

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



Université de KASDI MERBAH

**-Ouargla-**

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

***Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers***

***Option : Forage***

*Mémoire de fin d'étude*

*En vue de l'obtention du diplôme Master Professionnel En forage*

Présenté par :

KHIREDDINE Saïd

BENANI Yanis

BOUBERKA Juba

# Thème

*Normes de réalisation des puits Haute Pression  
Haute Température et comparaison avec les  
puits non HPHT*

Soutenu devant le jury composé de:

Mr. GHRIB Toufik.....	President	M.A	UKMO
Mme. HADJADJ Souad.....	Examinatrice	M.A	UKMO
Mr. KHELIFA Cherif.....	Encadreur	M.A	UKMO

Année Universitaire: 2018/2019



# REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous tenons à exprimer notre gratitude et nos remerciements à Dieu qui nous a donné la force et le pouvoir pour effectuer ce travail.

Nous tenons à exprimer une profonde reconnaissance à notre encadreur Mr. KHELIFA Cherif pour toute aide et les conseils qu'il nous a prodigués et qu'il trouve ici l'expression de notre profond respect à l'égard de la clarté de son raisonnement et de la finesse de son esprit scientifique.

L'expression de notre gratitude s'adresse aux membres du jury qui ont accepté d'examiner ce travail et qui nous ont honorés par leur présence à la présentation orale.

Tous nos vifs et profonds remerciements à Mr. HAKIM (Directeur de la Région Rhourde Nouss), sans oublier Mr. A. CHELABI (Ingénieur Réservoir) qui nous a apporté une aide précieuse, et un soutien moral pour nous encourager à aller de l'avant et à positiver notre vision.

Nous remercions également tous les enseignants de la faculté des hydrocarbures et spécialement pour les enseignants du département de Forage et Mécanique des chantiers pétroliers.

Envers toutes les personnes qui nous ont aidées de près ou de loin, que cela soit par leur apport en informations, par leurs orientations ou par la pertinence de nos questions.

## DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail ...*

**À MES CHERS PARENTS** Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices. Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçoive.

**A MES CHERS ET ADORABLES FRERES ET SŒURS Tinhinane, Sofiane, Gaya et Lounés,** pour vos encouragements permanents, votre aide, et votre soutien moral tout au long de mon parcours universitaire. En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.

**A LA MEMOIRE DE MES GRANDS-PARENTS,** J'aurais tant aimé que vous soyez présents.

**A MES ONCLES, MES TANTES, MES COUSINS, ET COUSINES,** pour vos encouragements.

**A MES TRES CHERS AMIS** spécialement mes binômes BENANI Yanis & KHEIREDDINE Said .sans oublier mes amis fidèles qui m'ont assisté dans les moments difficiles et m'ont pris doucement par la main pour traverser ensemble notre cursus universitaire.

**A MES PROFESSEURS, MON PROMOTEUR ET MON ENCADREUR** je suis très reconnaissant, pour votre amabilité, votre générosité, et votre aide précieuse.

**A TOUS MES AMIS D'ENFANCE, MES ENSEIGNANTS du primaire, CEM, lycée et aux gens de ma région** qui m'ont soutenu et qui m'ont toujours souhaité le meilleur.

**JE DEDIE CE TRAVAIL À TOUTES LES PERSONNES QUI ONT PARTICIPÉ A SON ÉLABORATION DE LOIN OU DE PRES ET À TOUS CEUX QUE J'AI OMIS DE CITER.**

**Juba Boubberka**

# Dédicace

*Il existe dans le monde des êtres chers, à qui nous leurs devons presque tout, et qui compte beaucoup pour nous ; et rien ne pourrait être accompli pour leur rendre tout ce qu'ils nous ont apporté dans la vie.*

*Je voudrais dédier ce modeste travail à :*

*A mes très chers parents qui m'ont toujours soutenus.*

*A mes frères et sœurs.*

*A toute la famille, grands et petits qu'ils soient.*

*A tous mes amis avec lesquels j'ai passée des moments inoubliables.*

*A tous les enseignants pour leurs aimables efforts afin de nous assurer une formation solide.*

*A tous les responsables de l'UKMO pour nous avoir créer des conditions de travail favorable.*

*A tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.*

*YANIS BENANI*

# *Dédicace*

*J'ai le grand honneur  
de dédier ce modeste travail  
A ceux qui ont fait de moi un Homme  
"Ma Mère" et "mon Père".*

*Saïd*

# SOMMAIRE

<b>REMERCIEMENTS</b> .....	I
<b>DEDICACES</b> .....	II
<b>SOMMAIRE</b> .....	V
<b>ABBREVIATIONS</b> .....	VIII
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	IX
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	X
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	XI

## **CHAPITRE I: Généralités sur les puits HPHT.**

1 Définitions et classification: .....	1
1-1 Définition de HPHT: .....	1
1-2 Classification des puits HPHT: .....	2
1-2-1 Autres classifications: .....	3
1-2-2 Critères de classification d'un puits HPHT (Selon l'API): .....	4
2 Défis de pression:.....	5
4 Défis de température: .....	7
5 Le fluide de forage dans les conditions HPHT: .....	8
5-1 Conditionnement de fluide de forage: .....	10
6 Conditionnement de cimentation: .....	10
6-1 Circulation efficace de la boue pour une bonne cimentation: .....	12
6-2 L'effet de la température: .....	13
6-3 L'effet de la pression:.....	13
7 Synthèse bibliographique:.....	14
7-1 Historique: .....	15
7-1-1 Années 1970 :.....	15
7-1-2 Années 1980 :.....	15
7-1-3 Années 1990 au-delà : .....	15
7-2 Perspective d'un forage dans HPHT : .....	15
7-2-1 Capacités d'évaluation limitées : .....	16
7-2-2 Diminution du ROP dans la zone de production : .....	16
7-2-3 Contrôle de puits : .....	16

7-2-4 Temps de non productivité : se cause par : .....	16
7-2-5 Le fluide de forage: .....	17
7-2-6 Intégrité à long terme du ciment dans l'environnement HPHT avec présence de H2S et de CO2 : .....	17

## **CHAPITRE II: Les exigences des puits HPHT.**

1 Le choix d'un appareil de forage : .....	19
2 Design du puits: .....	20
2-1 Objectifs des tubages : .....	21
2-1-1 Tubage de surface 18 5/8" .....	21
2-1-2 Tubage intermédiaire 13 3/8" .....	21
2-1-3 Tubage de production 9 5/8" .....	21
2-1-4 Liner de production 7" .....	22
2-1-5 Liner de production 4 1/2" .....	22
3 Evaluations des exigences des équipements: .....	22
4 Les fluides du forage: .....	23
5 Le ciment: .....	24
5-1 Les additifs : .....	25
6 Les exigences générales pour le forage du réservoir HPHT et de la section HPHT : .....	26
7 Les procédures des opérations de forage : .....	26
7-1 Forage de la zone HPHT : .....	26
7-2 Les directives lors du forage HPHT : .....	27
7-3 Contrôle du volume: .....	27
7-4 La tendance du niveau de gaz .....	28
7-5 Drilling break .....	28
7-6 Les procédures des flowcheks : .....	29

## **CHAPITRE III: Etude de cas.**

1 Le forage HPHT en Algérie : .....	31
2 CADRE GÉOLOGIQUE: .....	31
2-1 Objectif : .....	31
2-2 Localisation du puit TAON-1 : .....	31
2-3 Le réservoir Quartzites Hamra : .....	32
3 DONNEES DE FORAGE: .....	35
3-1 Configuration et test de BOP : .....	35



3-2 Rapport de phases: .....	36
3-2-1 La Phase 36": .....	36
3-2-2 La phase 26": .....	37
3-2-3 La phase 16" : .....	38
2-2-4 La phase 12 ¼" : .....	42
2-2-5 La phase 8 ½" : .....	44
2-2-6 La phase 6": .....	46
<b>CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....</b>	<b>XII</b>
<b>ANNEXES.....</b>	<b>XIV</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>XV</b>

## **ABBREVIATIONS :**

**API :** American Petroleum Institut.

**BC :** Bouchon de Ciment.

**BHA :** Botoom Hole Assembly.

**BHCT:** Bottom Hole Circulation Temperature.

**BHST:** Bottom Hole Static Temperature.

**BOP:** Blow Out Preventer.

**BP:** Bridge Plug.

**BU:** Bottoms-Up.

**DTM:** Démontage Transport Montage.

**ECD:** Equivalent Circulation Density.

**HPHT:** Haute Pression Haute Temperature.

**KOP:** Kick Of Point.

**LCM:** Lost Circulation Material.

**LWD:** Logging While Drilling.

**MPD:** Managed Pressure Drilling.

**MWD:** Measurement While Drilling.

**OBM:** Oil Based Mud.

**POOH:** Pull Out Of Hole.

**PDC:** Polycrystalline Diamond Compact.

**PV:** Plastic Viscosity.

**RIH:** Run In Hole.

**ROP:** Rate Of Penetration.

**UBD:** Under Balanced Drilling.

**WBM:** Water Based Mud.

**WOB:** Weight On the Bit.

**YP :** Yield Point.

## LISTE DES FIGURES :

<b>Figure I.1:</b> Les différents niveaux de HPHT. ....	2
<b>Figure I.2:</b> HPHT par Baker Hughes .....	3
<b>Figure I.3:</b> HPHT par Schlumberger, .....	4
<b>Figure I.4:</b> HPHT par BP.....	4
<b>Figure I.5:</b> Les gradients de pression.....	5
<b>Figure I.6 :</b> Le Gradient géothermique de la terre. ....	7
<b>Figure I.7:</b> Transfert de chaleur dans un puits.....	9
<b>Figure I.8:</b> Baritesag affecté par les propriétés du fluide.. ....	10
<b>Figure I.9:</b> Cracks in the Cement Sheath Can Occur esp. at HPHT Condition. ....	14
<b>Figure II.1:</b> classification des appareils de forage selon la profondeur du forage. ....	19
<b>Figure III.1:</b> Ecorché sous la discordance hercynienne au niveau de Gassi Touil.....	32
<b>Figure III.2:</b> Coupe lithologique TAON-1.....	34
<b>Figure III.3:</b> Image réelle de l'évacuation du gaz vers la torche. ....	48
<b>Figure III.4:</b> Schéma d'abandon du puits TAON-1.....	50

## LISTE DES TABLEAUX:

<b>Tableau I.1:</b> HPHT par Halliburton, 2012.....	4
<b>Tableau II.1:</b> Les propriétés désirées dans un fluide de forage pour optimiser les performances dans des conditions HPHT.....	24
<b>Tableau II.2:</b> spécification des classes du ciment. ....	25
<b>Tableau III.1:</b> Coordonnées du puits TAON -1. ....	32
<b>Tableau III.2:</b> Configuration et test de BOP de chaque phase. ....	35
<b>Tableau III.3:</b> Propriétés de la boue de la phase 36". ....	36
<b>Tableau III.4:</b> Composition du ciment du casing 30". ....	37
<b>Tableau III.5:</b> Propriétés de la boue de la phase 26". ....	37
<b>Tableau III.6:</b> Composition du ciment du casing 18"5/8.....	38
<b>Tableau III.7:</b> Propriétés de la boue de la phase 16". ....	39
<b>Tableau III.8 :</b> Les outils utilisés dans la phase 16". ....	40
<b>Tableau III.9:</b> Composition du ciment du casing 13"3/8.....	41
<b>Tableau III.10:</b> Propriétés de la boue de la phase 12 1/4".....	42
<b>Tableau III.11:</b> Outil utilisé dans la phase 12 1/4". ....	42
<b>Tableau III.12:</b> composition du ciment du casing 9"5/8 :.....	43
<b>Tableau III.13:</b> Propriétés de la boue de la phase 8 1/2". ....	44
<b>Tableau III.14 :</b> Les outils utilisé dans la phase 8 1/2".....	44
<b>Tableau III.15:</b> Composition du ciment du liner 7".....	45
<b>Tableau III.16:</b> Propriétés de la boue de la phase 6".....	4

# Introduction générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays producteurs et exportateurs, dont leurs économies s'appuient principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces énergies comme c'est le cas de notre pays.

La population mondiale ne cesse de croître et les besoins énergétiques augmentent. La demande excessive de cette ressource a amené à explorer et à développer des réservoirs de plus en plus enfouis ce qui nécessite des opérations délicates.

Cette augmentation de profondeur d'enfouissement s'accompagne d'élévation de pression et de température, dans ces conditions, bon nombre de technologies et de matériaux conventionnels ne sont plus performants. La probabilité de défaillance d'un équipement et les conséquences associées seront plus élevées à cause de l'énergie présente dans ces puits. Les équipements sont souvent soumis à des charges proches de leur résistance mécanique et certains outils de calcul sont moins précis dans les conditions extrêmes de température.

Le développement de la technologie représente le secret de réussite des puits Haute Pression Haute Température; en effet il demande des techniques considérables d'un côté, et un personnel qualifié de l'autre afin d'atteindre les objectifs, qui sont l'exploration et d'exploitation de ces réservoir, dans les meilleures conditions techniques et de sécurité.

Quelle sont les normes de réalisations des puits HPHT ?

Comment éviter les risques durant le forage d'un puits HPHT ? Répondre a ces questions est l'objectif de ce travail.

Notre mémoire est devisé en trois (03) chapitres :

- le premier présente des généralités sur les puits HPHT,
- le deuxième sur les exigences des puits HPHT
- Et enfin une étude de cas : le puits (TAON-1).

# CHAPITRE I

---

## *Généralités sur les puits HPHT*

La croissance continue de la demande d'hydrocarbures pousse l'industrie pétrolière et gazière à explorer de nouveaux domaines ou des domaines sous-explorés. Alors que la recherche de pétrole devient de plus en plus extrême en termes de profondeurs, de pressions et de températures, les entreprises ouvrent la voie avec des technologies et des produits innovants pour le forage HPHT.

Ce chapitre, comporte les généralités sur les puits HPHT, clarifie les lacunes technologiques existantes dans le domaine du forage, de la cimentation et de la réalisation de HPHT.

## **1 Définitions et classification:**

Une étude de l'industrie pétrolière a estimé qu'environ 1,5% des plus de 100 000 puits forés dans le monde en 2012 devraient être classés dans la catégorie des HPHT. [1]

### **1-1 Définition de HPHT:**

La désignation de haute pression, haute température est donnée aux puits qui présentent des conditions extrêmes aux opérateurs et aux sociétés de services. Le terme Haute Pression Haute Température concerne les puits soumis à une pression élevée ou à une température élevée, peu de puits sont sous les deux conditions en même temps mais quelle que soit leur désignation, les puits HPHT posent des problèmes spécifiques qui doivent être résolus pour que les opérations aboutissent.

Au fil des ans, selon les entreprises, les définitions de HPHT ont varié :

- Dans le passé, HPHT (ou HTHP) était attribué à toutes conditions avec une pression ou une température supérieure à la condition atmosphérique.
- Actuellement, la définition la plus courante de HPHT est lorsque la pression dépasse 690 bars (10 000 psi) et la température dépasse 149 ° C (300 ° F).

