



**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 :

- *BOUSSIOUDA ILYAS*
- *BOUDEBIZA MOHAMED KHALIL*
- *RADJEH MOHAMED CHERIF*

THEME :

***ETUDE ET ANALYSE DES PUIITS
HPHT***

Soutenu le 08/06/2022

Devant le jury composé de:

Mr. LAABIDI SAAD EL FAKEUR	Président	MA	UKMO
Mr. MOULAY BRAHIM KHALIL	Examineur	MA	UKMO
Mr. KHELIFA CHERIF	Encadreur	MA	UKMO

Année Universitaire 2021/2022

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.

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.

DÉDICACE

JE DÉDIE CE MODESTE TRAVAIL

À MA TRÈS CHÈRE MÈRE «FATIHA » ET MON TRÈS

CHER PÈRE « ISMAIL » (رحمه الله) QUI M'ONT

TOUJOURS SOUTENUS.

À MES FRÈRES HICHEM, OUSSAMA, ANIS.

À TOUTE LA FAMILLE GRANDE ET PETITE QU'IL

SOIT.

À TOUS MES AMIS «HAMZA, SOUHEIL, SOLA,

CHIHAB, ACHOUR, HAITHEM, ILYÈS, KHALIL,

HILAL, HAKOU ».

ET TOUTE LA PROMO HYDROCARBURES

2017/2018

MOHAMED CHERIF

Dédicace

Je dédie ce mémoire

A mes cher parents ma mere et mon père

*Pour leur patience, leur amour, leur
soutien et leur encouragement*

*A mes frères , et ceu qui ont partagé avec
moi tous les mouments lors de la
réalisation de ce travail. Ils m'ont
chaleureusement supporté et encouragé
tout au long de mon parcours.*

*A ma famille , mes proches et à ceux qui
me donnent de l'amour et de la vivacité*

*A tous mes amis qui m'ont toujours
encouragé , et à qui je souhaite plus de
succès.*

A tous ceux que j'aime

Mohamed khalil

Dédicace

*Je dédie cet mémoire à toute ma famille surtout
mes chers parents, mes frères :Abdelkadir, surtout
farouk .*

Je le dédie aussi à mon professeur Khelifa Cherif.

*A tous mes camarades du groupe surtout Khalil ,Mohamed
Cherif .*

*A tous mes amis, en particulier : Hilal ,groupe 01 forage
2022, , Riadh , Azouz ,Haithem , Raouf,Bilel ,Akram.*

A tout ma famille : Boussiouda.

*A tout ceux qui m'ont aidé de près et de loin durant les
moments difficiles.*

Ilyas

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS.....	II
DEDICACES.....	III
SOMMAIRE.....	VI
ABREVIATIONS.....	X
LISTES DES FIGURES.....	XI
LISTES DES TABLEAUX.....	XII

CHAPITRE I : Generalité sur les puits HPHT

I.1 Définition :.....	2
I.2 Les quatre piliers des puits HPHT :.....	2
I.3 Classification des puits HPHT :.....	3
I.3.1 Classification par niveau :.....	3
I.3.2 Autre classification :.....	4
I.4 L'effet de température :.....	4
I.4.1 Modalisation de la température :.....	6
I.4.2 Exemple d'effet de la température :.....	8
I.5 L'effet de la pression :.....	8
I.6 H ₂ S et CO ₂ :.....	10

CHAPITRE II: Les normes Des Puits HPHT

II.1 Le choix d'un appareille de forage :.....	12
II.2 Design de base des puits HPHT:.....	13
II.2.1 Haut pression :.....	13
II.2.2 Haut température :.....	14
II.2.3 Fluides corrosifs :.....	14
II 2.3.1 Exigence technique de base :.....	14
II.2.3.2 Facteur compliquant HPHT :.....	14
II.3 Architecture de puits :.....	15
II.4 Impact de la métallurgie sur l'architectures des puits HPHT :.....	15
II.5 Exemple de connexion premium HPHT :.....	16
II.6 Tubage personnalisés HPHT :.....	17

II.6.1 Objectifs de tubages:	17
II.6.1.1 Tubage de surface 18 5/8":	17
II.6.1.2 Tubage intermédiaire 13 3/8":	17
II.6.1.3 Tubage de production 9 5/8":	17
II.6.1.4 Liner de production 7":	17
II.6.1.5 Liner de production 4 1/2" :	18
II.7 Formation compétences :	18
II.8 Critères de classification d'un puits HPHT :	18
Chapitre III : Les fluides de forage et l'essai dans les zones HPHT	
III.1 Fluides de forage:	21
III.2 Avantage et désavantage d'une boue WBM:	22
III.2.1 Avantage WBM:	22
III.2.2 Désavantage WBM :	22
III.3 Avantage et désavantage d'une boue OBM/SBM :	22
III.3.1 Avantage OBM/SBM:	22
III.3.2 Désavantage OBM/SBM:	22
III.4 Qualité d'un fluide de forage HPHT :	22
III.5 Des concentrations de gel excessives peuvent causer :	25
III.6 L'effet de la température élevée dans la boue de forage :	25
III.6.1 Dans le système WBM :	26
III.6.2 Dans le système OBM :	27
III.7 Exemple d'effet de la compressibilité et l'expansion thermique :	27
III.8 Mud cooler :	28
III.9 Cimentation des puits HPHT :	29
III.9.1 Les additifs :	30
III.9.1.1 Accélérateurs :	30
III.9.1.2 Retardateurs :	30
III.9.1.3 Fluidifiants :	31
III.9.1.4 Réducteurs de filtrat :	31
III.9.1.5 Allégeant :	31

III.9.1.6 Alourdissant :.....	31
III.9.1.7 Additifs spéciaux et spécifiques :.....	31
III.10 Teste de la zone HPHT :	32
III.10.1 Fluides utilisés pendant les essais :... ..	32
III.10.1.1 Fluide :.....	32
III.10.1.2 Les inconvénients des saumures lourdes sont :.....	33
III.10.1.3 Les dispositifs mécaniques :.....	33
III.10.1.4 Les composants et capteurs électroniques :.....	33
III.11 Matériau d'étanchéité :	33
III.12 Contraintes mécaniques sur les tubulaires (tubing /packer) :	34
III.13 Contraintes mécaniques sur le packer :	35

CHAPITRE IV : Etude de cas -TAON-1

IV.1 Les Puits HPHT En ALGERIE :	38
IV.2 Objectif de puit TAON-1 :.....	38
IV.3 Localisation du puits TAON-1 :	39
IV.4 Caractéristique du reservoir (Quartzites Hamra) :.....	42
IV.5 Design de puits TAON-1 :	43
IV.5.1 La phase 36" ; :.....	45
IV.5.2 La phase 26" :.....	45
IV.5.2.1 Interprétation :.....	45
IV.5.3 La phase 16" :.....	46
IV.5.3.1 Interprétation :.....	46
IV.5.4 La phase 12 ^{1/4} " :.....	47
IV.5.4.1 Interprétation :.....	48
IV.5.5 La phase 8 ^{1/2} " :.....	48
IV.5.5.1 Interprétation :.....	49
IV.5.6 La phase 6" :	50
IV.5.6.1 Interprétation :	50
IV.5.6.2 contrôle de venue	50
IV.6 Etude de la rhéologie de la boue :.....	51

IV.7 Rapport de gélation	52
IV.7.1 La phase (36" et 26") :.....	52
IV.7.2 Les phases 16",12^{1/4}",8^{1/2}" :.....	52
IV.8 Interprétation générale :.....	..53
CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....	XV
RESUME.....	XVI
REFERENCES.....	XVII

Abréviation :

API: American Petroleum Institute.

BHA : Bottom Hole Assembly.

BOP: Blow Out Preventer.

Cr Mo: Chrome Modalisation.

ECD: Equivalent Circulation Density.

HPHT: Haut Pression Haut Temperature.

INT: Interieur.

KIPS: Kilopound (Kips est une unité de force 1 kip = 1000 Pounds-force)

LWD: Logging While Drilling.

MWD: Measurement While Drilling.

OBM: Oil-Based Mud.

PDC : Polycrystalline Diamante Compact.

POOH: Pull Out Of Hole.

PPG : Pound Per Gallon.

PROD: Production.

PSI : Pound per Square Inch.

RIH: Run In Hole.

ROP : Rate Of Penetration.

SBM: Synthetic Based Mud.

SG : Specific Gravity.

TSP : Thermally Stable Polycrystalline.

TVD : True Vertical Depth.

WBM: Water-Based Mud.

.

Listes des figures :

Figure I.1 : Quatre piliers des puits HPHT

Figure I.2: Classification HPHT.

Figure I.3 : Transfert de chaleur dans un puits.

Figure I.4 : Le Gradient géothermique de la terre.

Figure I.5 : Vertical température profile dans les tiges et l'annulaire.

Figure I.6 : Le gradient de pression

Figure II.7 : Classification des appareils de forage

Figure II.8 : Architecture de puits

Figure III.9 : Les types de boue de forage

Figure III.10 : Gélification dans laboratoire

Figure III.11 : Gélation des fluides de forage

Figure III.12 : Valeurs de résistance du gel par rapport à la température 15000 psi

Figure III.13 : Amincissement thermique de la boue à base d'eau par rapport à l'eau.

Figure III. 14 : Température profile.

Figure III. 15 : Densité équivalente par rapport de profondeur mesuré.

Figure III. 16 : Mud cooler.

Figure III.17 : Les points faibles de la tubulaire.

Figure III.18 : Contrainte mécanique sur packer

Figure IV.19 : Localisation de puits TAON-1 avec les coordonnées

Figure IV.20 : Architectures de puits TAON-1

Figure IV.21 : Rhéologie de boue en fonction de la profondeur

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : Les différents niveaux de HPHT

Tableau I.2: Catalogue TCA super strong.

Tableau II.3: Catalogue TCA super strong.

Tableau II.4: Exemple de connexion premium HPHT.

Tableau III.5 : Les propriétés rhéologiques d'une boue spécialement conçue pour les puits HPHT.

Tableau III.6 : Caractéristique physique des ciments.

Tableau IV.7 : Fiche technique d'opportunité .

Tableau IV.8 : Réalisation du puit TAON-1.

Tableau IV.9 : Les équipement utilisées dans TAON-1.

Introduction :

La recherche de pétrole et de gaz mène à des réservoirs plus profonds, malgré les pressions et les températures très élevées donc le terme HPHT est maintenant un terme bien connu dans l'industrie pétrolière et gazière.

La fenêtre opérationnelle est limitée par des pressions et des températures élevées ce qui augmente la complexité par rapport aux puits conventionnels.

Dans ces conditions un bon nombre de technologies et de matériaux conventionnels ne sont plus performants donc des technologies novatrices sont mises au point pour relever les défis de l'évaluation et de l'achèvement des puits à haute pression et haute température HPHT.

Largement en HPHT, tant de préoccupations sont fréquemment confrontées à des obstacles liés à trois catégories principales :

- Les fluides de forage pour les puits HPHT
- La cimentation des puits HPHT
- Le contrôle des puits HPHT

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 l'exploitation de ces réservoirs, dans les meilleures conditions techniques et de sécurité

Donc quelle sont les puits HPHT ?

Quelle est l'effet de haute température et haute pression sur les fluides de forage ?

Et quelle sont les normes de réalisation d'un puit HPHT ?, pour répondre aux questions précédentes on a fait cette recherche constituée de quatre chapitres :

- 1^{er} chapitre qui parle sur les puits HPHT en général.
- 2^{ème} chapitre contient des informations sur les normes de réalisation des puits HPHT.
- 3^{ème} chapitre on a cité les types des fluides de forages et l'essai dans les puits HTHP.

- 4^{ème} chapitre étude et analyse de puits TAON-1 (Bassin de berkine) et comparer cette puit avec les normes HPHT.

CHAPITRE 1

Généralité sur les puits HPHT

I.1 Définition :

Le terme Haute Pression Haute Température concerne les puits soumis à une pression élevée ou à une température élevée.

Haut pression haut température (HPHT) devraient s'appliquer lorsque :

- La température de fond de puits à la profondeur prédéterminée de réservoir ou à la profondeur final est supérieure ou égale à 149 °C (300 °F°)
- Le gradient de pression maximal de toute formation poreuse à forer dépasse 0.8 psi/ft (1.85 SG).
- La pression de surface maximale est supérieure ou égale à 10000 psi. [1]

Dans le passé, HPHT était attribué à toutes conditions avec une pression ou une température supérieure à la condition atmosphérique.

La plupart des dangers du forage des puits HPHT sont liés à des formations sur-pressurisées. Une formation sur-pressurisée devient un problème majeur lorsque la pression de fracturation est proche de celle de la pression de pore.

Il en résulte des conditions de forage où les venues (kicks) sont facilement provoquées, et où les fractures peuvent être initiées par inadvertance, entraînant des pertes de fluides de forage difficiles à contrôler.

I.2 Les quatre piliers des puits HPHT :

1. Planification de puits.
2. Design de puits.
3. Opérations sur puits.
4. Formation et compétences.

Les quatre piliers des puits HPHT se donnent dans le schéma suivant :

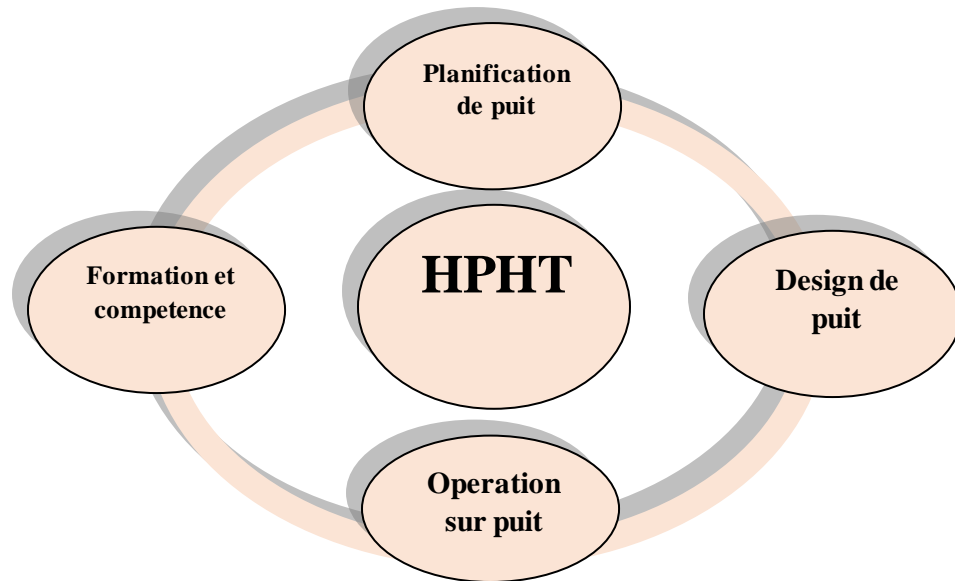


Figure1.1 : Quatre piliers des puits HPHT.

I.3 Classification des puits HPHT :

I.3.1 Classification par niveau:

Pour définir les domaines d'exploitation HPHT, des classifications ont été développées. Ces classifications segmentent les opérations HPHT en trois niveaux :

Le niveau 1	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 niveau1.
Le niveau 2	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).
Le niveau 3	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.

