

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers
Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté par :

BENGOUA Mohammed El-Amine // BESSISSA Abderraouf

-THEME-

◆ ◆

UTILISATION DE L'EXPANDABLE CASING POUR LA RÉOLUTION LE PROBLEME DE GONFLEMENT DES ARGILES (CAS PUIITS MD224)

Soutenue le : 31/05/2017 devant la commission d'examen

Jury :

Président
Examineur
Encadreur
Co-Encadreur

Mr: Gharbi Ibrahime.
Mr: Ghali Ahmed.
Mr: Atili Mohammed El-Hadi.
Mme: Belmiloud Fatima zohra.

M A B UKM OUARGLA.
M A B UKM OUARGLA.
Ingenieur en SH-DP HMD.
Maitresse de conférence UKMO.

Ouargla Promotion 2017

Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

*Tous nos remerciements à notre promoteur M^r: **ATLILLI Mohammed El-Hadi** qui nous a guidé à réaliser ce travail pour son suivi et son orientation. Et notre Encadreur M^{me} **BelMiloud Fatima Zohra** pour avoir accepté de suivre cette étude.*

Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du département production, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

- **BESSISSA ABDERAOUF**
- **BENGOUA MOHAMMED EL-AMINE**





Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes chers frères et mes sœurs.

A mon très cher professeur Mr Atfili Mohammed el-Hadi .

A toute ma grande famille surtout mes oncles SEDIK, AHMED, OMAR, MOKHTAR sans oublier MOHAMMED

A tous mes amis surtout AKRAM, KHALED, MUSTAPHA, ABDOU, CHAOUKI, HAMMOUDI, NADIR, MAZOUZ, NABIL, RACHID, HOUCINE, HMAIDA, ABDELKADER, DJAMEL, TAKI, ABLA, AHLAM

A tous mes camarades de classe 3AS3

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à mon binôme

AMINE et sa Famille.

➤ *BESSISSA ABDERAOUF*



Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunte père que Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.

A mes chers frères et mes sœurs.

A mon très cher professeur Mr Atfili Mohammed el-Hadi.

A toute ma grande famille surtout mes oncles AFIF, YUCEF, ABDERAHMANE, AHMED, MOHAMMED, FATIMA, YAMINA, SAADA.

A tous mes amis surtout YUCEF KANDA, HABIBOU, ABDOU, KASSIMOU, HAMMIDOU, Hicham, HAKIM, KADIROU, SID ALI, WALID, WAEL, AKRAM, NADIR, ABDELKADER, ITAB, ABIR, SAADA, MELISSA, SIDOU RS, SOUHILA, LINDA, ASSIA.

A tous mes camarades de Groupe N°01

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à mon binôme

ABDOU et sa Famille.

➤ *BENGOUA MOHAMMED EL-AMINE*

Liste des abréviations

Q: Débit (m³/h).

P: Pression (Psi).

OD: Diametre extérieur (inch).

ID: Diametre interieur (inch).

TD: Profondeur totale (m) ou (ft).

K: Permeabilité (mD).

Sw: Saturation en eau (%).

Pg: Pression de gisement(Psi).

IN: Pouce.

TVD: Profondeur Verticale Totale (m) ou (ft).

MD: Profondeur mesurée (m) ou (ft).

d: Densité.

BPM : Baril par minute.

WO : Work Over.

BUP : Build UP.

Csg: Casing.

TD : La profondeur Totale (m).

Lbs : (Pounds) Unité de la force de Poids.

Table des Matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....	1
Chapitre I: Présentation sur le champ de Hassi Messaoud.....	2
I.1. Introduction.....	2
I.2. Aperçu géologique	3
I.2.1. Situation géologique	3
I.2.2. Genèse et origine de l'huile	5
I.2.3. Etude de réservoir	5
I.2.4. Subdivision pétro physique et notion de drain.....	7
I.2.5. Subdivision du gisement en zone de production.....	7
I.2.6. Caractéristique du réservoir	8
I.3. L'évolution du nombre de puits a Hassi Messaoud	9
Chapitre II: Description d'un appareil work over.....	12
II.1. Introduction	12
II.2. Classification des appareils de work over	12
II.3. Fonction de levage.....	14
II.3.1. Mâts de work over	14
II.3.2. Le mouflage.....	14
II.3.3. Treuil de work over	15
II.4. Fonction de rotation.....	16
II.4.1. La table de rotation.....	16
II.4.2. Top drive	17
II.4.3. Tête d'injection	18
II.5. Fonction de pompage	18
II.5.1. Rôle des pompes à boue	18
II.5.2. Type de pompes à boue	19
II.5.3. Compositions de la pompe à boue triplex à simple effet	20
II.6. Système de sécurité	20
II.6.1. Equipement d'obturation [blow-out preventers].....	20
II.6.2. Différents types d'obturateurs.....	21
II.6.3. Commande des obturateurs	22

Chapitre III: Généralité sur la complétion	23
III.1. Introduction	23
III.2. Classification des complétions	23
III.2.1. Classification par type d'interface couche/trou.....	23
III.2.2. Classification par le mode de production	25
III.2.3. Classification par le nombre de zones à compléter	27
III.3. Equipements de fond	28
III.3.1. Olive de suspension « Tubing hanger »	29
III.3.2. Vanne de sécurité sub-surface « Down holesafety valve "DHSV"»	29
III.3.3. Vanne de sécurité sub-surface hydraulique récupérable au câble.....	30
III.3.4. Vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing	30
III.3.5. Flow coupling (raccords anti-usure)	30
III.3.6. Blast joint (tube anti-usure).....	30
III.3.7. Mandrin à poche latérale « Sidepocketmandrel»	31
III.3.8. Vanne de circulation "Sliding side door".....	31
III.3.9. Packers	31
III.3.10. Sièges "Nipples"	33
Chapitre IV: Définition et procédure de descente de l'expandable casing.....	34
IV.1. Introduction.....	34
IV.2. Différentes méthodes d'utilisation de l'expandable casing	35
IV.3. Dimensions de L'expandable casing.....	38
IV.3.1. Running tool.....	39
IV.3.2. Top Connector "ETC"	40
IV.3.3. Joints	40
IV.3.4. Joints Centralizers	41
IV.3.5. Bottom connector (Connecter inferieur)	42
IV.3.6. Anchor shoe	42
IV.3.7. Expandable casing Well control Sub Crossover	43
IV.4. Séquence de déploiement de l'expandable casing	44
IV.5. Étapes d'installation de l'expandable casing dans le puits	46
IV.5.1. La livraison de l'expandable casing	46
IV.5.2. Organisation du travail.....	46
IV.5.3. Vérification du matériel sur site.....	47
IV.5.4. Verification du "Running tool"	47
IV.5.5. Préparation du trou.....	48
IV.5.6. Elargisseurs	49
IV.5.7. Conditionnement du trou	51

IV.5.8. Descente de l'Expandable casing.....	52
IV.5.9.Expansion de l'expandable casing	53
IV.5.10. Cimentation de l'expandable casing	55
IV.5.11. Reforage du ciment a l'intérieur de l'expandable casing.....	57
Chapitre V: Etude de cas puits MD224.....	58
V.1. Introduction	58
V.2. Présentation du puis MD 224	58
V.2.1. Carte de position Puits MD 224	58
V.2.2. Formations Traversées puits MD 224	59
V.2.3. Situation du puits (avant l'intervention).....	60
V.2.4. Données puits	60
V.2.5. Complétion (avant l'intervention)	60
V.3. but de cas:	62
V.4. Déroulement de l'opération sur le chantier	63
Conclusion générale	66
Recommandation.....	67
Bibliographie.....	68
Résumé	

Liste des figures

Figure I.1: Situation géographique.....	2
Figure I.2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud	4
Figure I.3: Les gisements entourant le champ de Hassi Messaoud.....	4
Figure I.4: coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....	6
Figure I.5: Présentation du Champs de Hassi Messaoud	7
Figure I.6: Puits foré à Hassi Messaoud	8
Figure I.7: Statut des puits du champ de Hassi Messaoud.....	9
Figure I.8: Nombre de puits à Hassi Messaoud	9
Figure I.9: Evolution du nombre de puits à Hassi Messaoud	10
Figure I.10: Production d'huile du puits de Hassi Messaoud	11
Figure II.1: Classification des appareils de work over	12
Figure II.2: Classification des appareils de work over selon la puissance de levage.....	13
Figure II.3: Mâts de work over	14
Figure II.4: mouflage	14
Figure II.5: moufle fixe.....	14
Figure II.6: Le moufle mobile et crochet.....	15
Figure II.7: Treuil de forage	15
Figure II.8: Fonction de rotation.....	16
Figure II.9: Top drive	17
Figure II.10: Tête d'injection	18
Figure II.11: Fonction de pompage.....	18
Figure II.12: pompe à boue.....	19
Figure II.13: Obturateur à mâchoires.....	21
Figure II.14: Mâchoires	21
Figure II.15: Obturateur annulaire	22
Figure II.16: Unité hydraulique de commande	22
Figure III.1: Complétion en trou ouvert.....	24
Figure III.2: liner non cimenté	24
Figure III.3: liner cimenté perforé.....	25
Figure III.4: Tubage cimenté perforé.....	25
Figure III.5: production avec et sans tubing	26
Figure III.6: Production assistée	26
Figure III.7: deux tubings avec deux zones productrices.....	27

Figure III.8: Equipements de fond	28
Figure IV.1: Comparaison entre la solution conventionnelle et l'expandable casing.....	34
Figure IV.2.A: Standard Open Hole	35
Figure IV.2.B: Standard Open Hole with large gap.....	36
Figure IV.3: Composantes de l'expandable casing.....	38
Figure IV.4: Composantes de l'expandable casing.....	39
Figure IV.4.1: Running Tool.....	39
Figure IV.4.2: Top Connector.....	40
Figure IV.4.3: joints de l'expandable casing	41
Figure IV.4.4: Centreur.....	41
Figure IV.4.5: Bottom connector	41
Figure IV.4.6: Anchor shoe	42
Figure IV.4.7: Sub Crossover	43
Figure IV.4.8: Le guide de raccordement	44
Figure IV.5: Séquence de déploiement de l'expandable casing	45
Figure IV.6.A: Elargisseur à bras mobiles.....	50
Figure IV.6.B: Elargisseur à bras fixes.....	50
Figure IV.7: Expansion de l'expandable casing	54
Figure IV.8: Outils de surforage	57
Figure V.1: Carte de position Puits MD 224	58
Figure V.2: Fiche technique de puits MD-224 (avant l'intervention).....	61
Figure V.3: Descente de l'expandable	63
Figure V.4: Recommandation du side track (MD224).....	64
Figure V.5: Fiche technique de puits MD-224 (après l'intervention).....	65

Liste des tableaux

Tableau IV.1: Dimensions de L'expandable casing.....	38
Tableau IV.2: ABL Well control Sub Crossover	43
Tableau IV.3: Les moments de serrage API	47
Tableau IV.4: Les longueurs minimales et maximales du rat-hole	51
Tableau IV.5: Les élévateurs utilisés	52
Tableau IV.6: les connexions standard	53
Tableau IV.7: La pression maximale	54
Tableau IV.8: Longueur de l'expandable casing vs size.....	54
Tableau V.1: Formations Traversées puits MD224.....	59
Tableau V.2: Complétion (avant l'intervention).....	60

Introduction générale

L'exploitation d'un gisement pétrolier nécessite le forage des puits, qui nous permet l'accès au fluide de réservoir et son acheminement du fond jusqu'à la surface. Un gisement ou un champ pétrolier passe par la période de découverte suit par le développement et termine par l'abandon.