**1-2 Classification des puits HPHT:**

Pour identifier les environnements d'exploitation HPHT, mener les opérations en toute sécurité et faire face aux lacunes technologiques, des classifications ont été développées. Ces classifications segmentent les opérations HPHT en trois niveaux principaux.

**Le niveau I :** se réfère aux puits avec des pressions de réservoir initiales comprises entre 10 000 psi et 20 000 psi et / ou des températures de réservoir comprises entre 149° C et 204° C (300 ° F et 400 ° F).

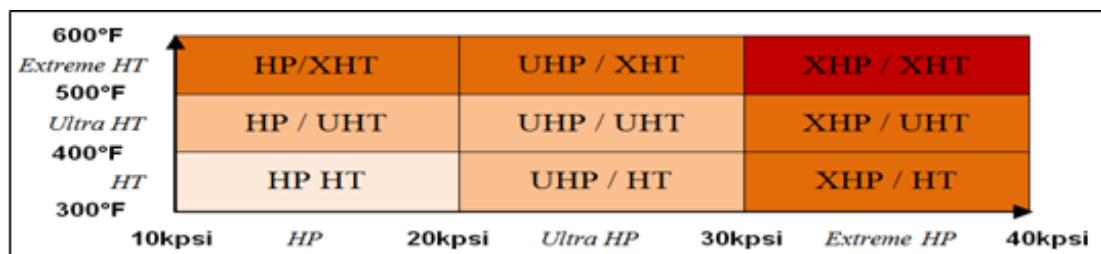
À ce jour, la plupart des opérations HPHT dont les gisements de schiste et bon nombre des puits de gaz/huile HPHT en eau profonde sont classés dans le niveau I.

Le champ Kristin est un champ HPHT bien connu en Norvège avec une pression de réservoir de 13 200 psi et une température d'environ 177° C (350 ° F).

**Le niveau II :** s'appelle «Ultra» HPHT et inclut tout réservoir avec des pressions supérieures à 20 000 et inférieures à 30 000 psi et/ou des températures comprises entre 204° C et 260° C (400 ° F et 500 ° F).

Plusieurs gisements de gaz profonds situés sur le territoire américain et sur le plateau continental du golfe du Mexique entrent dans cette catégorie. [2]

**Le niveau III :** englobe les puits HPHT «extrêmes», avec des pressions de réservoir allant de 30 000 psi à 40 000 psi et / ou à des températures comprises entre 260° C et 315° C (500 ° F et 600 ° F). Le niveau III est le segment HPHT avec les lacunes technologiques les plus importantes.



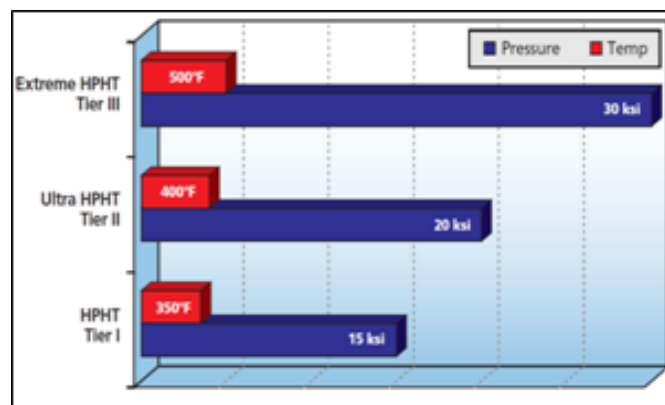
**Figure I.1:** Les différents niveaux de HPHT. [1]



### 1-2-1 Autres classifications:

Les sociétés de services, les opérateurs, les sociétés de test d'équipement pour le ciment et les fluides de forage et les autres fabricants de tiges ou d'outils ont chacun proposé une définition légèrement différente de l'état HPHT. La plupart des entreprises classent actuellement leurs opérations, produits ou outils dans les trois niveaux principaux illustrés à la figure I.1, mais avec des limites de pression et de température différentes pour chaque niveau (figures I.2, I.3, I.4 et tableau I.1). Cela peut être dû au fait que, par exemple, un ingénieur de boue s'inquiète davantage de la pression et de la température à laquelle le fluide de forage risque d'être endommagé, tandis qu'un ingénieur de cimentation donne la priorité au moment et à la rapidité de la prise du ciment en condition HPHT.

Ces points de retournement (pressions et températures) sont presque proches mais ne sont pas les mêmes. De plus, des réglementations dans divers lieux géographiques peuvent affecter cette définition, par exemple, en Norvège, «ou» est utilisé à la place de «et» dans la définition d'un projet HPHT; En d'autres termes, si la température ou la pression satisfait à la condition HPHT (10 000 psi ou 300 ° F), le projet compte comme une HPHT. Au Royaume-Uni, HPHT est formellement défini comme un puits ayant une température de fond de trou non perturbée supérieure à 149 ° C (300 ° F) et un gradient de pression de pores d'au moins 0,8 psi / ft (~ 15,3 lbm / gal) ou nécessitant un BOP avec une capacité supérieure à 10 000 psi [68,95 MPa]. Bien que le terme ait été forgé relativement récemment, il correspond à la définition forée et complétée dans le monde entier depuis des décennies.[18] En mer du Nord, certains projets sont encore considérés comme des HPHT avec des températures supérieures à 121°C (250 ° F).



**Figure I.2:** HPHT par Baker Hughes.[1]

Tableau I.1: HPHT par Halliburton.[1]

	Temperature de fond	Pression de fond
<b>HP/HT</b>	> 300°F (150°C). 350°F (175°C)	> 10 000 psi . 15 000 psi
<b>Extreme HPHT</b>	>350°F (175°C). 400°F (200°C)	>15 000 psi . 20 000 psi
<b>Ultra HPHT</b>	>400°F (200°C) et plus	>20 000 psi . et plus

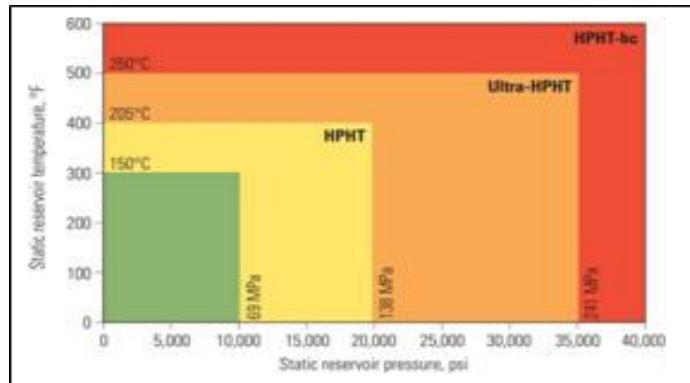


Figure I.3: HPHT par Schlumberger.[1]

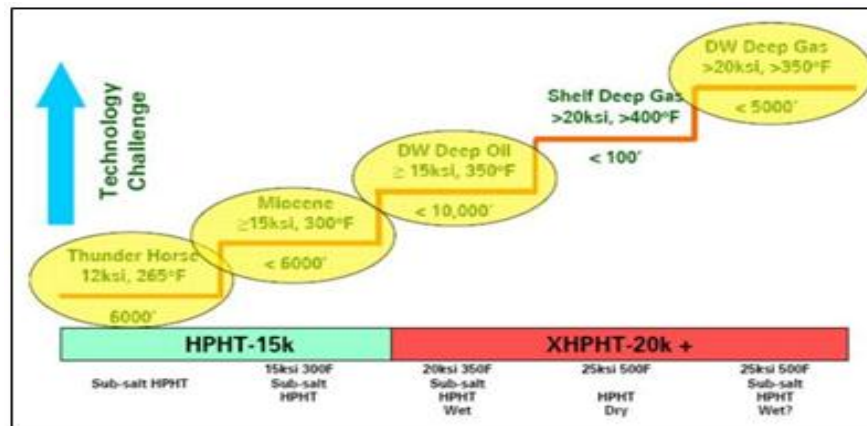


Figure I.4: HPHT par BP.[1]

**1-2-2 Critères de classification d'un puits HPHT (Selon l'API):**

En 2012, l'Institut Américain du Pétrole (API) a tenté d'harmoniser la terminologie acceptée et les classifications en publiant des directives pour les équipements utilisés dans les opérations HPHT. Le protocole 1PER15K-1 du rapport technique de l'API pour la vérification et la validation des équipements haute pression à haute température définit un puits en haute pression comme ayant une pression supérieure à 15 000 psi [103 MPa]; un puits dont la température est supérieure à 177 ° C [350 ° F] est considéré comme une température élevée.

Les normes d'exploitation de l'API portent sur les spécifications de conception de l'équipement et sur les matériaux acceptables à utiliser dans les opérations HPHT et la mise à l'essai du matériel de contrôle et de complétion du puits afin d'assurer la sécurité, la pertinence et l'intégrité.

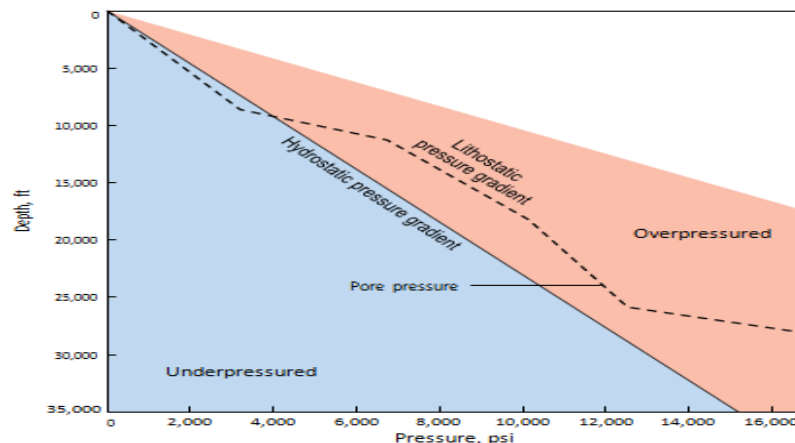
Selon la publication API, trois critères supplémentaires permettent de qualifier un puits pour la classification HPHT:

- les conditions de surface prévues qui déterminent l'achèvement et le contrôle des équipements de plus de 15 000 psi.
- pression de surface de fermeture anticipée supérieure à 15 000 psi
- température d'écoulement à la surface supérieure à 177° C (350 ° F).

## 2 Défis de pression:

Les foreurs sont généralement les premiers à faire face à la pression au fond de trou, en particulier la pression interstitielle (la pression des fluides dans les pores des roches réservoirs). Elle augmente avec l'augmentation de la profondeur, car les formations doivent supporter le poids géostatique des formations qui les recouvrent. Voir (figure I.5).

La pression de pores suit un gradient de pression (le taux d'augmentation de la pression de pore en fonction de la profondeur) qui peut changer rapidement selon les caractéristiques géologiques. Pour empêcher les fluides de formation de pénétrer dans le puits pendant le forage, les ingénieurs utilisent un fluide de forage. La pression hydrostatique dans le puits crée par ce fluide de forage neutralise les pressions de pore de la formation et empêche tout afflux de fluide. Par conséquent, les foreurs doivent prévoir la pression de pore avant de forer n'importe quelle formation.



**Figure I.5:** Le gradient de pression. [3]

En suivant le gradient de pression, un puits qui nécessite une profondeur verticale de plus de 10 700 m [35 000 ft] pour atteindre le seuil de 15 000 psi est HPHT. Cependant, en raison des caractéristiques géologiques et le poids géostatique variables, une pression hydrostatique plus élevée que celle attendue par le gradient de pression normal est souvent nécessaire pour surmonter la pression dans les pores du réservoir. Le forage de puits à haute pression avec des densités de boue deux fois supérieures à ceux de l'eau de mer n'est pas rare. Les formations sous pression, celles dont la pression de pores est supérieure à la normale, peuvent être rencontrées même à faible profondeur.

Les puits Ultra profond actuellement forés peuvent atteindre des profondeurs supérieures à 10 700 m et leur pression hydrostatique peut dépasser 207 MPa [30 000 psi]. L'ensemble des équipements de forage, les outils LWD, les équipements de diagraphie, wireline, les équipements de test de puits, le matériel de complétion et les outils d'intervention de puits sont exposés à ces pressions extrêmes. Pour atténuer les effets de la haute pression, les ingénieurs concepteurs se concentrent sur la métallurgie et l'étanchéité. Les métaux et les alliages couramment utilisés dans les secteurs de l'aérospatiale et de l'énergie nucléaire ont été adoptés par l'industrie pétrolière et gazifère. Cependant, l'utilisation de ces matériaux dans les applications pétrolières et gazifères est souvent limitée à cause de la taille des puits de forage. Cela est particulièrement vrai pour les puits en eau profonde dans lesquels des pressions très élevées sont rencontrées. Les outils de diagraphie et de forage doivent résister aux pressions extrêmes et s'intégrer dans les puits de forage de petit diamètre typiques des puits ultra profond. Les matériaux utilisés doivent résister aux pressions extrêmes, souvent à haute température, et doivent subir plusieurs cycles de pression sans défaillance.

Les risques associés à la pression au fond du trou ne concernent pas uniquement les équipements utilisés. Les opérations de complétion, d'essai et de production sont effectuées à haute pression à la surface, posent aussi un risque potentiel pour le personnel travaillant avec ces équipements. Pour gérer ce risque et permettre aux opérations sur le site d'être effectuées en toute sécurité, les ingénieurs utilisent des équipements conçus pour fonctionner au-dessus de la pression maximale prévue. La pression maximale d'un système complet dépend de la résistance du composant le plus faible de toute la chaîne. Les opérateurs doivent connaître le potentiel de pression maximum à l'avance pour s'assurer que le matériel utilisé est conforme aux spécifications exigées.

Les exigences de contrôle de la pression affectent directement les choix d'ingénierie et de conception des équipements. L'équipement sous pression est conçu pour une pression maximale anticipée. Ces valeurs déterminent le choix du matériau, son épaisseur, la configuration en élastomère, les mécanismes d'étanchéité et les composants de contrôle de la pression. Pour garantir que les opérations peuvent être effectuées en toute sécurité, les équipements sont soumis à des tests de fonctionnement supérieurs à la pression maximale prévue avant utilisation.

#### 4 Défis de température:

Le gradient géothermique de la Terre atteint en moyenne environ  $2,55\text{ }^{\circ}\text{C} / 100\text{ m}$ . À cette pente moyenne, le seuil de  $177\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $350\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) nécessite une profondeur de puits supérieure à  $6\text{ }000\text{ m}$  [ $19\text{ }700\text{ ft}$ ] voir (Figure I.6). Cependant, les températures au fond de trou sont souvent affectées par les conditions naturelles ou des influences externes. Les points géothermiques localisés à proximité, pendant le forage, peuvent rapidement augmenter la température du fond de trou. À très faible profondeur, l'injection de vapeur utilisée pour produire du pétrole lourd peut aussi considérablement augmenter la température au fond de trou.

