abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, et des prix compétitifs. La mise en oeuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le traitement, le stockage, le transport et la distribution.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite.

C'est un mélange dont le constituant principal de 75 % à 95 % de méthane (CH₄). [2]

2. Nature et caractérisation des différents types de gaz :

2.1 Gaz sec et gaz humide :

Un gaz sec ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production, c'est-à-dire que les points représentant les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine diphasique.

Un tel gaz doit être concentré en méthane et contenir très peu d'hydrocarbures lourds que l'éthane.

Un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.

Un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec.

2.2. Gaz à condensât :

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en constituants lourds dans le réservoir.

2.3. Gaz associé :

Le gaz associé coexiste dans la couche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture situé au-dessus de la réserve de pétrole (huile)

3. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel :

3.1 Propriétés volumiques :

3.1.1 La masse volumique :

d' un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en Kg /m³. Elle est fonction de la température et de la pression. En dehors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales et standards .Conditions normales : Température : 0 °C ; pression : 1 atm = 101325 Pa.

Conditions standards : Température : 15 °C ; pression : 1 atm

3.1.2 Le volume massique :

Représente le volume occupé par unité de masse de gaz (m^3 / kg).

3.1.3 La densité :

Est définie comme le rapport de la masse volumique de gaz dans les conditions de références sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards

3.1.4 Compressibilité d'un gaz sec :

le cas d'un gaz sec est le plus simple, qui puisse être rencontré dans une étude de type PVT, la méthode utilisée consiste à placer un échantillon de gaz à étudier dans une cellule dont on fait varier le volume en déplaçant un piston de mercure. Le mercure est déplacé au moyen d'une pompe volumétrique, ce qui permet de connaître le volume de mercure introduit ou soutiré.

3.1.5 Viscosité :

La connaissance de la viscosité des gaz et des condensats est nécessaire pour effectuer les calculs d'écoulement aux différents stades de la production et notamment pour connaître les pertes de charges.

3.1.6 Le pouvoir calorifique (PC) :

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire de gaz, la combustion étant effectuée à la pression atmosphérique et à une température.

- Le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m^3), il se divise en deux:
 - Pouvoir calorifique supérieur (PCS).
 - Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

4. La composition du gaz naturel :

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour étudier la vaporisation et calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et la température. Tous les hydrocarbures présents dans le gaz naturel appartiennent à la série des alcanes de formule générale : C_nH_{2n+2} . A cela s'ajoute : N_2 , H_2S , CO_2 . Ci-dessous la composition de 04 gaz algériens des gisements différents (tableau I.1) :

Composition/Région	HassiR'Mel	GTFT	GTFT	Reggane
N2	5.56	1.71	0.545	0.72
CO2	0.2	1.41	4.000	5.3
H2S	0	0	0	0
C1	78.36	75.95	81.807	86.49
C2	7.42	10.30	7.521	05.10
C3	2.88	5.17	2.964	01.16
i-C4	0.62	0.61	0.546	00.13
n-C4	1.1	1.73	0.667	0.25
i-C5	0.36	0.39	0.279	0.08
n-C5	0.48	0.55	0.236	0.07
n-C6H14	0.59	0.59	0.333	0.09

n-C7H16	0.56	0.52	1.103	0.01
n-C8H18	0.45	0.39	0	0.06
n-C9H20	0.37	0.22	0	0.07
n-C10H22	0.27	0.17	0	0
n-C11H24	0.24	0	0	0
n-C12H26	0.57	0	0	0

Tableau 8 : Exemples de compositions de gaz

5. Les techniques de traitement du gaz naturel :

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les constituants présents à la sortie des puits tels que l'eau, les gaz acide, et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou des spécifications commerciales.

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques.

- Les principaux traitements qui sont effectués sont :

Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.

- Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :
 - Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc) ;
 - Gaz du pétrole liquéfié (GPL) ;
 - Gaz naturel liquéfié (GNL) ;
 - Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée ...etc.).

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les

étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

- Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :
 - L'hydrogène sulfuré H₂S : toxique et corrosif ;
 - Le dioxyde de carbone CO₂ : corrosif et de valeur thermique nulle ;
 - Le mercure : corrosif dans certains cas ;
 - L'eau conduisant à la formation d'hydrates ;
 - Les hydrocarbures lourds qui se condensent dans les réseaux de transport.
 - Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc ; ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures).

6. Technique de réinjection :

6.1 Objectif de la réinjection :

La récupération des hydrocarbures liquides. Elle est limitée par suite de la condensation au niveau des réservoirs et permet de :

- Réduire cette condensation par le maintien de pression ;
- Maximiser l'extraction des hydrocarbures liquides en balayant les gaz humides ;
- Produire un potentiel optimal en condensât et GPL sans avoir recours au torchage des gaz excédentaires, d'où une meilleure flexibilité d'exploitation des unités de traitement de gaz

6.2 Principe de réinjection :

Pour pouvoir réinjecter le gaz sec dans le gisement, il faut le porter à une pression suffisante qui puisse vaincre la pression naturelle du gisement. Ceci revient à fournir une certaine énergie au gaz à réinjecter en le comprimant à des pressions plus élevées. Ce transfert d'énergie est réalisé par des grands compresseurs, et entraînés par des turbines à gaz ou des moteurs d'une haute puissance unitaire.

CHAPITRE 3 :

Le Service Flair Flex et leur application dans le puits HGI-5

1. Flair Flex service :

Le service avancé de diagraphie et d'analyse des fluides en temps réel permet de connaître rapidement les propriétés et la composition des fluides des réservoirs grâce à la quantification en surface des hydrocarbures en C1-C6 et à la qualification des hydrocarbures en C7-C8.[4]

Où il est utilisé :

Flair Flex a été développé pour les zones conventionnelles et non conventionnelles afin d'effectuer l'évaluation des formations et la caractérisation des réservoirs dans tous les types de puits et réservoirs pendant le forage.[4]

2. le fonctionnement du flair Flex :

Le Flex prélève en continu de la boue de la conduite de retour du puits. Les hydrocarbures extraits sont transportés vers un détecteur gas chromatograph-mass-spectromètre(GCMS) qui peut analyser les gaz de C1 à C8 ainsi que plusieurs isomères carbonés. L'unité Flex chauffe la boue de forage à une température constante et maintient un rapport air-boue stable à l'intérieur de la chambre d'extraction. Ces caractéristiques contribuent à une extraction très efficace et reproductible. En plaçant une deuxième unité Flex dans la conduite d'aspiration de la pompe, la fraction d'hydrocarbures recyclés avec la boue et pompés de nouveau dans le puits est également mesurée (gaz IN). La correction pour le gaz recyclé est possible en maintenant les mêmes conditions d'extraction de gaz pour les unités IN et OUT. Les conditions thermodynamiques constantes permettent l'étalonnage de l'efficacité d'extraction pour les composants mesurés.[5]