Après le forage, le puits est mis en production et pour l'améliorer ou la maintenir, on est obligé de faire des interventions sur ce puits suite à des problèmes de production et de faire des traitements pour les remédier. Parmi ces interventions on peut citer le Work Over qui représente l'un des opérations les plus coûteuses et plus efficaces. Une intervention de WO est :

- Soit une intervention sur la tête de puits (well-head).
- Soit une intervention sur le tubing et parfois le tubage.
- Soit une intervention sur la liaison couche trou.

Le champ de Hassi Messaoud constitue l'endroit là où se manifestent tous ces problèmes.

Dans le champ de HMD, le forage de la phase 6" est assez problématique à cause des argiles que contient la roche réservoir, ceci retarde parfois considérablement l'avancement du forage et nécessite des remèdes assez coûteux.

Notre étude portant le titre "Expandable casing dans la phase 6" à HMD pour objectif d'étudier l'isolement sélectif et temporaire des argiles gonflantes.

Chapitre I: Présentation sur le champ de Hassi Messaoud

I.1.Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud, l'un des plus grands du monde, s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après près de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

Le gisement de Hassi Messaoud est situé à 85 Km au sud-est du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla (Fig. I.1). La concession sur laquelle se trouve HMD dont la superficie est de l'ordre de 4200 km² avait été octroyée le 01/11/1961 à l'association SN REPAL-CFPA. La CFPA détenait 51%et la SN REPAL 49%.

Le gisement de Hassi Messaoud se trouve dans la province triasique dont la superficie est de plus de 280.000 km² et qui reste à l'heure actuelle la région riche d'Algérie.

La structure de HMD a été mise en évidence en 1956 par une campagne sismique réfraction. Sur le vaste dôme structural a été implanté MD1 qui a mis en évidence dans les grès cambrien à 3338m un gisement d'huile sous saturée.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits ont été forés sur la structure.

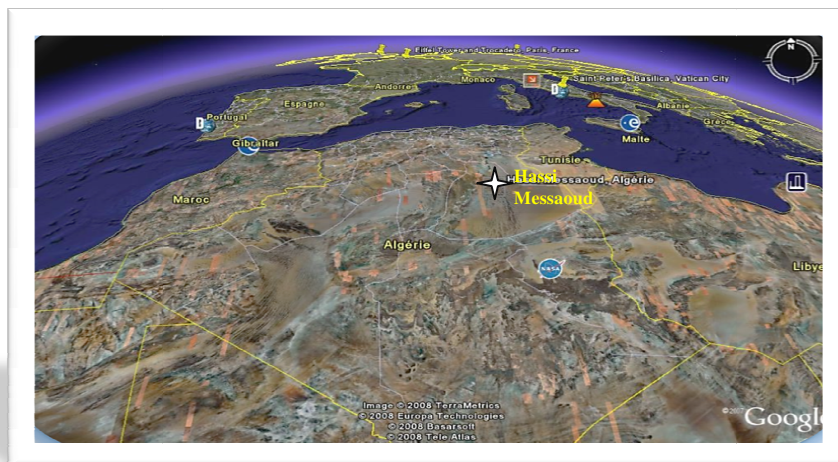


Figure I.1: Situation géographique.

I.2. Aperçu géologique

I.2.1. Situation géologique

La plateforme Saharienne est située au sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord-Africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. Les épaisseurs des séries (1000 à 8000m), leur nature, les déformations tectoniques et la subsidence, ont modelé la Plate-forme Saharienne en un certain nombre de bassins répartis dans la province occidentale, la province orientale et la province triasique.

La province occidentale comprend les bassins de Béchar, Tindouf, Reggane, Ahnet, Mouydir, Timimoun et Sbaa. La province orientale se compose des bassins d'Illizi et de Ghadamès séparés par le môle d'Ahara et enfin Située dans la partie septentrionale de la Plate-forme Saharienne, la province triasique est un anticlinorium de direction Est-Ouest où les éléments majeurs suivants ont été individualisés:

- La voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane;
- Le système structural de Djemâa-Touggourt;
- Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud et le môle de Dahar.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est l'un des plus grands gisements de pétrole d'Algérie.

Il est limité géologiquement par (Fig. I.2) :

- Les structures de Djamaa Touggourt au Nord ;
- Le dôme de Dahar, Horst anticlinal de Hassi-Touareg Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès à l'Est ;
- L'éperon d'Amguid au Sud ;
- La dépression ou le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.

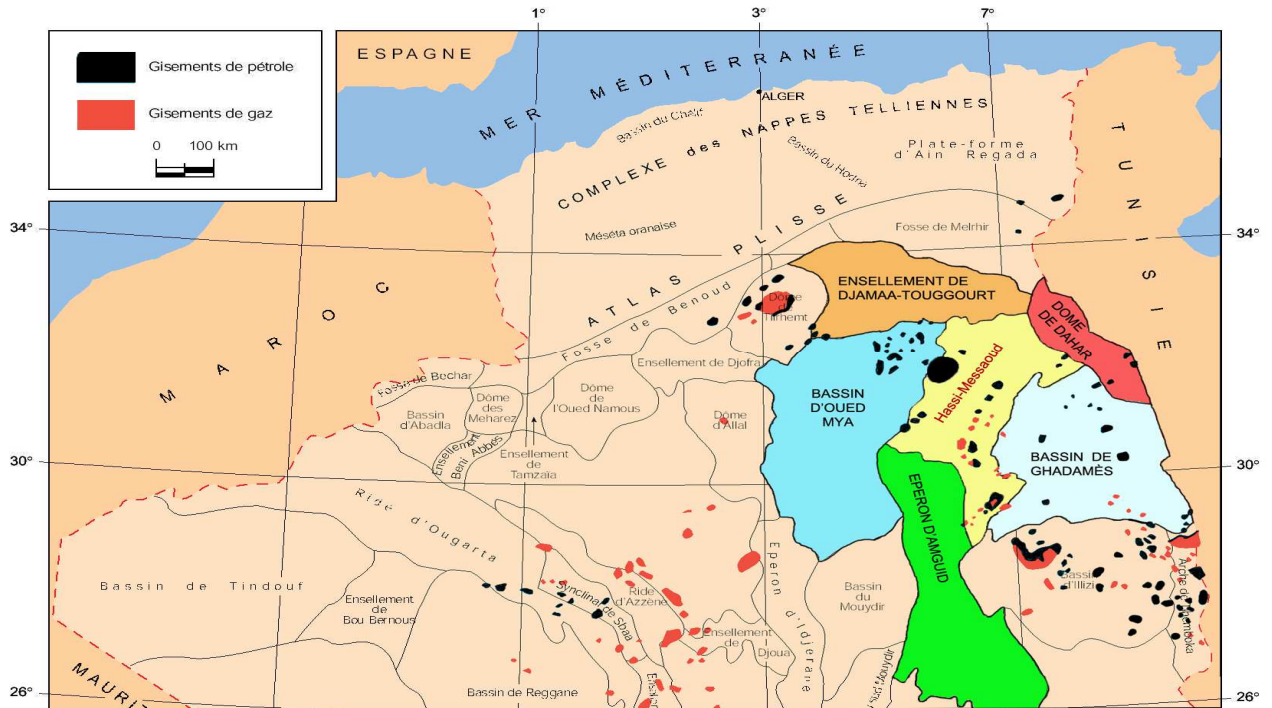


Figure I.2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

Il est aussi limité par les gisements suivants (Fig .I.3) :

- A l'Ouest par les gisements Guellala, Ben-Kahla et Berkaoui ;
- Au Nord-Ouest par les gisements Ouarsenis N, Zidane Lakhar et Boukhezana ;
- Au Nord-Est par le gisement de Rh. Chegga ;
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar ;
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

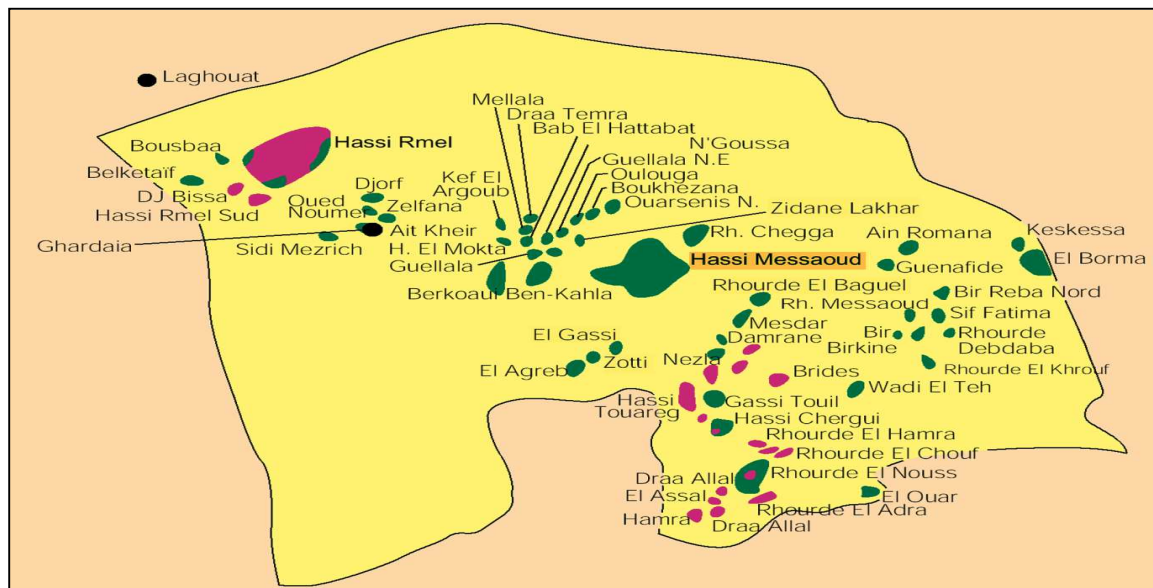


Figure I.3: Les gisements entourant le champ de Hassi Messaoud.

I.2.2. Genèse et origine de l'huile

Le réservoir de HMD est à 3300m de profondeur en moyenne dans les terrains quartzitiques du cambrien de HMD a été daté par Mobil Field Research Laboratory à 560 millions d'années plus ou moins 25 M.A. par la méthode Rubidium/Strontium chronologie absolue.

Il y a deux sources possibles à propos de l'origine de l'huile de HMD, les bancs argileux des argiles d'EL-Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout de l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures, les argiles du Silurien, puissance série, riche en matières organiques, situées de part et d'autre du gisement a de grandes profondeurs (sillon de Dorbane notamment).

L'extension géographique des niveaux, leur importante radioactivité et les tests géochimiques réalisés leur confère le rôle de roche mère potentielle ayant généré une partie de l'huile.

Les huiles formées ont migré vers le début du jurassique jusqu'au crétacé inférieur ou le piégeage a eu lieu (vers 110 millions d'années).

I.2.3. Etude de réservoir

Le gisement de HMD est lié aux grés quartzitiques fissurés du cambrien érodé sous la discordance hercynienne et recouvert par une épaisse couverture argilo-salifère du trias. (Voir coupe stratigraphique (Fig. I.4).

Les dimensions du gisement atteignent 2500km^2 avec une surface imprégnée de quelque 1600km^2 .

Une observation visuelle des carottes du réservoir montre qu'il est constitué de deux populations; des grés et des silts.

Cette dernière représente des intercalations de quelques centimètres entrecoupant les niveaux gréseux de caractéristiques différentes.