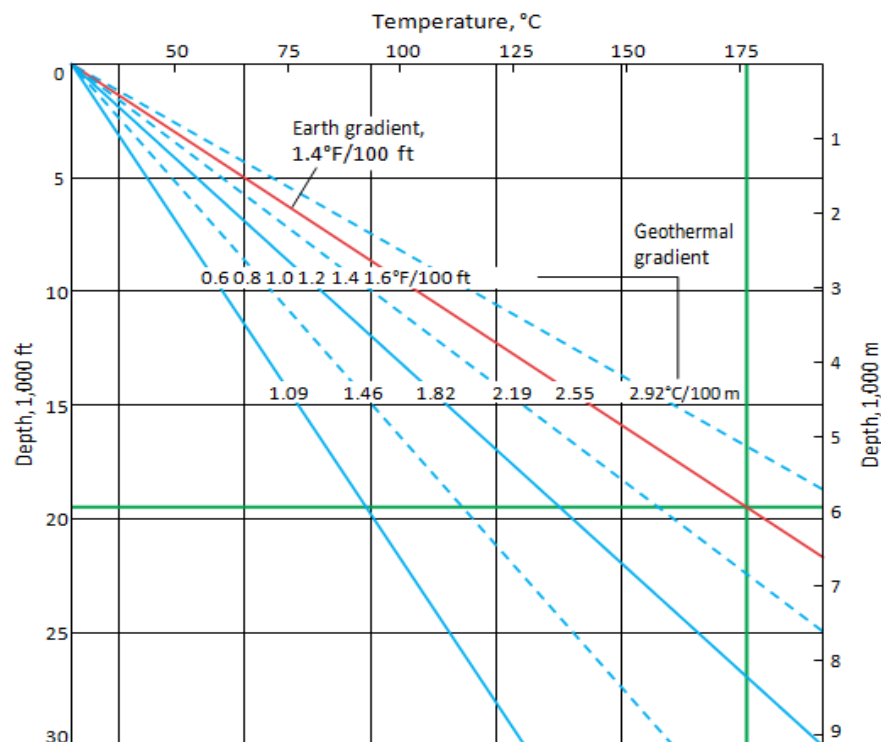


Figure I.6: Le Gradient géothermique de la terre. [3]

Les puits forés dans les eaux profondes et ultra profondes présentent souvent des gradients géothermiques inférieurs à la moyenne de la Terre. Par conséquent, les puits en eau profonde ont souvent une pression élevée et des températures inférieures au seuil HT.

Les techniques d'atténuation de la haute température dépendent du type d'opération ainsi que de l'équipement. Le wire line et LWD utilisent des composants électroniques conçus pour les environnements à haute température. Des barrières thermiques, telles que les Dewar flasks, peuvent être placées autour de l'équipement, bien que des contraintes de temps limitent le type d'opérations qui peuvent être effectuées à l'aide de ces barrières. Les élastomères résistant à la température sont utilisés pour sceller les éléments des équipements.

Les équipements utilisés pour les opérations LWD ont généralement des températures nominales inférieures à celles disponibles pour les opérations wireline. Du fait que les fluides de forage circulent en continu dans la BHA, les équipements sont généralement exposés à des températures plus basses que celles présentes dans la formation. Dans des cas extrêmes, les fluides de forage peuvent être refroidis avant d'être acheminés dans le trou afin de protéger les composants sensibles de la BHA.

## **5 Le fluide de forage dans les conditions HPHT:**

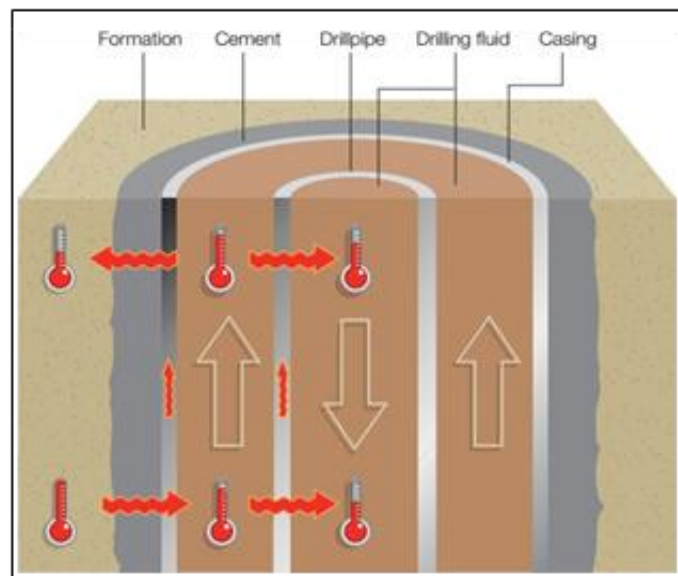
Fondamentalement, les fluides de forage peuvent être classés dans les liquides, les gaz et les mélanges gaz-liquide. Les liquides sont les plus utilisés et peuvent être regroupés dans la boue à base d'eau (WBM) et la boue à base d'huile (OBM).

Dans les puits HPHT, l'OBM est plus efficace que le WBM, en raison de sa stabilité thermique et de ses caractéristiques de lubrifiant. En raison de la prise de conscience environnementale, les huiles OBM sont passées d'huiles conventionnelles, telles que le diesel, à des huiles synthétiques.

L'affaissement statique et/ou dynamique de la barytine est un problème courant dans les puits HPHT. Ce phénomène résulte de la perte de circulation, du couple et d'autres opérations nécessitant que la boue reste statique pendant une période beaucoup plus longue. Jusqu'à présent, les solutions présentées pour éliminer ce phénomène nécessitent l'ajout d'additifs non conventionnels à la boue plutôt que de la baryte [c'est-à-dire des particules micromax telles que les fumées de tétraoxyde de manganèse ( $Mn_3O_4$ ) et / ou l'ilménite

(FeTiO<sub>3</sub>) et / ou la combinaison de OBM sans argile et de synthèse avec du MMT agent alourdissant. [4]

"La boue en circulation se comporte comme un échangeur de chaleur à contre-courant. Le taux d'échange de chaleur entre la boue, les enveloppes et la formation à une profondeur donnée dépend de la température, de la conductivité thermique et de la capacité thermique spécifique des matériaux ainsi que de la vitesse de la boue. En présence du tubage, la conduction verticale de la chaleur complique encore la distribution de la température. En absence de circulation suffisante, la gravité peut faire tomber les matériaux alourdissants (par exemple, la baryte), entraînant une ségrégation de la densité ou un affaissement (a). Un lit de baryte peut se former sur le côté bas du trou (b), en fonction de sa résistance et l'angle du puits de forage ces derniers peuvent alors s'effondrer comme une avalanche dans le fond du puits (c). Le mouvement des solides dans le fluide de forage pendant l'affaissement peut entraîner un abaissement de la viscosité par fluidification par cisaillement, ce qui accélère le processus. En fin de compte, l'affaissement peut entraîner une accumulation de baryte et une densité prononcée dans le fluide de forage (d)". [5] voir Figures I.7 et I.8.



**Figure I.7:** Transfert de chaleur dans un puits. [6]



**Figure I.8:** Baritesag affecté par les propriétés du fluide. [6]

### 5-1 Conditionnement de fluide de forage:

Les conditions de pression et de température dans le puits de forage affectent la rhéologie du fluide. Tout calcul qui ignore ces effets donne inévitablement des résultats erronés. Tout fluide de forage doit être conçu avec pour objectif principal de conserver ses propriétés tout au long du puits de forage. Les propriétés rhéologiques du fluide de forage déterminent non seulement la capacité du fluide à supporter les déblais, mais également l'ampleur de la chute de pression de friction qui se produit lorsqu'il circule dans le système. Cette chute de pression par frottement, outre, le fait de déterminer les pressions de pompe nécessaires pour maintenir la circulation, détermine également l'augmentation de la pression au fond du puits de forage pendant la circulation (ECD).

Le mélange de fluide de confinement et d'échantillon de test est un sujet controversé depuis un certain temps, bien que différentes conceptions de cellules aient été utilisées pour minimiser le mélange des deux fluides. De plus, la composition de fluide et la chimie de produits appropriés sont nécessaires pour assurer une stabilité thermique suffisante du fluide à tester dans des conditions de HPHT extrêmes. Le développement de produits adaptés à la formulation de HPHT extrême nécessiterait davantage d'efforts et de ressources que la simple exécution du test HPHT extrême. Sans stabilité thermique adéquate, la simulation utilisant des propriétés obtenues à des températures et pressions inférieures ne sera pas fiable. [7]

### 6 Conditionnement de cimentation:

Les opérations de cimentation de puits dans un environnement HPHT posent des problèmes particuliers, car le comportement physique et chimique des ciments change considérablement en raison des pressions et des températures élevées. Ces conditions difficiles ajoutent de nombreux défis non seulement pendant les opérations de cimentation de puits, mais également plus tard pour la gaine de ciment fixée tout au long de la vie du puits.



L'intégrité de la gaine de ciment est une question très critique, en particulier dans le sel pendant la phase de production. Par exemple, les difficultés sont principalement liées à la marge étroite séparant les pressions de fracture et les pressions interstitielles, en plus de l'annulaire étroit dans les zones inférieures. La cimentation primaire est une opération cruciale dans la construction d'un puits. En plus de fournir une intégrité structurelle au puits, le but principal de l'opération est de fournir un joint hydraulique imperméable en continu dans l'annulaire, empêchant un écoulement incontrôlé des fluides de réservoir derrière le tubage. Cependant, il est idéal de supposer que la cimentation est la seule considération pour un isolement zonal efficace.

La cimentation peut être un peu compliquée, selon la phase forée et les formations rencontrées. Par conséquent, une attention particulière doit être accordée aux processus de cimentation, en particulier dans les puits HPHT. Le secret de l'isolation zonale réside dans les bonnes propriétés de liaison du ciment avec le tubage et la formation, mais cela peut être affecté par le retrait du ciment et les changements de contrainte induits par la variation de pression et de température au fond de trou. Dans les formations HPHT, les puits sont soumis à de fortes variations de température et ces changements affectent à la fois la formation et le tubage, provoquant une expansion et une contraction. Cette expansion et contraction du tubage et de la formation plastique comme le sel provoque des fissures dans le ciment déjà pris. La prise du ciment s'effectue par la réaction entre l'eau et le ciment.

Ce processus s'appelle hydratation et s'il continu, la pression de durcissement des pores dans le ciment diminue avec ses espaces de pores. Le ciment post-durcissement composé d'un nombre minimal d'espaces de pores lorsqu'il est soumis à des charges élevées dans des puits profonds, la compression s'installe et détruit la gaine de ciment par compactage de la porosité de la matrice. On peut dire que cette destruction de la matrice de ciment est due à une défaillance mécanique ou à des dommages et crée des fissures dans la matrice de ciment. Ces fissures constituent une voie de migration du gaz de la formation vers la surface, raccourcissant ainsi la durée de vie du puits car l'intégrité du ciment a été compromise. [8]

La migration du gaz à travers le ciment est un problème industriel depuis de nombreuses années. Certaines études ont montré qu'environ 80% des puits du golfe du Mexique contenaient du gaz transmis à la surface par un casing cimentée. Pendant douze mois ou plus, après la prise du ciment, il continue de s'hydrater et, par conséquent, de se renforcer.

Passant ce délai, le puits conserve la force qu'il a acquise sauf s'il est attaqué par des agents d'érosion. Le ciment atteindra sa résistance maximale après une quinzaine de jours d'exposition à des températures supérieures à 110°C (230 ° F).

Après les deux premières semaines, la force commence lentement à diminuer. Ce processus de perte de résistance du ciment est appelé rétrogradation de résistance. Les changements structurels et les pertes en eau sont les agents de la dégradation du ciment. Lorsqu'il est pris, il contient un hydrate complexe de silicate de calcium appelé tobermorite. À des températures voisines de 121°C (250 ° F), la tobermorite est convertie en une structure faiblement poreuse, ce qui entraîne une régression progressive. La vitesse à laquelle ces changements se produisent dépend de la température. [9]

### **6-1 Circulation efficace de la boue pour une bonne cimentation:**

Le facteur le plus important pour obtenir un bon travail de ciment primaire est le déplacement correct du fluide de forage. Si la boue n'est pas correctement circulée, des poches de boue peuvent rester dans l'annulaire cimenté, ce qui peut entraîner une communication interzonale et la corrosion du tubage. En supposant qu'un déplacement adéquat ait eu lieu, la liaison du ciment sur le tubage peut être moins que souhaitable, si les dites surfaces ne sont pas propices à la liaison du ciment. Les revêtements provenant d'additifs de boue (polymères, inhibiteurs de corrosion, etc.) et de systèmes de boue non aqueuse peuvent interférer avec la liaison entre la gaine de ciment et la surface du tubage. Une telle mauvaise liaison est généralement signalée comme un micro-anneau tel que visualisé par le test du ciment et est souvent attribuée à une mauvaise isolation zonale, par le biais d'une communication interzonale immédiate. L'un des aspects de la garantie d'un joint d'étanchéité annulaire pendant une opération de cimentation après le déplacement de la boue de forage est la liaison du ciment avec la surface de la formation et du puits de forage.

Le spacer et la boue de chasse sont des aides au déplacement efficaces, car ils séparent les fluides tels que le ciment et les fluides de forage, et améliorent l'élimination de la boue gélifiée, permettant ainsi une meilleure liaison du ciment. Un test de compatibilité de mixture du fluide avec le spacer doit être effectué pour s'assurer qu'il n'y aura pas de problèmes d'incompatibilité lorsqu'il est pompé dans le puits de forage. L'élimination de la boue est importante dans toute cimentation car l'interface entre le ciment et la formation est affectée par son efficacité, mais elle est particulièrement cruciale dans les puits HPHT pour

obtenir une bonne mise en place du ciment et un bon lien ciment/formation. Pour que la boue soit déplacée efficacement, elle doit: [8]

- Avoir une faible viscosité plastique pour donner un rapport de viscosité,  $P.V / Y.P.$
- Avoir un développement minimal de la force du gel
- La conception du fluide de forage et du déplacement est importante pour la cimentation, car il ne doit pas y avoir de problèmes d'incompatibilité pouvant entraîner la formation des boues et des problèmes au fond de trou.

### 6-2 L'effet de la température:

Dans les puits HPHT, la boue devient sensible à la température élevée, ce qui réduit considérablement le temps d'épaississement de la boue, ce qui provoque la prise du ciment plus rapidement que dans les puits à température moyenne. La température affecte également les propriétés rhéologiques du laitier de ciment. La viscosité plastique (PV) et la yield viscosité diminuent avec l'augmentation de la température. La prévision précise de la température de circulation de fond (BHCT) est également cruciale pour la cimentation, car une modification de la température de 5 ° C peut entraîner une modification importante du temps d'épaississement. Il y a deux températures que nous devrions considérer :

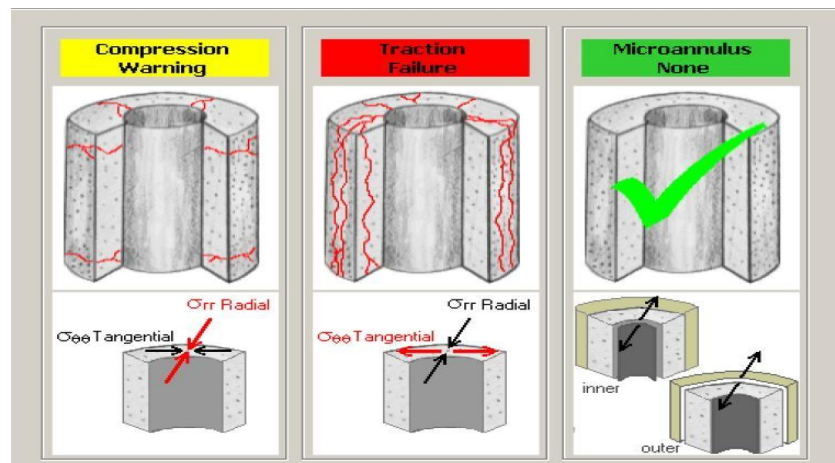
- **Température de circulation au fond du trou:** c'est la température que le laitier de ciment rencontre lorsqu'il est pompé dans le puits et c'est celle qui affecte le temps d'épaississement.
- **Température statique au fond du trou:** il s'agit de la température de la formation et de la température à laquelle le lisier sera soumis après que la circulation se soit arrêtée pendant un certain temps.