Tableau 1.1 : Les différents niveaux de HPHT. [2]

I.3.2 Autre classification :

Avec des limites de pression et de température différentes pour chaque niveau. 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 ; 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 sont encore considérés comme des HPHT avec des températures supérieures à 121°C (250 ° F). [3]

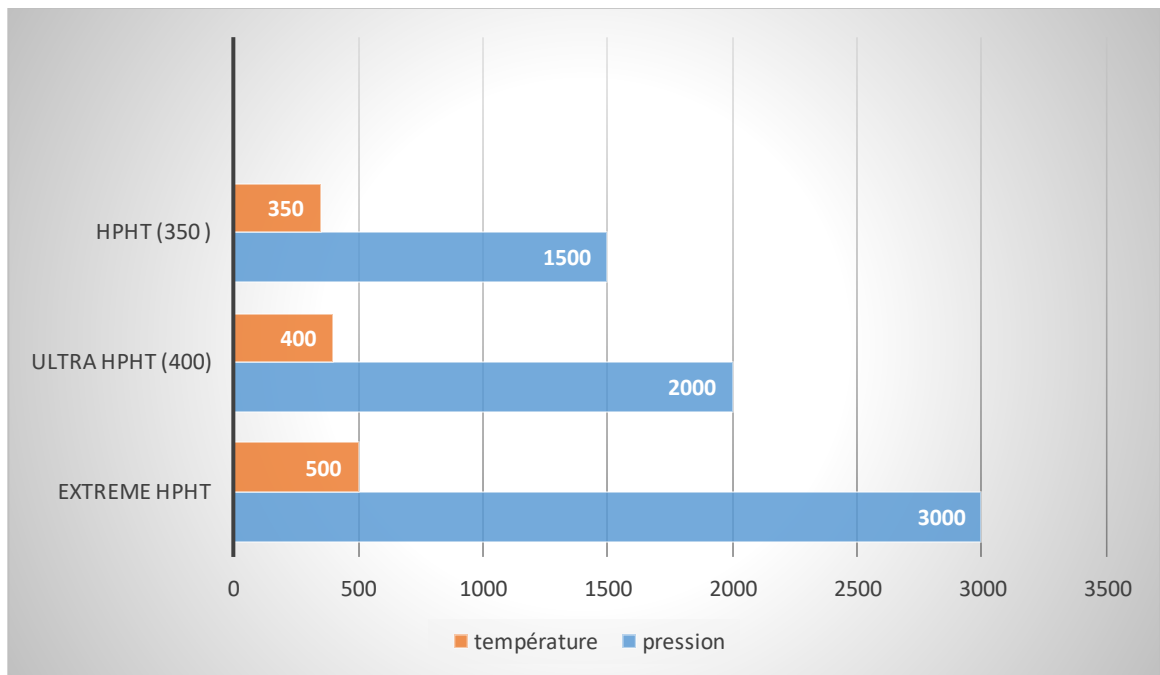


Figure 1.2: Classification HPHT. [3]

I.4 L'effet de température :

Toute circulation de fluide dans le puits entraîne que le puit se comporte comme un transformateur de chaleur à contre-courant. Le taux de chaleur échangé entre le fluide et les matériaux à toute profondeur particulière dépend de la température, de la conductivité thermique, la chaleur spécifique des matériaux et la vitesse du fluide. De plus, les tubulaires (casing et tubing) favorisent une conduction verticale de la chaleur ce qui complique la distribution de la température.

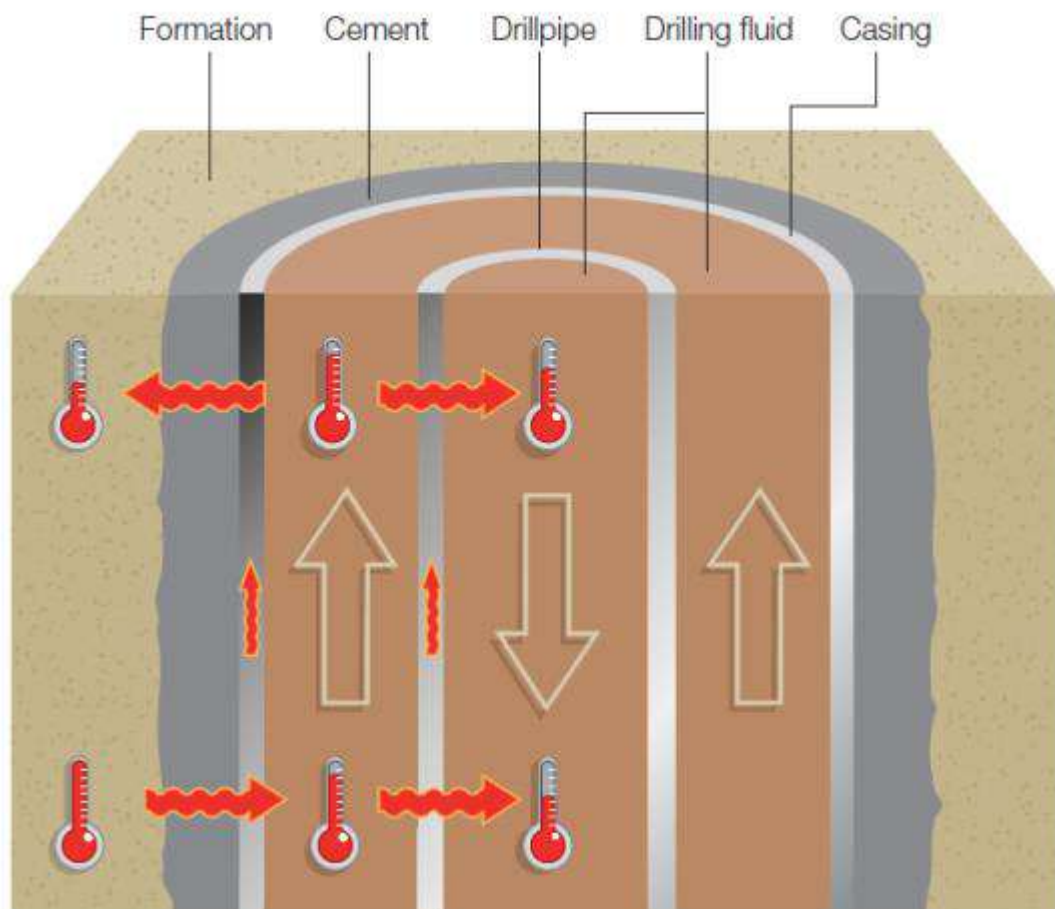


Figure 1.3 : Transfert de chaleur dans un puits. [1]

Le gradient géothermique de la Terre atteint en moyenne environ $2,55\text{ }^{\circ}\text{C} / 100\text{ m}$. À cette moyenne, le seuil de $177\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($350\text{ }^{\circ}\text{F}$) nécessite une profondeur de puits supérieure à $6\ 000\text{ m}$ [$19\ 700\text{ ft}$]. Cependant, les températures au fond de trou sont souvent affectées par les conditions naturelles ou des effets 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. [2]

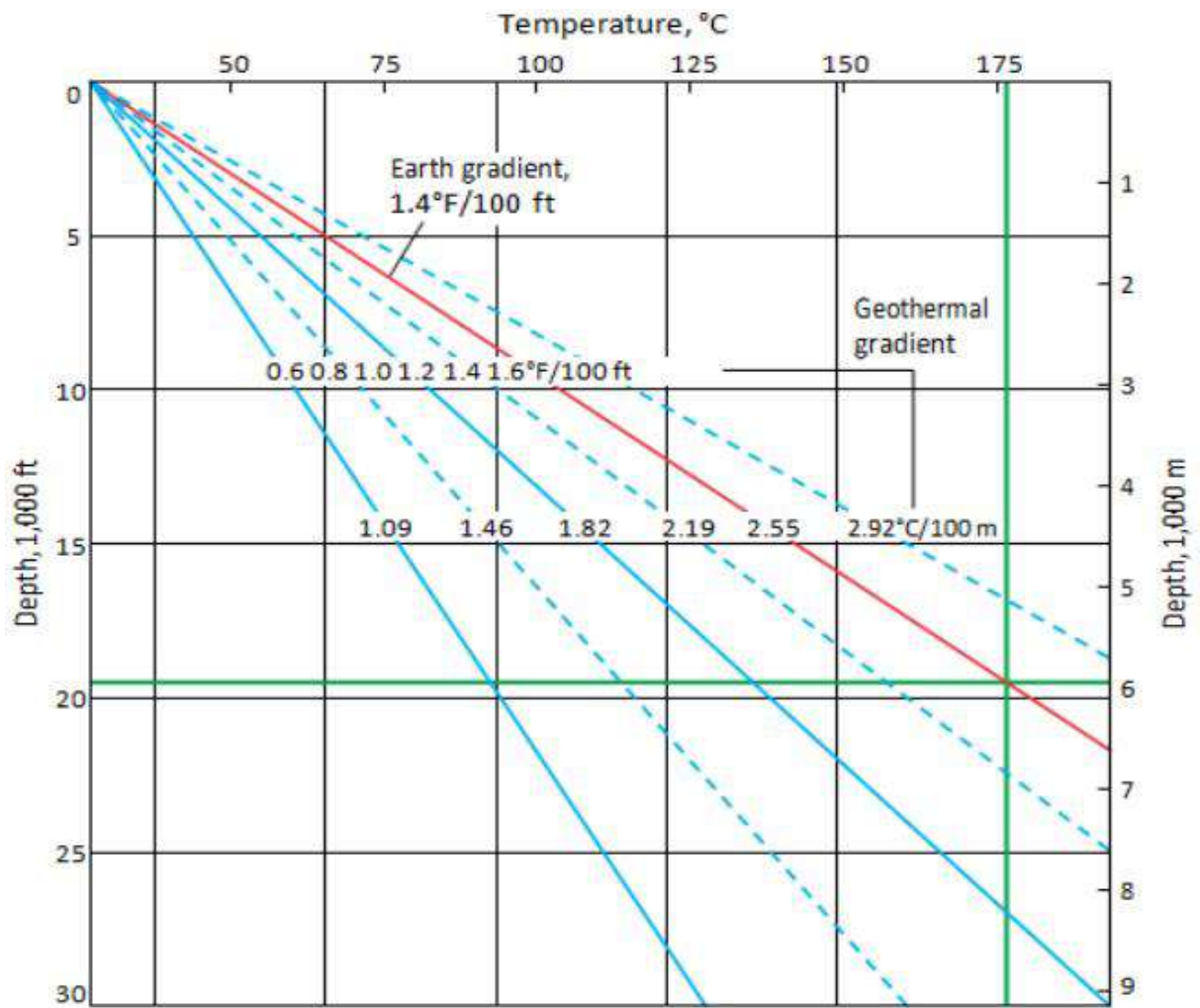


Figure 1.4 : Le Gradient géothermique de la terre. [4]

I.4.1 Modalisation de la température :

Le logiciel recommandé pour la modélisation de la température est WELLCAT® (conditions stabilisées) car l'évaluation du profil de température en mode forage ou en mode production est cruciale pour l'élaboration du programme boue, du programme de cimentation, la gestion des annulaires et l'architecture du puits en général. La température est également un paramètre clé pour la spécification des caractéristiques des outils d'acquisition de données (logging, MWD et LWD) à utiliser pendant les opérations sur puits. Une sous-estimation des effets de la température peut être extrêmement préjudiciable pour la réalisation du puits et son intégrité. [1]

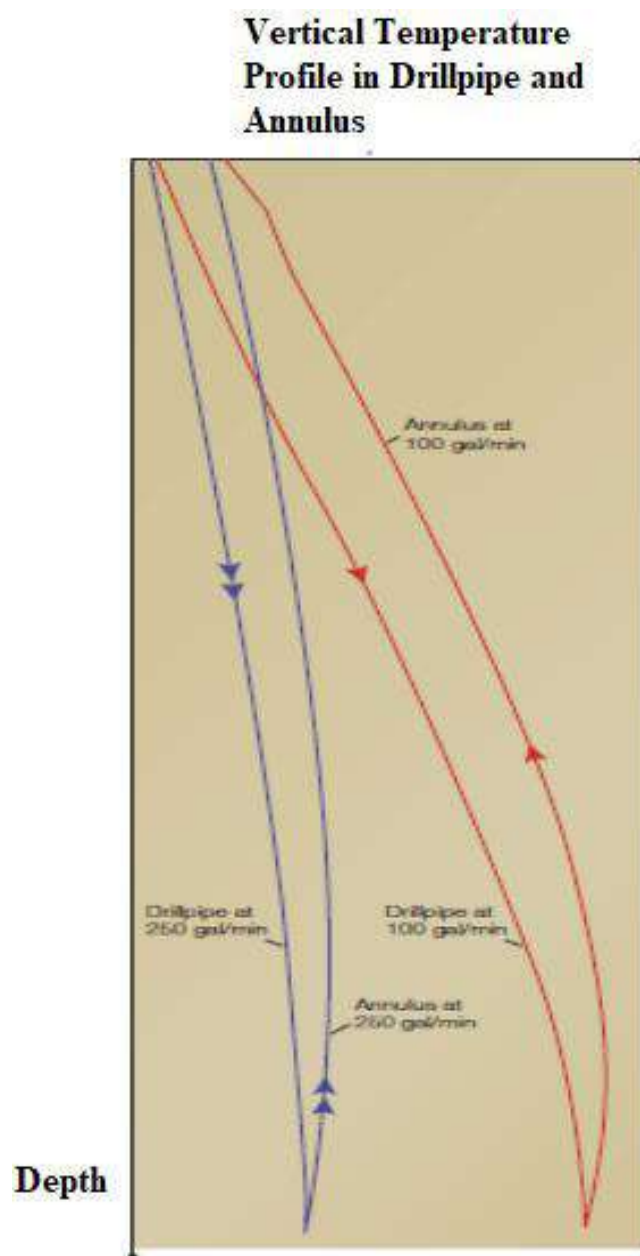


Figure 1.5 : vertical temperature profile dans les tiges et l'annulaire. [1]

I.4.2 Exemple d'effet de la température :

Lorsque des températures élevées sont rencontrées en conditions HPHT, il y a une dégradation de la résistance des tubulaires (casing + tiges). Cette réduction de la résistance varie selon le type d'acier utilisé pour produire la tubulaire. L'utilisation d'aciers non API alliés au Chrome Molybdène Cr Mo pour produire des tubulaires qui offrent une meilleure résistance à l'effet de température permet aux ingénieurs forage de sélectionner des tubulaires capables d'atteindre la résistance à l'éclatement nécessaire et les propriétés de tension autrement inaccessibles avec une tubulaire standard API Q125-Type 1.

	13 ^{3/8} "OD X 72.00 lb/ft		13 ^{5/8} "OD X 88.20 lb/ft	
	Q125-Type 1	TCA 150HC-Q1	Q125-Type 1	TCA 150HC-Q1
	BURST - psi		BURST - psi	
Ambient	8,410	10,090	10,030	12,040
300°F	7,530	9,210	8,990	11,000
	COLLAPSE - psi		COLLAPSE - psi	
Ambient	2,880	3,580	4,800	5,970
300°F	2,880	3,550	4,610	5,880
	TENSION - kips		TENSION - kips	
Ambient	2,596	3,115	3,191	3,829
300°F	2,326	3,845	2,859	3,497

Tableau 1.2: catalog TCA super strong / super tough casing grant prideco. [5]

I.5 L'effet de la pression :

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. [2] Voir (figure 1.6).

La pression de pores suit un gradient de pression (le taux d'augmentation de la pression des pores 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 créée 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.