3. Améliorer la précision des données sur les hydrocarbures :

Le service Flair Flex enregistre en continu les données relatives aux fluides, ce qui permet de dérisquer et d'améliorer les décisions d'échantillonnage en fond de puits. L'intégration des données du service flair Flex à celles d'autres techniques d'évaluation des formations permet d'obtenir une image plus robuste et plus précise des hydrocarbures présents dans la formation.[4]

4. Le service Flair Flex contribue à l'amélioration des puits de plusieurs façons :

4.1 Planification d'Infrastructure Améliorée :

En fournissant des données fluides continues, Flair Flex permet une meilleure planification de l'infrastructure. Ces données permettent aux opérateurs de prendre des décisions éclairées concernant l'échantillonnage en profondeur et les tests de puits, conduisant à des conceptions et des opérations de puits plus efficaces

4.2 Décisions Optimisées pour l'Échantillonnage et les Tests :

Flair Flex offre des informations cruciales avant la réalisation des échantillonnages en profondeur ou des tests de puits. Cela permet aux opérateurs d'optimiser leurs stratégies d'échantillonnage et de test, réduisant les risques et améliorant la précision de la caractérisation du réservoir

4.3 Intégration des Données pour une Analyse Complète :

L'intégration des données Flair Flex avec des informations provenant d'autres techniques d'évaluation de la formation offre une compréhension plus complète et précise du potentiel en hydrocarbures au sein de la formation. Cette approche intégrée permet de prendre des décisions mieux informées lors des campagnes d'exploration et d'évaluation

4.4 Amélioration des Opérations d'Échantillonnage par Diagraphie Fil :

Les journaux continus des fluides fournis par Flair Flex peuvent optimiser les opérations d'échantillonnage par diagraphie fil. Les opérateurs peuvent utiliser les données fluides en temps réel pour apporter des ajustements et améliorer l'efficacité des processus de diagraphie fil et d'échantillonnage.

4.5 Amélioration du Géostyrage et du Placement de Puits :

Le service Flair Flex évalue la caractérisation des fluides de réservoir entre puits et à l'intérieur du puits pendant le forage. Ces informations améliorent les décisions de géostyrage, permettant un placement de puits plus précis et maximisant la récupération des hydrocarbures.

4.6 Informations Critiques pour les Gisements Non Conventionnels :

Dans les gisements non conventionnels, Flair Flex est souvent la principale source d'informations concernant le type et la composition des fluides avant le début de la production. Ces données critiques aident à comprendre le comportement du réservoir et à optimiser les stratégies de production dans des réservoirs complexes.

5. Avantages de Flair Flex :

Optimise les tests de formation, l'échantillonnage et l'analyse des fluides en profondeur.

- Caractérise les fluides de réservoir de manière indépendante des fluides de forage, de la géométrie du puits, de la température et de la pression.
- Fournit une évaluation de la formation à risque opérationnel nul.
- Réduit le temps et le coût du forage.[4]

6. Algorithmes d'apprentissage automatique :

Les derniers développements dans l'analyse des gaz de boue (AMG) utilisent des algorithmes d'apprentissage automatique (ML) pour prédire le type et les propriétés du fluide à partir de la composition en C1-C5, corrigée pour l'efficacité d'extraction. Un ensemble de modèles préconstruits, de scripts et de flux de travail sont utilisés pour prédire en temps réel les propriétés du fluide telles que le type de fluide et le rapport gaz/huile (GOR). Cela est combiné avec des méthodes d'analyse traditionnelles des ratios de gaz pour produire un journal des fluides.[5]

L'utilisation de l'apprentissage automatique dans l'analyse des gaz de boue a le potentiel d'améliorer l'efficacité du forage, de réduire les coûts et d'augmenter la précision de la caractérisation des sous-sols. Il est important de noter que la précision des prédictions dépendra de la qualité et de la quantité des données utilisées pour entraîner le modèle, et que les contextes locaux peuvent différer de ceux du modèle utilisé pour la prédiction.[6]

7. Architecture de service flair Flex :

Le service flair Flex est composé de différents éléments matériels (FLEX 2.0, Digital Transmitter , Control Panel, Autocalibrator, GC-MS) et des logiciels (UGS, GN5 and Fluid Profiler).[7]

7.1 FLEX 2.0 :

Les principales caractéristiques du dégazeur fluide Extraction (FLEX 2.0) sont les suivantes :

- Échantillonnage continu des boues de forage
- .Chauffage de la boue à la température à laquelle les hydrocarbures C1-C8 sont en phase gazeuse :
 - 70 deg C [158 degF] pour la boue à base d'eau (WBM) ;
 - 90 deg C [194 degF] pour les boues à base d'huile (OBM).
- Extraction de gaz à température constante et rapport entre le volume d'air et le volume de boue.
- Purification des gaz avant les analyses GC-MS.

Le service flair Flex est équipé de deux dégazeurs FLEX 2.0 :

- Le FLEX 2.0 OUT prélevant la boue à la sortie du puits.
- Le FLEX 2.0 IN prélevant la boue fraîche avant son injection dans le puits.

Les analyses effectuées sur le gaz extrait par le FLEX 2.0 IN permettent de corriger les résultats du FLEX 2.0 OUT.