### 6-3 L'effet de la pression:

La pression a des effets à la fois sur le puits et sur le fluide de forage et le ciment. Dans les cas où la pression n'est pas correctement estimée, le tubage choisi ne pourra pas résister à la pression de la formation, ce qui entraînera inévitablement un effondrement du tubage dans le puits, ce qui provoquera une venue. Les agents d'alourdissement sont utilisés pour créer le minimum d'Over balance et réduire la pompabilité du ciment, accélérant ainsi le développement d'une résistance à la compression prématurée. Les propriétés mécaniques du

ciment de classe G ont été mesurées sous une pression de 2 610 psi et une température de 212 ° F. [10] Le résultat montre que la résistance à la compression du ciment augmente avec la température de durcissement.

La figure I.9 montre comment une fissure peut se développer dans la gaine de ciment esp. à l'état HPHT.[11] Lorsque la profondeur du puits augmente, la charge hydrostatique accrue provoque une augmentation de l'ECD due à la compression et une augmentation de la température entraîne une diminution de l'ECD due à la dilatation thermique.



**Figure I.9:** Cracks in the Cement Sheath Can Occur esp. at HPHT Condition. [11]

## 7 Synthèse bibliographique:

Travailler dans des conditions HPHT nécessite des équipements spéciaux, des outils adéquats et une formation du personnel approprié. La planification avancée est un aspect important de la réussite des opérations. Des modifications de procédures opérationnelles doivent souvent être utilisées pour répondre aux préoccupations des HPHT. Alors que les erreurs commises dans les puits conventionnels peuvent créer des pertes de temps de routine, la prévention des conséquences désastreuses pour les équipements et le personnel pendant les opérations HPHT nécessite une attention particulière. La longue histoire de développement d'outils pour maîtriser efficacement les conditions HPHT et l'expérience de ces derniers continuent de permettre à l'industrie pétrolière et gazière de repousser les limites plus profondes et dans des puits plus chauds à la recherche constante de nouvelles sources d'hydrocarbures.

## 7-1 Historique:

Depuis l'année 1969, suite à la découverte de champ Thomasville dans le Mississippi, aux Etats Unis. Des puits à haute pression ont été réalisés :

### 7-1-1 Années 1970 :

**1972** : Le premier système de tête de puits de 20 000 psi a été développé.

**1974** : suivi rapidement par le développement du premier système de tête de puits de 30 000 psi.

### 7-1-2 Années 1980 :

Découverte des champs de Central Graben en mer du Nord et de Tuscaloosa avec une pression et une température de 16 000 psi et 380 ° F en Louisiane, aux États-Unis, et constituent d'autres importants développements HPHT.

### 7-1-3 Années 1990 au-delà :

Après la découverte de plusieurs gisements HPHT, Apporter de nouvelles techniques, concevoir de nouveaux système, ouvrir la voie avec des technologies et des produits innovants pour le forage est devenu la préoccupation de plusieurs chercheurs. Pour cela plusieurs recherches et expériences ont été faite :

**En 2008** ZHAO Sheng-ying et al, ont étudiées les propriétés rhéologiques du fluides de forage à base d'huile ayant une composition typique, à des pressions allant jusqu'à 138 MPa et à des températures allant jusqu'à 204 C en utilisant le rhéomètre RheoChan 7400.

**En 2012** Mahmood Amani et al, ont comparé entre une boue à base d'eau et une boue à base d'huile a été faite en formulant des tests à des températures comprises entre 100 ° F et 600 ° F et des pressions comprises entre 5 000 et 25 000 psi.

## 7-2 Perspective d'un forage dans HPHT :

Les problèmes ci-dessous représentent les principales préoccupations des foreurs qui planifient des puits profonds HPHT. Au fur et à mesure que la technologie de forage progressera, de nouvelles préoccupations mériteront d'être évaluées :

**7-2-1 Capacités d'évaluation limitées :**

- La plupart des outils wireline fonctionnent à 425 ° F; disponibilité très limitée des outils wireline fonctionnant de 425 ° F à 450 ° F.
- La technologie de batterie fonctionne à 400 ° F (mercure) pour les applications MWD.
- La précision du capteur diminue avec l'augmentation de la température.
- Les outils LWD / MWD sont fiables à 275 ° F avec une nette diminution de la fiabilité à 350°F.

**7-2-2 Diminution du ROP dans la zone de production :**

- Les outils éliminent généralement 10% de la roche par rotation dans cet environnement par rapport aux conditions de forage normales des puits au golfe du Mexique.
- La structure cristalline des outils PDC se décompose dans ces conditions (niveau III).
- Les outils tricônes ne conviennent pas à cet environnement.
- Le couple est le problème principal. bien que les travaux sur les pompes Moyno sans joints offrent des solutions à couple élevé.

**7-2-3 Contrôle de puits :**

- La fenêtre de forage est très petite et peut causer des problèmes de contrôle de puits.
- La perte de fluide de forage est un problème en raison de la lithologie et de la géopression.
- Stockage de boue en raison du gonflement des formations
- Solubilité du méthane et de H<sub>2</sub>S (sulfure d'hydrogène) dans la boue à base d'huile en raison des températures élevées.

**7-2-4 Temps de non productivité : se cause par :**

- Coincement et torsion des tiges.
- Temps de déclenchement - provoqué par une défaillance des instruments (LWD / MWD).
- Prise de décision causée par le manque d'expérience en ultra et extrême HPHT, la «courbe d'apprentissage»
- Problèmes de sécurité liés à la manipulation du fluide de forage et de la garniture de forage en condition HT.
- Forage en circulation conventionnel provoquent des problèmes de contrôle du puits ou l'endommagement des composants des équipements de forage. Les forages à

circulation continue offrent une grande stabilité hydraulique dans les opérations HPHT / MPD ou UBD.

### **7-2-5 Le fluide de forage:**

- Perte de fluide de forage.
- Affaissement de barite Statique / Dynamique

### **7-2-6 Intégrité à long terme du ciment dans l'environnement HPHT avec présence de H<sub>2</sub>S et de CO<sub>2</sub> :**

- Problèmes de corrosion.
- Choix du matériel.

## CHAPITRE II

---

### *Exigences des puits HPHT*

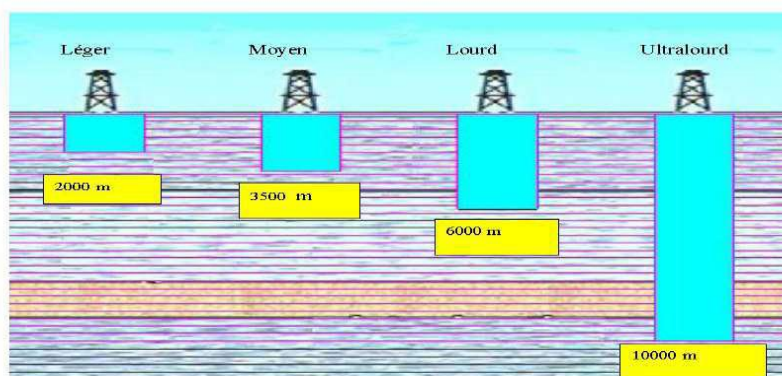


Une grande partie des ressources pétrolières et gazières sont situées dans des formations plus profondes, ce qui crée plusieurs problèmes, ce qui implique des exigences différentes de celles des puits non HPHT.

### 1 Le choix d'un appareil de forage :

Le choix de l'appareil se fait principalement en fonction de la profondeur du puits. Comme les puits HPHT sont connus par leurs profondeurs qui dépassent les 6000 m et peuvent atteindre les 10000 m voire plus, alors le meilleur choix pour atteindre l'objectif est l'appareil super lourd.

Cette figure nous montre la classification des appareils de forage selon la profondeur :



**Figure II.10:** classification des appareils de forage selon la profondeur du forage. [15]

Si un appareil de forage et une opération donnée sont jugés capables de gérer les Venues dans les puits conventionnels, il convient de définir les différences entre les types de puits afin de déterminer les exigences HPHT par rapport au contrôle de puits non HPHT peuvent être résumées comme suit:

#### Design du puits

- Plus de Casing par rapport aux puits non HPHT/casing plus fortes requises.
- Des gradients de fracture de la formation beaucoup plus proches des pressions de la formation (fenêtre de forage étroite)
- Changements rapides de pression / température en fond de trou

**Équipement de forage et de manutention**

- Les pressions de surface seront plus élevées
- Les températures de surface seront plus élevées
- Les températures en fond de trou seront plus élevées
- Plus grand risque d'hydratation.
- Le volume de l'effluent à gérer en surface est potentiellement plus grand.

**Fluides de forage**

- La densité peut être élevée par rapport aux puits non HPHT
- Rhéologie supérieure pour porter les agents d'alourdissement.
- Comportement de l'effluent différent dans les boues à base d'huile.

**2 Design du puits:**

La réalisation d'un puits HPHT suit un design différent des puits non HPHT :

- **Plus de casings par rapport aux puits non HPHT/casings plus épais sont requis**

La plupart des puits d'exploration sont conçus pour utiliser une taille de trou finale de 8 1/2 " de sorte que, en cas de problèmes de puits, liner/casing de secours puisse être installé et le puits sera terminé en trou de 5 7/8" ou 6 ".

La plupart des conceptions HPHT auront des casings de 9 5/8"/ 9 7/8" ou 10 3/4 "ou 7" fixés dans la zone de transition de pression principale.

Le choix de ce sabot dans la transition entre formations normales et les formations à pressions élevées est critique.

- **Fracture de la formation / gradients de pression**

Le fait que ces gradients se rapprochent au fur et à mesure que la profondeur augmente ce qui a un impact important sur les calculs de tolérance de venue.

Lors de l'ingénierie d'un puits, certaines hypothèses doivent être faites au sujet des pressions et des forces des formations.

Celles-ci peuvent être justes ou fausses, de sorte que l'information que nous recueillons à partir du puits au fur et à mesure que nous le forons est essentielle pour appuyer ou remettre en question les hypothèses faites.

- **Changements rapides dans la pression et la température du fond de puits :**

Les changements rapides de pression et de température au fond du puits sont courants dans les puits HPHT. Dans les puits d'exploration, il faut faire preuve d'une extrême prudence car la transition de pression peut aller jusqu'à 3000 psi d'augmentation en seulement 70m de profondeur de forage. En même temps que les pressions augmentent dans le fond du trou, les températures augmentent aussi. L'augmentation des températures peut être un bon indicateur des régimes de pression à la hausse.

Seules certaines formations sont capables de piéger de telles pressions. Typiquement, ce sont des schistes ou des marnes. Ils doivent être assez plastiques. Ils peuvent avoir une certaine porosité, mais il est peu probable qu'ils aient une perméabilité verticale, sinon la pression se serait dissipée avec le temps géologique. Généralement, plus le gradient de pression augmente plus la teneur en eau des schistes augmente. Ceci peut être repéré par deux mécanismes. D'abord la réduction de la densité du schiste argileux et ensuite l'augmentation des niveaux de gaz de fond pour un ROP donnée. Pour chaque pied foré, il y a plus d'eau contenue dans les déblais de forage. Cette eau contient du gaz et comme ce gaz est libéré en surface, les niveaux de gaz de fond augmenteront.

La compétence requise est d'aller assez loin dans la zone de transition pour obtenir un tubage plus solide.

## **2-1 Objectifs des tubages :**

### **2-1-1 Tubage de surface 18 5/8"**

Les objectifs principaux sont d'isoler les formations faibles de la surface, de fournir un bon sabot et garder la verticalité du puits.

### **2-1-2 Tubage intermédiaire 13 3/8"**

L'objectif principal de ce tubage est de couvrir les formations à faible pression avant de pénétrer dans la formation à pression

### **2-1-3 Tubage de production 9 5/8"**

Les objectifs de cette section sont d'isoler toutes les zones à haute pression et de fournir un sabot robuste permettant un forage sûr de sections de 8 1/2 "

Dans un puits HPHT ce tubage doit être assez solide et épais pour supporter la pression de ces formation a haute

#### **2-1-4 Liner de production 7"**

L'objectif de ce liner est d'évaluer les réservoirs cibles. Les formations de la zone de production doivent être recouvertes d'un liner de production de 7 "

#### **2-1-5 Liner de production 4 ½"**

L'objectif ici est d'évaluer les réservoirs cibles Les formations de la zone de production doivent être recouvertes d'un liner de production de 4 ½" avec liner hanger entre (100 et 200 m) à l'intérieur du liner de production de 7".

### **3 Evaluations des exigences des équipements:**

Les exigences de l'HPHT auxquels les équipements devraient répondre sont les suivants:

- La pression de surface sera plus élevée, ceci implique l'utilisation de BOP et de Choke Manifold de 15 000 psi et les tester avant l'utilisation, cela implique en outre la nécessité d'une assistance hydraulique pour ouvrir et fermer les vannes lors du maintien de telles pressions.

- Les températures de surface seront plus élevées, cela implique l'utilisation d'élastomères dans la colonne montante, Choke manifold et le BOP capables de fonctionner à des températures supérieures à 150 ° C.

- Les températures en fond de puits seront plus élevées, ce qui signifie qu'il faut tenir compte des limites de température des instruments, les plus exposés sont le LWD, le MWD, les instruments de diagraphie électrique ceci implique l'utilisation des équipements conçus spécialement pour les puits HPHT (des équipements qui résistent à des pressions de plus de 10000 psi et des températures de plus de 150°C)

- Volumes importants à la surface, cela implique également de reconnaître les volumes élevés de gaz pouvant être amenés à la surface. Le principal maillon faible de l'appareil de forage est le séparateur de gaz Poor Boy.

#### 4 Les fluides du forage:

La gestion des fluides de forage est une stratégie visant à maintenir le fluide de forage à la bonne densité (mesurée en surface) afin de fournir la pression de fond requise et de comprendre le comportement du fluide dans des conditions HPHT.

Toutes les propriétés essentielles du fluide de forage doivent être testées dans des conditions simulées de la température et de la pression maximales attendues dans le trou foré. La gestion de l'hydraulique de la boue et des puits est particulièrement importante dans les conditions HPHT en raison des effets de la température et de la pression au fond de trou sur la masse volumique de la boue.

Pour minimiser l'affaissement dynamique de la baryte, les périodes prolongées de circulation à faible débit doivent être évitées.