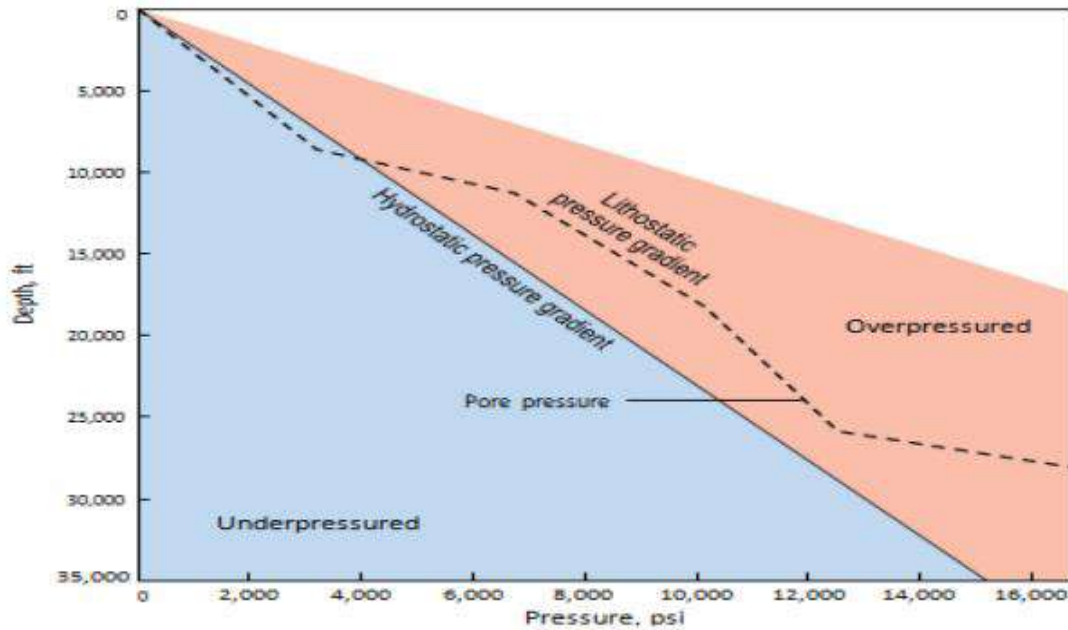


Figure 1.6 : Le gradient de pression. [2]

Les risques associés à la pression au fond du trou ne concernent pas uniquement les équipements utilisés. Les opérations de complétion, well test 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.

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.

I.6 H₂S et CO₂ :

- Le CO₂ et l'H₂S sont couramment rencontrés dans les réservoirs HP-HT et leur présence dans les fluides de production augmentera le taux de corrosion et ou la probabilité de fissuration.
- La présence d'H₂S, même en faibles quantités, ne peut être prise à la légère car à haute pression, la pression partielle de l'H₂S sera également élevée. Les tubes à haute résistance couramment utilisés dans les puits HP-HT sont sensibles au H₂S, en particulier à basse température.
- La présence de CO₂ dans le fluide produit crée un environnement acide qui entraîne la corrosion par perte de poids des aciers faiblement alliés. Elle peut également dissoudre certains des composants du ciment. Ce processus augmentera la porosité et la perméabilité du ciment et réduira sa résistance à la compression. Les hautes températures aggravent l'impact du CO₂.
- L'impact d'un environnement H₂S peut être atténué en utilisant des équipements conçus pour les milieux corrosifs en CAS de risque de contact avec le fluide de production, tandis que la présence de CO₂ sera contrôlée à l'aide d'alliages inoxydables.
- IL convient de prélever un échantillon d'effluent du puits dès la phase d'exploration/appréciation. Si aucun échantillon n'a été prélevé ou en cas de doute, supposer que le réservoir contient de l'H₂S et du CO₂ conformément aux données régionales.

CHAPITRE 2

Les normes Des Puits HPHT

II.1 Le choix d'un appareil de forage :

Une grande partie des ressources hydrocarbures sont situées dans des formations plus profondes, alors produit plusieurs problèmes, ce qui implique des exigences différentes de celles des puits non HPHT.

Le choix de l'appareil se fait 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 voir 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 :

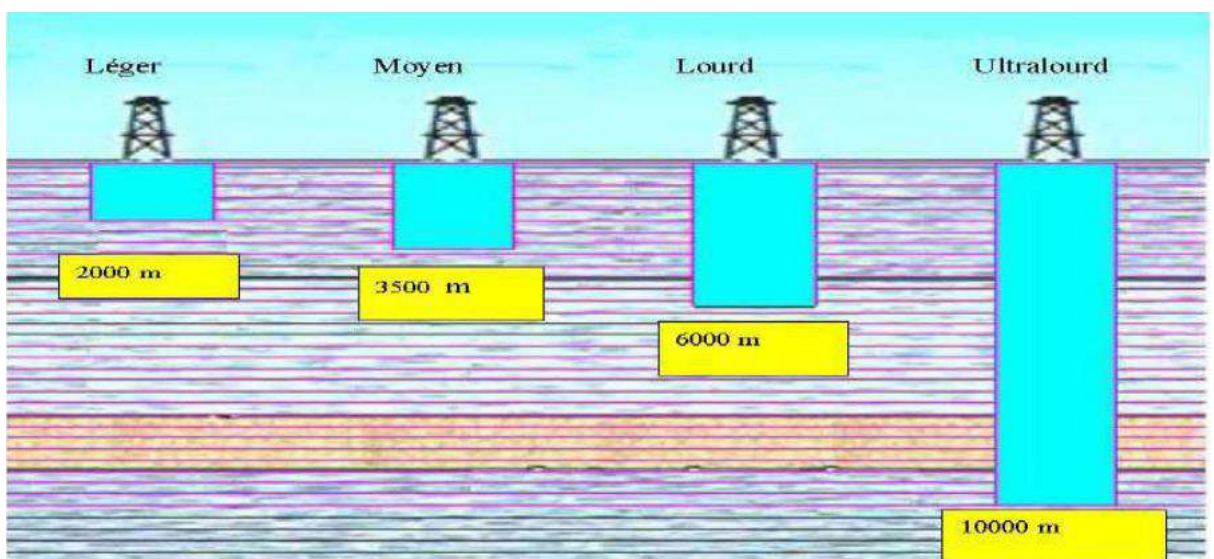


Figure 2.7 : classification des appareils de forage [6].

Les exigences HPHT par rapport au contrôle de puits non HPHT peuvent être résumées comme suit :

- Plus de tubage par rapport aux puits non HPHT, tubage plus fortes requises.
- Des gradients de fracture de la formation beaucoup plus proches des pressions de la formation.
- Changements rapides de pression / température en fond de trou.
- 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.
- 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.

II.2 Design de base des puits HPHT

II.2.1 Haut pression :

Exigence technique de base :

- Corps de tête de puits doivent résister aux charges d'éclatement.
- Vannes de tête de puits doivent résister aux pressions différentielles attendues.
- Les corps des tubages et les connexions doivent résister aux charges radiales et axiales.
- Les vannes de sécurité doivent résister aux pressions différentielles attendues.
- Le corps de tous les équipements de fond doit résister aux charges radiales et axiales.
- Les joints d'étanchéités (seals) doivent résister aux pressions différentielles attendues dans les deux sens.
- Les puits conçus avec deux barrières de pression entre le réservoir et l'environnement.

Facteur compliquant :

- L'épaisseur supplémentaire des tubages (Wall thickness) entraîne des charges axiales plus élevées à prendre en charge.
- Fabrication de matériaux à haute résistance est complexe.
- Installation de tubage, d'équipements et des joints d'étanchéités est en partie un processus contrôlé de la surface, ce qui pourrait conduire à une défaillance due à une mauvaise interprétation des données de surface.

II.2.2 Haut température :

Exigence technique de base :

- Les matériaux de tête de puits, tubage et équipements doivent conserver suffisamment de résistance mécanique après le déclassement dû à l'effet de la température.
- Les joints d'étanchéité doivent conserver la forme et l'efficacité à températures élevées.
- Les tubages, connexions et hanger doivent résister aux charges axiales et de flambage causé par l'expansion thermique et la contraction des tubages sous contraintes.
- Les fluides annulaires resteront stables à haute températures.
- Les gaines de ciments resteront intègres avec les températures escomptées. Cycles de température escomptée.
- L'outil de forage utilisée de type TSP, pour la très bonne résistance dans les zone ULTRA HT.

Facteur compliquant HPHT :

- Incertitude s'agissant du soutien de la gaine de ciment autour de tubage.
- Incertitude s'agissant de La température différentielle à des profondeurs critiques pendant la phase de réchauffement et de refroidissement.
- L'activité chimique des fluides doit être améliorée.

II.2.3 Fluides corrosifs :**II.2.3.1 Exigence technique de base :**

- Les matériaux de tête de puits, des tubages et des équipements doivent être résistants à toutes les attaques corrosives.
- L'exposition de la tête de puits, des tubages et des équipements aux éléments corrosifs doit être évitée

II.2.3.2 Facteur compliquant HPHT :

- Fabrication de métaux hautement résistants à la corrosion n'est pas maîtriser par tous les fabricants.
- La métallurgie à haute résistance à la corrosion est complexe.
- La manipulation inadéquate des équipements et des tubulaires pendant le transport et l'installation peut causer des défauts de surface qui déclencheront la corrosion.
- Les graisses (thread compound) peuvent générer de l'hydrogène.
- Différents mécanismes de corrosion peuvent être effectifs à des températures différentes.

- Les fluides de complétion peuvent être/devenir corrosifs.

II.3 Architecture de puits :

Les environnements de forage HPHT présentent des défis difficiles aux ingénieurs de forage. Les pressions des pores et les profils de gradient de fracturations entraînent une fenêtre de densité de boue (mud window) qui peut nécessiter de 7 à 9 casings points. Le coût élevé de ces puits exige un taux élevé de retour sur l'investissement qui définit la taille des casing et liner de production (minimum 7" en prenant en compte toutes les contingences).

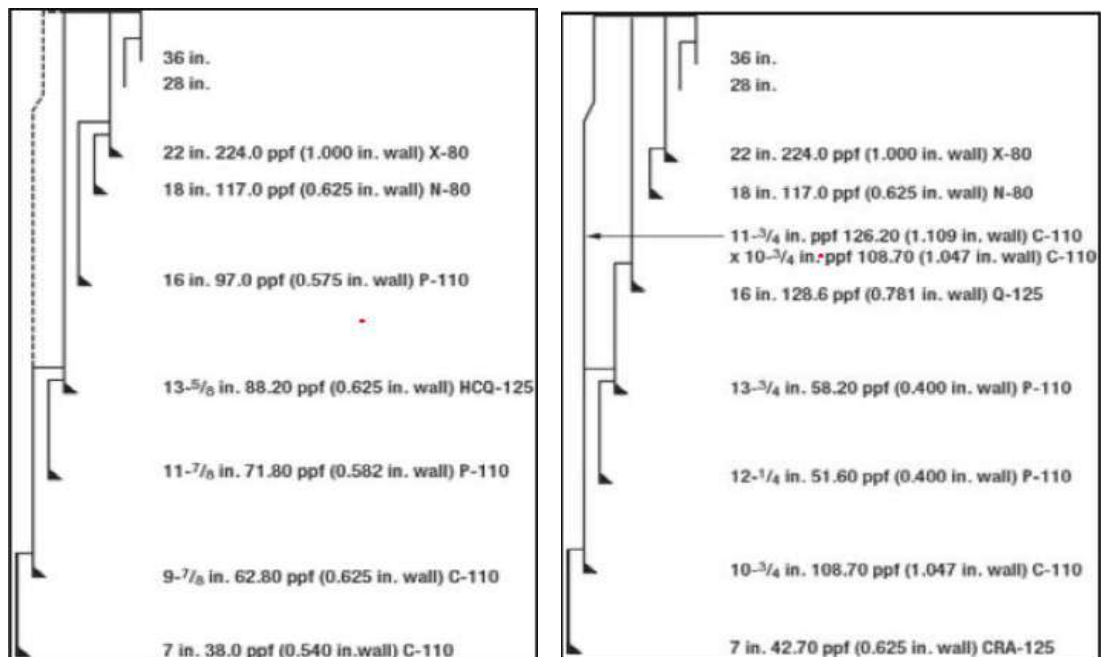


Figure 2.8: architecture de puits [7].

II.4 Impact de la métallurgie sur l'architectures des puits HPHT :

Les métallurgies spécifiques sont utilisées en remplacement des casings standards Q125-Type1 pour fournir les performances supplémentaires qui peuvent être la différence entre :

- L'utilisation de tubulaires plus épaisse (plus lourds).
- Passer à des designs de tubage de plus grand diamètre.
- L'utilisation de la technologie de connexion manchonnés en lieu et place des connexions intégrales flush ou semi-flush au détriment des clearances.

13 3/8" ODX 72.00 lb/ft : TCA 150HC-Q1				
Eclatement. Psi	Ecrasement. Psi	Tension* - kips	Poids de la garniture **-lb	Design factor
10,090	3,580	3,115	1,440,000	1.47
13 5/8" ODX 88.20 lb/ft : Q125 type-1				
Eclatement. Psi	Ecrasement. Psi	Tension*-kips	Poids de la garniture **-lb	Design factor
10,030	4,800	3,191	1,764,000	1.29
*Tension rating for ANJO® premium integral joint connector				
**weight for 20,000 ft. casing string				

Tableau 2.3: Les métallurgies spécifiques et standard [5].

Lorsque des températures élevées sont rencontrées en conditions HPHT, il y a une dégradation de la résistance des tubulaires. Cette réduction de la résistance varie selon le type d'acier utilisé pour produire le tubulaire.

II.5 Exemple de connexion premium HPHT :

Type	Diamètre	Application	Commentaire
VAM TOP	2.375"-14.000"	INT/PROD	Hooked threads, trapped ID torque shoulder, radial metal-to-metal seal. 100%TE/60%CE (CE 100% sizes 2.375"-4.500")
VAM TOP HT	5.000"-7.000"	INT/PROD	VAM TOP for high torque applications. 100% TE - 80% CE
Hydril Wedge563	2.375"-16.000"	INT/PROD	Tapered dovetail threads, high yield torque, radial metal-to-metal seal. Excellent connection for bending, rotating & high torque. 100% TE/CE

Tableau 2.4: Exemple de connexion premium HPHT [8].

II.6 Tubage personnalisés HPHT :

Le secteur de l'exploitation des champs pétroliers HP-HT a donc vu émerger des nuances, des tailles et des poids de tubage non API, par ex. 13^{5/8"}, 10^{1/2"} 9^{7/8"}, etc. en se basant sur le système établi (existence des normes API et non API en la matière).

Les avantages d'un système établis ont les suivants :

- Il existe une multitude de données de fiabilité pour soutenir les performances down Hole.
- Les normes de l'industrie régissent de façon exhaustive la fabrication et l'inspection.
- Les connexions personnalisées peuvent être étendues à partir des conceptions existantes, simplifiant la qualification.
- Les tubulaires personnalisés peuvent supporter les contraintes de la rotation ce qui augmente les chances de faire du liner drilling et aide au placement du ciment. [5]

II.6.1 Objectifs des tubages :

II.6.1.1 Tubage de surface 18 ^{5/8"} :

- Isoler les formations faibles de la surface.
- Fournir un bon sabot et garder la verticalité du puits.

II.6.1.2 Tubage intermédiaire 13 ^{3/8"} :

- Couvrir les formations à faible pression avant de pénétrer dans la formation à haut pression.

II.6.1.3 Tubage de production 9 ^{5/8"} :

- Isoler toutes les zones à haute pression
- Fournir un sabot 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 cette formation.

II.6.1.4 Liner de production 7" :

- Évaluer les réservoirs cibles.

Les formations de la zone de production doivent être recouvertes d'un liner de production de 7".

II.6.1.5 Liner de production 4 ½" :

- Évaluer les réservoirs cibles.