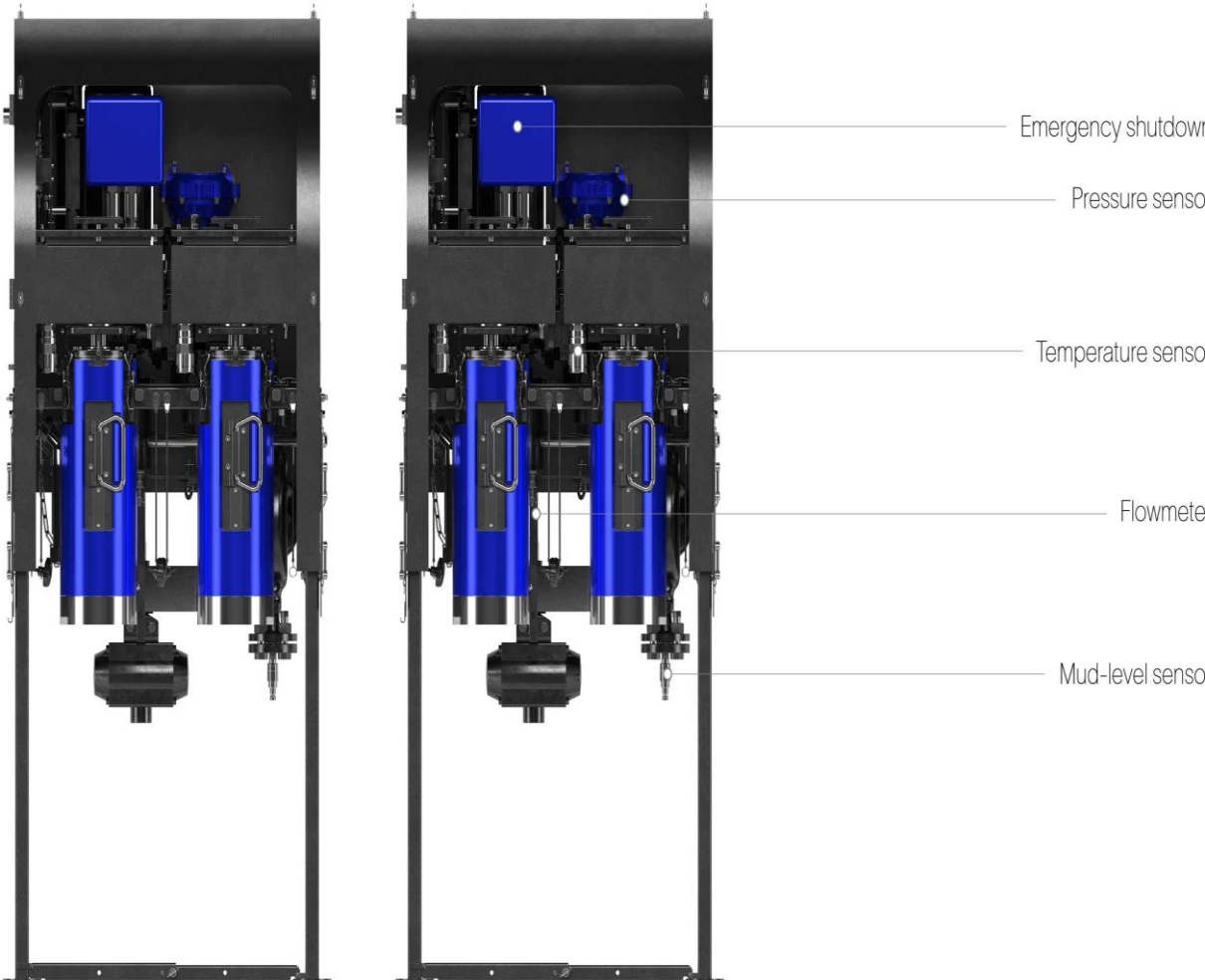


Figure 12 : Flex 2.0 out et Flex 2.0 in

7.3 Control Panel :

Ce dispositif est dédié au contrôle de chaque entrée et sortie d'extracteur de FLAIR. Le panneau de contrôle est situé sur l'unité d'enregistrement des boues. et permet de contrôler les points suivants :

- Régulation de la température du chauffage FLEX (Archimède) et de la chambre d'extraction (Tank)
- FLEX MOTOR et son boîtier d'arrêt d'urgence (ESD box)
- Gestion du réarmement du disjoncteur à l'intérieur de la boîte antidéflagrante (HEATER BOX)
-
- Contrôle de la vanne à trois voies



Figure 14 :control panel

7.4 Autocalibrator :

L'Autocalibrator est un tiroir rack dans lequel 16 bouteilles de gaz peuvent être connectées en même temps. Un logiciel (FLAIR 5.00) contrôle l'Autocalibrateur, permettant l'injection de chaque bouteille suivant un processus automatique.

Les bouteilles de gaz sont reliées à des régulateurs de pression contrôlés par des électrovannes et des vannes à 10 ports C'est la pompe 1 du panneau GC qui aspire le gaz des bidons

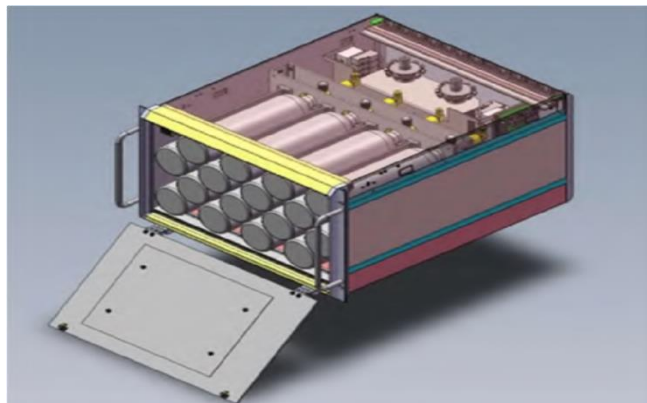


Figure 15 :Autocalibrator

7.5 Gas Chromatograph :

Une fois purifié dans l'ensemble de filtration FLEX 2.0, l'échantillon de gaz passe dans le GC où ses composants sont séparés.

Il est composé de 2 unités : le module de pompage et le module CHR (chromatographique).

Ces modules sont situés à l'intérieur d'un boîtier. La connexion d'alimentation et la carte de communication (COM) sont situées sur le côté intérieur gauche du boîtier.

La carte COM gère la communication entre le GC et l'ordinateur UGS (UnifiedGas Software).



Les connexions pneumatiques sont gérées sur le panneau arrière du boîtier.

Figure 16 : Gas chromatograph

7.6 Mass Spectrometer :

Pompes avec le module CHR. Une fois séparés par le GC, les composants gazeux sont analysés par le MS. Elle discrimine les composés sur la base de leur masse et est donc capable de différencier certains composants qui sortent de la colonne chromatographique en même temps (coalescent peaks),



Figure 17: mass spectrometer

7.7 UGS (Unified Gas Software):

UGS est l'acronyme de Unified Gas Software. Ce logiciel a été conçu pour remplacer tous les équipements gaziers et logiciel de Geoservices . un seul ordinateur avec un seul logiciel :

- gérer l'équipement (synchronisation du temps de cycle, étalonnage, etc.)
- acquérir les données gazières (traitement des pics, calcul de la surface, etc.)
- interface avec le logiciel d'acquisition de diagraphies de boue (GN5) pour l'affichage et le traitement (projection de la profondeur, enregistrement de la base de données, etc.)

Jusqu'à quatre (4) analyseurs de gaz différents peuvent être connectés et gérés en même temps. L'isotope et l'autocalibrateur ne sont pas considérés dans ce cas comme des analyseurs de gaz et sont connectés au-dessus des 4 analyseurs, avec la configuration suivante.