Les échantillons de boue doivent être systématiquement envoyés au laboratoire avec un contrôle particulier sur la stabilité du HPHT conditions.

Afin de défier les conditions extrêmes plusieurs séries de tests HPHT ont été réalisés sur l'OBM et WBM par plusieurs chercheurs en se concentrant sur plusieurs champs aux Etats Unis et Qatar pour modéliser les propriétés rhéologiques d'un nouvel OBM spécialement conçu pour les puits HPHT. Ces propriétés souhaitables de ce dernier dans ces conditions (HPHT) sont résumées dans le tableau II-1 :

**Tableau II.1:** Les propriétés désirées dans un fluide de forage pour optimiser les performances dans des conditions HPHT.

Les propriétés du fluide de forage	Les performances requises dans les puits HPHT
Viscosité plastique	Aussi bas que raisonnablement possible pour minimiser l'ECD
Contrainte Yield et gel	Suffisant pour éviter l'affaissement, mais suffisamment élevé pour provoquer une gélification ou des pressions de ballonnement et d'écouvillonnage élevées
HPHT Fluid Loss	Aussi faible que raisonnablement possible pour éviter les dommages à la formation et le risque de grippage différentiel
HPHT Rheologie	Stable et prévisible pour contrôler l'affaissement, la gélification et le ECD
Compressibilité	Doit être connu pour estimer les pressions en fond de trou et l'ECD
Stabilité aux Contaminants	Stable en présence de gaz, de saumure et de ciment
Solubilité du gaz	Nécessaire pour la détection précise des venues et la modélisation
Stability to Aging	Les propriétés ne changent pas avec le temps, que ce soit dans des conditions statiques ou dynamiques, mais dans la réalité les propriétés chutent légèrement après vieillissement dynamique et augmentent après vieillissement statique.
Tolerance de solide	Propriétés insensibles aux solides de forage
Densité	Doit être capable de s'alourdir rapidement en présence d'une venue.

## 5 Le ciment:

Le ciment pétrolier est un ciment spécial ; a pour objectif de séparer les différentes zones productrices ainsi que la protection de casing des milieux et des eaux agressives qui peuvent provoquer la corrosion du tubage.

Le ciment est soumis à certaines conditions telles que :

- La température qui augmente avec la profondeur.
- La pression.
- Les eaux agressives (les sulfates, les chlorures et les hydrocarbonates).

**Tableau II.2** : spécification des classes du ciment.

Classe	Profondeur (m)	Température(°C)	Objectif
A	0-1830	27-76	Utilisé lorsque des propriétés spéciales ne sont pas requises
B	0-1830	27-76	Résistance modérée ou élevée aux sulfates
C	0-1830	27-76	Haute résistance initiale
D	1830-3050	76-143	Retarder la prise dans des conditions HPHT
E	3050-4270	76-143	Pour HPHT
F	3050-4270	110-160	Pour extreme HPHT
G	Toutes les profondeurs		Ciment de puits de base (accélération et ralentissement amélioré du laitier)
H	Toutes les profondeurs		
J	Toutes les profondeurs	>110	Pour extreme HPHT

### 5-1 Les additifs :

**5-1-1 retardateurs** : Dans les puits HPHT la différence de température entre le top du ciment et le fond peut dépasser les 37°C, cette différence de température peut causer des dommages importants dans le temps prise. Une quantité adéquate de retardateur doit être alors mélangée au ciment.

**5-1-2 alourdissant** : Il est crucial de maintenir l'équilibre de la pression hydrostatique ou dépasser la pression de formation, pour les puits profonds la densité du ciment varie entre 1,8 et 3,24 sg. Le laitier de ciment ayant une densité supérieure à 1,90 sg nécessite l'ajout d'un agent alourdissant.

**5-2-3 Agent d'expansion** : un moyen d'obtenir une liaison solide casing/ciment/formation consiste à ajouter un additif en expansion. Le ciment contenant l'oxyde de magnésium (MgO) offre d'excellentes performances d'expansion à des températures atteignant 287° C.

**5-2-4 Allégeants** : dans les conditions HPHT, éviter une fracturation ou une perte de circulation est une pratique courante. Parfois, des ciments de faible densité sont

nécessaires pour éviter ces problèmes. Des allégeant tel que Flyash, bentonite et prelite sont couramment utilisées pour éviter ces problèmes. Utilisables dans des conditions de températures variantes de 230 à 315° C.

## **6 Les exigences générales pour le forage du réservoir HPHT et de la section HPHT :**

Les considérations ci-dessous doivent être examinées et rendues obligatoires avant le début du forage HPHT :

- S'assurer que tout le personnel approprié est bien formé pour faire face aux conditions extrêmes que pourrait rencontrer le puits
- Réaliser des briefings quotidiens pour s'assurer que tout le personnel essentiel est tenu au courant et comprend les plans opérationnels en cours
- S'assurer que les équipements de contrôle de pression sont en bon état de fonctionnement.
- Les capteurs de gaz et H<sub>2</sub>S doivent être vérifiés avant le drilling-out du sabot du casing.
- Les tests de BOP doivent être effectués conformément aux intervalles choisis, suivant les procédures de contrôle des puits. Les heures et volumes de fermeture doivent être enregistrés.

## **7 Les procédures des opérations de forage :**

Lors du forage de la zone HPHT et de la section où se trouve la rampe de pression, les pratiques suivantes doivent être respectées.

### **7-1 Forage de la zone HPHT :**

Les méthodes de forage et de well control s'appliquent à cette section sauf:

- Lorsque des mesures quantitatives montrent que la pression de pore et les températures sont suffisamment basses pour que les pratiques de forage normales puissent être appliquées.



- Lorsque le réservoir est pénétré et que le régime de pression et les tendances dans le réservoir sont établis, les procédures de forage peuvent ensuite être révisées si la pression interstitielle n'augmente pas avec la profondeur.

### **7-2 Les directives lors du forage HPHT :**

Les procédures à appliquer avant le drilling-out du sabot qui se trouve au-dessus du réservoir :

- La tolérance de venue doit être mise à jour après le forage du sabot juste au-dessus du réservoir.
- Si la tendance des niveaux de gaz augmente au-delà de 30% pendant le forage, un bottoms up doit être effectué pour garantir que le niveau baisse lorsque la teneur en gaz est réduite.
- Les paramètres de forage doivent être maintenus constants à tout moment.
- Garder un volume de boue dans le trip tank, et la boue doit être changée à chaque shift.
- La surveillance permanente et le contrôle des paramètres de forage
- Lors du forage de la section HPHT, les pics de pression doivent être minimisés afin d'éviter les pertes de boue.
- Utilisation du dégazeur lorsque le niveau de gaz atteint 2%.

### **7-3 Contrôle du volume:**

Le contrôle du volume est crucial lors du forage des puits HPHT, car les conséquences de la non détection d'une venue pourraient être très graves. La communication entre le foreur, Data Engineer et l'accrocheur est vitale. Même un petit afflux de gaz provenant d'un puits HPHT se traduit par une augmentation importante du volume une fois que celui-ci arrive à la surface. La dilatation du gaz peut être inhibée lors de la circulation dans le puits jusqu'à ce que le point de bulle soit atteint, point auquel se produit une évacuation rapide du gaz. Cela est particulièrement évident lors de l'utilisation des systèmes OBM (Oil-Based Mud). Par conséquent, même les petites différences de volume doivent être examinées du point de vue du well control, il est difficile de savoir avec certitude si il est possible de passer beaucoup de temps à faire circuler BU avec un BOP fermé.

**Les règles suivantes doivent s'appliquer pour le contrôle du volume :**

- La densité de la boue, la température et le niveau de bac doivent être enregistrés toutes les 15 minutes ou plus si nécessaire.
- Le transfert de boue vers et depuis les bacs actifs n'est pas autorisé, Si un transfert de boue est nécessaire vers ou depuis les bacs actifs, l'outil doit être remonté du fond et circuler pendant le transfert.
- Pour maximiser la précision des lectures de volume du bac, utiliser un système actif avec une surface minimale.

#### **7-4 La tendance du niveau de gaz**

Si le niveau de gaz pendant le forage augmente rapidement, des bottoms up doivent être mis en circulation pour garantir que le niveau baisse lorsque le drilled-gas est réduit. Il est également important que le gas-trap, qui mesure la boue allant dans le puits, soit utilisé activement pour mesurer les pourcentages du gaz et les effets du système de dégazage.

#### **7-5 Drilling break**

Un drilling break est défini comme un doublement ou une réduction de moitié de la ROP maintenue sur 2 m. Il n'est pas rare dans les forages HPHT qu'un drilling break inverse se produise lors de l'entrée dans des formations sous haute pression.

Si un drilling break se produit, Ces procédures doivent être intégralement appliquées :

- le puits doit être contrôlé pour vérifier la colonne montante du potentiel de la conduite bloqué.
- Fermeture immédiate du puits en cas de doute.
- Vérification du build-up de pression et sa comparaison avec la ligne de base.
- Utiliser un Flow check à travers la duse s'il n'y a pas de pression (<5 bar).
- Ouverture de puits et circulation des bottoms up avant de continuer le forage.

### 7-6 Les procédures des flowcheks :

La vérification du débit est l'un des aspects les plus importants durant le forage des puits HPHT. Les flowcheks doivent être effectués dans les circonstances suivantes :

- Flowcheck avant les connexions lors du forage dans la zone de transition haute pression.
- Pour vérifier les drilling breaks dans la zone HPHT.
- Avant de forer dans la zone de transition haute pression.
- Quand la BHA est juste en dessous de BOP.
- Avant chaque POOH et RIH.
- A chaque fois qu'il ya un doute.

Les procédures des flowcheks sont :

- Remonter la BHA à une hauteur prédéfinie pour arrêter.
- Réduire la rotation à +/- 20 tr / min.
- Arrêter les pompes.
- Le circuit vers le trip tank et comparer avec les données précédentes.
- Vérification du débit pendant 30 minutes tout en surveillant le niveau du trip tank.
- En cas de doute, faire circuler des bottoms up.

Le puits doit être fermé sans effectuer de flowcheck, dans les cas suivants:

- Gain inattendu dans les bacs.
- Augmentation du débit
- Chaque fois qu'il y a un doute sur un puits instable.

## CHAPITRE III

---

*Etude de cas*

## **1 Le forage HPHT en Algérie :**

Le principal gisement HPHT découvert actuellement en Algérie se trouve dans le bassin de Berkine qui se situe dans la partie nord-est de la plateforme saharienne avec une superficie de 102395km<sup>2</sup>. Mais plus précisément sur le champ de Gassi Touil ou les réservoirs Ordovicien "Grés Ouargla-Quartzites Hamra" atteignent plus de 5600 m de profondeur.

TAOP-1 fut le premier puits profond à être foré dans ce secteur, il a été implanté sur la culmination Ouest de la structure de Taouil et a permis d'apprécier les réservoirs Siluriens dans la région, puis d'autres puits profonds ont été forés tel que TAOP-2 et TAOP-3 mais ces puits n'entrent pas dans la catégorie des HPHT. [14]

Au Nord, dans la région de Brides quelques puits ont atteint l'ordovicien, tel que le puits BRDS-1 ou ce dernier a mis en évidence d'importantes accumulations de gaz sur l'intervalle des Quartzites de Hamra (5572m). [14]

TAON-1 est un puits classé dans la catégorie HPHT, et a connu plusieurs obstacles, dû à la sévérité de ses conditions de fond.

Dans la suite de nos chapitres on traitera les exigences d'un puits HPHT et comment faire face à ses risques qu'il présente.

## **2 CADRE GÉOLOGIQUE:**

### **2-1 Objectif :**

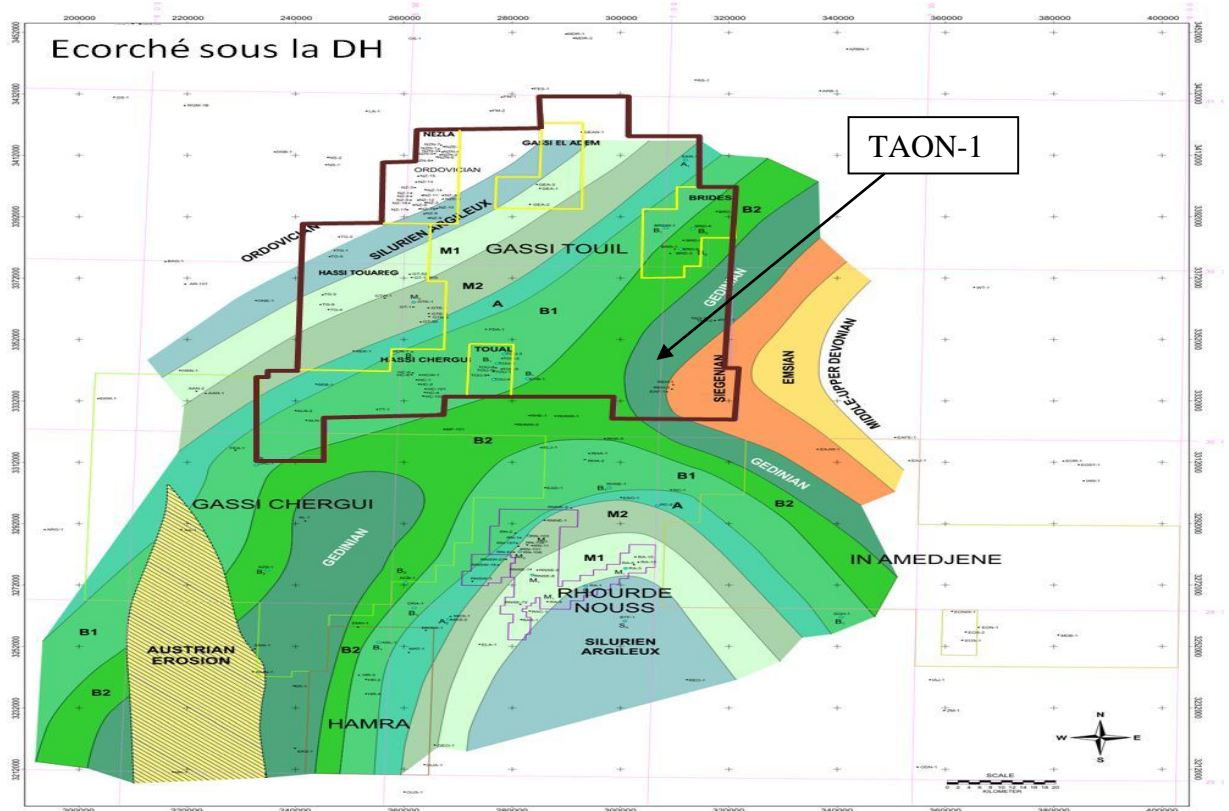
Le sondage Taouil NORD-1 (TAON-1) est proposé dans le cadre du volet Exploration du Projet Intégré Gaz dans le périmètre de recherche Gassi Touil, pour explorer le potentiel des réservoirs Ordovicien "Grés Ouargla-Quartzites Hamra" de la structure de Taouil.