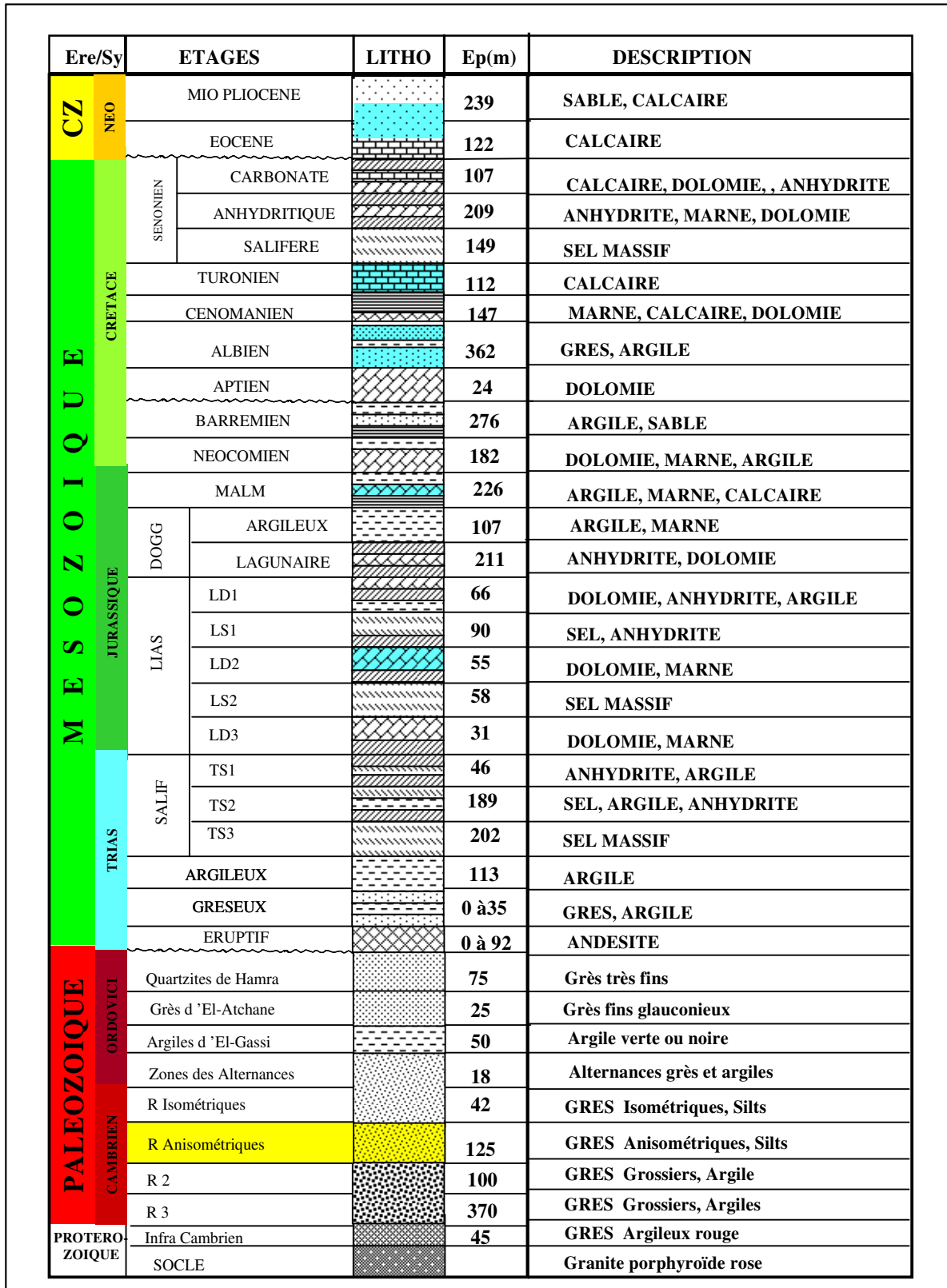


Figure I.4 : coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

I.2.4. Subdivision pétro physique et notion de drain

La notion de drains fait appel aux données sédiment logiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion est à caractère horizontal et à caractère Pétro physique vertical dans le réservoir. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

I.2.5. Subdivision du gisement en zone de production

L'évolution de la pression des puits en fonction de la production interprétée à l'aide de simulateur numérique à permet de subdiviser le gisement en zones productrices et zones stériles, dont les réserves ne participent pas à la déplétion.

Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communique entre eux, mais pas avec ceux des zones voisines, ils drainent une quantité d'huile en place bien établie. Chaque zone englobe les puits concernés et les réserves en place nécessaire à la simulation.

Il existe actuellement 25 zones plus aux moins étendues dans le champ de HMD et dans quelques zones on distingue des sous zones dues à l'hétérogénéité de la zone elle-même (Fig I.5)

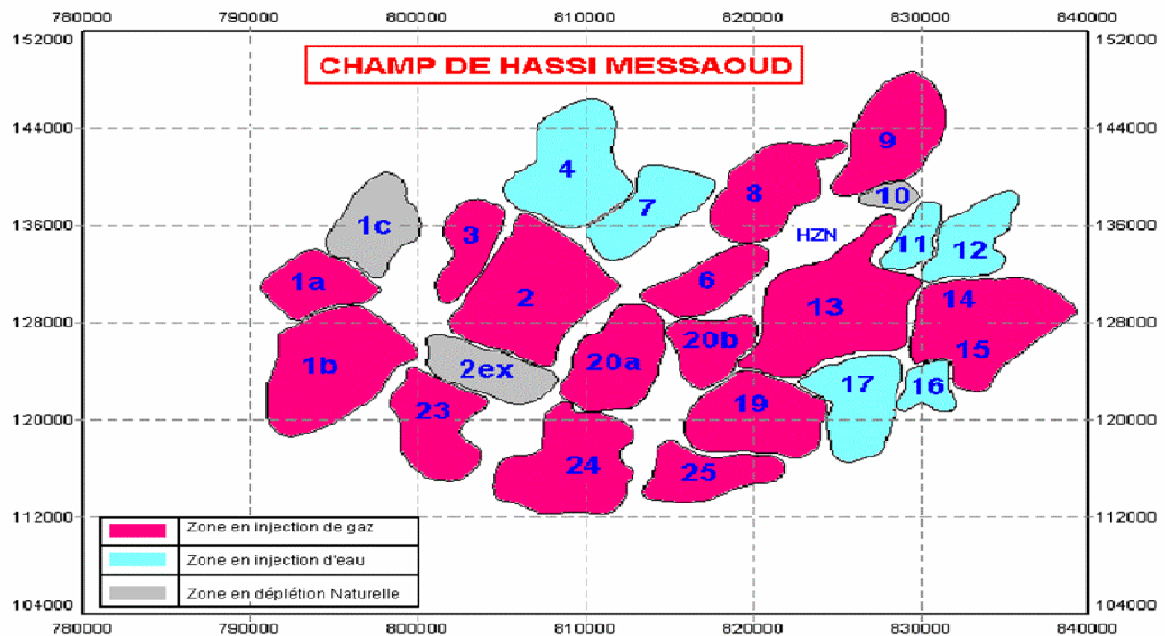


Figure I.5: Présentation du Champs de Hassi Messaoud.

I.2.6. Caractéristique du réservoir

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm²).
- La température est de l'ordre de 120 °c.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- Contact huile/eau : - 3380m.
- Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm².
- Côte de référence : - 3200 m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m maximums mais peut également être nulle.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

Le développement des champs de Hassi Messaoud depuis sa découverte en 1956a été assuré par le forage de puits verticaux jusqu'à l'année 1993 début du forage horizontal ensuite la reprise des puits en short radius y compris la réalisation des doubles drains en 1996.

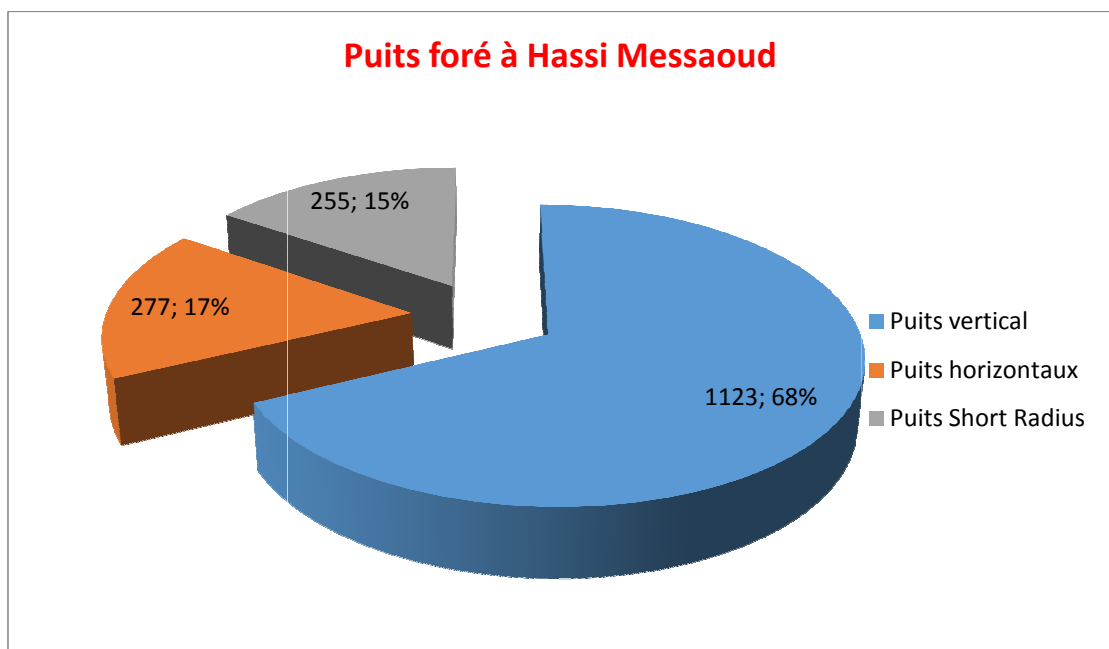


Figure I.6: Puits foré à Hassi Messaoud.

Certains puits forés à **HMD** ont été déplétés après de longues années de production, Ces derniers sont assistés par injection de gaz lift pour maintenir la productivité, alors que d'autres puits continuent à produire naturellement (**Fig. I.7**).

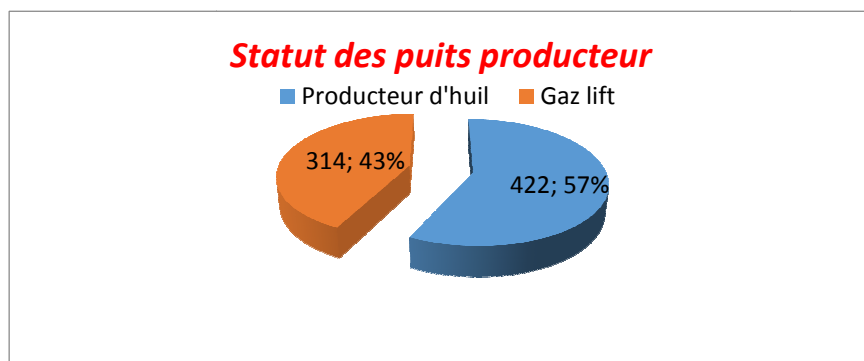


Figure I.7: Statut des puits du champ de Hassi Messaoud.