II.7 Formation compétences :

- Il est d'une importance vitale pour une opération de forage réussie que les personnels responsables de la planification et de la mise en œuvre de des puits HPHT ont l'expérience des opérations de forage correspondantes, et avoir une connaissance approfondie de la région en question.
- Il convient que chaque membre du personnel affecté à une opération sur puits HP-HT ait suivi le programme de formation interne approprié.
- Une sensibilisation HP-HT complète abordant les problématiques de contrôle de puits et les procédures HPHT spécifiques (y compris les questions liées sauf orage à pression contrôlée, le cas échéant) doit être organisée pendant la phase de planification avec les équipes de l'entrepreneur de forage et les prestataires de services concernés.
- Le ciment, la boue et l'acquisition des données sont des postes critiques dans les projets HP-HT. Les principaux entrepreneurs et prestataires seront impliqués dans la planification des puits dès les premières étapes du processus.

II.8 Critères de classification d'un puits HPHT :

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). [15]

CHAPITRE 3

Les fluides de forage et l'essai dans les zones HPHT

III.1 Fluides de forage :

Le fluide de forage est un élément très important dans toutes les opérations de forage le problème effectuant le plus les fluides de forage dans les conditions HPHT est la destruction potentielle des propriétés de boue par conséquent il faut un bon équilibre des propriétés de boue pour éviter les venues et pertes l'endommagement des formations et d'autre risque de forge Pour les opérations HPHT la boue à base d'eau et à base d'huile ont été utilisées ce pendant la boue à base d'huile est plus largement utilisée pour surmonter les problèmes dans les conditions HPHT.

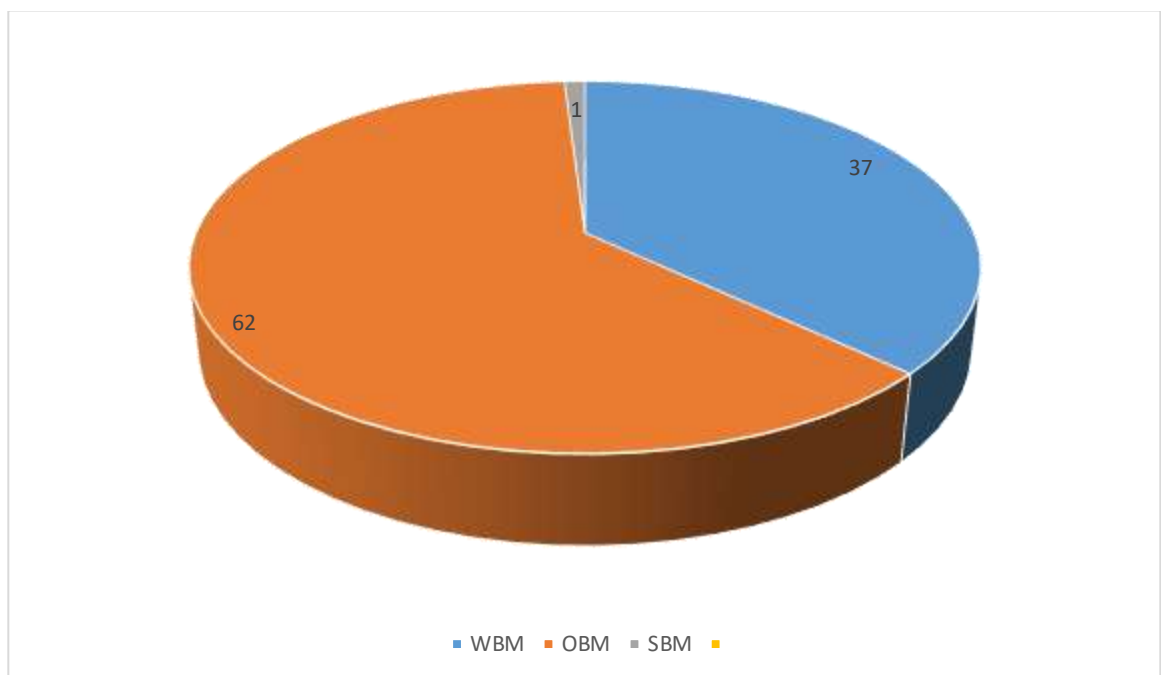


Figure III.9 : les types de boue de forage[5]

Toutes les propriétés de fluide de forage doivent être testées avant l'injection dans le puits et doivent être testées en simulation des températures et de la pression maximale attendues dans le puit .la gestion de la boue et des puits est très importante dans les conditions HPHT en raison de destruction potentielle des propriétés de la boue au fond de trou.

III.2 Avantage et inconvénients d'une boue WBM :

III.2.1 Avantage WBM :

- Impact environnemental.
- Venue détection.
- Faible effet compressibilité.
- Évaluation géologique.
- Logistique.

III.2.2 inconvénients WBM :

- Stabilité thermique.
- Plus sensible à la gélation à haute température.
- Stabilité des parois.
- Tolérance aux contaminants H₂S, CO₂, Solides.

III.3 Avantage et inconvénients d'une boue OBM/SBM :

III.3.1 Avantage OBM/SBM :

- Stabilité thermique.
- Stabilité des parois.
- Contrôle de filtrat.
- Faible risque de coincement.
- Tolérance aux contaminants H₂S, CO₂, Solides.
- Non corrosive.

III.3.2 Inconvénients OBM/SBM :

- Impact environnemental.
- Kick détection.
- Potentiel de perte dans la formation plus élevée.
- Compressibilité et expansion.

III.4 Qualité d'un fluide de forage HPHT :

Plusieurs tests HPHT ont été réalisées sur OBM et WBM afin d'obtenir une boue spatialement conçue pour les puits HPHT

Les propriétés rhéologiques d'une boue spécialement conçue pour les puits HPHT sont résumées dans le tableau suivant :

La Qualité	Exigence
HPHT rhéologie	<ul style="list-style-type: none"> – A prédire afin de contrôler le sage, gélation et ECD.
Compressibilité et expansion thermique :	<ul style="list-style-type: none"> – Doivent être connu afin d'estimer les pressions de fond en statique et dynamique
Stabilité aux contaminants :	<ul style="list-style-type: none"> – Stable en présence de gaz, saumure et ciment
Gaz Solubilité :	<ul style="list-style-type: none"> – Doit être utilisée pour la détection des venues et sa modélisation
Stabilité au vieillissement	<ul style="list-style-type: none"> – Peu ou pas de changement des propriétés en statique ou en dynamique
Densité :	<ul style="list-style-type: none"> – Doit pouvoir être augmentée rapidement si un influx est détecté.
HTHP perte de boue (FANN70/75)	<ul style="list-style-type: none"> – Aussi bas que raisonnablement possible pour prévenir l'endommagement des formations et le risque de coincement par pression différentielle.

Tableau III.5 : Les propriétés rhéologiques d'une boue spécialement conçue pour les puits HPHT[5].

III.5 Des concentrations de gel excessives peuvent causer :

- Swabbing, la remonté des tiges.
- Surjing, la descente des tiges.
- Difficulté à RIH les outils de logging.
- Rétention d'air ou de gaz emprisonnés dans la boue.
- Rétention du sable et des déblais pendant le forage.

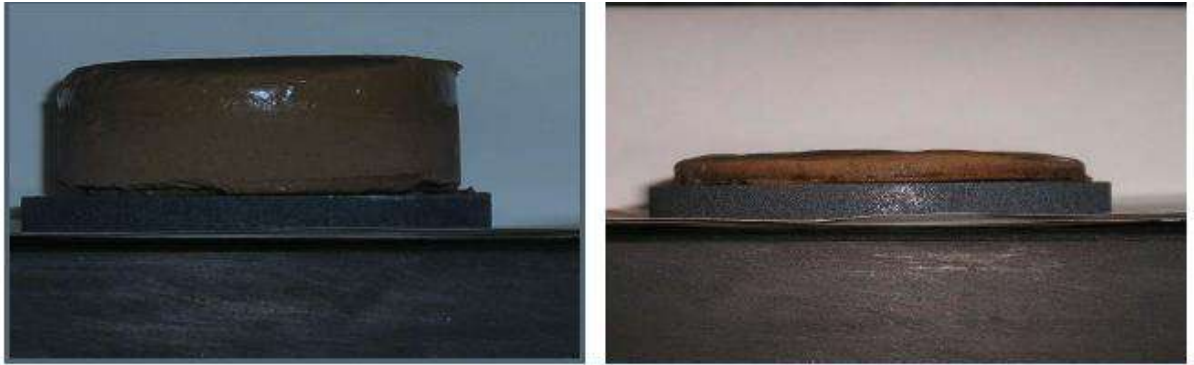


Figure III.10 : gélation dans laboratoire [5]

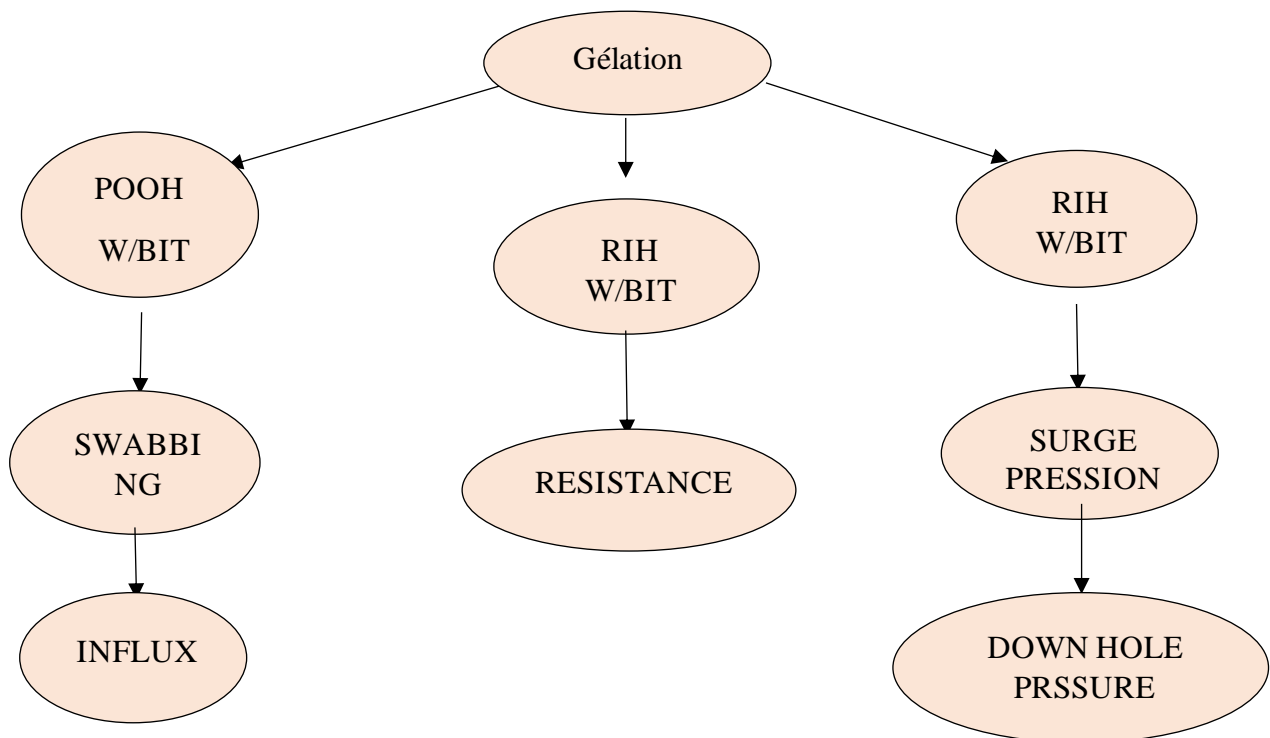


Figure III.11 : gélation des fluides de forage [9]

III.6 Valeurs de résistance du gel par rapport à la température pour pressions 15000 psi :

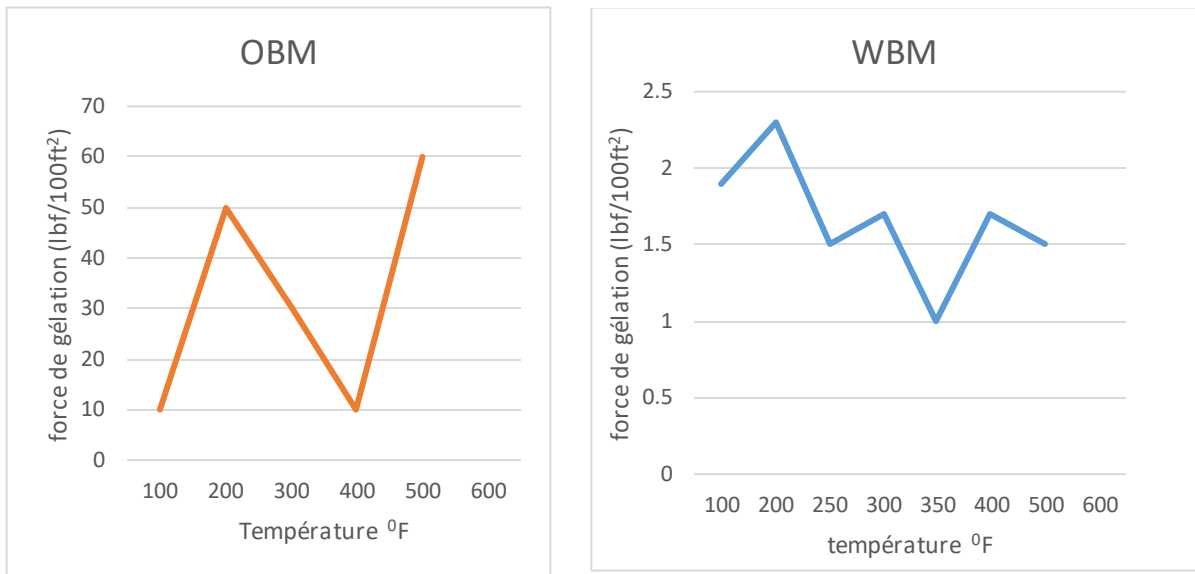


Figure III.12 : Valeurs de résistance du gel par rapport à la température 15000 psi [13]

III.7 L'effet de la température élevée dans la boue de forage :

Lorsqu'elles sont exposées à des températures élevées, toutes les boues s'amincissent, puis se stabilisent avant d'atteindre leur limite thermique.

Lorsque les températures statiques au fond du trou deviennent excessives, la gélification et la viscosité excessive deviennent des problèmes majeurs. Les propriétés rhéologiques affectent de nombreux paramètres de fond de trou :

- Densité de circulation équivalente.
- Le nettoyage des trous.
- L'affaissement de la barytine.
- Les surpressions/pressions d'écouvillonnage pendant le déclenchement.
- Les pressions de la pompe et l'hydraulique du trépan.

Des mesures de rhéologie sont nécessaires pour les puits forés en condition HPHT à l'aide d'un programme virtuelle pour estimer et si nécessaire modifier le comportement des fluides.

La rhéologie prend une importance encore plus grande dans les puits HPHT profonds où le diamètre de trou généralement plus petit augmente les pressions.