### **2-2 Localisation du puit TAON-1 :**

Comme indique la figure (III.1) le forage Taouil Nord (TAON-1) se situe à 6.58 km au Sud Est du puits découverte de gaz et de condensat TAOP-1, à 1.2 km au Nord Est du puits TAOP-1 et à 15 Km au Sud du puits BRDS-1 (Découverte de Gaz au SAG B1-B2 et aux Quartzites Hamra), suivant les coordonnées géographiques (voir tableau III.1).

**Tableau III.1:** Coordonnées du puits TAON -1.

Bassin	Berkine
Coordonnées géographiques	Longitude : 06° 57' 09.55979" E Latitude : 30° 17' 48.11070" N
Coordonnées UTM Fuseau 32	X : 303 101,5 m Y : 3 353 176,8 m
Altitude (Z sol /Z table)	Zs : 212.83m Zt : 222.83m
Périmètre	Gassi Touil
Bloc	237

**Figure III.1:** Ecorché sous la discordance hercynienne au niveau de Gassi Touil.

### 2-3 Le réservoir Quartzites Hamra :

Cette formation présente de puissantes épaisseurs dépassant dans certains endroits les 250m d'épaisseur, à laquelle il y'a lieu de rajouter les 60m des grès de Ouargla et les 60 m des grès d'El Atchane. Elle est constituée de quartzites et de grès quartzitiques soulignant des environnements de dépôt tidaux proximaux passant à des tidal flats plus distaux. Ce réservoir est généralement interprété compact fracturé notamment au niveau des structures de forte

amplitude. Les réseaux de fractures de ce réservoir ont amélioré considérablement, souvent interprétés sur diagraphies compacts avec des porosités faibles, évaluées entre 3 et 6%, mais constituent des réservoirs dit non conventionnel ou compact potentiel, où la production est souvent liée à la présence de réseaux de fracturation naturelle, à sa densité et à sa connectivité. Des stimulations hydrauliques (fracturation artificielles) sont souvent nécessaires pour permettre des meilleures connectivités de ces fractures au puits dans le but d'améliorer l'index de productivité, ainsi que d'y remédier à l'endommagement du réservoir au cours du forage par les pertes de boue et par les fractures induites

Cependant le puits TAON-1 est le deuxième puits qui traverse le réservoir Quartzites Hamra dans la région de Taouil.

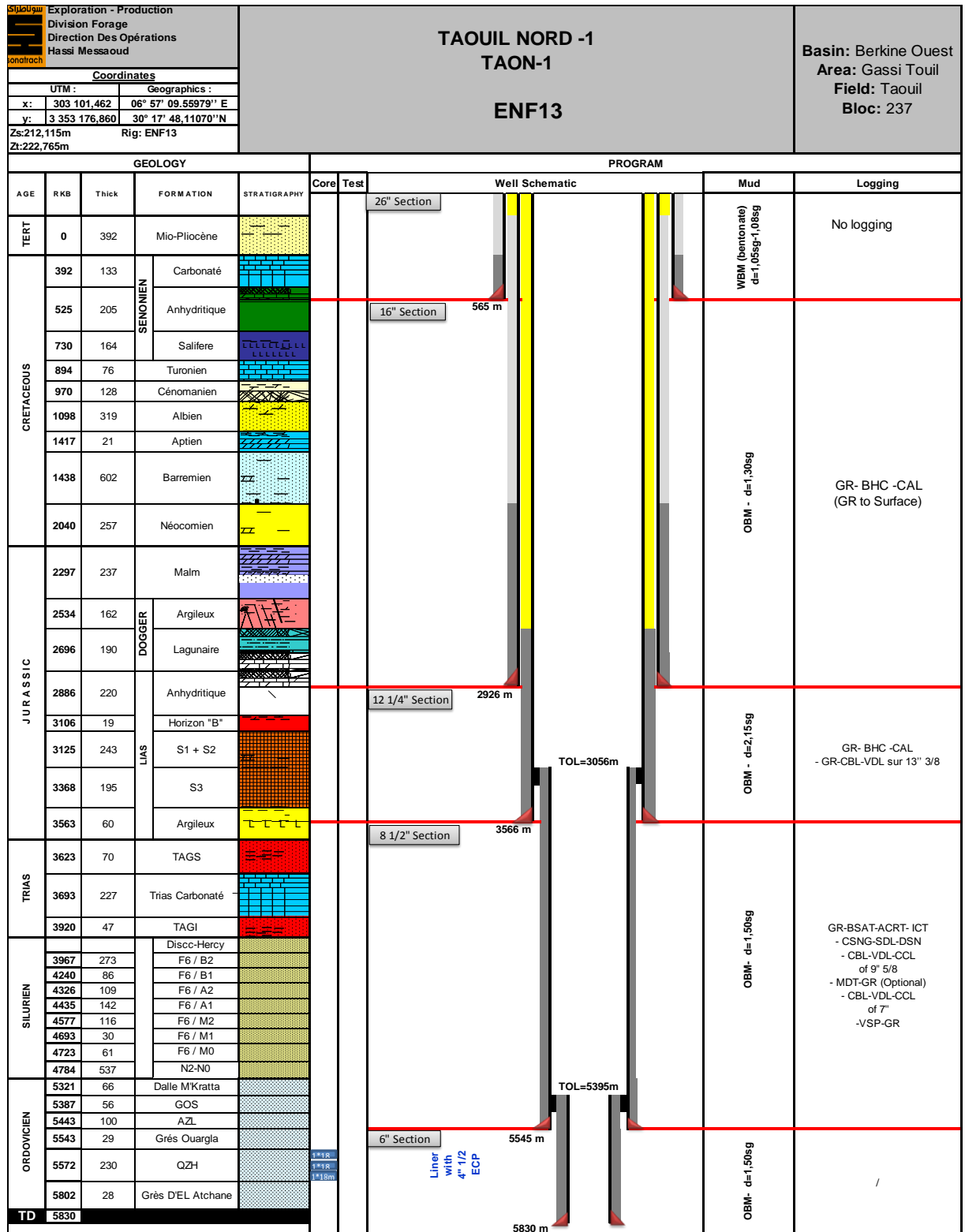


Figure III.2: Coupe lithologique TAON-1.



### 3 DONNEES DE FORAGE:

Le puits TAON-1 a été foré en six (06) phases du Mio-pliocène jusqu'au Grès d'El Atchane à la profondeur de 5671 m tout en utilisant un appareil de forage du type lourd.

#### 3-1 Configuration et test de BOP :

Le tableau suivant montre les différentes têtes de puits utilisés dans chaque phase

**Tableau III.2:** Configuration et test de BOP de chaque phase.

Section	Tête de puits	Pression de travail [Psi]	Pression de test [Psi]
18 5/8" X 16"	20 3/4" BOP Annulaire	3000	300/1000
	20 3/4" Mud Cross avec Choke & Kill Lines/Valves	3000	1000
	Choke Manifold		
	20 3/4" Spacer	3000	1000
	20 3/4" 3K Casing Head Housing	3000	375
13 3/8" X 12 1/4"	13 5/8" BOP Annular 10K	10000	3000
	Pipe Rams 10K	10000	300/3000
	Blind Rams 10K	10000	300/3000
	13 5/8" Mud Cross with Choke & 2" Kill Lines/Valves	10000	3000
	Choke Manifold		
	Adapter 13 5/8" 5K x 13 5/8" 10K	5000	3000
	Casing Spool 20 3/4" 3K x 13 5/8" 5K	5000	1350
	Casing Head Housing 20 3/4" 3K	3000	
9 5/8" X 8 1/2"  7" X 6"	13 5/8" BOP Annular 10K	10000	5000
	Pipe Rams 10K	10000	300/9000
	Blind Rams 10K	10000	300/9000
	13 5/8" Mud Cross with Choke & 2" Kill Lines/Valves	10000	9000
	Choke Manifold		
	Adapter 11" 10K x 13 5/8" 10K	10000	
	Casing Spool 13 5/8" 5K x 11" 10K	10000	3175
	Casing Spool 20 3/4" 3K x 13 5/8" 5K	5000	
	Casing Head Housing 20 3/4" 3K	3000	

Le choix des équipements (outils, BOP), de la boue et du ciment est une étape très cruciale car un mauvais choix de ces derniers peut engendrer de graves problèmes. En se basant sur différents critères comme le type de formation à traverser et leur interaction avec ces derniers et plus particulièrement dans les conditions HPHT où la pression et la

température à des profondeurs élevées peuvent influencer sur le bon fonctionnement des équipements ou modifier la rhéologie des fluides et des ciments.

Le but du changement du BOP à chaque phase est de sécuriser le puits en cas de venue et avoir un bon contrôle de ce dernier.

### 3-2 Rapport de phases:

#### 3-2-1 La Phase 36":

##### A- Caractéristiques du forage :

- Le diamètre du trou est 36".
- Le diamètre du tubage est de 30".
- La profondeur ou l'intervalle de la formation géologique de cette phase à la cote 0-60.
- Le type de boue utilisé est une boue à base d'eau (WBM) de type SpudMud (voir tableau III.3).
- BHST : 35°C.

**Tableau III.3:** Propriétés de la boue de la phase 36".

Densité	1,05	Sg
PV (Viscosité plastique)	< 09	Cp
YP (Yield point)	60 – 50	lb/100ft <sup>2</sup>

- la profondeur du sabot est de 60m
- le top ciment jusqu'à la surface
- le volume du laitier de ciment est de 24.5 m<sup>3</sup>
- type du laitier de ciment utilisé est le SlurryLQ43
- le modèle rhéologique du ciment et le binghamien plastique

La composition du laitier de ciment utilisé pour cimenter cette phase pour une densité de 1.90kg/l est montrée dans le tableau suivant (Tableau III.4)

**Tableau III.4:** Composition du ciment du casing 30".

Additifs	Quantité	Unité
Ciment	32,1	Ton
Eau	19,1	M3
CaCl <sub>2</sub>	320,7	Kg
D42L	32,1	L

**3-2-2 La phase 26":****A- Caractéristiques de forage :**

- Le diamètre du trou est de 26".
- Le diamètre du tubage est 18 5/8".
- La profondeur ou l'intervalle de la formation géologique de cette phase à la cote 60-547.
- Le type de boue utilisée est une boue à base d'eau de type SpudMud.(voir tableau III.5).
- BHST : 46°C.
- L'outil utilisé est le model tricône de type ETR24JMRS

**Tableau III.5:** Propriétés de la boue de la phase 26".

Densité	1,05	Sg
PV	9	Cp
YP	45	lb/100ft <sup>2</sup>

- la profondeur du sabot est de 565m
- le top ciment jusqu'à la surface
- le volume du laitier de ciment est de 140 m3
- type du laitier de ciment utilisé est une mélange de LeadSlurry LT22 et TailSlurry LQ44
- le modèle rhéologique du ciment et le binghamien plastique

Pour cette phase le densité du ciment utilisé est de 1,58kg/l pour le Lead Slurry LT22 et de 1,90 pour le TailSlurry LQ44 et ça composition générale est la suivante

**Tableau III.6:** Composition du ciment du casing 18"5/8

Additifs	Quantité	Unité
Ciment	127,8	Ton
Eau	98,6	M3
D42L	127,8	L
CaCl <sub>2</sub>	481	Kg
Bentonite	1924	Kg
Fibrin23	192	Kg

**B- Interprétation :**

Les 2 premières phases 36" et 26" du forage du puits TAON-1 de la cote 0-60 et 60-547 du Moi-pliocène jusqu'au Sénonien Anhydritique, On utilise :

-Une boue à base d'eau WBM de densité de 1,05 sg pour former un dépôt du cake qui permet de consolider les parois pour toutes les formations de cette phase et réduire la perméabilité pour les formations très perméables qui contiennent le (sables, gypse).

-Un laitier de ciment pour les casings 30" et 18"5/8 qui contient principalement du ciment, de l'eau, des anti-moussants comme le D42L et des accélérateurs pour augmenter le temps de prise.

**3-2-3 La phase 16" :****A- Caractéristiques du forage:**

-Le diamètre du trou est de 16".

-Le diamètre du tubage est 13 3/8".

-La profondeur ou l'intervalle de la formation géologique de cette phase à la cote 547–2910m.

-Le type de boue utilisée est une boue à base d'huile de type Avoil DS.IE.90 (voir tableau III.7)

- BHST : 112°C

- L'outil utilisé est le modèle PDC de type SI913MBX

**Tableau III.7:** Propriétés de la boue de la phase 16".

Densité	1,30	Sg
PV	17	Cp
YP	14	lb/100ft <sup>2</sup>
Ratio Huile/Eau	70/30	%
HPHT filtrate	9,2	ml/30min

**B- Déroulement du forage de la phase 16" :**

En utilisant le même outil que la phase précédente, le forage atteint la profondeur de 2913m, puis lors de la remonté de la garniture du forage pour pouvoir descendre le casing et passer à l'étape de la cimentation de cette phase, un coincement de la BHA est survenu à la cote de 1607 m en face de la formation argileuse Barremien (voir la figure III.2) (1438m-2040), à cause du gonflement des argiles de cette dernière.

Plusieurs tentatives ont été menées afin de récupérer la BHA coincée mais sans résultat, pour cela un sidetrack est réalisé en posant un bouchon de ciment a la cote de 1431 m juste au-dessus de la BHA abandonnée.

**a. Side track 1 :**

Pour la réalisation de ce sidetrack un changement dans le ratio Huile/Eau (85/15) sans changer la densité (densité de 1,30). L'outil de forage utilisé est un PDC 16". Le sidetrack commence au KOP (kick of point) à 1468 m avec un angle de déviation de 2,12° pour reprendre la verticalité à la cote 1661m.

Après la remontée de la garniture qui est effectuée avec succès après le forage jusqu'à 1661m, l'outil précédent fut changé par un autre de type MM96R pour continuer le forage jusqu'à une profondeur de 2913m tout en appliquant un WOB variant de 4 à 26 tonnes pendant tout le long de la trajectoire.

Pour pourvoir descendre le casing et cimenter cette phase on doit remonter la garniture jusqu'en surface mais pendant cette dernière, en arrivant en face du Cénomaniens on a rencontré le même problème précédente qui est le coincement de la BHA.

Plusieurs tentatives ont été effectuées pour pouvoir libérer la BHA mais sans succès car cette dernière reste toujours coincée en laissant ainsi l'outil suspendu à la cote de 1223m et le Top de la BHA abandonnée est à 911m donc un Fish (poisson) de 312m au total.

La seule solution trouvée pour ce problème c'est d'abandonner la phase entière et la BHA coincée, et injecter du ciment pour créer un bouchon pour ensuite faire un autre Sidetrack et continuer le forage pour atteindre l'objectif de ce puits.

**b. Side track 2 :**

Le deuxième sidetrack a été réalisé en changeant à nouveau le Ratio Huile/Eau de (85/15) à (89/11) et en augmentant la densité à 1,35 sg au KOP à 673 m pour reprendre la verticalité à la cote 935m qui est réalisé avec trois (03) outils différents.