I.3. L'évolution du nombre de puits a Hassi Messaoud

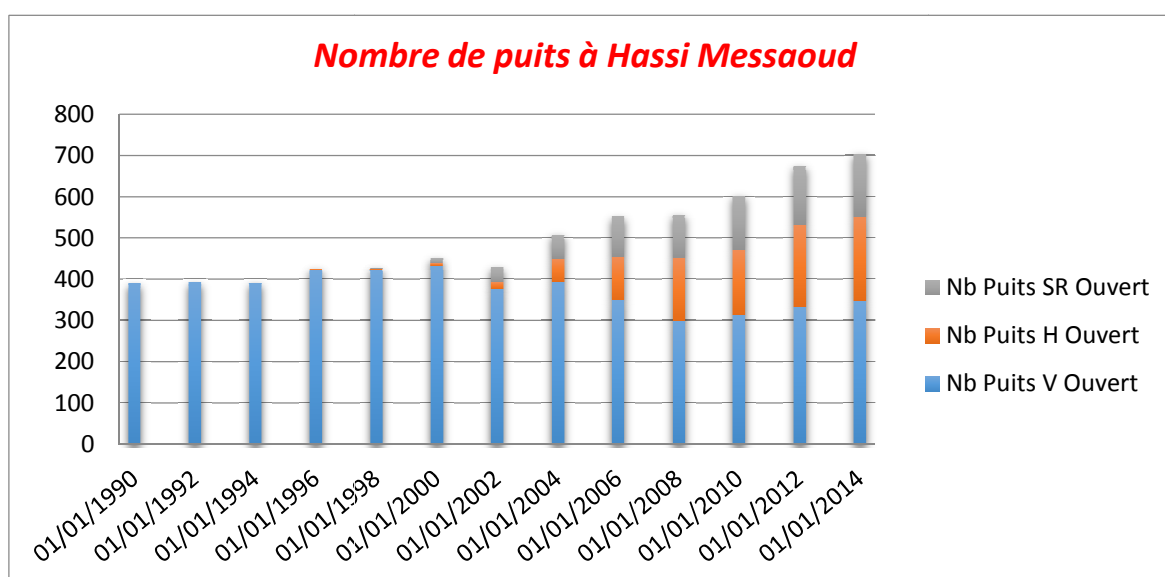


Figure I.8: Nombre de puits à Hassi Messaoud.

L'évolution de nombre des puits dans le champ de HMD est dictée par des circonstances techniques, politiques, économiques. Un programme mixte puits horizontaux et reprise des

puits verticaux est adopté pour des considérations techniques (les abords du champ et les interzones ou la dégradation des perméabilités et les problèmes de l'eau altèrent les puits, déplétion de revoir, problèmes de percé de gaz et d'eau, un très grand nombre de puits verticaux inexploitable, secs ou très faible producteurs) (Fig. I.9).

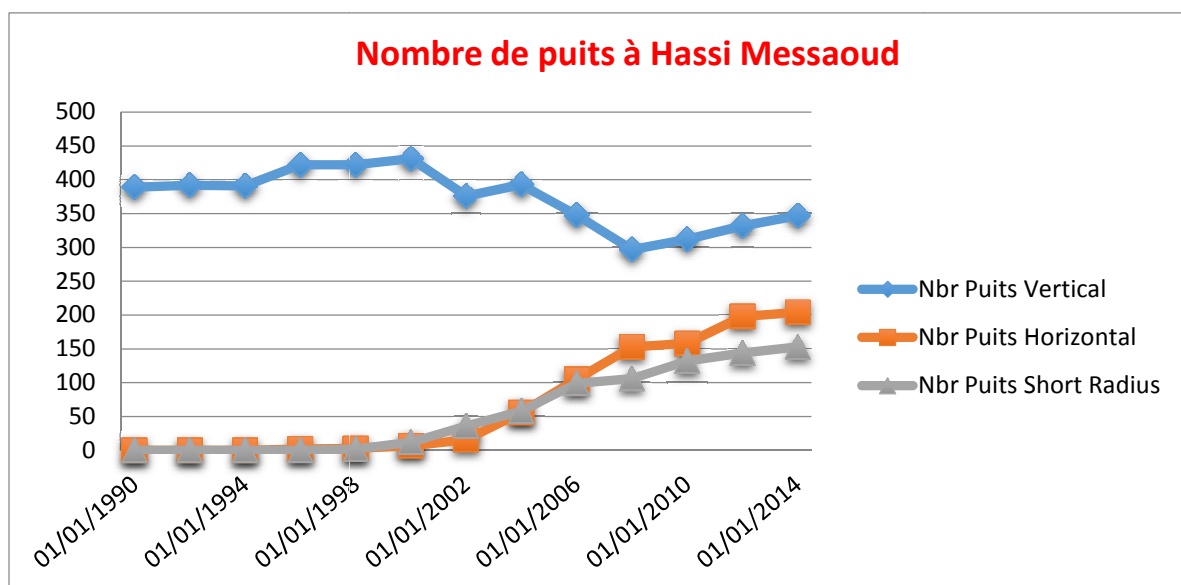


Figure I.9: Evolution du nombre de puits à Hassi Messaoud.

Le gisement de Hassi Messaoud compte plusieurs puits qui sont foré au cambrien dont 813 producteurs d'huile 126 puits injecteur de gaz et 53 injecteurs d'eau les réserves en place du gisement.

Le gisement de Hassi Messaoud a été depuis sa découverte en 1956 et sa mise en production en 1958, il a été exploité par les puits verticaux. Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chutés entraînant ainsi la remontée du plan d'eau et la percée de gaz.

Le forage horizontal est une nouvelle technique utilisée au niveau du champ de Hassi Messaoud, après le succès de cette technique dans le monde.

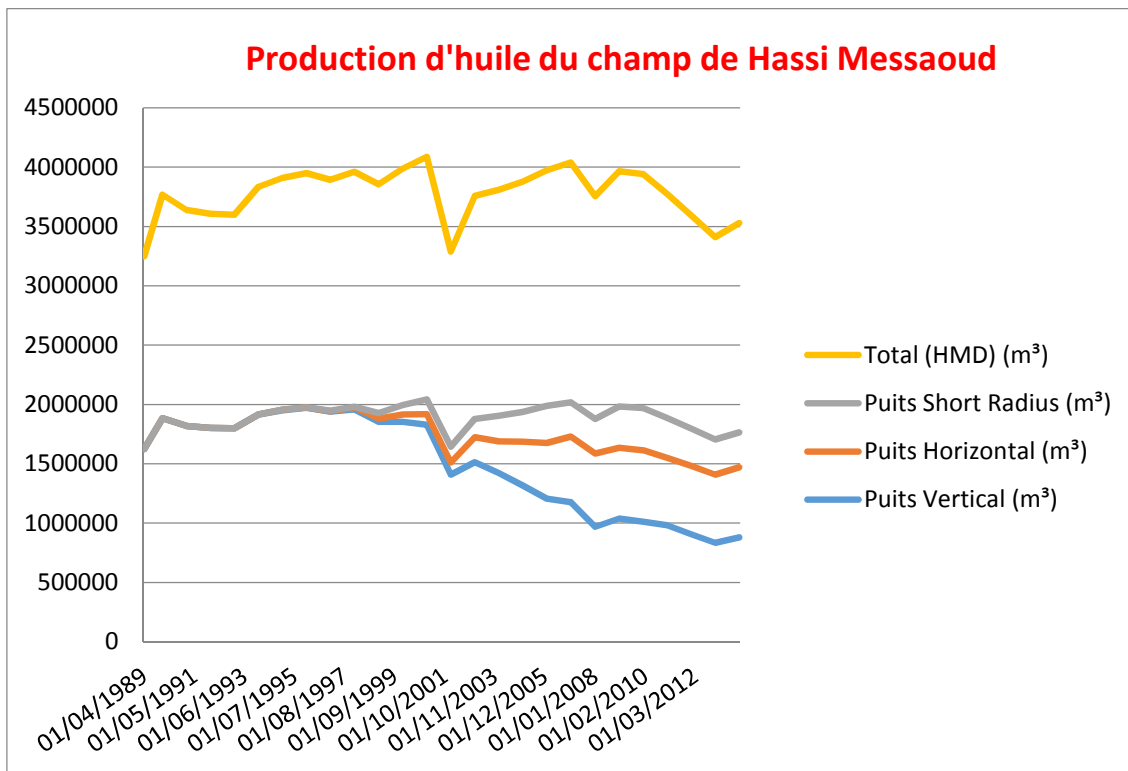


Figure I.10: Production d'huile du puits de Hassi Messaoud.

Chapitre II: Description d'un appareil work over

II.1. Introduction

L'appareil de work over, ou plus globalement le chantier de work over (rig) est constitué d'un ensemble regroupant en trois fonctions :

- La fonction de levage.
- La fonction de rotation.
- La fonction de pompage et de circulation.

Il y a aussi :

- Les magasins, stockage des produits consommables.
- Les abris de chantier.

II.2. Classification des appareils de work over

La classification des appareils de work over se fait en première approche par la capacité de profondeur de forage maximale.

Donc chaque appareil de forage est conçu pour forer dans une gamme de profondeur donnée.

Les appareils de forage peuvent être classés comme suit :

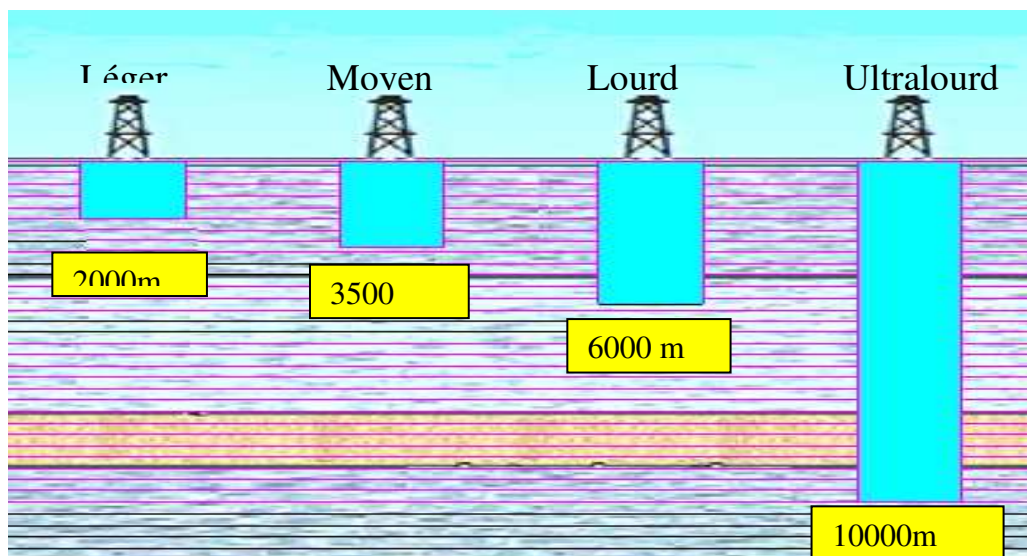


Figure II.1: Classification des appareils de work over.

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids au crochet de levage compte tenu des poids des garnitures et des casings.

En prenant en compte les temps de manœuvre communément acceptés, on peut évaluer la puissance maximale que devra développer le treuil de forage (Draw works).

La puissance du treuil est donc une caractéristique primordiale pour déterminer un appareil de work over.