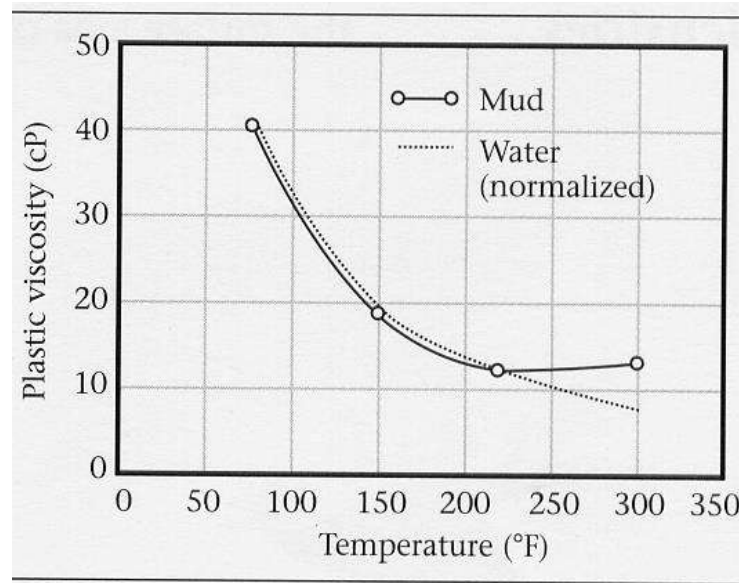


Figure III. 13 : Aminçissement thermique de la boue à base d'eau par rapport à l'eau [10]

Une pression anormale dans les puits HTHP nécessite une densité de boue grande.

- Le risque de se coincer différentiellement augmente dans un puits car la température de la boue nécessaire pour contrôler la pression peut être beaucoup plus élevée que celle des autres formations exposées
- Pour contrôler les pressions peut être beaucoup plus élevé que la pression dans d'autres formations exposées.
- Une viscosité et une gélification excessives augmentent la possibilité de perte de circulation.
- La contamination aura également un effet déstabilisant sur le contrôle de la filtration et réduira la stabilité thermique.
- Le pouvoir lubrifiant du cake de filtration est un facteur important pour éviter le blocage des conduites, en particulier dans les puits à grande portée et à angle élevé.

III.6.1 Dans le système WBM :

La boue à base d'eau sont sensibles à la température, mais sont peu compressibles. Les argiles actives peuvent favoriser la gélification et d'autres problèmes rhéologiques à haute température pour les applications HTHP. Lorsqu'un système WBM est conçu, la concentration de bentonite doit être maintenue faible (5 lb/bbl pour 18 lb/gal MUD).

Traitement classique au WBM en HT:

- Ajout de stabilisants rhéologiques thermiques (anioniques).
- Ajout d'additifs de perte de fluide thermiquement stables.
- Maintenir le Ph aussi stable que possible.

III.6.2 Dans le système OBM :

Les fluides à base d'huile s'amincissent avec l'augmentation de la température et se dilatent. Les systèmes à base d'huile sont sensibles à la fois à la température et à la pression, de sorte que la viscosité et la densité en fond de trou seront différentes de celles mesurées en surface. Heureusement, cette situation est compensée par la compression due à la haute pression et à la haute densité.

Traitement conventionnel d'OBM en situation HT :

- Utilisation d'argile organophile spéciale haute température.
- Ajout de perte de liquide asphaltique à haute température (5 à 15 lb/bbl).
- Maintenir une teneur en chaux excessive plus élevée que d'habitude (>10 lb/bbl).

Dans HTHP, il existe certaines limitations lors de l'utilisation d'OBM :

- En cas de perte de circulation, il est plus difficile (et plus coûteux) de contrôler le problème.
- Décantation de la barytine en cas de baisse de viscosité (pour apport de gaz).
- Détection de coup de pied. C'est plus problématique à cause de la solubilité du gaz dans l'OBM [10]

III.7 Exemple d'effet de la compressibilité et l'expansion thermique :

- Puits vertical 7000 m TVD.
- BHST 440 °F (225 °C).
- Densité en surface 18,5 ppg (2,22 SG) @ 145 °F (63°C).

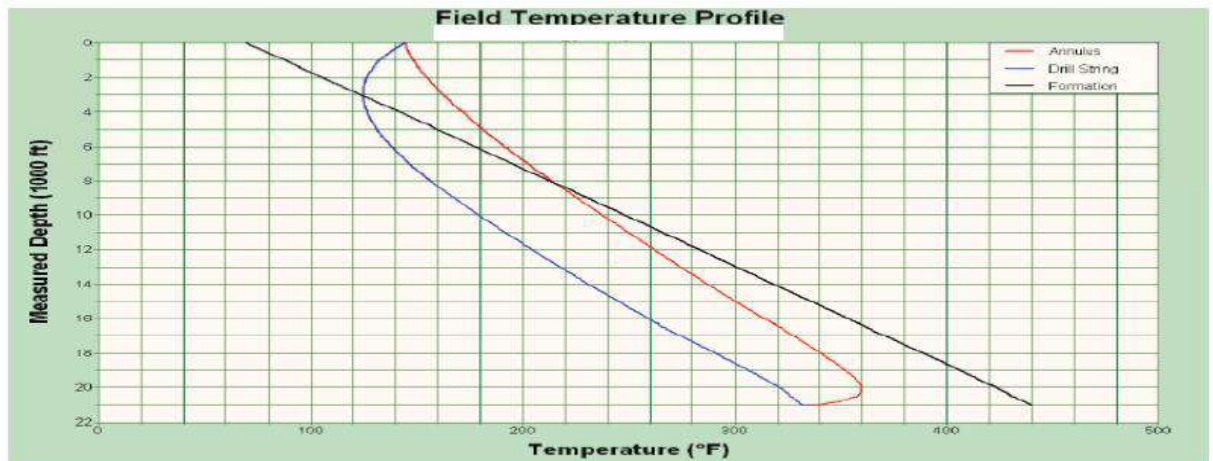


Figure III. 14 : température profile [9]

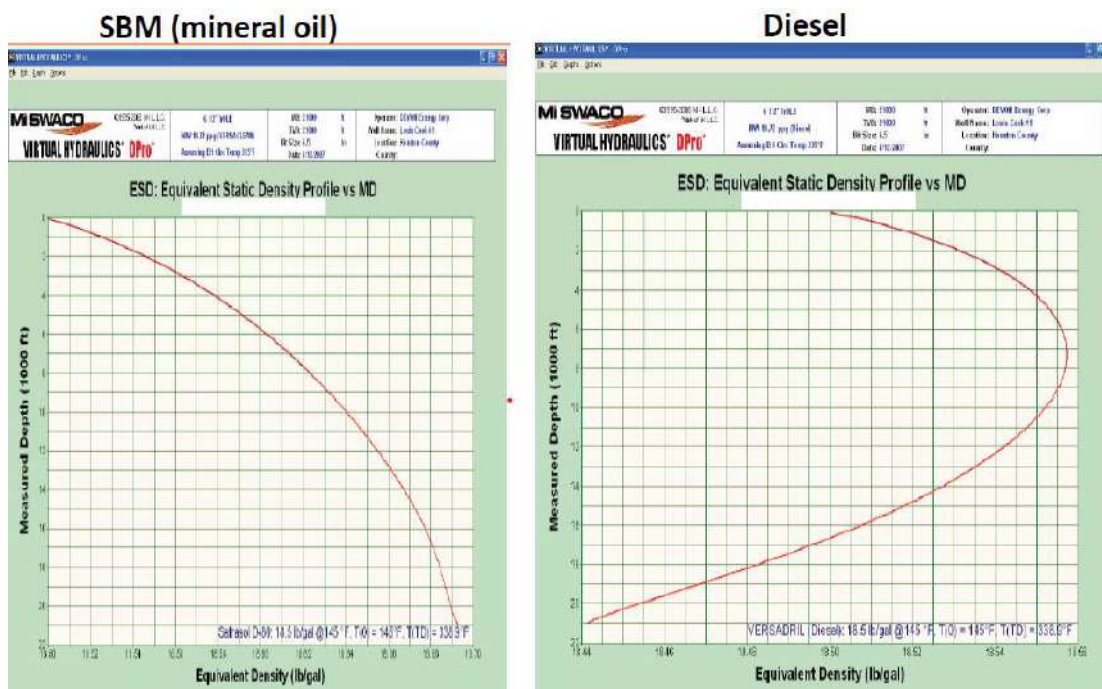


Figure III. 15 : densité équivalente par rapport de profondeur mesuré [9]

III.8 Mud cooler :

- Utilisation du Mud cooler quand la température au flow line atteint 70°C.
- Réduction de la température de 15 –20°C entre la température du flow line et la température du bac de circulation.
- La réduction de la température de pend des paramètres suivants :
 - Débit.
 - Température de l'eau de refroidissement.



Figure III. 16 : mud cooler[5]

III.9 Cimentation des puits HPHT :

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).

				CIMENTS CLASSES								
				A	B	C	D	E	F	G	H	J
Expansion a l'autoclave		% maxi		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Finesse (surface spécifique)		cm ³ /g mini		1500	1600	2200	-	-	-	-	-	-
Eau libre		cm ³ /g maxi		-	-	-	-	-	-	3,5	3,5	-
Résistance à la compression après 8 h minimum de psi	Normes d'essai 6-1-RP 10 B	Température d'essai °F	Pression d'essai psi									
	-	100	Atmos	250	200	300	-	-	-	-	-	-
	1.S	95	800	-	-	-	-	-	-	300	300	-
	3.S	140	3000	-	-	-	-	-	-	1500	1500	-
	6.S	230	3000	-	-	-	500	-	-	-	-	-
	8.S	290	3000	-	-	-	-	500	-	-	-	500
	9.S	320	3000	-	-	-	-	-	500	-	-	-
Résistance à la compression après 24 h minimum de psi	-	100	Atmos	1800	1500	2000	-	-	-	-	-	-
	4.S	170	3000	-	-	-	1000	1000	-	-	-	-
	6.S	230	3000	-	-	-	2000	-	1000	-	-	-
	8.S	290	3000	-	-	-	-	2000	-	-	-	-
	9.S	320	3000	-	-	-	-	-	1000	-	-	-
	10.S	350	3000	-	-	-	-	-	-	-	-	1000
Temps de pompabilité minimum en minutes	Simulation de puits 7-2-RP 10 B	Profondeur simulée ft	Viscosité maxi après 15-30 min en unités de consistance									
	1	1000	30	90	90	90	-	-	-	-	-	-
	4	6000	30	90	90	90	90	-	-	-	-	-
	5	8000	30	-	-	-	-	-	-	90	90	-
	5	8000	30	-	-	-	-	-	-	120mx	120mx	-
	6	10000	30	-	-	-	100	100	100	-	-	180
	8	14000	30	-	-	-	-	154	-	-	-	-
	9	16000	30	-	-	-	-	-	190	-	-	180

Tableau III.6 : caractéristique physique des ciments [11].

III.9.1 Les additifs :

Ces additifs peuvent être classés en sept grandes familles :

III.9.1.1 Accélérateurs :

Ces additifs sont destinés à accélérer le durcissement du ciment.

III.9.1.2 Retardateurs :

Le ciment fait prise trop rapidement On utilise alors des retardateurs qui vont permettre d'ajuster le temps de pompage du ciment à la valeur désirée.

III.9.1.3 Fluidifiants :

- Réduisent la viscosité et facilitent la mixabilité.
- Réduisent les pressions de friction.

III.9.1.4 Réducteurs de filtrat :

Les cas les plus classiques d'emploi de réducteurs de filtrat sont :

- Squeeze.
- Cimentation de colonnes de production.
- Cimentation de zones à gaz.

III.9.1.5 Allégeant :

Diminution de densité :

- Diminution de la résistance à la compression.
- Augmentation de la perméabilité de ciment.
- Diminution de la résistance aux sulfates et à l'attaque des fluides corrosifs.

III.9.1.6 Alourdissant :

L'augmentation de la densité du ciment nécessite l'ajout d'un agent alourdissant.

III.9.1.7 Additifs spéciaux et spécifiques :

- **Silice:**

La silice est utilisée pour protéger le ciment contre les fortes températures (plus de 110 °C statique). On l'utilise à un pourcentage fixé de 30 à 40 %.

- **Additifs pour cimentation des zones à gaz:**

Ces additifs sont destinés à bloquer le cheminement du gaz dans le ciment au moment de la prise.

- **Agents de thixotropie :**

Pour la cimentation des zones à pertes on a intérêt à ce que le ciment se bloque dès l'arrêt du pompage pour qu'il ne puisse pas cheminer dans les drains de la formation. Les sociétés de service proposent donc un certain nombre d'additifs qui provoquent le gel du ciment à l'arrêt [11].

III.10 Teste de la zone HPHT :

Dans les opérations d'essai normales, une grande proportion des défaillances techniques peuvent être attribuées à de mauvaises pratiques opérationnelles ou mauvaise planification. Haut pression, haute température test présente un risque de défaillance supplémentaire si les facteurs critiques ne sont pas enquêtés.

Conséquences du forage sur la faisabilité de l'essai :

- En particulier dans les puits HPHT, la modification du programme de tubage peut se produire en raison de venue. Ensuite, les tubages sont centralisé et cimentés, ce qui plusieurs fois dans les Liners de production avec le diamètre petite comme 2^{7/8}". Dans une telle situation, DST tout à fait irréalisable. L'Essais de puits spécialement conçus serait le seul moyen d'enquêter sur les formations caractéristiques.
- Il est raisonnablement possible de décente 7" tubage ou Liner jusqu'à environ 3500 m et 5" Liner ou de 5 1/2" jusqu'à 5500 m, sauf imprévu problèmes de forage se produisent.

La complétion de puits est par deux tubage contre paye zone de potentielle avec une mauvaise cimentation dans les deux. Cela rend l'essai presque impossible et doit être évité.

III.10.1 Fluides utilisés pendant les essais :

Les évaluations de laboratoire se divisent en trois principaux catégories : fluides, dispositifs mécaniques et électroniques. Ingénieurs pomper une systèmes de fluides dans les puits tout au long de leur vie productive. Les essais sous conditions simulées en fond de trou répondent à deux questions fondamentales. Le fluide peut-il être préparé et placé correctement dans le puits? Le fluide sera-t-il suffisamment stable pour remplir les fonctions prévues? Le protocole d'essai est souvent complexe, impliquant des évaluations de rhéologie, de filtration, de corrosion et de propriétés mécaniques. [15].

III.10.1.1 Fluide :

- Dans les puits HP-HT, le fluide de fond doit être de densité plus élevée (1,5 à 2,1) avec minimum tassement solide dans des conditions statiques.
- Selon le test à effectuer (DST ou test de production), le choix pourrait être d'utiliser le dernier fluide de forage ou un fluide spécial (élevé saumures de gravité).

- Le fluide de forage peut être traité pour viscosité si nécessaire, pour éviter le risque de sédimentation de la baryte sur le dessus de le packer.

III.10.1.2 Les inconvénients des saumures lourdes sont :

- Difficile à préparer, à manipuler ou à traiter sur place.
- Difficile d'augmenter la viscosité si nécessaire.
- La corrosion est grave dans la plupart des saumures.
- Le coût est élevé pour les saumures lourdes (bromures).
- La cristallisation à certaines températures est essentielle.

III.10.1.3 Les dispositifs mécaniques :

Comprennent les joints, les écrans et le packer, ainsi que les pièces rotatives et à mouvement alternatif comme les arbres, les pistons, les vannes et les pompes. En plus de l'exposition aux HPHT, les essais de qualification comprennent également le contact avec des dangers tels que les chocs mécaniques, le sulfure d'hydrogène [H₂S], le dioxyde de carbone [CO₂] et les fluides érosifs chargés de particules. [14].

III.10.1.4 Les composants et capteurs électroniques :

Le troisième élément, sont particulièrement vulnérables aux températures élevées. Le principal défi concerne la stabilité des plastiques ou des matériaux composites qui fournir de l'électronique moderne avec structure intégrité et isolation. Fabrication électronique

Les fabricants ne mènent pas de R&D extensive dans le domaine HPHT, car le marché de l'électronique HPHT est de petite taille par rapport à l'électronique grand public comme les téléphones mobiles. Par conséquent, les ingénieurs en équipement des champs pétrolifères doivent déterminer la limite de temps de fonctionnement des appareils électroniques existants dans des conditions de fond simulées.