Dans ce tableau on cite les outils utilisé pour la réalisation du Sidetrack et la suite de la nouvelle phase 16" :

**Tableau III.8:** Les outils utilisés dans la phase 16".

Outil n°	Model	TFA (in <sup>2</sup> )	Profondeur (m)	ROP (m/hr)	WOB (tonnes)
1	PDC	0.994	649-673	0.53	1-4
2	Tricône	2.553	673-694	0.51	1-8
3	PDC	0.994	694-935	4.29	1-9
4	PDC	0.994	935-2912	16.85	3-28

La phase a été forée avec succès jusqu'à la profondeur prévue dans le programme du forage qui est de 2912m, après plusieurs remontées et descente de la garniture pour le changement d'outil comme il a été cité dans le tableau ci-dessus, la dernière remontée est effectué sans rencontrer de difficultés (coincement) suivi d'une descente du casing 13 3/8" jusqu'à la cote 2910m où s'est posé le sabot puis on procède à la cimentation.

- la profondeur du sabot est de 2926m
- le top ciment est à 365m (à 200m au-dessus du sabot du casing précédent).
- le volume du laitier de ciment est de 117,24 m<sup>3</sup>
- le spacer utilisé est le SC29 de densité 1,32kg/l.
- type du laitier de ciment utilisé est une mélange de Lead Slurry LT23 et TailSlurry LQ45
- le modèle rhéologique du ciment et le binghamien plastique

La composition du laitier de ciment utilisé pour cimenter cette phase est le Lead Slurry LT23 avec une densité de 1,90kg/l le TailSlurry LQ45 d'une densité de 1,35 le tableau suivant nous montre leur composition :

**Tableau III.9:** Composition du ciment du casing 13"3/8.

Additifs	Quantité	Unité
Ciment	87	Ton
Blend	23	Ton
Eau	78	M3
D42L	229	L
FL52	454	Kg
FL32L	1300	L
CD33L	113	L
A2	454	Kg
BA-58	2270	Kg
R15L	409	L
LR-1	260	L
LW-6	9079	Kg
Fibin23	164	Kg

### C- Interprétation:

La phase 16" a connu plusieurs changements :

- Un changement de boue à base d'eau par une boue à base d'huile avec un ratio Huile/Eau (70/30) et une densité de (1,30) le but de ce changement de boue est la présence des sels dans les formations (éviter l'éboulement et les pertes au niveau de cette formation) et les argiles (pour éviter le gonflement des argiles qui provoque les problèmes de coincement). mais le pourcentage d'eau est si élevé qu'il a provoqué un gonflement des argiles contenues dans la formations du Barremien (1438-2040) ce qui à causé le coincement de la garniture à la cote 1607.
- Changement du ratio de la boue de (70/30) à (85/15) pour le même but cité auparavant pour forer le 1<sup>er</sup> sidetrack mais le phénomène est toujours présent cette fois-ci le gonflement s'est produit dans la formation du Cénomaniens qui est un mélange d'une argile rouge plastique et argile grise pâteuse, la cause de ce gonflement c'est aussi le pourcentage de l'eau dans la boue. Ce phénomène fut enfin en diminuant le pourcentage d'eau dans la boue d'où le ratio Huile/Eau devient (89/11) et en augmentant la densité de la boue à 1,35.
- Le changement d'outils à plusieurs reprises est du à un faible ROP (vitesse d'avancement)

- Le ciment utilisé pour cimenter le casing de cette phase a subi l'ajout de plusieurs additifs tel que les agents de retardement et gélifiant, du sel, de la baryte pour augmenter la densité pour mais le test de la cimentation montre que la cimentation de cette phase était moyenne ce qui est dû à la mauvaise adhérence entre la formation et le ciment dans quelques parties causé par un mauvais nettoyage avant l'opération de cimentation.

#### 2-2-4 La phase 12 ¼" :

##### A- Caractéristique du forage :

-Le diamètre du trou est de 12 ¼"

- Le diamètre du casing est de 9 ⅝"

-La profondeur ou l'intervalle de la formation géologique de cette phase à la cote 2910 – 3564.

-Le type de boue utilisée est une boue à base d'Huile (OBM) de type non Damaging Avoil DS.IE.95 (voir tableau III.10).

- BHST : 130°C

**Tableau III.10:** Propriétés de la boue de la phase 12 ¼".

Densité	2,15	Sg
PV	22	Cp
YP	10	lb/100ft <sup>2</sup>
Ratio Huile/Eau	90/10	%
HPHT filtrat	9,2	ml/30min

Pour forer cette phase un outil de type PDC a été descendu, ce tableau suivant présente ses caractéristiques :

**Tableau III.11:** Outil utilisé dans la phase 12 ¼".

Outil n°	Model	TFA (in <sup>2</sup> )	Profondeur (m)	ROP (m/hr)	WOB (tonnes)
1	PDC	2,359	2912-3565	22,02	5-22

- la profondeur du sabot est de 3566m

- le top ciment est à 2726m soit à 200m au-dessus du sabot du casing précédant



- le volume du laitier de ciment est de 27,5 m<sup>3</sup>
- le spacer utilisé est le SC30 de densité 2,17 kg/l.
- type du laitier de ciment utilisé est Slurry LQ11
- le modèle rhéologique du ciment est le binghamien plastique

Pour cette phase la densité du ciment utilisé est de 2,29kg/l et sa composition générale est présentée dans le tableau suivant:

**Tableau III.12:** composition du ciment du casing 9"5/8 :

Additifs	Quantité	Unité
Ciment	87	Ton
Blend	23	Ton
Eau	78	M3
D42L	229	L
FL52	454	Kg
FL32L	1300	L
CD33L	113	L
A2	454	Kg
BA-58	2270	Kg
R15L	409	L
LR-1	260	L
LW-6	9079	Kg
GW22	20	Kg
MCSB	250	L
Barite	4220	Kg
Fibrin23	161	Kg

### C- Interprétation :

- le forage de cette phase est effectué avec une boue à base d'huile de densité de 2.15sg et un rapport huile/eau de (91/09) pour raison de présence dessels dans la formation :

- Densité plus élevée de 2.15sg pour : éviter le rétrécissement du trou et maintenir les fluides de formations en place.
- Boue à émulsion inverse (91/09) pour éviter le gonflement des argiles

-Aucun changement d'outil n'a été effectué car le ROP est bon dans cette phase.

-le test de la cimentation effectué pour cette phase a montré que la cimentation est bonne ce qui prouve le bon choix du ciment et sa composition.

**2-2-5 La phase 8 ½" :****A- Caractéristiques du forage :**

- Le diamètre du trou est de 8 ½"
- Le diamètre du casing est de 7"(liner)
- La profondeur ou l'intervalle de la formation géologique de cette phase à la cote 3564 – 5551.
- Le type de boue utilisée est une boue à base d'Huile (OBM) de type non Damaging Avoil DS.IE.95 (voir tableau III.13).
- BHST : 188°C.

**Tableau III.13:** Propriétés de la boue de la phase 8 ½".

Densité	1,47	Sg
PV	30	Cp
YP	9	lb/100ft <sup>2</sup>
Ratio Huile/Eau	93/07	%
HPHT filtrat	4	ml/30min

Les outils utilisés pendant le forage de cette phase seront cités dans le tableau ci-dessous :

**Tableau III.14:** Les outils utilisé dans la phase 8 ½ ".

Outil n°	Model	TFA (in <sup>2</sup> )	Profondeur (m)	ROP (m/hr)	WOB (tonnes)
1	PDC	0,773	3565-4030	7,39	3-16
2	PDC	0,773	4030-4064,5	1,15	6-14
3	PDC	0,663	4064,5-4128	2,07	5-12
4	PDC	0,884	4128-4214	1,65	3-8
5	PDC	0,884	4214-4385	1,37	3-8
6	PDC	0,785	4385-4503	1,38	3-16
7	PDC	0,785	4503-5151	1,55	4-12
8	PDC	0,785	5151-5552	4,89	8-14

- la profondeur du sabot est de 5545m
- le top liner est à 3416m
- le top ciment est à 3366m (à 200m au-dessus du sabot du casing précédant)
- le volume du laitier de ciment est de 29,2 m<sup>3</sup>

- le spacer utilisé est le SC32 de densité 1,60 kg/l.
- type du laitier de ciment utilisé est Slurry LQ47
- le modèle rhéologique du ciment et le binghamien plastique

La densité du ciment utilisé pour cette dernière phase est de 1,90kg/l et celle du spacer est de 1,60kg/l, on utilise aussi 4 M3 de diésel de 0,58 de densité. La composition générale est présentée dans le tableau à la page suivante:

**Tableau III.15:** Composition du ciment du liner 7"

Additifs	Quantité	Unité
Ciment blend	38,8	Ton
Eau	19	M3
D421L	49	L
A-2	115	Kg
CD-33L	432	L
LS-1	345	L
BA-86L	3452	L
ASA-301	43	Kg
SR-34L	575,3	L
FL-32L	432	L
Britine	7890	Kg
Ultra Flush-2	90	L
SS-2	500	L
Fibrin-23	43	Kg

#### **B- Problèmes rencontrés dans la phase 8 ½" :**

Une perte partielle à la cote 4010 m pour remédier ce phénomène l'équipe de forage à injecté deux (02) bouchons de LCM avec un volume de 15 m<sup>3</sup> (400 Kg/m<sup>3</sup>).

-1<sup>er</sup> bouchon : lors du pompage 11m<sup>3</sup> passe à travers une vanne pill tank.

-2eme bouchon de 15m<sup>3</sup> est réussi est le problème de la de la perte est résolu.

Cisaillement du câble de forage lors de la remonté de la garniture pour procéder au changement de l'outil à la cote 5151 m, le câble a été remplacé.

#### **C- Interprétation :**

-Changement de la densité à 1,47sg et du ratio Huile/Eau (93/07) pour :

- une meilleure stabilité de fond lors du forage.

- Eviter la dissolution des sels dans les formations.
- Eviter le gonflement des argiles.

- L'augmentation de la température commence à être significative pour cela l'ajout des agents de retardement et des polymères était nécessaire pour la bonne prise du ciment, mais le test de cimentation a montré que la cimentation est moyenne du au mauvais choix des additifs résistant à une telle température (BHST atteint 160° C).

- Pompage des bouchons LCM acidifiables de 15 m<sup>3</sup> pour le colmatage de la formation ou on a rencontré une perte partielle qui est dû à la surestimation de la densité de la boue de forage.  
-La direction de 11 m<sup>3</sup> de LCM à travers les pill tank est dû à la négligence de la manipulation des vannes.

-Le cisaillement du câble de forage est dû à sa fatigue, et à la non résistance au poids de la garniture.

-Le changement répété des outils dans cette phase est du à la diminution du ROP à cause de la dureté des formations par le poids géostatique puisque on se situe à des profondeurs importantes.

### 2-2-6 La phase 6":

#### A-Caractéristiques du forage :

- Le diamètre du trou est de 6"
- La profondeur ou l'intervalle de la formation géologique de cette phase à la cote 5551-5671.
- Le type de boue utilisée est une boue à base d'Huile (OBM) de type non DamagingAvoil DS.IE.95 (voir tableau III.16).

**Tableau III.16:** Propriétés de la boue de la phase 6".

Densité	1,30	Sg
PV	9	Cp
YP	20	lb/100ft <sup>2</sup>
Ratio Huile/Eau	95/05	%
HPHT filtrate	4.8	ml/30min

**B-Déroulement du forage :**

Comme mentionnée dans le programme du forage la profondeur prévue pour ce puits est de 5830m pour mettre en place un liner de 4½" (28m dans le Grés d'El Atchane), après la cimentation du liner 7" on a allégé la boue de 1,47 à 1,30 **sg** pour commencer le forage de la phase 6".

Après la descente de la garniture de forage équipée d'un Turbo Drill Bit (outil spécialement conçu pour les formations dure, augmente le ROP et réduit les vibrations) pour atteindre notre objectif.

En arrivant à la cote 5555m on a augmenté la densité de la boue de 1.30 à 1.32 **sg** pour continuer le forage.

Durant le forage de cette section, à la cote 5671m (Quartzite el Hamra) un gain de 4m<sup>3</sup> a été enregistré puis on a procédé comme tel :

- ✓ Fermeture du BOP en notant les pressions Pa=4300 Psi, Pt=400 Psi et un Gain de gaz de 22 m<sup>3</sup>

Une venue incontrôlée est survenue, pour faire recours au contrôle du puits et évacuation du gaz.

- ✓ Première circulation avec la même boue de densité de 1.32 et une pression de refoulement Pr=2400 Psi. A la fin de cette circulation on note les pressions en tête d'annulaire et de tiges (Pa=1300, Pt=1100) (où plus de 62m<sup>3</sup> de gaz et de boue contaminée ont été dirigé vers la torche pour être brûlé) (voir figure III.3).
- ✓ La deuxième circulation a été effectuée avec une boue de densité requise dr=1.48sg, à la fin de cette circulation on note qu'il y a une pression en tête d'annulaire allant de 250 à 900Psi (signe que la boue est toujours contaminée).

Vu que la boue est toujours contaminé de gaz et qu'il y a toujours une pression exercée sur la tête d'annulaire il a été décidé d' :

- ✓ Augmenter la densité de la boue à 1.53 sg et faire une 3eme circulation pour évacuer la boue contaminée.

À la fin de cette dernière circulation on a enregistré des pressions nulles en tête d'annulaire et de tiges sachant que cette operation a duré cinq (05) jours.

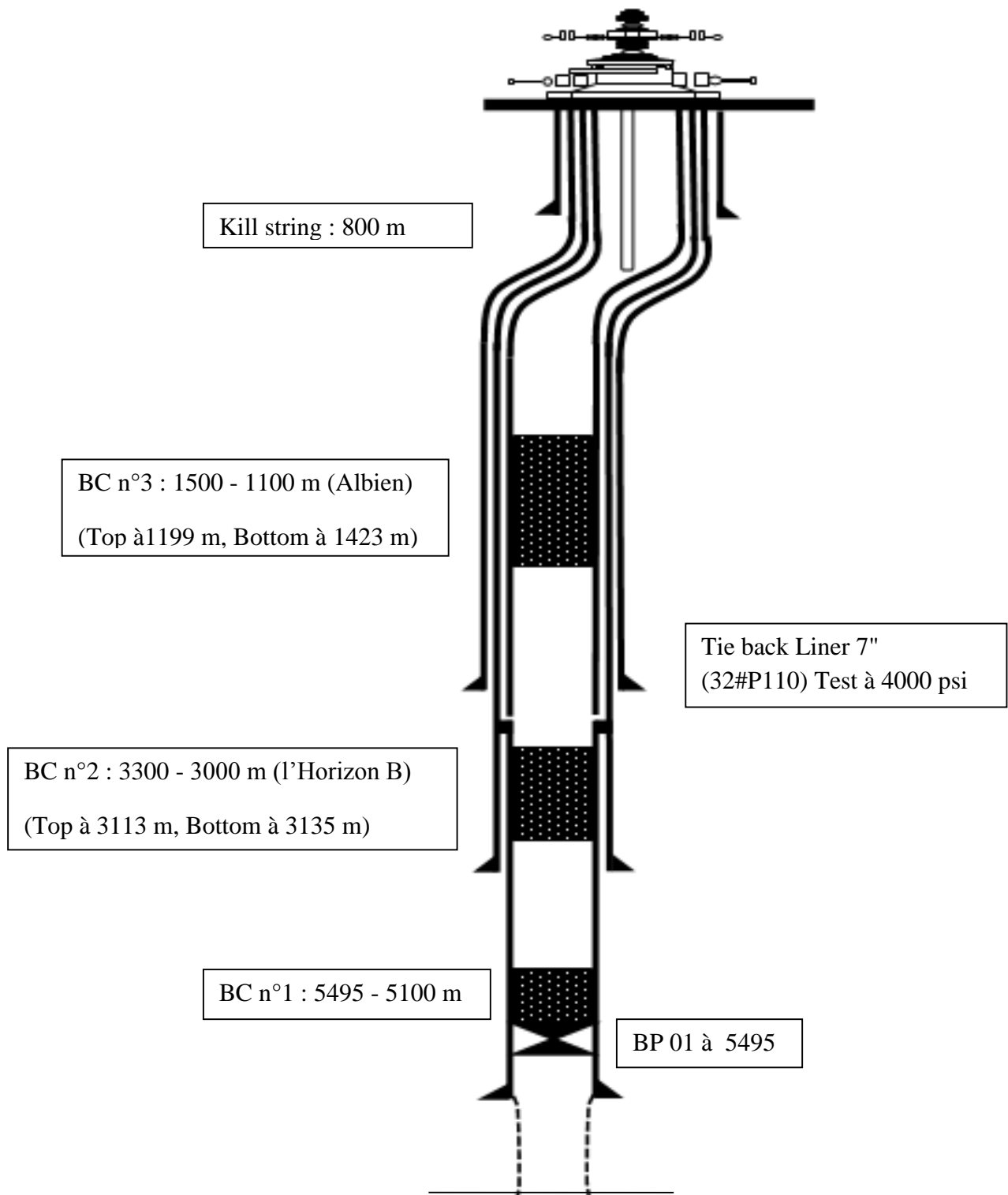


**Figure III.3:** Images réelles de l'évacuation du gaz vers la torche.

Pour continuer le forage de cette section l'équipe de well control a décidé de remplacer les équipements tel que ; les BOP, les élastomères, le Choke manifold de 15000 psi. Mais l'indisponibilité de ces derniers les a poussé à procéder à un abandon provisoire du puits TAON-1.