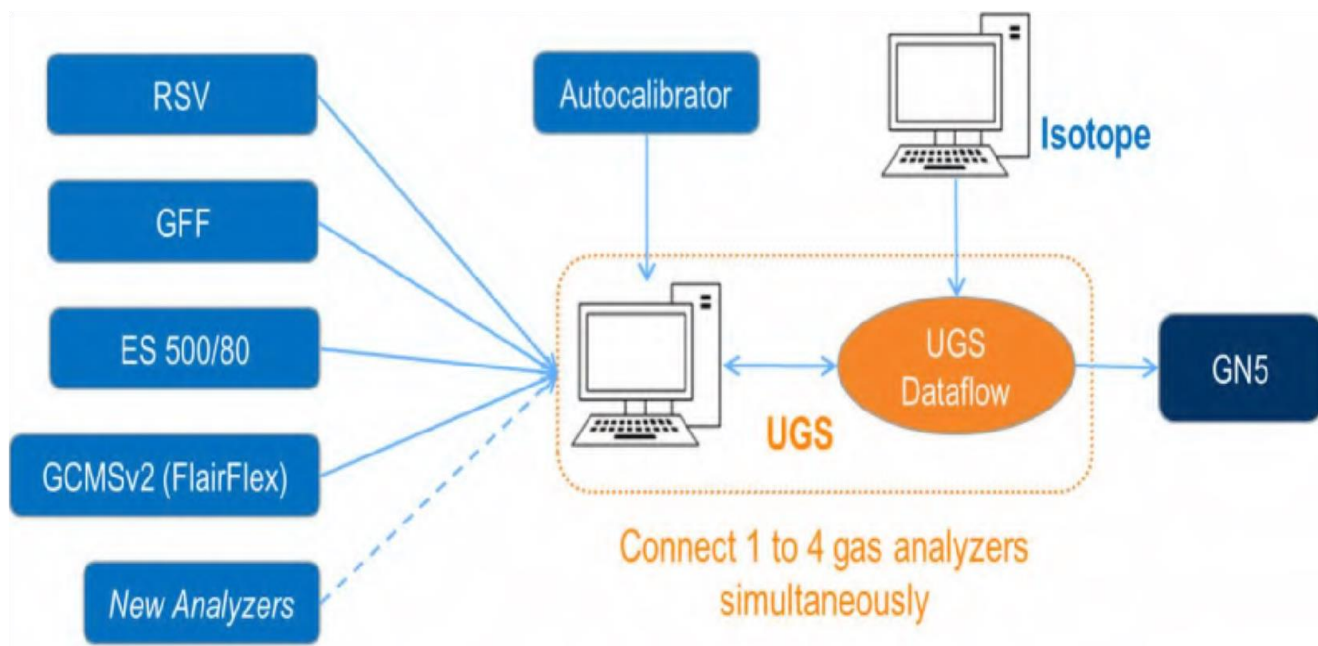


Figure 18 : UGS unified gas software

7.8 GN5 acquisition system:

GN5.0 est la version minimale du système d'acquisition requise pour faire fonctionner le service Flair Flex.

Un plug-in dédié (Reportingtool) permet de générer automatiquement les livrables flair Flex :

- Sélection du niveau de service flair Flex
- Rapport quotidien
- Journaux quotidiens
- LAS data (LAS 3.0 version)

7.9 Fluid Profiler :

fluid Profiler est la mise en œuvre et l'automatisation des processus avancés d'interprétation des gaz. Il est conçu pour cibler les services FlairFlex.

Fluide Profiler reproduit l'étape standard du processus d'interprétation de Flair Flex. L'utilisateur génère d'abord une série de pics de gaz présentant un intérêt pour l'interprétation. Une fois les pics de gaz calculés, l'utilisateur a accès au tableau de bord des pics, qui permet d'ajuster efficacement et rapidement les résultats du processus automatisé. L'utilisateur génère ensuite le "faciès fluide", avant d'accéder au tableau de bord correspondant, "Facies Dashboard", pour ajuster les résultats.

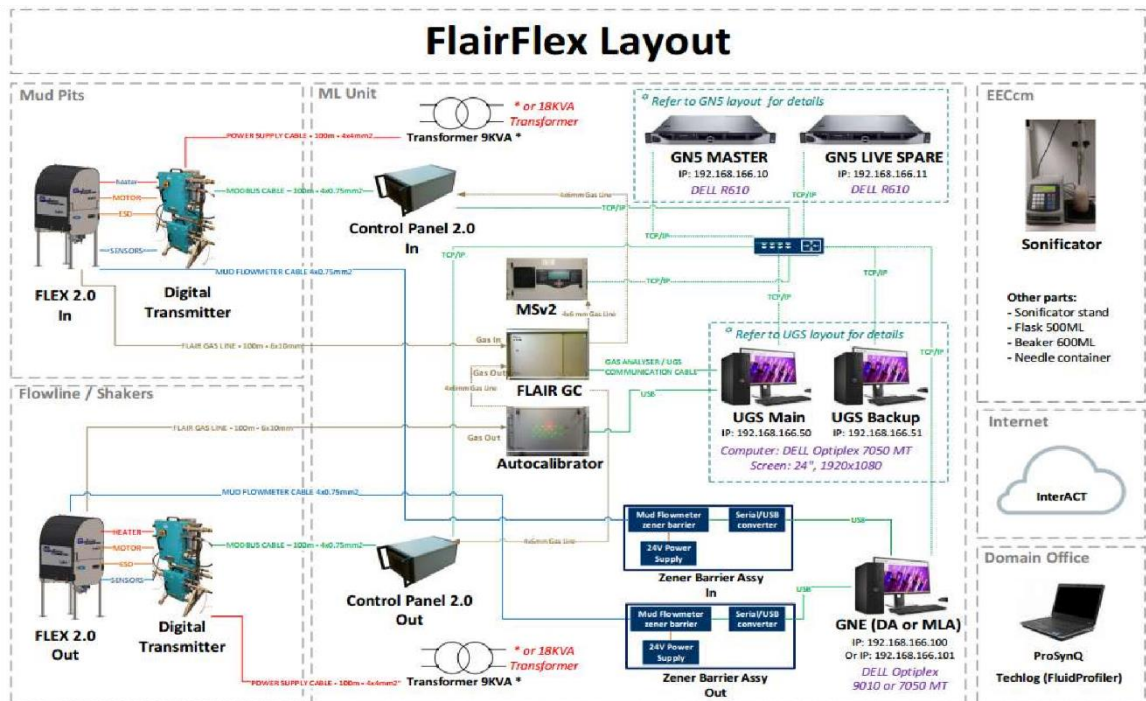


Figure 19 : disposition de flairflex

8. Contrôle de qualité du système FLAIR :

Après le montage sur la plateforme de forage, les procédures de contrôle de qualité suivantes sont effectuées pour confirmer l'intégrité du système et le filtrage des données pour interprétation.[8]

8.1 Contrôle de la qualité de l'équipement :

Avant le début du forage, un ensemble de procédures de contrôle de qualité (QC) est appliqué afin de garantir la cohérence des données acquises. Ces tests doivent être répétés avant le début de chaque phase de forage, ou en cas d'interruption importante des opérations de forage. Les résultats des tests sont transmis aux experts pour validation. Ce n'est que lorsque tous les tests sont validés que le service est considéré comme pleinement opérationnel. Les tests de contrôle de qualité suivants sont effectués :