Pour les catégories d'appareils cités précédemment, on peut les classer selon la puissance de levage :

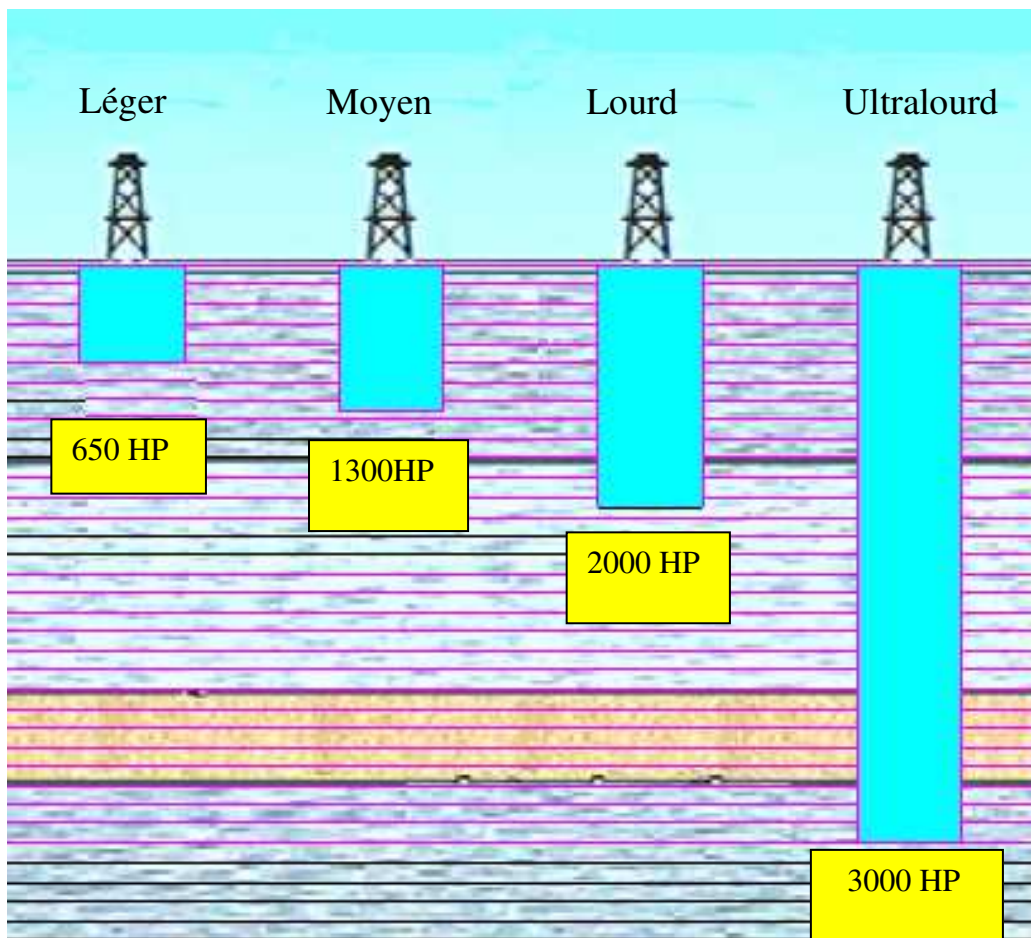


Figure II.2: Classification des appareils de work over selon la puissance de levage.

Les autres fonctions (pompage, rotation) sont dimensionnées par rapport au programme de forage et tubage classique d'un puits à la profondeur désignée.

II.3. Fonction de levage

II.3.1. Mâts de work over

Le mât de forage est composé de deux montants reliés par des entretoises et des croisillons qui reposent sur une substructure.

Les différents types de mât

On distingue:

- Les mâts libres
- Les mâts haubanés

Caractéristiques des mâts

- a. Hauteur : Mesurée entre le plancher et le bas de la passerelle du moufle fixe.
- b. Capacité API : C'est la capacité maximale au crochet, pour un mouflage donné, en l'absence de gerbage et du vent.



Figure II.3: Mâts de work over

II.3.2. Le mouflage

Le mouflage est un moyen de démultiplication des efforts, simple utilisé sur les appareils de forage pour lever de lourdes charges. Le mouflage comprend un câble qui passe successivement sur les poulies d'un moufle fixe (crown bloc) et sur les poulies d'un moufle mobile (travelling bloc) avant de s'enrouler sur le tambour d'un treuil. L'autre extrémité du câble est fixée à un point fixe ou réa.

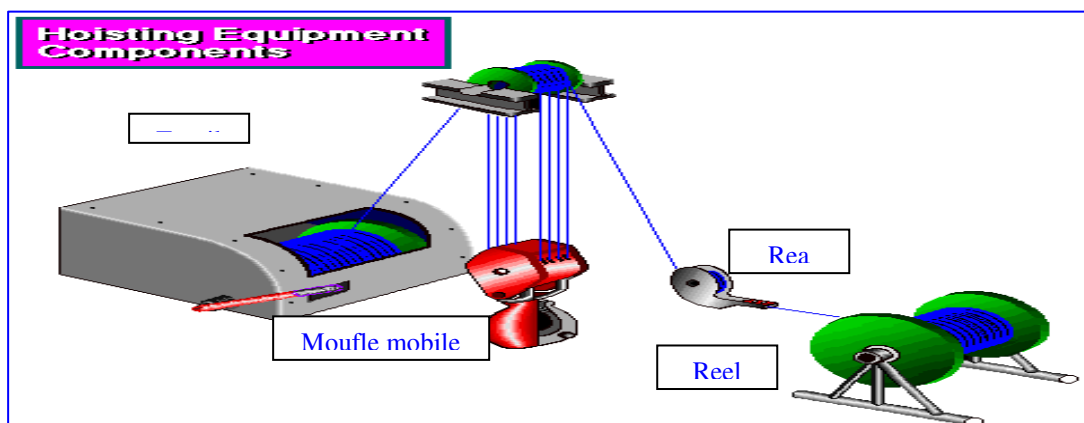


Figure II.4: mouflage.

Entre le tambour du treuil et le moufle fixe. Le brin mort est la portion du câble sortant du moufle fixe. Le brin mort est la portion du câble sortant du moufle fixe et allant directement au moufle fixe. C'est sur ce brin mort que sont effectuées les mesures de tension du câble qui permettent méconnaître le poids suspendu au crochet. Au moufle mobile est lié un crochet indépendant ou intégré auquel est suspendue la charge.

II.3.2.1. Le moufle fixe

Le moufle fixe a des poulies alignées sur le même axe. Cet axe est supporté à cette extrémité par deux paliers montés sur des poutrelles fixées au sommet du mât. L'axe du moufle fixe est perforé pour permettre le graissage des différents roulements des poulies.

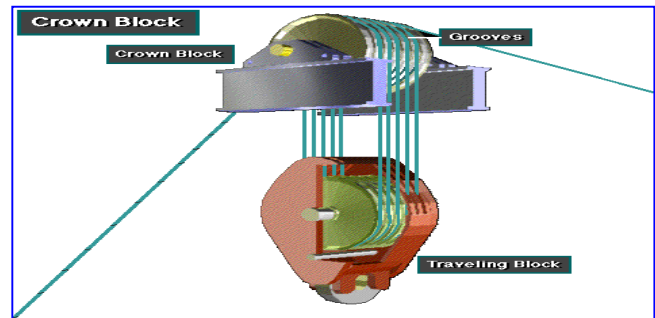


Figure II.5: moufle fixe.

II.3.2.2. Le moufle mobile et crochet

Ils sont en général dits intégrés c.-à-d que l'ensemble des poulies et du crochet sont assemblés d'une manière compacte. Le moufle mobile comporte une poulie de moins que le moufle fixe correspondant.

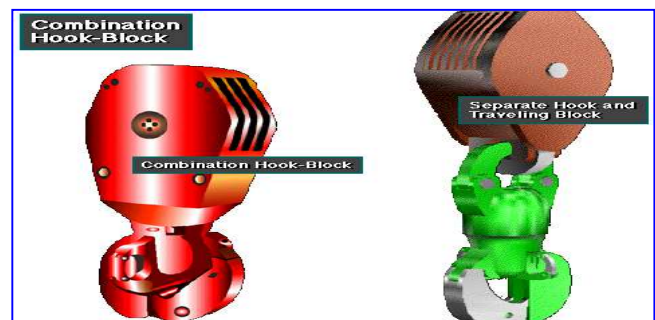


Figure II.6: Le moufle mobile et crochet.

II.3.3. Treuil de work over

C'est le cœur d'un appareil de forage. Sa capacité caractérise un rig et indique la classe de profondeur des forages que l'on pourra effectuer. Il doit assurer :

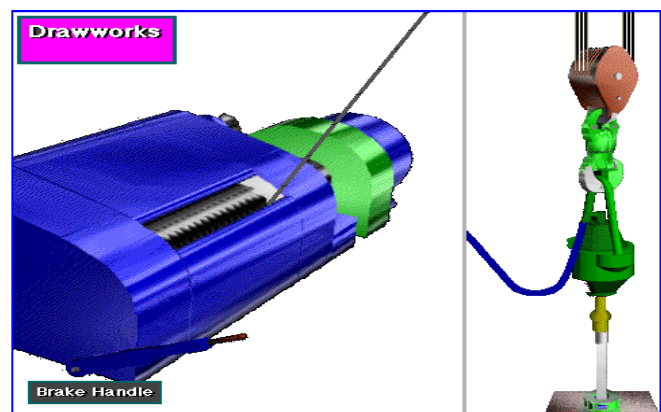


Figure II.7: Treuil de forage.

- Le levage de la garniture de work over et du tubage.
- Sur certains appareils, il assure l'entraînement de la table de rotation par l'intermédiaire de cardans ou de chaînes de pignons.
- L'entraînement d'un arbre secondaire permettant de dévisser et visser les tiges et les tubages (cabestan) [cathead].
- Le déplacement de lourdes charges à de grandes vitesses.

Un treuil de work over est caractérisé par sa puissance maximale de levage.

II.4. Fonction de rotation

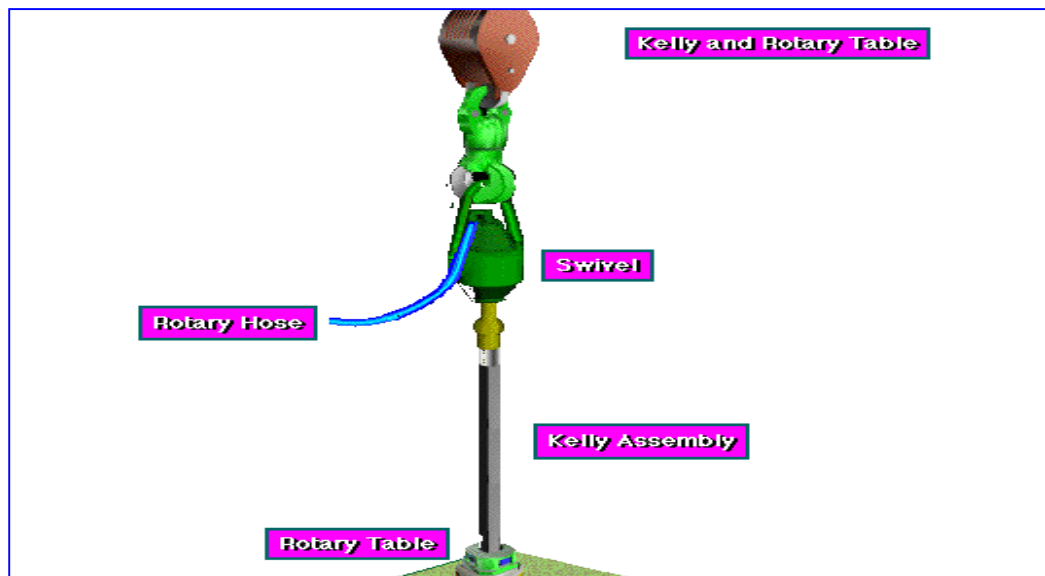


Figure II.8: Fonction de rotation.