Pour abandonner ce puits l'équipe du forage a suivi ce programme d'abandon provisoire : (voir figure III.4).

- Pose d'un BP (Bridge Plug) à 5495 m (cote électrique).
- Mise en place d'un bouchon de ciment n°1 de 5495 à 5100 m.
- Mise en place d'un bouchon de ciment n°2 de 3300 à 3000 m en face de l'Horizon B ; (Top à 3113 m, Bottom à 3135 m cote sondeur)
- Mise en place bouchon de ciment n°3 de 1500 à 1100 m en face de l'Albien ; (Top à 1199 m, Bottom à 1423 m cote sondeur)
  
- Descente d'un Kill String (800 m) ;
- Montage du Casing Head ;
- Soudure d'une plaque d'identification du puits ;
- Remise en état de l'aspect environnemental du site ;
- DTM (Après confirmation de l'ARH).



**Figure III.4:** Schéma d'abandon du puits TAON-1.



**C- Interprétation :**

La phase 6" :

- Changement du ratio Huile/Eau à (95/05) pour éviter l'endommagement du réservoir qui est l'objectif du forage de ce puits.

- La venue à été identifié comme étant une venue à pression importante (Pression de la formation dépasse 10 000 psi) avec un gain de 22 m<sup>3</sup> de gaz après la fermeture du puits ce qui fait d'elle une venue avec un volume important dans les opérations de forage onshore, la tolérance des venues dans les phases 12"¼ est de 3 m<sup>3</sup> et 1,5 m<sup>3</sup> pour les diamètres plus petits on cite les causes :

- Lors du forage de cette phase (Quartzite Al Hamra) la densité de la boue utilisé est de 1,30sg d'où la sous-estimation de la pression des pores (la boue devait être de densité 1,50sg)
- La non détection de la venue à temps (40 min plus tard)
- Le puits n'est pas fermé à temps (20 min après la détection)

-Le BOP installé 10 K (10 000 psi) avec un BOP annulaire 5000 psi n'est pas approprié dans cette phase considérant que la MASP (maximum anticipated surface pressure) atteint 10800 psi.

- Casing design inadéquat car le casing 9" 5/8 P110 ne supporte pas la MASP qui atteint 10800 psi.

## Conclusion et perspectives

Les problèmes rencontrés pendant le forage des puits HPHT ont une relation avec le type de formation géologique, la boue, le ciment, le casing, le type d'appareil et les équipements de sécurités utilisés, mais aussi les conditions de fond avec des pressions dépassant les 10000 Psi et des températures au-dessus de 150° C.

Le design d'un puits est fait à base des données géologiques fournies. En raison des grandes profondeurs qui doivent être atteinte le design d'un puits HPHT diffère de celui d'un puits conventionnel par le nombre de phase qui est de six (06) au lieu de quatre ou cinq (04 ou 05) dans les puits conventionnel.

Les puits HPHT sont connus comme étant des puits profond d'où l'utilisation d'un appareil de forage super lourd est recommandée.

Le gradient de pression des pores doit être estimé à partir des logs précédents. Si rien d'autre n'a été fait on suit l'hypothèse du gradient de pression des pores à partir des phases précédentes et de la densité prévue (Développement 00 - 0,06 sg. Appréciation 0,06 – 0,12sg. Exploration 0,12 – 0,24sg).

Un BOP de 15k est nécessaire pour forer en toute sécurité et pouvoir fermer le puits en cas de nécessité. Durant le forage de ces puits profonds, les équipements de surface doivent être évalués et testés de manière à résister à des pressions très élevés (10800 Psi pour le cas du puits TAON-1).

La boue à base d'huile (OBM) est le meilleur choix pour les opérations HPHT en raison de sa stabilité thermique vue les températures extrême du fond du puits qui atteint 188°C. Avec un ratio Huile/Eau de (85/15) à (95/05) pour éviter le gonflement des argiles et le coincement de la BHA.

Pour défier la pression et assurer l'intégrité du puits, un casing 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" plus épais et plus résistant est nécessaire pour éviter la réalisation d'un Tie-back 7" et par conséquent un cout plus élevé.

Le choix du ciment et de ses additifs est très important pour assurer l'intégrité du puits car le comportement physique et chimique, de ses derniers, change considérablement en raison des pressions et des températures élevées.

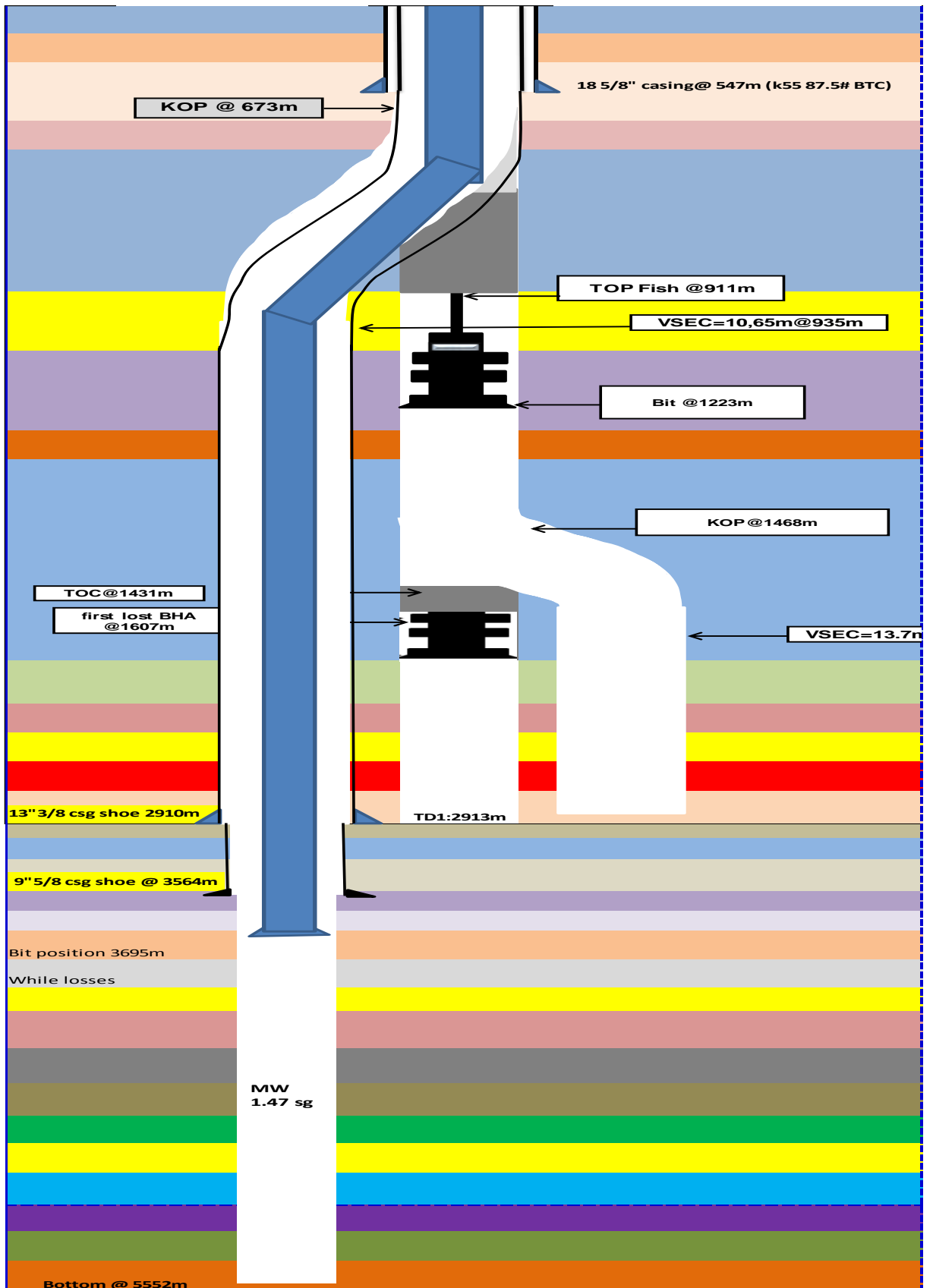
Une bonne intégrité de la gaine de ciment est d'une importance vital non seulement pendant les opérations de cimentation des puits HPHT, mais également plus tard tout au long de la vie du puits.

Au fur et à mesure que la profondeur du forage augmente les formations deviennent de plus en plus dures. Donc pour forer les dernières phases d'un puits HPHT, l'utilisation d'un Turbo Drill Bit est recommandée pour augmenter la vitesse d'avancement en particulier dans la phase 6" (Quartzites de Hamra pour le cas du puits TAON-1).

La nécessité de former le personnel pour prévenir et faire face à une venue dans les puits HPHT car elle peut engendrer des dégâts humains, matériels, et environnementaux

# ***ANNEXE***

Schémas du puits TAON-1. (Sonatrach Exploration, 2017)



## **Bibliographie**

- [1] Shadravan. (2012). *What Every Engineer or Geoscientist Should Know about High Pressure High Temperature Wells.*
- [2] Payne, e. a. (2007). Advanced Technology Solutions for Next Generation HPHT Wells.
- [3] Tony, S. (s.d.). The defining series ( HPHT Wells). *Oilfield Review.*
- [4] Elkatatny, e. a. (2012). Elkatatny, S., Moajil Evaluation of a New Environmentally Friendly Treatment to Remove Mn<sub>3</sub>O<sub>4</sub> Filter Cake.
- [5] Schlumberger. (1998).
- [6] Keelan, A. (1998). High-Pressure High-Temperature well construction. *Oilfield Review.*
- [7] lee, e. a. (2012). *Lee, J., Shad Rheological Properties of Invert Emulsion Drilling Fluid under Extreme HPHT Conditions.* San Diego, California, USA.
- [8] Yetunde, & Ogbonna. (2011). Challenges and Remedy for Cementing of HPHT Wells in Nigerian Operation. Niger Abuja, Nigeria.
- [9] Ogbonna, & Iseghohi. (2009). Research and Development: Utilization of Local Additive in the Cementation of HPHT Wells in Nigeria. Abuja, Nigeria.
- [10] Mazer. (2012). *HPHT research heats up, BP's Project 20K among industry initiatives to push technologies beyond 20,000 psi, 400°F.*
- [11] Al-yami, e. a. (2012). Failure Probability with Time under Different Operational Conditions for Low-Density System Based on Hollow Microspheres Supported By Long Term Lab Studies and Field Cases. Perth, Australia.
- [12] ying, Z. s. (s.d.). Rheological properties of Oil-Based drilling fluids at High Temperature and High Pressure.
- [13] Mahmoud, A. (2012). Comparative study of using Oil-Based Mud Versus Water-Based Mud in HPHT. *CSCanada.*
- [14] Sonatrach Exploration. (2016). *Rapport d'implantation du sondage TAON-1.*
- [15] Ouellabi, F., & Nabil, T. (2017). *Appareil de forage et dimensionnement - Champs Oued Mya Ghardaia- Puits MJR1.* Ouargla, Algerie.
- [16] Sonatrach Exploration. (2016/2017). *Rapport de forage.*

[17] Sonatrach Exploration. (2017). *Schémas du puits TAON-1*.

[18] Schlumberger. (2012).

[19] Statoil. (s.d.). HPHT Well Control Manual Operation.

## **Résumé :**

La finalité d'un forage est d'atteindre l'objectif qui est le réservoir d'une manière sûre et dans les plus brefs délais. Mais dans le cas des puits à haute pression et haute température on est confronté à des conditions extrêmes (pressions >10000psi, température >150°C) présentant des lacunes technologiques qui nous imposent de nouvelles normes et l'utilisation du matériel et des fluides pour défier ces conditions. Dans notre travail on met à l'œuvre le puits TAON-1 qui peut être classé parmi les puits HPHT pour proposer des solutions aux problèmes rencontrés lors de sa réalisation.

Mots clés : Haute pression, haute température, normes, défis, conditions extrêmes, HPHT.

## **Abstract :**

The purpose of a borehole is to achieve the objective of the reservoir in a safe and timely manner. But in the case of high-pressure and high-temperature wells, we are confronted with extreme conditions (pressures >10000psi, temperature >150°C) with technological gaps that impose new standards and the use of equipment and fluids to defy these conditions. In our work we use the TAON-1 well, which can be classified as an HPHT well, to propose solutions to the problems encountered during its construction.

Key words: High pressure, high temperature, standards, challenges, extreme conditions, HPHT.

## **ملخص**

الغرض من البئر هو الوصول إلى الهدف وهو الخزان بطريقة آمنة وفي أقصر وقت ممكن. ولكن في حالة الآبار ذات الضغط العالي ودرجة الحرارة العالية ، نواجه ظروفًا قاسية (ضغوط >10000 psi ، ودرجة حرارة >150 درجة مئوية) مع عيوب تكنولوجية تفرض معايير جديدة واستخدام المعدات والسوائل من أجل لتحدي هذه الظروف. في عملنا ، يتم وضع البئر TAON-1 ، الذي يمكن تصنيفه ضمن آبار HPHT لاقتراح حلول للمشاكل التي صودفت خلال تنفيذها.

ارتفاع الضغط ، ارتفاع درجة الحرارة ، المعايير ، التحديات ، الظروف القاسية ، HPHT.