- **Test de détection de fuite (LDT) :** Un LDT est effectué avant chaque section pour vérifier l'intégrité de l'ensemble de filtration Flex, de la conduite de gaz et du CG utilisé sur le système FLAIR. Le test vise à garantir l'étanchéité du système et à s'assurer que les données sur le gaz acquises ne sont pas affectées par une fuite.
- **Vérification de l'étalonnage GC-MS :** Des vérifications d'étalonnage complètes sont effectuées avant chaque section de forage, pour vérifier la stabilité du GC-MS.
- **Test d'intégrité du ratio :** Ce test est effectué avant chaque phase de forage, dans le but de vérifier le processus d'intégration entre l'extracteur FLEX et l'analyseur FLAIR sur une large gamme de concentrations.
- **Test de comparaison de la chaîne gazeuse :** Les chaînes d'entrée et de sortie de gaz doivent présenter le même rendement afin que la correction de la lecture de gaz (c'est-à-dire la soustraction du gaz d'ENTRÉE aux données du gaz de SORTIE) soit valide et précise. Le test est effectué en utilisant de la boue provenant de la fosse active. Les tests ont été réalisés dans des conditions de forage normales

8.2 Contrôle de la qualité du processus d'acquisition

Les paramètres physiques suivants sont surveillés pour garantir la bonne qualité des données acquises :

- PGasLine : Pression dans la conduite de gaz
- Qpump : Débit dans la conduite de gaz
- Ppump : Pression dans la colonne chromatographique
- TDegasser : Température de la boue dans la chambre d'extraction
- Qmud : Débit de la boue à travers le dégazeur (mesuré physiquement fréquemment)
- Niveau de boue : Présence de boue dans la conduite d'écoulement
- Les intervalles avec drapeau rouge sont écartés de l'analyse.

9. Journal d'évaluation du log :

Les données sur le gaz enregistrées en fonction du temps sont synchronisées avec la profondeur afin d'évaluer l'effet du recyclage du gaz. Le journal Gaz-SORTIE vs Gaz-ENTREE montre le gaz enregistré à la conduite d'écoulement (GAZ SORTIE) et le gaz enregistré dans la fosse active (GAZ ENTREE). Le remplissage entre les courbes Gaz SORTIE et Gaz ENTREE est représentatif du gaz réellement libéré par la formation, tandis que le chevauchement des 2 courbes indique un recyclage total. Cela permet une identification visuelle rapide des zones potentielle

10. Application de flairflex dans le puits HGI-5 :

Informations sur le puits :

Le puits HGI-5 a été proposé comme un puits de développement vertical situé dans la partie sud de la zone de Hassi Guettar, à 1,65 km à l'ouest de HBM-1, 1,35 km au nord de HBM-2 et 3,18 km au sud-ouest de HDZS-1. L'objectif du puits est le développement du réservoir ordovicien (Quartzites de Hamra).

HGI-5 est le troisième puits de développement dans cette zone (Hassi Guettar). Situé à l'ouest du puits HBM-1, où la présence de pétrole a été confirmée par un test, ce forage permettra de confirmer la position structurelle du puits HGI-5 ainsi que les caractéristiques et le potentiel des Quartzites de Hamra à l'ouest du compartiment HGI-4.

11. Les objectifs initiaux de la section de 6 pouces étaient les suivants :

- Forage de 3234 m à 3370 m
- Carottage de 3270 m à 3341 m
- Diagraphie en trou ouvert (GR, Sonic, Spectrométrie, Caliper, Densité Neutron, Imagerie, Résistivité, VSP)
- Test DST en trou nu (Barefoot)

12. Objective de flair Flex :

La diagraphie FLAIR a été utilisée dans le puits HGI-5 pour la caractérisation géochimique de la section forée, afin d'indiquer les caractéristiques à petite échelle, d'améliorer la typification des fluides et d'identifier les artefacts.

- Les objectifs pour le service étaient les suivants :
- Acquisition quantitative de gaz dans la plage C1-C5 et qualitative de C6 à C8 en maintenant un contrôle qualité fort et constant.
- Identification des zones porteuses d'hydrocarbures.
- Délimitation des zones potentiellement productives.
- Reconnaissance de toute variation de fluide et/ou de contacts de fluides afin de mieux localiser les éventuelles zones productrices dans les intervalles étudiés.
- Typage des fluides basé sur les signatures.
- Complémenter d'autres programmes d'évaluation de la formation

13. L'étalonnage de l'efficacité d'extraction :

L'extraction du gaz à partir de la boue est influencée par de nombreux facteurs tels que l'équilibre gaz/liquide, le débit d'air, le débit de boue, le type de boue, la chimie de la boue, la température de la boue, la viscosité et la teneur en solides. De plus, chaque composant gazeux n'est pas extrait avec la même efficacité. L'objectif de ce calibrage de l'efficacité d'extraction est de calibrer l'efficacité des extracteurs (FLEX) pour les systèmes de boue spécifiques utilisés. Les résultats obtenus à partir de ce test permettent de corriger les données brutes de gaz et éventuellement de fournir la composition des fluides de réservoir. Aucun calibrage de l'efficacité d'extraction n'a été réalisé dans ce puits en raison de faibles valeurs d'hydrocarbures détectées en surface pendant le forage.

14. L'analyse compositionnelle La composition ci-dessous est normalisée pour les composants C1-C5 et sans l'application de facteurs d'efficacité :























MD (m) From	MD (m) To	Intervals								%C1	%C2	%C3	%iC4	%nC4	%iC5	%nC5	Whs	Bhs	Chs
			0%	20%	40%	60%	80%	100%											
3262.6	3263.6	p 01								48.71	37.15	10.68	1.04	2.22	0.21	0.00	51.3	6.1	0.3
3264.6	3265.6	p 02								51.80	35.40	8.57	0.92	2.32	0.46	0.55	48.2	7.3	0.5
3269.0	3270.4	p 03								44.47	25.05	18.74	2.58	5.75	1.73	1.68	55.5	2.3	0.6
3271.1	3272.9	p 04								47.47	28.55	14.90	1.89	4.72	1.19	1.28	52.5	3.2	0.6
3275.7	3276.2	p 05								44.95	21.63	19.48	2.54	6.89	2.54	1.98	55.1	2.0	0.7
3284.9	3286.1	p 06								49.78	17.31	20.61	2.85	6.16	1.66	1.66	50.2	2.0	0.6
3287.6	3288.5	p 07								46.83	17.60	21.93	2.25	7.55	1.93	1.93	53.2	1.8	0.6
3291.7	3292.8	p 08								48.91	23.80	18.32	1.42	5.32	0.86	1.37	51.1	2.7	0.5
3293.7	3294.7	p 09								46.74	22.13	18.06	2.33	6.02	2.41	2.33	53.3	2.3	0.7
3296.9	3298.1	p 10								49.18	23.50	16.92	2.21	5.32	1.32	1.56	50.8	2.7	0.6
3315.2	3316.9	p 11								38.46	21.79	23.08	3.85	6.41	5.13	1.28	61.5	1.5	0.7
3321.2	3322.0	p 12								52.03	22.06	16.86	1.93	4.53	1.30	1.30	48.0	2.9	0.5
3324.1	3325.1	p 13								56.82	19.95	15.22	1.86	4.14	1.02	1.02	43.2	3.3	0.5
3331.6	3332.6	p 14								53.50	30.60	10.38	1.39	2.54	0.91	0.69	46.5	5.3	0.5
3334.6	3337.9	p 15								54.62	29.66	10.45	1.21	2.51	0.89	0.66	45.4	5.5	0.5