II.4.1. La table de rotation

En cours de work over, la table de rotation [rotary table] transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourrures [bushings] et de la tige d'entraînement [Kelly], et, en cours de manœuvre [trip], supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue.

II.4.2. Top drive

Le top drive est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

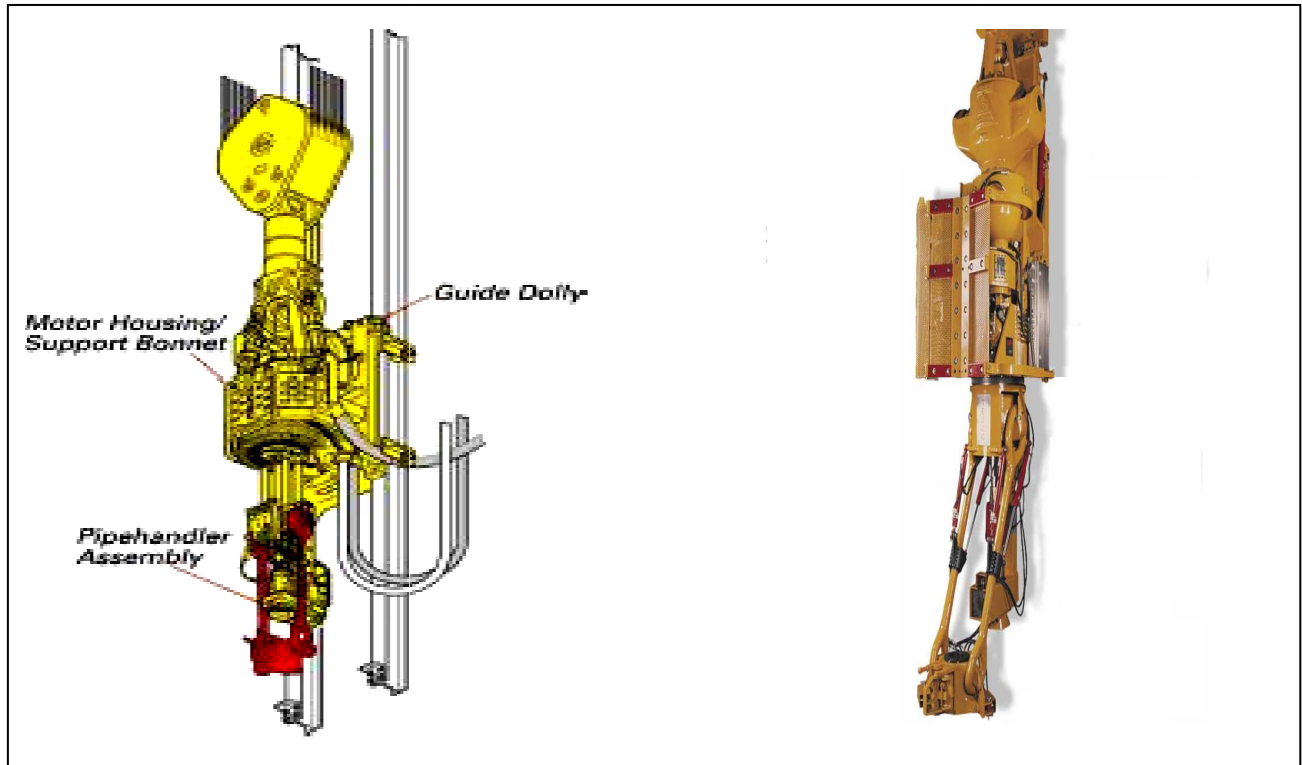


Figure II.9: Top drive.

Ainsi, on n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simples par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées.

Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements.

II.4.3. Tête d'injection

C'est le composant qui est suspendu par son anse au crochet de levage. Il doit être conçu à la fois pour la charge maximale de garniture et pour la vitesse de rotation maximale.

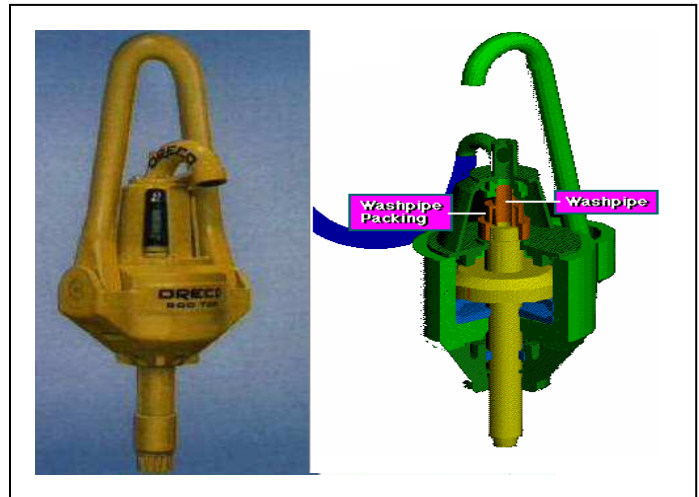


Figure II.10: Tête d'injection.

II.5. Fonction de pompage

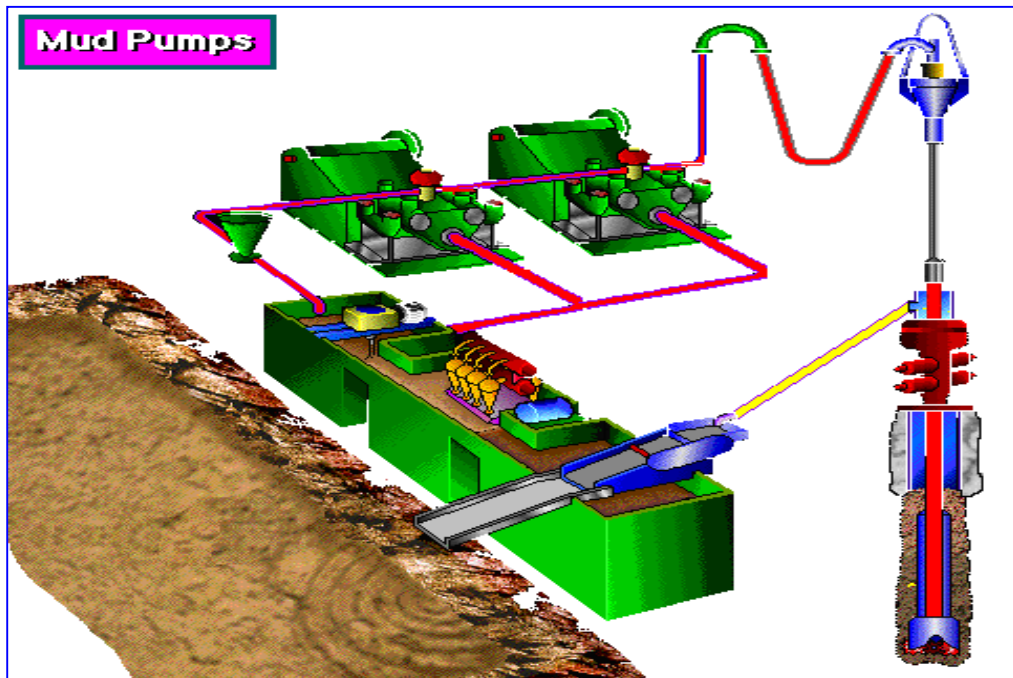


Figure.11: Fonction de pompage.

II.5.1. Rôle des pompes à boue

Le rôle des pompes à boue est d'assurer l'aspiration de la boue de forage par la conduite d'aspiration, puis leur refouler dans la colonne de refoulement à travers un clapet de refoulement.

II.5.2.Type de pompes à boue

II.5.2.1.Pompes à boue duplex à double effet

Ce sont des pompes volumétriques alternatives à mécanisme bielle - manivelle qui comportant deux pistons à double effet, c'est-à-dire que chaque piston aspi et refoule des deux côtés, deux clapets (un pour l'aspiration et l'autre pour le refoulement) sont placés à l'arrière de chaque cylindre.

II.5.2.2.Pompes à boue triplex à simple effet

Ce sont des pompes volumétriques alternatives à mécanisme bielle - manivelle pour ces pompes les manivelles des trois pistons sont décalées à 120° et les clapets sont au nombre 6 (3 à l'aspiration et 3 au refoulement).

Avantages des pompes triplex par rapport au duplex

- Facilité d'entretien et de manipulation.
- Plus économique.
- Facilité d'accès à la section du fluide.
- Refoulement avec moins de suppression que la duplexe.
- Q et P importants exigés dans le forage plus profond.

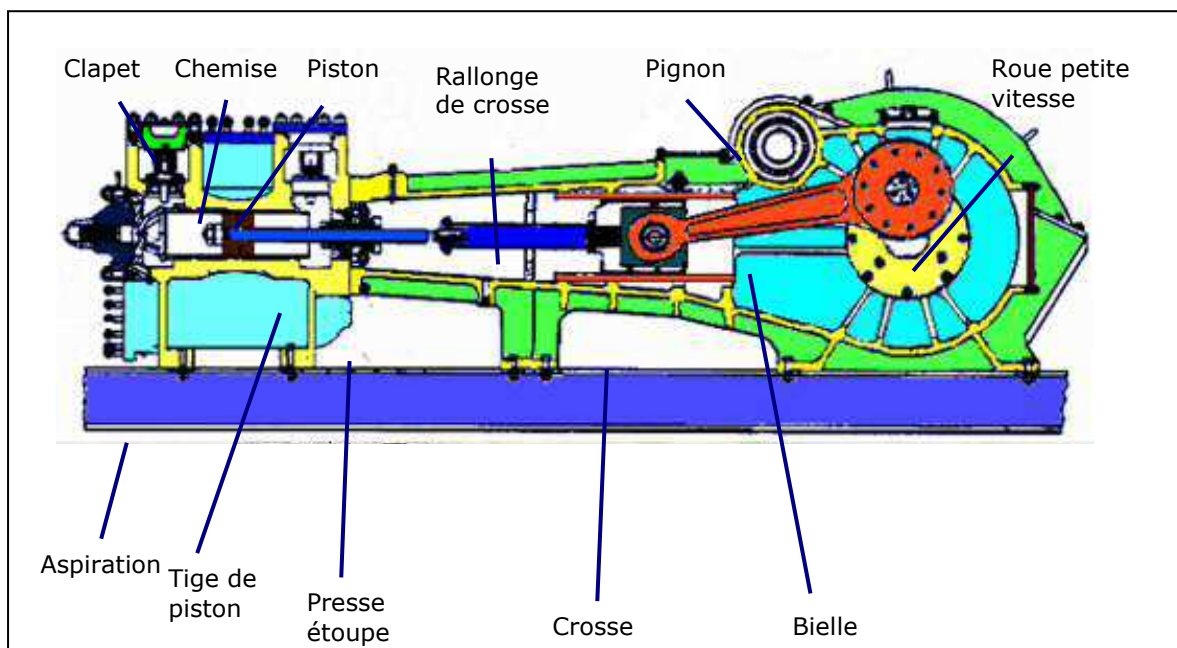


Figure II.12 : pompe à boue.

II.5.3. Compositions de la pompe à boue triplex à simple effet

Elle se compose de deux parties principales:

a) Partie mécanique

Elle sert à transformée le mouvement de rotation en mouvement de translation alternatif communique au piston, et elle est constituée par:

- Un bâti qui supporte toutes les pièces composées de l'étalage.
- Arbre de transmission.
- Couple d'engrenage.
- Arbre, bielle, manivelle, crosse et rallonge de crosse.

b) partie hydraulique

C'est l'ensemble ou circule la boue avec tous les éléments qui constituent au mouvement de la boue de l'aspiration au refoulement.