III.11 Matériau d'étanchéité :

- Les joints d'étanchéité métal à métal sont très souhaitables en hauteur situations de pression.
- Comme les joints métalliques à faible dynamique ne sont pas encore disponibles, joints en polymère organique sont nécessaires lorsque le mouvement entre

composants métalliques est possible. Matériaux d'étanchéité (élastomères, thermoplastiques ou thermodurcissables plastiques) sont maintenant disponibles qui ont plage maximale de fonctionnement jusqu'à 204°C) [12].

III.12 Contraintes mécaniques sur les tubulaires (tubing /packer) :

- Les points faibles de tubulaire sont encore plus vulnérables lors d'un essai à haute pression (fig. III.17).

Le différentiel de haute pression tubulaire peut être due à :

- Haute pression externe (pression de formation).
- Pression annulaire élevée due à la boue épaisse.
- Accumulation de haute pression dans la tubulure.
- La gamme des pressions des tubages et annulaires et tension/compressions attendues déterminés, afin de respecter les contraintes admissibles sur les types et le poids des tubings et tubages.
- La surface d'étanchéité à la tête de puits et fond trou de doit être de métal à métal aussi loin que possible.
- Les tubings avec connexions premium doivent être pris en considération pour les applications à HPHT.

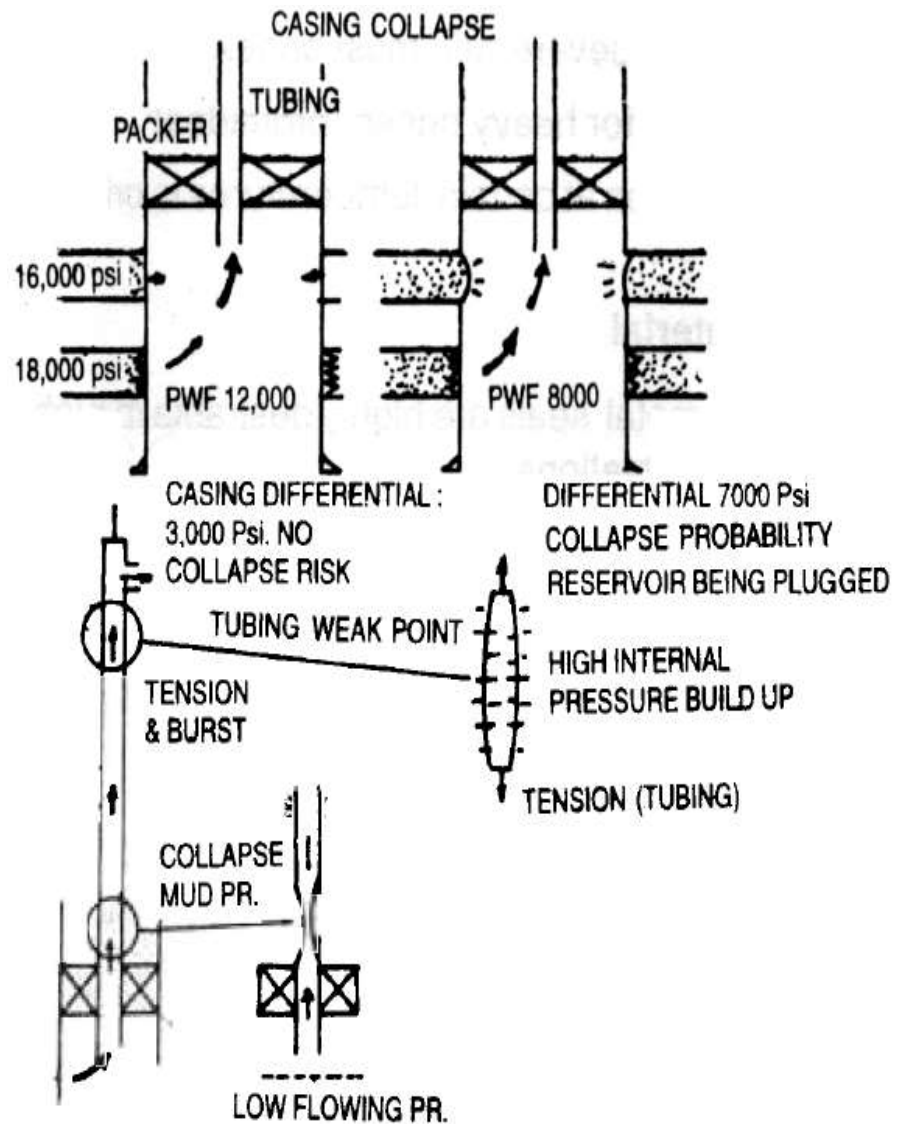


Figure III.17 : les points faibles de la tubulaire [12].

III.13 Contraintes mécaniques sur le packer :

- Pression différentielle exercée par les fluides sur le packer est montré à la (fig. 3.17).
- Il est essentiel de surveiller la pression de tête du puits et pression d'écoulement dans le fond que la pression différentielle sur le packer sont évités.
- Packer à haut pression, jusqu'à 10500 psi sont disponibles. Bonne sélection de packer est très essentielle pour les HPHT.[12].
- Pendant le test, le déplacement du tubing a lieu en raison de changements de pression et de température. Le packer peut s'allonger (selon sur l'état de fonctionnement) ainsi les forces de compression ou de traction sur le packer.

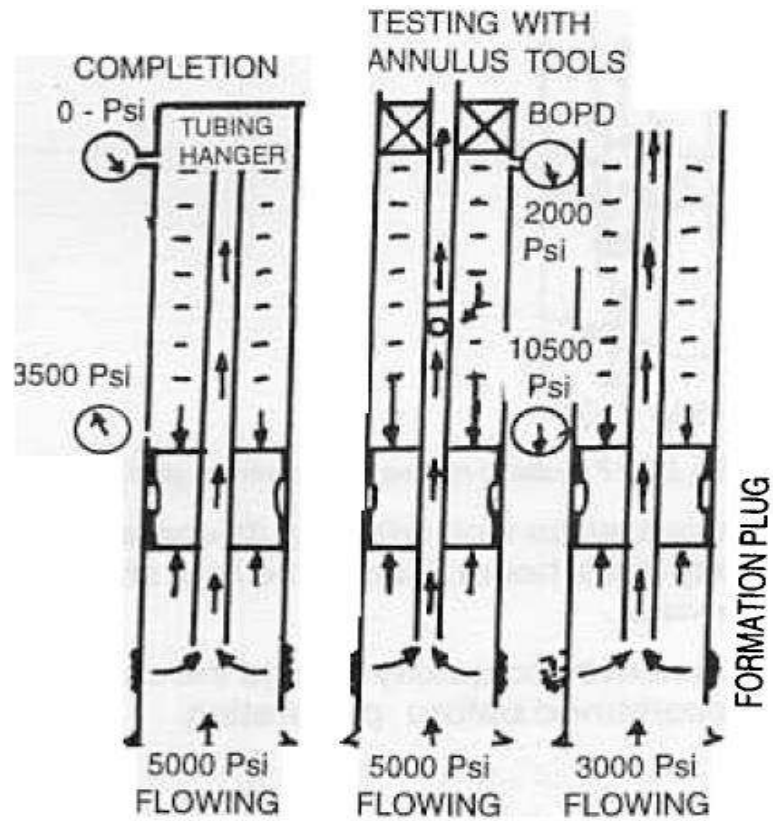


Figure III.18 : contrainte mécanique sur packer [12]

L'essai de puits HPHT, est bien déterminée dans les forages :

- Exploration.
- Développement exploratoire.
- Développement.

CHAPITRE IV

Etude de cas -TAON-1

IV.1 Les Puits HPHT En ALGERIE :

En Algérie il existe un seul champ de gisement HPHT qui se trouve dans le bassin de berkine située dans la partie nord-est de la plateforme de la grande Sahara algérienne avec un territoire de 102395 km². Mais plus particulièrement sur le champ de Gassi Touil ou les réservoirs ordoviciens "Grés Ouargla-Quartzites Hamra" atteignent plus de 5600 mètres de profondeur.

De nombreux forages ont été réalisés dans ce secteur

- TAOP-1 est le premier puit profond foré au niveau du réservoir silurien
- Le puits de délimitation TAOP-2 a été implanté à 5Km au Sud Est de TAOP-1
- Le puits TAOP-3, implanté au Sud Est et en contre bas du puits TAOP-1
- Le forage TAOSW-1, implanté au Sud de TAOP-1

Mais ces puits ne sont pas classés dans les conditions HPHT .

En 2016 la division de forage a pris la décision de la réalisation de forage Taouil Nord-1 (TAON-1) visant le réservoir ordovicien à une profondeur de plus de 5600 m. ce puit peut être classée dans la catégorie HPHT ce qui lui rend le premier puit HPHT réalisé en Algérie.

La profondeur finale pour ce forage est prévue à 5830m dans les grés d'El Atchane.

Plusieurs obstacles ont été rencontrés durant la réalisation de TAON-1 en raison de la brutalité des conditions dans le fond de puit.

IV.2 Objectif de puit TAON-1 :

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

IV.3 Localisation du puits TAON-1 :

Le forage TAON-1, se situe à 15 km au Sud du puits BRDS-1, productif de gaz au niveau du réservoir Quartzites Hamra, à 1.2 km à l'Est du puits découvert de gaz et condensat du réservoir Silurien SAG M2 du puits Taouil Profond-1 (TAOP-1), et à 4.5 km du puits TAOP-5.

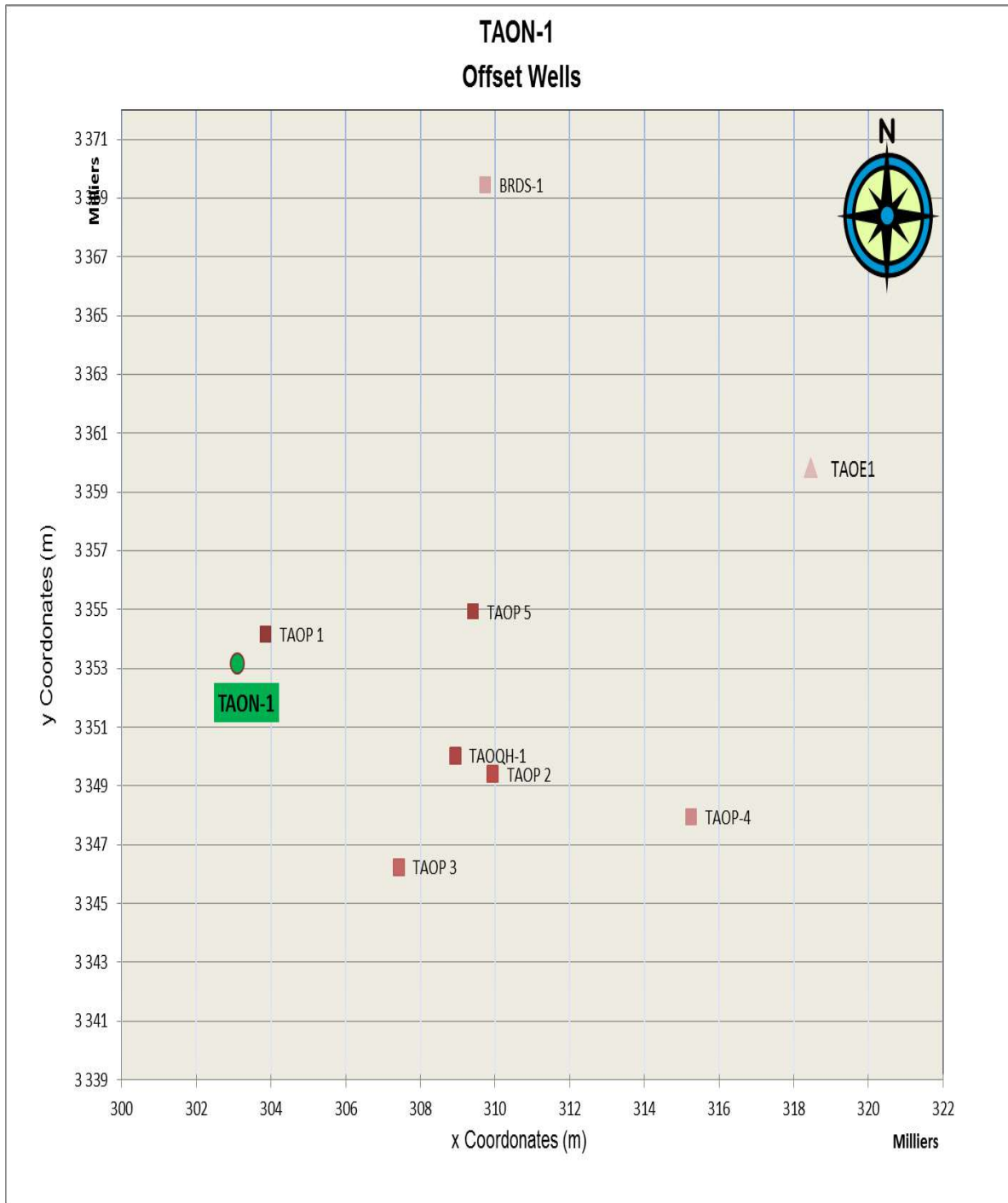


Figure IV.19 : localisation de puits TAON-1 avec les coordonnées. [18]

Bassin	Berkine
Périmètre	Gassi touil
Bloc	237
Classification du prospect	Exploration des réservoirs Ordovicien "Grés Ouargla - Quartzites Hamra"
Emplacement [Point de tir sur ligne sismique]	Le forage TAON-1 se situe à 1.2 km au Sud-ouest du puits TAOP-1, à 4.5 km du puits TAOP-5.
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
Objectif pétroliers principaux	Quartzites Hamra @5572 (-5350m)
Formation d'arrêt de forage	5830m
Ressources	Grés d'El Atchane
Durée de forage estimé	Gaz (109 m ³) : P90 (41.28) p50 (32.78) p10 (24.29)
Appareil de forage	ENF-13

Tableau IV.7 : Fiche technique d'opportunité [18]