Tableau 9 : Analyse compositionnelle des différents pics délimités a partir des données FLAIR

15. Analyse des données de FLAIR :

Les résultats de flair :

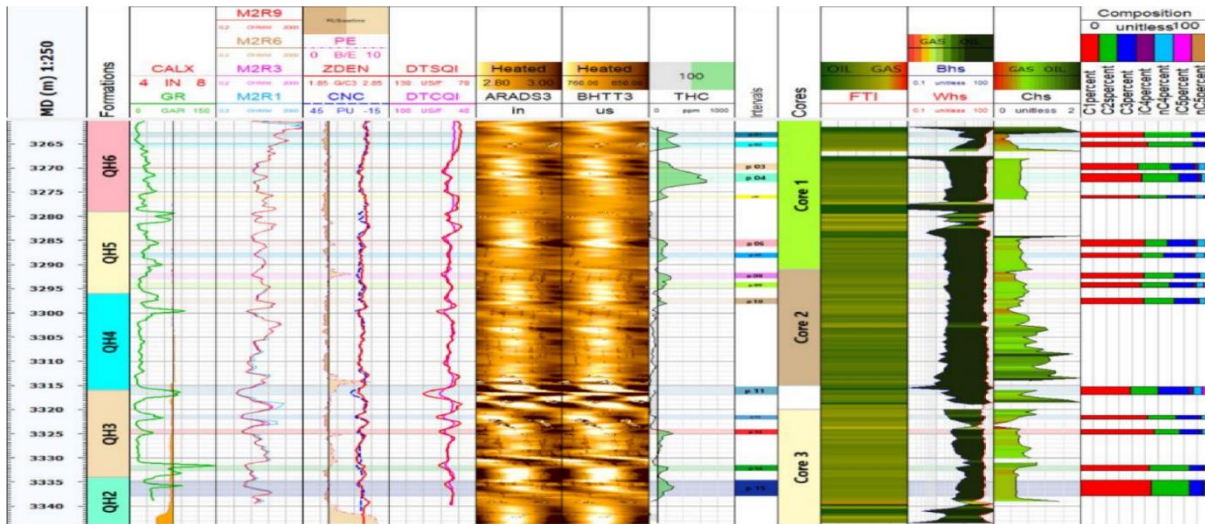


Figure 20 :vue d'ensemble de l'intégration des données des enregistrements FLAIR-OH et interprétation des ratios pour HGI5

Grid	Description
1	Measureddepth
2	Formation tops
3	Wireline data – Gamma ray, Caliper
4	Wireline data – Resistivity
5	Wireline data – Density, Porosity, Photo electric factor
6	Wireline data – Sonic travel time
7	Wireline data – Earth image
8	Wireline data – Acoustic image
9	FLAIR data – Total hydrocarbon (THC). 100ppm cut off defined to show intervals of interest
10	FLAIR data – Intervals selected for compositional analysis based on potential zones defined using THC
11	Coredinterval
12	FLAIR data – Fluid Trend Indicator (FTI). This shows %C1 and color coded to represent fluid change from gas to oil
13	FLAIR data – Wetness and Balance ratios. Used in Fluid Typing. Fluid typing indicate all intervals are oil
14	FLAIR data – Character ratio. Used in Fluid typing
15	FLAIR data – Composition of selected intervals, normalized in the C1 to C5 range displayed as bar chart.

Tableau 10 : résumé d'interprétation de toute la section

16. Interprétation tous les sections :

16.1 Flair :

15 intervalles de production potentiels ont été délimités avec un seuil total d'hydrocarbures fixé à 100 ppm. Les intervalles 1 à 4 de QH6 montrent une teneur en hydrocarbures plus élevée, suivis des intervalles 6 à 10. Les intervalles 11 à 15 correspondent à une lithologie sableuse/argileuse fortement argileuse.

16.2 OH Logs :

Le calibrage montre que le trou est conforme au gabarit, à l'exception des zones où des évasements sont signalés par les diagraphies d'image. La densité et le temps de propagation des ondes sonores différencient les formations compactes des zones fracturées. La réponse FLAIR est en corrélation avec les formations à densité plus faible et les fractures naturelles identifiées par les diagraphies d'image.

16.3 Core :

Fine to medium beige quartzitic grains, compacted with siliceous cement and occasional argillaceous matrix. Occasionally bituminous and pyritic. Numerous vertical, subvertical & horizontal, sub horizontal fractures identified from cores correlate with selected intervals from FLAIR

16.4 Image :

Les fractures naturelles sont rares et majoritairement conductrices. Les principaux intervalles sont les suivants :

3266-3269 m

3270-3275 m

3279-3313 m

3324-3343 m

Les intervalles d'évasement (breakout) sont les suivants :

3295-3281 m

3313-3326 m 3339-3343 m

16.5 DST :

Essai de production en trou ouvert (DST) :