Cette partie est formé par trois chambres qui referment des pistons et de refoulement, a la partie inférieure on à prévue un collecteur commun d'aspiration et à la partie supérieure un collecteur de refoulement et le corps de l'amortisseur de pulsation.

II.6. Système de sécurité

II.6.1. Equipement d'obturation [Blow-Out Preventers]

Rôles: L'obturateur et ses accessoires servant à:

- Assurer la fermeture du puits en cas de venue de fluides de formations;
- Permettre la circulation sous pression contrôlée pour reconditionner la boue et évacuer l'effluent ayant pénétré dans le puits;
- Tester des éléments dans le puits;
- Tester les formations;
- Faire des circulations inverses;
- Faire des squeezes;

Un obturateur est défini par sa marque, son type, sa dimension nominale et sa série (pression de service).

Pour chaque obturateur on précise en outre les caractéristiques suivantes:

- Le diamètre maximal de passage des outils.
- Les apports d'ouvertures et de fermeture (rapport entre la pression qui règne dans le puits et la pression nécessaire pour commander l'obturateur).
- Les volumes de fluide nécessaire pour la fermeture et l'ouverture.
- L'encombrement (fluide).
- Le poids.

II.6.2. Différents types d'obturateurs

a) Les obturateurs à mâchoires [rams BOP]

Ces obturateurs (Fig. II.13) ferment l'espace annulaire autour des tiges par le déplacement d'une paire de mâchoires (**Fig. II.14**).

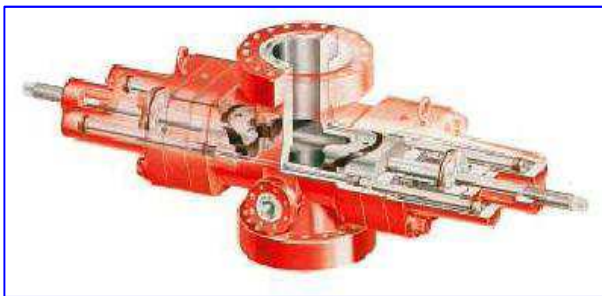


Figure II.13: Obturateur à mâchoires.



Figure II.14 : Mâchoires.

Ces mâchoires rendent étanche l'espace au-dessous d'elles. Elles peuvent être :

- **A fermeture totale** : elles permettent de fermer totalement le puits en l'absence de tiges ou de les cisailier si elles sont présentes,
- **A fermeture sur tiges** : elles sont munies d'ouvertures semi-circulaires, correspondant au diamètre extérieur des tiges, pour lesquelles elles sont prévues. Il est absolument essentiel que les mâchoires d'un obturateur correspondent exactement aux dimensions des tiges, des tubages, ou des tubings qui sont en service,
- **A fermeture variable** : elles permettent de fermer sur différentes tailles de tiges et même sur la tige d'entraînement.

b) Les obturateurs annulaires [annular BOP]

Ces obturateurs emploient une membrane en caoutchouc synthétique, qui fait étanchéité sur différents diamètres de la garniture de forage. Elle peut même permettre de petits mouvements de translation et rotation, et fermer complètement le trou s'il est vide.



Figure II.15: Obturateur annulaire.

c) Obturateurs rotatifs

Placés au dessus des obturateurs fixes, ils permettent la rotation et la manœuvre des tiges, ils sont utilisés pour forer sous pression (comme dans le forage en une der balance).

II.6.3. Commande des obturateurs

Les obturateurs sont à commandes hydrauliques. Une unité d'accumulateurs (Fig. II.16) permet de stocker du fluide hydraulique sous pression de manière à assurer une fermeture rapide des obturateurs. La mise en pression s'effectue à la fois par des pompes électriques d'autres pneumatiques. Cette unité d'accumulateurs ainsi que le tableau de commande des obturateurs doivent se trouver à une distance sûre du puits de manière à pouvoir être opérés rapidement et de manière adéquate en cas d'urgence. Un tableau de commande secondaire est généralement situé sur le plancher de forage à porté de main du chef de poste.



Figure II.16 : Unité hydraulique de commande.

Chapitre III: Généralité sur la complétion

III.1. Introduction

Le terme "complétion" est dérivé de l'opération nécessaire pour compléter un puits de façon à le faire produire, efficacement, économiquement et en toute sécurité après avoir réussi les phases de forage.

La complétion d'un puits consiste en une série d'opérations :

- la perforation du liner ou du tubage
- le contrôle de sable
- la mise en place du packer de production
- la descente de complétion et installation du tubing hanger
- l'installation des vannes de sécurité de sub-surface
- l'installation de la tête de production
- l'installation du mécanisme de production en surface

III.2. Classification des complétions

Les complétions peuvent être regroupées selon le mode de production, le nombre de zones à compléter ou le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits.

III.2.1. Classification par type d'interface couche/trou

a - Complétion en trou ouvert

Après cimentation du dernier tubage, le réservoir sera foré et non équipé. Ce type de complétion est utilisé dans le cas des formations consolidées où l'on désire faire produire toute l'épaisseur de la couche productrice (**Fig.III.1**).

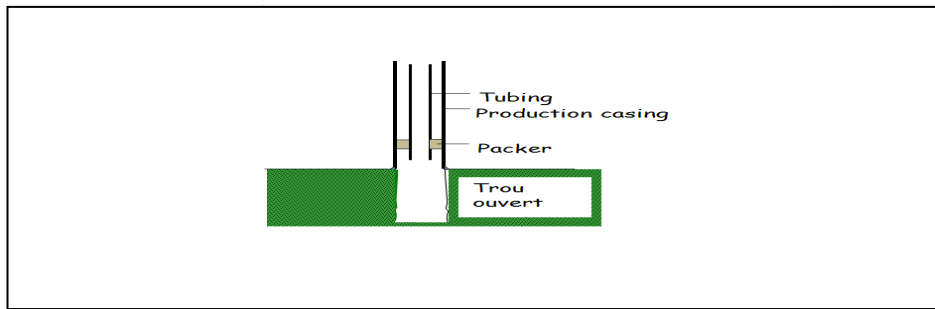


Figure III.1: Complétion en trou ouvert.

b - Complétion par liner non cimenté

Ce type de complétion est utilisé dans les réservoirs friables où il est possible de produire des particules solides avec le fluide de formation.

Nous avons plusieurs types de cette complétion comme (Fig. III.2) :

- Liner crépine.
- Liner perforé.
- Gravillonnage des crépines.

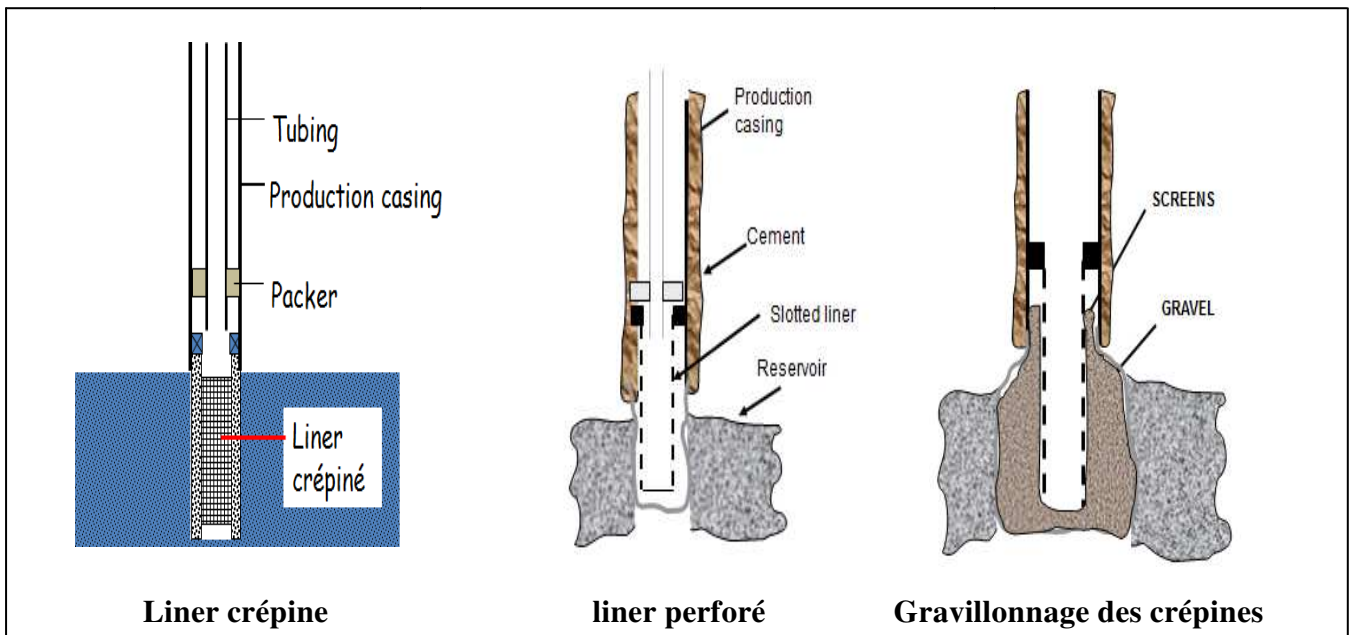


Figure III.2: liner non cimenté.

c - Complétion en trou tubé

***Liner cimenté et perforé**

Après le forage de la couche productrice, un liner est descendu et cimenté sur toute la longueur du découvert, afin de ne pas produire des fluides indésirables, le liner doit être perforé en face des zones d'intérêt (Fig. III.3).

*Tubage cimenté et perforé

Le réservoir est foré directement avec la phase du dernier tubage, la cimentation du tubage de production couvre la couche productrice. La perforation du tubage permet l'écoulement du fluide de formation dans le puits (**Fig. III.4**).

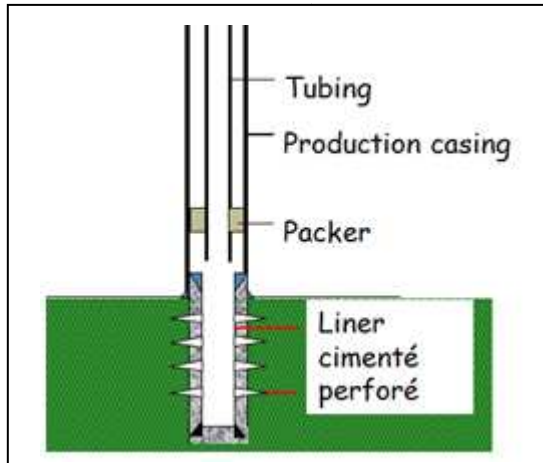


Figure III.3 : Liner cimenté perforé.

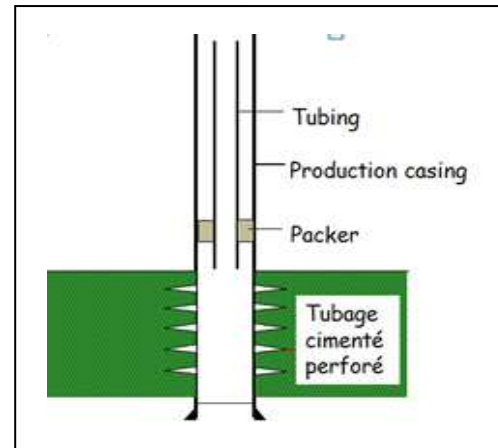


Figure III.4: Tubage cimenté perforé.

III.2.2. Classification par le mode de production

Il existe deux modes de production qui consistent en:

a- Production naturelle

- **production sans tubing (Tubingless)**

Dans ce type de complétion, la production des fluides de formation est assurée par le tubage de production.