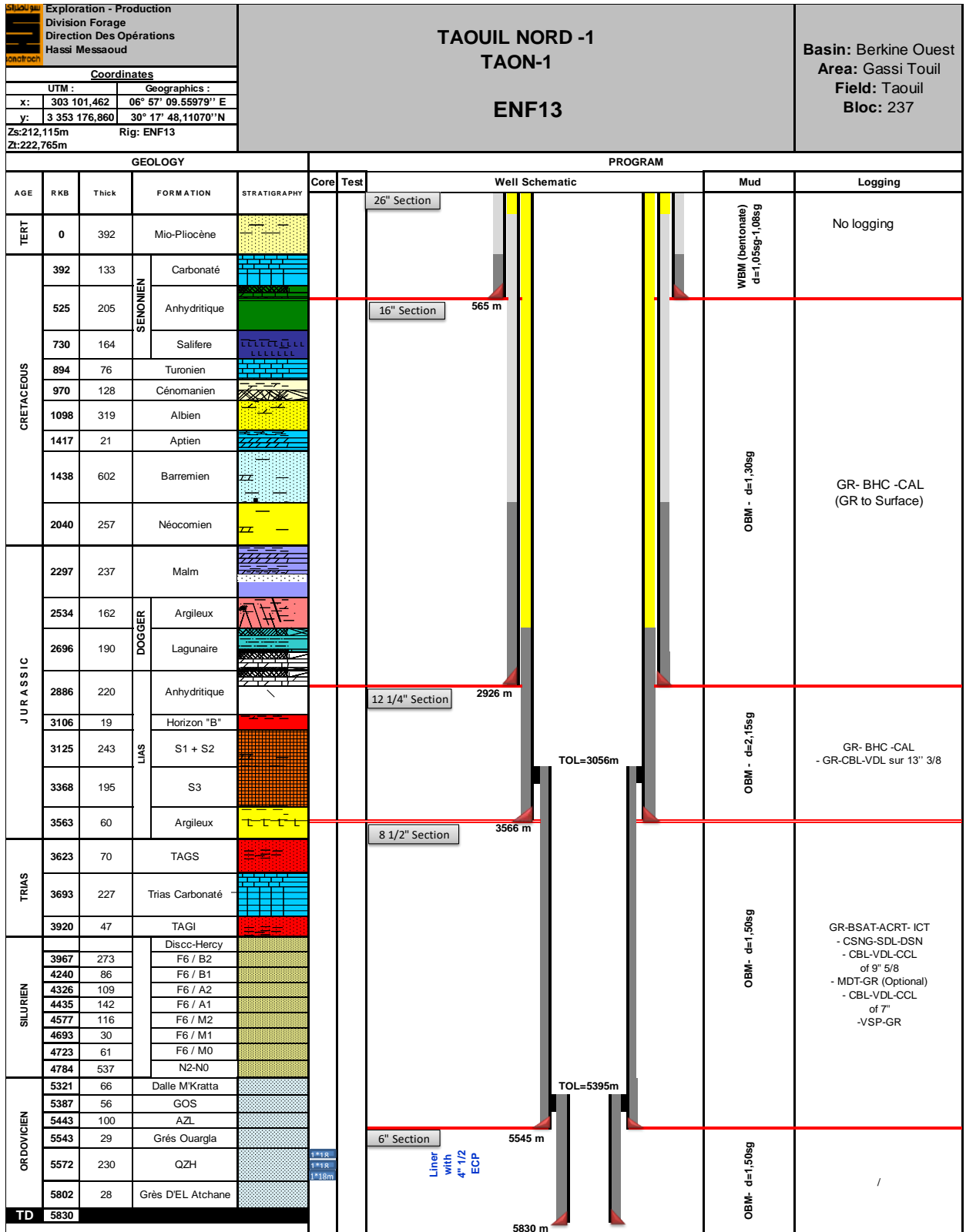


Figure IV.20 : Architectures de puits TAON-1 [18].

IV.4 Caractéristique du réservoir (Quartzites Hamra) :

Cette formation a une épaisseur redoutable, dépassant 250m à certains endroits épaisse, à laquelle il y'a lieu de rajouter les 60m de grès de Ouargla et 60m de grès de El Atchan. Elle est constituée de quartzites et de grès quartzitiques Ce réservoir est généralement interprété compact fracturé notamment au niveau des structures de forte amplitude souvent interprétés sur diagraphies compacts avec des porosités faibles, évaluées entre 3 et 6% 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

Le puits TAON-1 est le deuxième puits traversant le réservoir Quartzites Hamra dans la région de Taouil.

Au nord de la région L'évaluation diagraphique du puits BRDS-1 présente :

- Des saturations en hydrocarbures (SW de 20à 25%).
- Une porosité de 4%.
- Des débits de 1776m³ /h de gaz.
- Une pression en tête de 358 psi.

Au Sud-Ouest, dans la région de Rhourde Hamra le puits RHAQZH-1, foré sur la structure de Rhourde Hamra centrale a produit :

- Des débits estimés à 3 235 m³ /h de gaz.
- Une pression en tête de puits (WHP) de 1200 psi.

IV.5 Design de puits TAON-1 :

Le puit TAON-1 est un puit vertical il a été fore en six (6) phases :

La phase	Profondeur	Formation traversé	Digraphie	Boue de forage	Tubage
La phases 36"	60m	Mio-Pliocène	No logging	Boue a base d'eau (bentonite) d=1,05sg-1,08sg De type SpudMud	30"
La phase 26"	60-547m	<ul style="list-style-type: none"> - Mio pliocene - Carbonate sénonien - Anhydritique sénonien 	No logging	Boue a base d'eau (bentonite) d=1,05sg-1,08sg	18 ⁵ / ₈ "
La phase 16"	547–2910 m	<ul style="list-style-type: none"> - Senonien anhydritique - Senonien salifere - Turonien - Cenomanien - Albien - Aptien - Barremien - Neocomien - Malm 	<ul style="list-style-type: none"> - GR - BHC - CAL - Sonic - Density - VSP 	Boue a base d'huile d=1,30sg	13 ³ / ₈ "

		<ul style="list-style-type: none"> - Dogger argileux - Dogger argileux - Lias anhydritique 			
La phase 12 1/4"	2910 – 3564 m	<ul style="list-style-type: none"> - Lias anhydritique - Lias hb - Lias s1+s2 - Lias s3 - Lias argileux 	<ul style="list-style-type: none"> - GR - Sonic - Density - Caliper - VSP 	Boue a base d'huile d=2,15sg	9 5/8"
La phase 8 1/2"	3564 – 5551 m	<ul style="list-style-type: none"> - Lias argileux - T.A.G.S - Trias carbonate - T.A.G.I - Silurien f6/b1 	<ul style="list-style-type: none"> - GR - BHC - CAL - GR - CBL - VDL sur 9''5/8 	Boue a base d'huile d=1,47-150sg	7"
La phase 6"	5551-5671 m	<ul style="list-style-type: none"> - Grés Ouargla - QZH - Grès D'EL Atchane 	<ul style="list-style-type: none"> - CBL - VDL - CCL of 7'' Liner - CBL - VDL - CCL of 4'' 1/2 Liner 	Boue a base d'huile d=1,50sg	Liner 4 1/2"

Tableau IV.8 : réalisation du puit TAON-1.[17]

IV.5.1 La phase 36" :

La phase forée avec un outil de forage 36 pouces avec une boue à base d'eau WBM de type Spudmud de densité $d=1.05$ SG et une viscosité plastique inférieure à 9 CP, la température statique du fond BHST=35 C.

Un casing de diamètre 30 pouces cimenté avec 24.5 m^3 de ciment type SlurryLA43 jusqu'à la surface.

Le laitier de ciment est composé de ciment, l'eau, CaCl_2 et D42L.

IV.5.2 La phase 26" :

La phase forée avec l'outil de forage de modèle tricône de type ETR24JMRS de diamètre 26 pouces, avec une boue à base d'eau de type Spudmud de densité $d=1,05$ SG et une viscosité plastique $PV=9$ CP, la température statique du fond BHST=46 C.

Un tubage de diamètre de $18'' \frac{5}{8}$ cimenté avec 140 m^3 de ciment mélange de leadSlurry LT22 et de TailSlurry LQ44.

Le laitier de ciment a la même composition du laitier de la phase 36 en rajoutant la bentonite et le Fibrine 23.

IV.5.2.1 Interprétation :

L'opération de forage est effectuée sans rencontrer des difficultés.

IV.5.2.2 Objectif de boue :

L'utilisation d'une boue à base d'eau WBM et Pour une meilleure stabilité durant le forage, la densité $d=1.05$ SG et maintenir les fluides de formation en place de la cote de 547–2910 m.

IV.5.2.3 Objectif de tubage :

Les deux tubages 30" et $18^{5/8}$ " sont installées afin d'isoler les formations faibles de la surface (Mio pliocène, Carbonate sénonien, Anhydritique sénonien) et de fournir un bon sabot et garder le puit en bonne verticalité.

IV.5.2.4 Objectif de ciment :

- Une bonne isolation et une bonne tenue mécanique.
- Isolé la cote de la formation mio-pliocène.

IV.5.3 La phase 16" :

La phase forée avec un outil de forage PDC 16 pouces de type SI913MBX avec une boue à base d'huile OBM de type Avoil DS.IE.90 de densité $d=1.3$ SG et une viscosité plastique $PV=17$ CP, la température statique du fond BHST=112 C.

Le ratio huile/eau=70/30.

Le forage atteint la profondeur cible puis en remontant la BHA pour descendre le tubage 13^{3/8} et pouvoir cimenter cette phase pour passer à la prochaine, le 16/09/2016 un coincement est survenu à la cote 1607 devant la formation Barremien à cause d'un gonflement des argiles.

Afin de récupérer la BHA coincée, plusieurs tentatives ont été effectuées mais sans résultat, après plusieurs essais ils ont réussi à récupérer 1548m de BHA coincée et 59m ont resté dans le puit pour cela un sidetrack est réalisé à la cote de 1470m.

Deux side track ont été réalisés à cause de deux coincements après la réalisation du side track 2 un tubage de diamètre de 13" ^{3/8} est mis en place avec un ciment de type Lead Slurry LT23 avec une densité de 1.90 kg /l et le Tail Slurry LQ45 d'une densité de 1.35 kg/l.

Le laitier de ciment est composé de : Ciment, Blend, Eau, D42L, FL52, FL32L, A2, BA-58, R15L, LR-1, LW-6, Fibin23.

IV.5.3.1 Interprétation :

A cause des problèmes rencontrés dans le forage de la phase 16" beaucoup de changements ont été effectués dans la BHA.

Des changements d'outils de forage plusieurs fois à cause d'un faible ROP.

IV.5.3.2 Objectif de boue :

Dans la boue de forage :

- Le ratio Huile/Eau de (70/30).
- La densité (1,30).

Pour éviter les pertes et l'éboulement au niveau de cette formation et le gonflement des argiles qui provoquent le coincement .

Mais le ratio Huile/Eau 70/30 n'était pas suffisant ce qui provoque un coincement dans la cote 1034-2040m.

Donc un autre changement de ratio et une augmentation de densité :

- Le ratio Huile/Eau 85/15.
- La densité 1.3 SG.

Mais le coincement se reproduit la cause de ce gonflement c'est le pourcentage de l'eau dans la boue et aussi la formation argileuse rencontrer.

Enfin en changeant les paramètre de boue :

- Le ratio Huile/Eau 89/11
- La densité de boue 1.3 SG

IV.5.3.3 Objectif de tubage 13^{3/8} :

Le tubage 13^{3/8} couvre les formations de la surface jusqu'au jurassique Anhydritique

Couvrir les formations à faible pression avant de pénétrer dans la formation à haut pression.

IV.5.3.4 Objectif de ciment :

Le laitier de ciment a subi trop de changement par l'ajout de plusieurs additifs :

- Les agents retardant et gélifiant.
- Le sel.
- La baryte pour augmenter la densité.

Les principaux objectifs de cimentation de cette phase sont :

- Bonne isolation et bonne tenue mécaniques.
- Une bonne isolation hydraulique.
- Une bonne isolation hydraulique dans l'entrefer 18^{5/8}" X 13^{3/8}.

IV.5.4 La phase 12^{1/4} :

La phase forée avec un outil de forage 12^{1/4} pouces de type PDC avec une boue à base d'huile OBM d'une densité d=2.15 SG de type non Damaging Avoil DS.IE.95 et une viscosité plastique PV=9 CP, la température statique du fond BHST=130 C en tenant en compte le ratio huile/Eau de cette phase le ratio huile/Eau = 90/10.

Un tubage de diamètre de 9^{5/8} cimente avec un ciment de type Slurry LQ11

Le laitier de ciment est composé de :

Ciment, Blend, Eau, D42L, FL52, FL32L, CD33L, A2, BA-58, R15L, LR-1, LW-6, GW22, MCSB, Barite, Fibrin23.

IV.5.4.1 Interprétation :

L'opération de forage de cette phase est déroulée dans des bonnes conditions sans rencontrer des grands problèmes.

IV.5.4.2 Objectif de boue :

L'utilisation d'une boue à base d'huile OBM et augmentation de la densité $d=2.15$ SG a pour objectif de consolider les parois des formations et maintenir les fluides de formation en place de la cote de 2910-3564 m et l'augmentation du ratio huile/eau pour éviter la filtration dans les zones perméable et éviter le gonflement des argiles.

IV.5.4.3 Objectif de tubage :

Le tubage 9 ^{5/8} couvre les formations de la surface, jusqu'au toit du Trias Anhydritique.

- Isoler toutes les zones à haute pression.
- Fournir un sabot permettant un forage sûr de sections de 8 ½ ".

IV.5.4.4 Objectif de ciment :

Les principaux objectifs de la cimentation dans cette phase sont :

- Une bonne isolation et une bonne tenue mécanique autour du sabot.
- Protection de tubage contre la corrosion par sel et par les argiles fluentes.
- Isolation hydraulique parfaite pour éviter le cheminement des eaux.

IV.5.5 La phase 8''^{1/2} :

La phase forée avec un outil de forage 8''^{1/2} pouces de type PDC avec une boue à base d'huile OBM d'une densité $d=1.47$ SG de type non Damaging Avoil DS.IE.95 et une viscosité plastique PV=30 CP, la température statique du fond BHST=188 °C en tenant en compte le ratio huile/Eau de cette phase **ratio huile/Eau = 93/07**.

Un tubage de diamètre de 7 Liner cimente avec un ciment de type Slurry LQ47.

Le laitier de ciment est composé de : Ciment, Blend, Eau, D421L, FL32L, CD33L, A-2, Baritine, Fibrin23, SS-2, Ultra Flush-2,SR-34L, ASA-301, BA36L, LS-1.

IV.5.5.1 Interprétation :

Au cours de l'exécution du programme de forage de la phase 8^{1/2}" une perte partielle à la cote 4010m est survenue.

L'injection de deux bouchons de LCM est effectuée pour résoudre le problème de la perte

Un cisaillement de câble de forage a une profondeur de 5151m.

IV.5.5.2 Objectif de boue :

L'utilisation d'une boue à base d'huile OBM et Pour une meilleure stabilité durant le forage un changement de densité est exécuté d=1.47 SG et maintenir les fluides de formation en place de la cote de 2910-3564 m.

Le ratio Huile/Eau est fixe sur 93/07 afin d'éviter la dissolution des sels et éviter le gonflement des argiles.

IV.5.5.3 Objectif de tubage liner 7" :

Le tubage 7" couvre les formations inférieurs du jurassique argileux jusqu'au toit d'ordovicien grès Ouargla.

Évaluer les réservoirs cibles est l'objectif le plus important

Les formations de la zone de production doivent être recouvertes d'un liner de production de 7" .

IV.5.5.4 Objectif de ciment :

Les principaux objectifs de cimentation de cette phase sont :

- Bonne isolation et bonne tenue mécaniques.
- Une bonne isolation hydraulique.
- Une bonne isolation hydraulique dans l'entrefer 7" X 9^{5/8} .
- Renforcements mécaniques du 9^{5/8} contre les contraintes décrassement de la formation.

IV.5.6 La phase 6" :

La phase forée avec un outil de forage 6" pouces de type PDC avec une boue à base d'huile OBM d'une densité $d=1.3$ SG de type non Damaging Avoil DS.IE.95 et une viscosité plastique $PV=9$ CP, en tenant en compte le ratio huile/Eau de cette phase **ratio huile/Eau = 95/05**. $HT = 183^{\circ}\text{C}$.

- Un tubage de diamètre de $4^{1/2}$ " Liner cimenté avec un ciment de type Slurry LQ47.

IV.5.6.1 Interprétation :

L'opération de forage conçu pour l'exploitation dans le réservoir ordovicien a atteint la dernière phase de diamètre 6".

La profondeur cible de ce puit est de 5545a 5830m.