Débit de pétrole : 1,82 m³/h

Rapport gaz/pétrole (GOR) : 133 m³/m³

Puits candidat pour une éventuelle fracturation hydraulique

17. Intervalles de réservoir [QH6] :

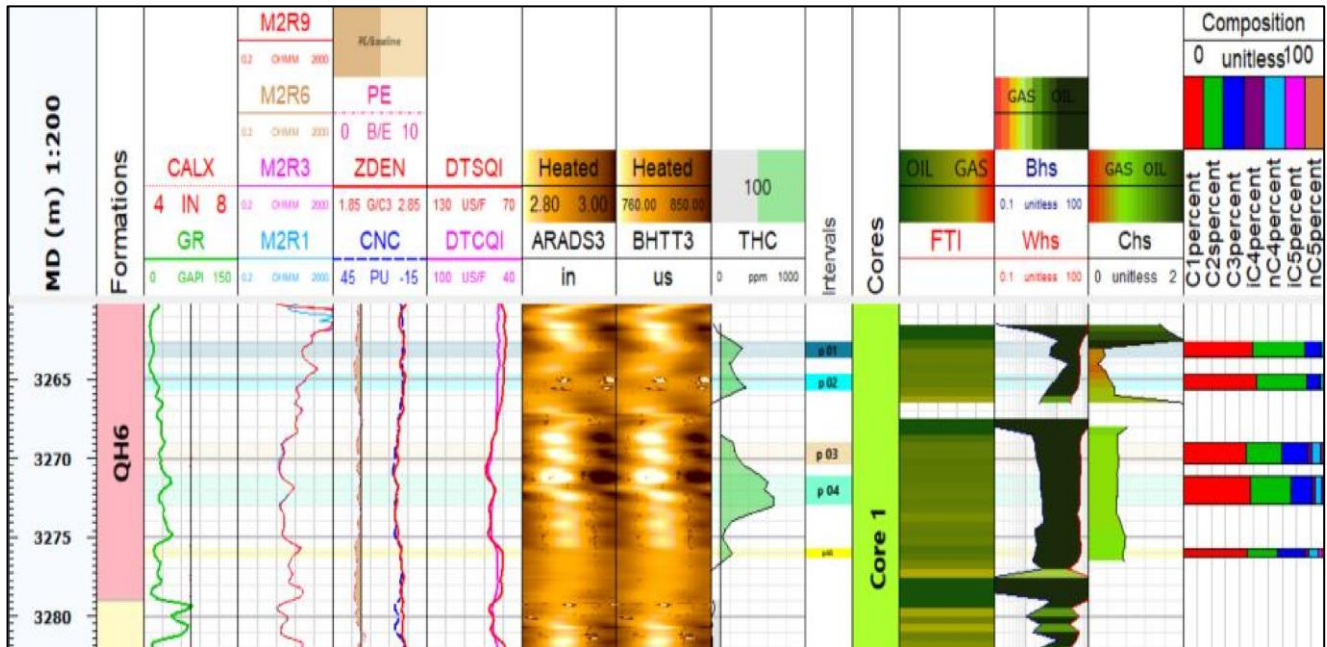


Figure 21 : l'ensemble de l'intégration des données de diagaphies FLAIR-OH et interprétation des ratios QH-6

17.1 Interprétation de QH6 :

Les intervalles 1 et 2, entre 3263 m et 3265 m, présentent la composition la plus légère. Les intervalles 3 et 4 (3269 m à 3276 m) montrent la teneur en hydrocarbures la plus élevée dans la section forée. L'intervalle 5 a également enregistré une concentration élevée en hydrocarbures.

18. Intervalles de réservoir [QH-5 & QH-4] :

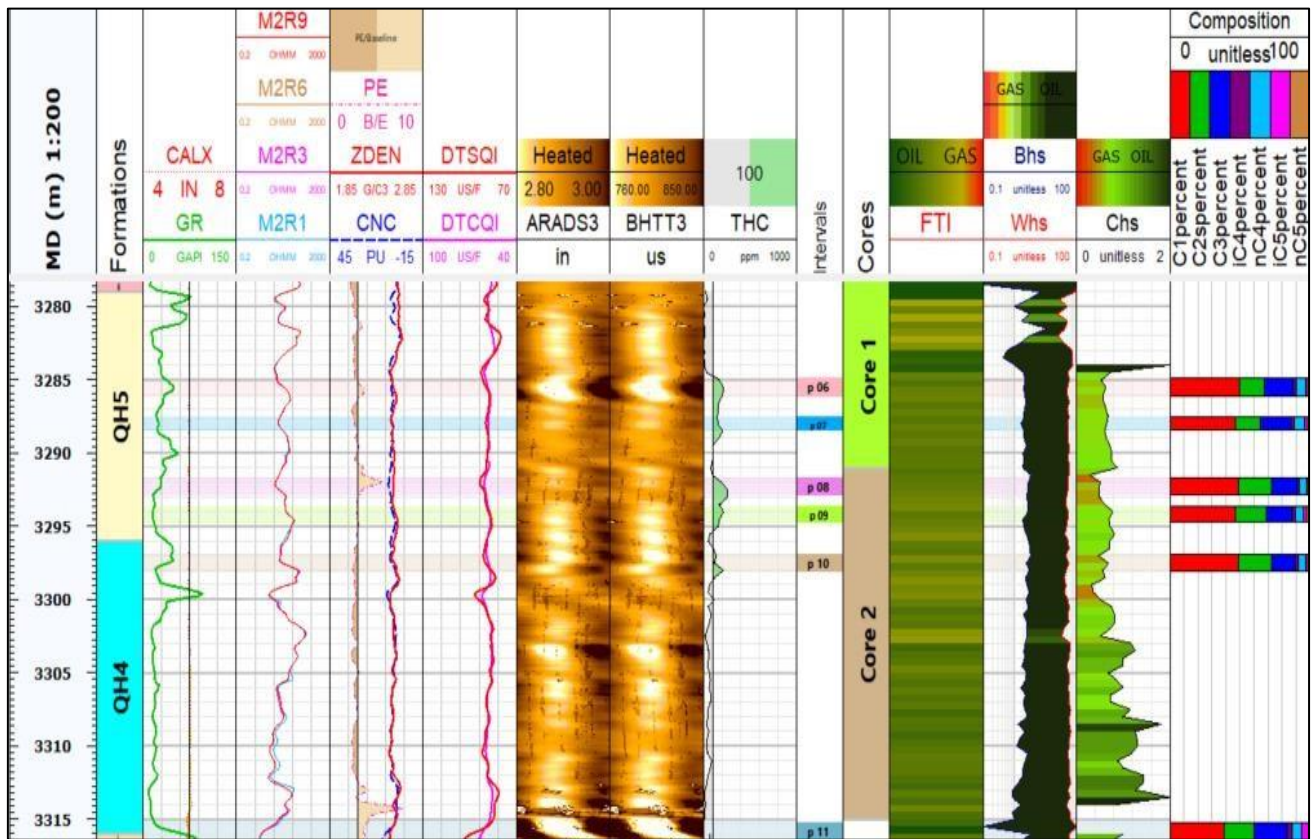


Figure 22 : l ensemble de l intégration des données de diagraphies FLAIR-OH et interprétation des ratios sur QH-5et QH-4

18.1 Interprétation de [QH-5 & QH-4] :

Les intervalles de 6 à 10 (de 3285 m à 3297 m) dans le Quartzite de Hamra présentent une contribution en hydrocarbures plus élevée. La section située en dessous de 3300 m présente une teneur en hydrocarbures très faible.

19. Intervalles de réservoir [QH3 et QH2] :

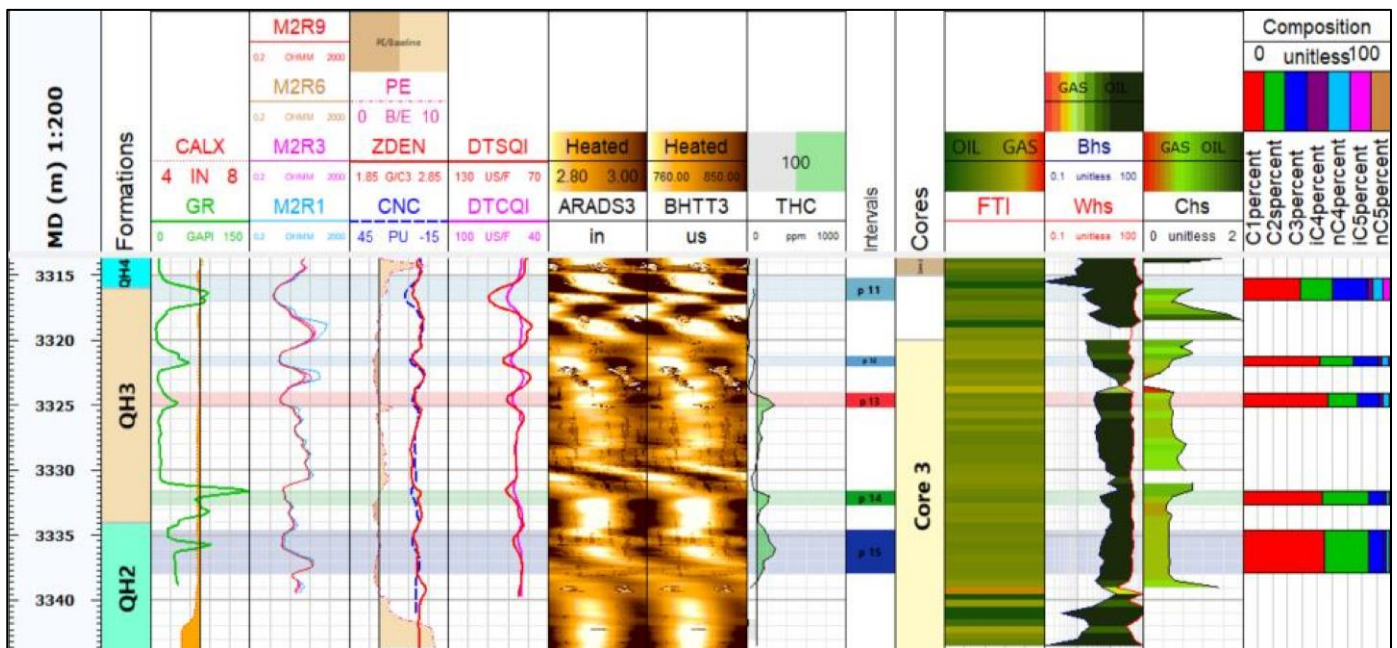


Figure 23 : l ensemble de l intégration des données de diagraphies FLAIR-OH et interprétation des ratios sur QH-3 et QH-2

19.1 Interprétation de [QH3 et QH2] :

Des quantités de gaz plus élevées sont observées dans les intervalles 11 à 15, ce qui indique une porosité plus élevée avec une augmentation de la teneur en argile. Les sections de Quartzite propre du QH3 présentent une teneur en hydrocarbures très faible.

20. Conclusions et Recommandations :

La diaggraphie et l'analyse des fluides en temps réel (FLAIR*) ont été utilisées dans le puits HGI-5, permettant la caractérisation des fluides presque en temps réel. Les données FLAIR corrigées pour l'effet de recyclage ont été utilisées dans l'analyse.

Les résultats ont montré une faible teneur en hydrocarbures en raison d'un très faible taux de pénétration (ROP) et de carottage. Sur la base de la teneur globale en hydrocarbures, une limite de 100 ppm a été appliquée pour délimiter les zones potentielles. Quinze intervalles ont été identifiés où les valeurs en hydrocarbures dépassaient la limite de coupure. L'analyse compositionnelle a établi le type de fluide comme étant de l'huile.

Les résultats de l'analyse des données FLAIR étaient cohérents avec l'analyse des diaggraphies en trou ouvert, la description des carottes et le (DST) en trou ouvert réalisés dans ce puits. Les intervalles à haute teneur en hydrocarbures étaient corrélés aux zones fracturées.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Dans les champs en production, la cartographie des contenus de fluide du réservoir et des nouveaux contacts constitue l'un des objectifs les plus importants dans la recherche d'une productivité optimale des puits. Les diagraphies (wireline logs) et les données de test de formation (FT) sont largement utilisées à cette fin. Les données continues de fluides issues de l'analyse avancée des gaz de boue (AMG) combinées aux diagraphies de fond de trou (DFA) peuvent être utilisées pour générer un ensemble de données exhaustif pour l'évaluation des réservoirs. Chaque méthode présente ses limites et ses avantages. La combinaison et l'interprétation des résultats provenant de ces ensembles de données fondamentalement différents nécessitent un expert pétro technicien expérimenté possédant des compétences spécifiques.

Les données de l'AMG ont été efficacement utilisées pour fournir une identification précoce des fluides de formation et des contacts. Ces informations ont été utilisées pour optimiser les stations d'analyse avancée des fluides. L'analyse AMG a identifié plusieurs fluides (gaz humide, condensat de gaz, pétrole et eau) et a révélé une complexité beaucoup plus grande du réservoir, qui ne pouvait pas être atteinte avec une évaluation standard de la formation ou d'autres techniques d'identification des contacts de fluides basées sur une analyse de gradient régional. Les types de fluides et les contacts identifiés par l'AMG ont ensuite été confirmés par l'analyse des fluides de fond de trou (DFA). En utilisant ce flux de travail, un pétrole à haut potentiel de récupération a été identifié sur un réservoir classé comme zone d'eau sur la base d'une évaluation initiale et de connaissances.

References bibliographies

[1] <<Rapport d'implantation Du Puits vertical Hassi El Gassi 5 HGI5 Périmètre Hassi El Gassi (TP 199)>>,2019

[2]: P.Wuithier ; Raffinage et genie chimique : Tome I , Edition Technip ; 1972

[3]: SONATRACH . La Revue de SONATRACH Edition N 54 ,Djenane el Malik Hydra-Alger :La Direction Communcication et Staratégie d'image, octobre 2007,46(publicastion de l'entreprise SONATRACH),ISSN 1111-1070

[4]:Geoservice A schlumberger company<<FlairFlex advanced real-time fluid logging and analysis service>>2021

[5]:Society of PetroleymEngineers,SLB.YounesBoudiba, ManeeshPisharat, and Mohamed Kelkouli, SLB; FerhatNettari, NordinMeddour, and Bilal Seddar, GroupementBerkine; Reda, Adam Babbouchi and AbdelhakimBerbra, <<Innovative Integrated Workflow to Reduce Uncertainties and Improve Hydrocarbon Recovery>> 2023

[6]:<<REDUCING UNCERTAINTIES AND IMPROVING HYDROCARBON RECOVERY IN BROWNFIELDS THROUGH AN INNOVATIVE INTEGRATED WORKFLOW>> 2023

[7]:]:Geoservice A schlumberger company <<FlairFlex Service Architecture>> 2020

[8]:SLB <<Fluid Logging & Analysis in Real-Time (FLAIR) Interpretation Report>>2019