Un changement de boue est effectué en arrivant à la cote de 5555m, d'une densité de 1.3 a 1.32 SG après en continuant l'opération de forage de cette section à la cote de quartzite el Hamra de profondeur de 5671m, un enregistrement d'un gain (venue)

IV.5.6.2 Contrôle de venue :

Avec une pression de refoulement $P_R = 2400$ psi on fait la première circulation en utilisant une boue de densité 1.32 SG, à la fin de cette circulation on remarque que la venue de gaz et la boue contaminée sont de plus de 62 m^3 dirigé vers la torche par la suite et on distingue une augmentation de la pression des tiges ($P_t = 1100$ psi) et une diminution de la pression dans l'annulaire ($P_a = 1300$ psi).

L'équipe de forage augmente la densité a une valeur de 1.48 SG dans la deuxième circulation a la fin de cette dernière on note qu'il y a une diminution de pression en tête et dans l'annulaire ($P_t = 250$ psi, $P_a = 900$ psi) malheureusement la boue est toujours contaminée et c'est pour ça une troisième circulation est effectuée avec une boue de densité $d=1.53$ SG après 5 jours l'opération d'évacuation de la venue est réussie.

La discision été de ne pas continuer le forage avant de remplacer le BOP 10K utilisée dans le puit par un autre BOP 15K Seulement le BOP 15K n'était pas disponible pour cela le puit TAON-1 est abandonné.

Le BOP installée 10K et le tubage 9^{5/8} ne sont pas efficace dans cette formation en prenant en compte que la MASP atteint 10800 psi . [20]

IV.6 Etude de la rhéologie de la boue :

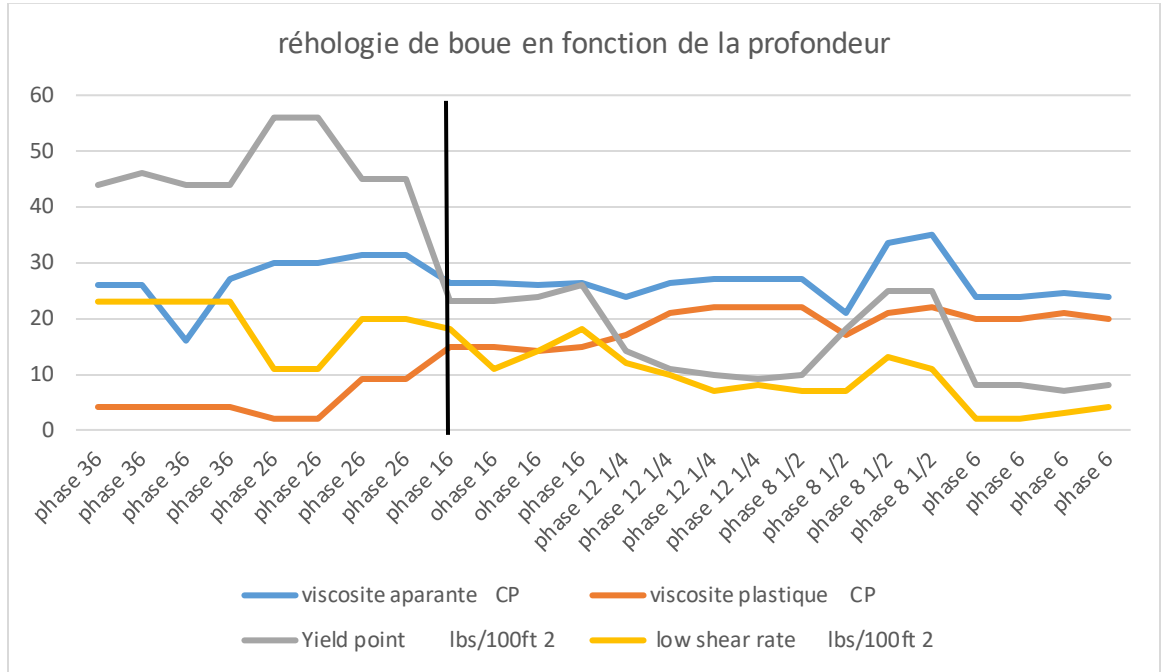


Figure IV.21 : rhéologie de boue en fonction de la profondeur

- Dans la phase 36" jusqu'à la phase 16" on utilise la boue à base d'eau.
- L'intervalle des phases (16" a 6") on utilise la boue à base d'huile.
- La viscosité plastique est grande dans la boue OBM.

IV.7 Rapport de gélation :

IV.7.1 La phase (36" et 26 ") :

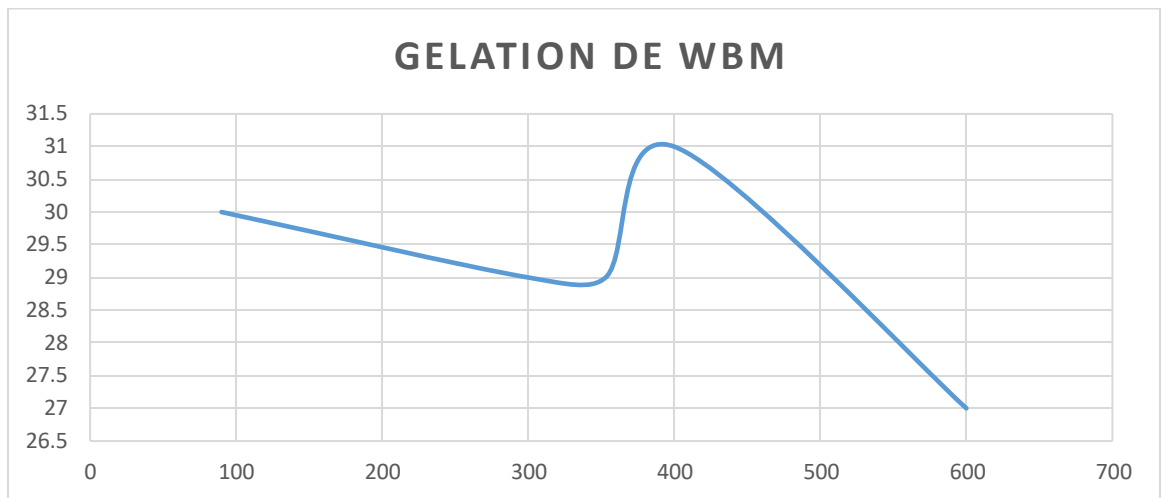


Figure IV.22 : gélation de boue à base d'eau phase 36" et 26 " [19]

La variation de la gélation varie périodiquement par rapport à la profondeur.

Avec une boue à base d'eau, la force de gélation suivant les normes dans le chapitre 03 (que la gélation est plus sensible à haut température).

IV.7.2 Les phases 16",12"^{1/4},8"^{1/2} :

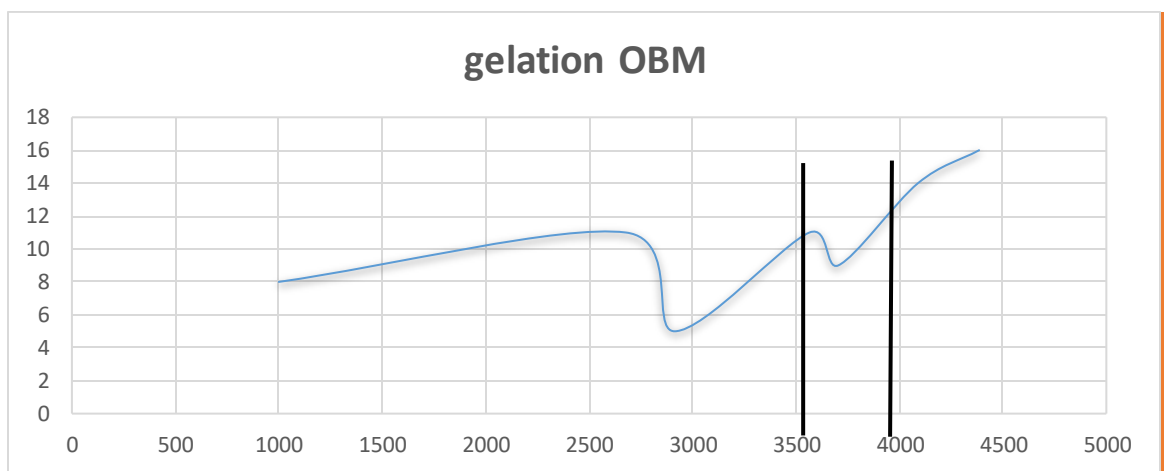


Figure IV.23 : gélation de boue à base d'huile par rapport la profondeur

- La zone (3500-4000m) c'est une zone HPHT, La boue utilisée dans ces sections est une boue à base d'huile, la gélation c'est même normes dans les conditions HPHT spécialement la phase 8"^{1/2} les conditions (HT = [300-400 °F]. HP ≥ 10000 PSI). [19]

IV.8 Interprétation générale :

Comparaison entre les équipements utilisés dans ce cas avec les équipements dans les normes HPHT :

Equipements d'ENF 13	Equipements HPHT
BOP 10K	BOP 15K
APPAREIL DE FORAGE : lourd	Lourd
Tubage 7" : P-110	Tubage 7" : C-110
L'outil de forage : PDC	TSP
La boue : OBM	OBM

Tableau IV.9 : les équipement utilisées dans TAON-1.

- Le fluide de forage, la rhéologie, densité et la viscosité plastique de boue de forage utilisée avec les normes HPHT. (la gélation, yield point variées même les normes dans le chapitre 03).
- Le type de ciment utilisée dans la cote (3563-5550m) est LQ-15 avec des additifs très efficace dans les zone HPHT, mais en généralement et on utilise le ciment de grade G.

Conclusion et perspective :

La construction d'un puit HPHT représente un grand défi pour les foreurs face aux conditions de fond avec une pression de plus de 10000psi et une température qui dépasse 150C, mais aussi le type de formation géologique qui nécessite une utilisation d'une boue spéciale ainsi qu'un ciment spécial et un type d'appareil et des équipements de sécurité nécessaire. Donc une utilisation d'un appareil de forage super lourd est conseiller.

Pour la réalisation du puit HPHT, des données géologiques sont fournis afin de déterminer le design efficace en présence des conditions HPHT, ce design diffère de celui d'un puit conventionnel en raison des grandes profondeurs qui doit être atteinte.

A partir des logs précédents des puits en voisinage de puit à réaliser on peut estimer un gradient de pression des pores pour être conscient des pressions qu'en doit affronter.

Le BOP 15K doit être utilise pour effectuer le premier objectif du forage qui est la sécurité du personnel et le pouvoir de fermer le puit en cas de venue ou en cas de nécessité.

En concernant la boue de forage un choix d'une boue à base d'huile OBM et en augmentant le ratio Huile/Eau pour faire face au gonflement des argiles qui peut rendre l'opération de forage très dure et parfois impossible à réaliser en raison de sa stabilité thermique vue les températures extrêmes du fond du puits. et aussi l'augmentation de la densité pour augmenter la pression hydraulique pour maintenir les parois du puit et être comme barrière face a la pression des fluides de formation

Le tubage doit être plus épais et plus résistant aux températures extrêmes et les grandes pressions et donc défier la pression et assurer l'intégrité du puit, donc un bon choix de ciment et ses additifs est très important en raison de pressions et des températures élevées qui peuvent changer le comportement physique et chimique du ciment et donc ne pas avoir une bonne opération de cimentation ce qui peut affectée la qualité du puit.

En fin toutes les opérations de forage sont difficiles mais avec les défis de haute pression et haute température l'opération devient difficile de plus en plus ce qui nous exige de former un personnel qualifié et une bonne planification de puit ainsi un design efficace face au conditions HPHT et un bon déroulement et observation des opérations sur le puit pour appliquer les piliers des puits HPHT.

Résumé :

Le travail dans des conditions HPHT nécessite des équipements spéciaux, et une formation du personnel. La planification progressée est un aspect important de la réussite des opérations, des modifications sont nécessaire pour éviter plusieurs problèmes dans le forage des puits HPHT. Alors que les erreurs commises dans les puits conventionnels peuvent créer des pertes de temps routinier dû au manque des équipements pour contrôler les problèmes dans les puits sous conditions HPHT. Des experts de forage continuent de développer des outils plus efficaces dans le contrôle des puits HPHT et faire des expertises dans ses conditions pour développer des nouvelles type de boue de forage et les équipements nécessaires.

Abstract :

Working in high pressure and temperature conditions requires special equipment and appropriate training. Advanced planning is an important aspect of successful operations. Modified operating procedures should often be used to avoid many problems in wells. While errors in conventional wells can lead to a routine pause due to the lack of equipment needed to control all problems occurring in the wells under HPHT conditions. Drilling experts continue to develop tools for effective control of HPHT conditions and expertise with these conditions in enabling means of appropriate drilling mud and necessary equipment.

ملخص :

يتطلب العمل في ظروف ذات الضغط المرتفع ودرجة حرارة عالية معدات خاصة وتدريب مناسب. التخطيط الجيد هو جانب مهم من جوانب العمليات الناجحة و يجب في كثير من الأحيان استخدام تقنيات معينة لتجنب العديد من المشاكل في الآبار. في حين أن الأخطاء التي تحدث في الآبار التقليدية يمكن أن تؤدي إلى توقف روتيني بسبب نقص المعدات اللازمة للسيطرة على كل المشاكل التي تحدث في الآبار تحت ظروف HPHT. يستمر الخبراء في مجال الحفر لتطوير الأدوات للتحكم الفعال في ظروف HPHT و البحث عن تقنيات جديدة لتطوير طين الحفر المناسب والمعدات اللازمة.

Références:

- [1] Schlumberger, (2006). high pressure, high temperature well construction ,oilfield review
- [2] Payne, e. a. (2007), Advanced Technology Solutions for Next Generation HPHT Wells
- [3] BAKER HUGHES 2009, HPHT Drilling fluids
- [4] Tony, S. (s.d.). The defining series (HPHT Wells). Oilfield Review.
- [5] SONATRACH, PUIITS HPHT Projet de perfectionnement des superviseurs de forage. module M11.
- [6] Ouellabi, F., & Nabil, T. (2017). Appareil de forage et dimensionnement - Champs Oued Mya Ghardaia- Puits MJR1. Ouargla, Algerie.
- [7] SPE 97565-MS Designer Casing for Deepwater HPHT Wells
- [8] SPE Textbook Series Vol 12 - Fundamentals of drilling engineering
- [9] MI SWACO 31/03/1998, engineering drilling fluid manual
- [10] AGIP KCO, effect of high temperature on muds
- [11] ENSPM Formation Industrie — IFP Training 2006, ciment et laitier
- [12] R.D. Vyas, Pa wan Arora, V. K. Wali , drilling operations manual , institute of drilling technology ,1994
- [13] Mahmoud, A. (2012). Comparative study of using Oil-Based Mud Versus Water-Based Mud in HPHT. CSCanada .
- [14] Adamson, K., Birch, G., Gao, E., Hand, S., Macdonald, C., Mack, D., & Quadri, A. (1998). High-Pressure, High-Temperature Well Construction.
- [15] Dargaud B and Boukhelifa L: “Laboratory Testing, Evaluation and Analysis of Well Cements,” in Nelson EB and Guillot D (eds): Well Cementing—2nd Edition.
- [16] Tony Smithson, Senior Editor . HPHT wells . 03/10/2016
- [17] DDR 28/08/2016 – 26/07/2017, Rapport de Forage TAON-1
- [18] Sonatrach Exploration. (2016/2017). Programme de forage du puit TAON-1
- [19] Sonatrach Exploration. (2016). Rapport d'implantation du sondage TAON-1
- [20] K.CHALAOUI . A.BOUBENIA 02-05-2017 .well control incident report TAON -1