La complétion sans tubing a été essayée dans certains puits à gaz mais n'a pas été généralisée car le tubage de production est constamment exposé à la pression du puits et à l'effet de corrosion. (**Fig. III.5**).

- **production avec tubing**

Le fluide de la formation est acheminé en surface par un tubing de production. Il existe trois types de complétion avec tubing:

- complétion temporaire (Temporary tubing).
- complétion des puits à pressions élevées (High pressure).
- complétion des puits à débits élevés (High rate liner).

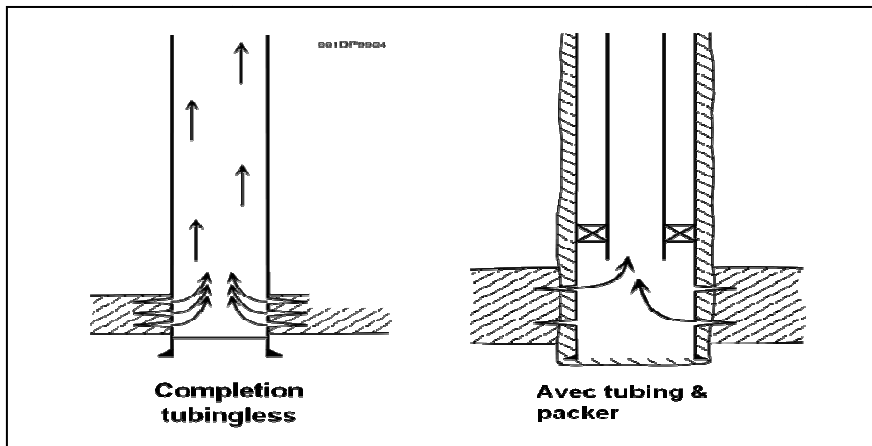


Figure III.5: production avec et sans tubing.

b- Production assistée

Ce mode de production est utilisé dans les réservoirs à pressions anormalement basses où la pression de gisement est insuffisante pour acheminer le fluide de formation en surface.

Les modes de production assistés consistent en: (Fig. III.6)

- production par gas lift.
- production assistée par pompe hydraulique de fond.

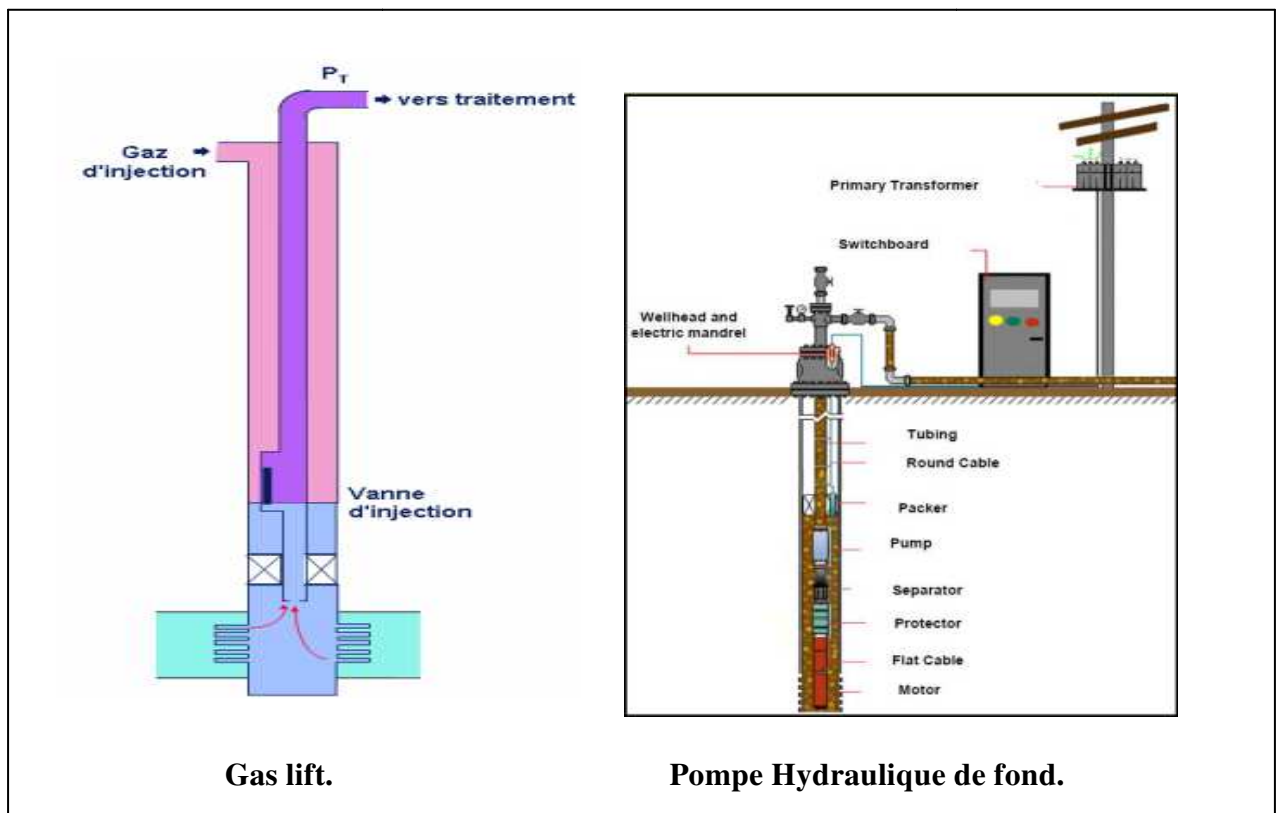


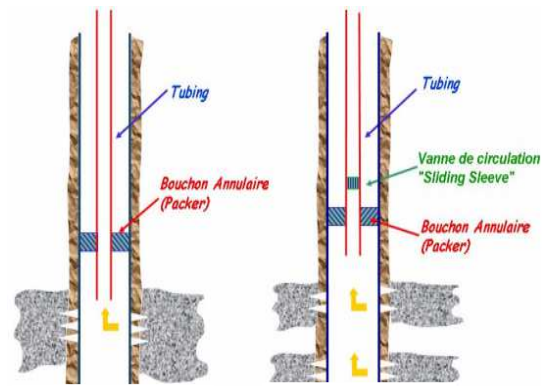
Figure III.6 : Production assistée.

III.2.3. Classification par le nombre de zones à compléter

A- Une seule zone productrice"complétion simple"

- **complétion standard**

C'est une complétion simple où le tubing est ancré dans un packer de production pour faire produire un seul horizon.



Complétion standard

Intervalco-mingling

- **Intervalco-mingling**

Dans ce type de complétion, le tubing est ancré dans un packer de production destiné à produire plusieurs niveaux d'une même couche à la fois.

B- Plusieurs zones productrices"complétion multiple"

- **deux tubings avec deux zones productrices**

Dans ce type de complétion, les deux couches productrices sont séparées par un packer simple, la colonne de tubage est isolée de l'effluent de la couche supérieure par un packer double (Fig. III.7).

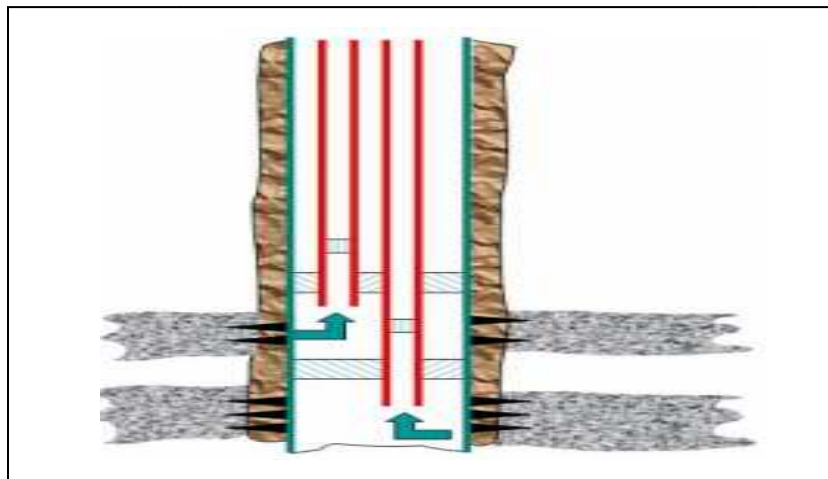


Figure III.7: deux tubings avec deux zones productrices.

- **trois tubings avec plusieurs zones productrices**

Dans ce cas les trois couches produisent séparément à travers trois tubings. Le tubage de production est protégé du fluide de la formation par le packer supérieur.

• **Tubings concentriques avec plusieurs zones productrices**

Ce type de complétion est recommandé dans le cas où la complétion multiple n'est pas en adéquation avec le diamètre du dernier tubage. La production collective de deux ou plusieurs couches se fait par le tubing concentrique.

III.3. Equipements de fond

La complétion est l'ensemble des équipements qui permettent d'acheminer le fluide de formation (huile ou gaz) en toute sécurité depuis le réservoir jusqu'en surface.

Généralement, l'ensemble des équipements de fond d'une complétion se compose de haut en bas des éléments suivants (**Fig. III.8**):

- Olive de suspension
- Vanne de sécurité sub-surface
- Flow coupling
- Mandrin à poche latérale
- Vanne de circulation
- Sièges
- Packer de production
- Blast joint
- Sabot

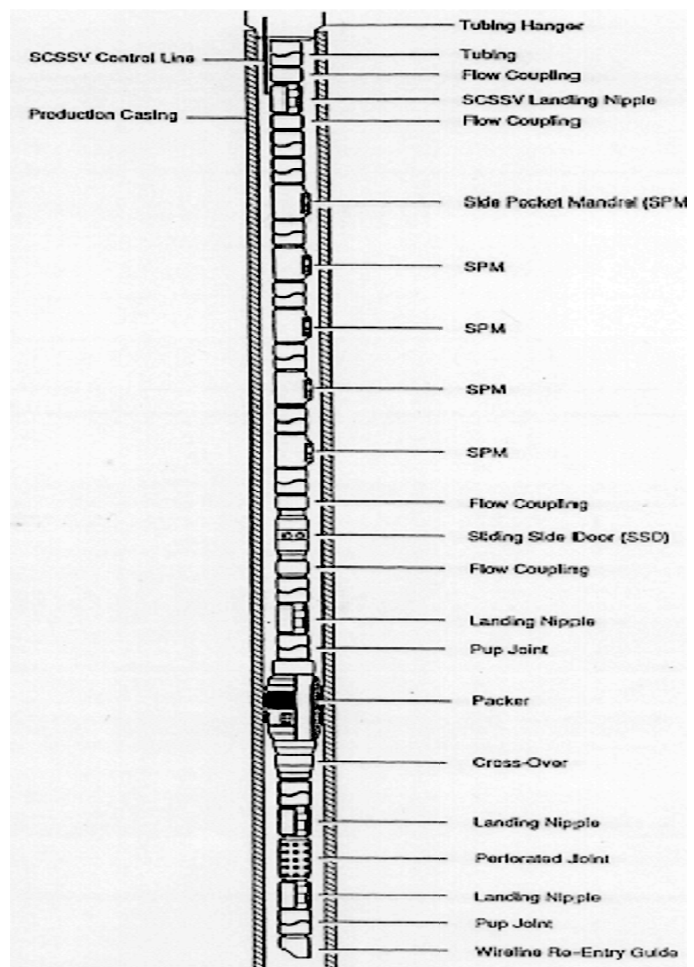


Figure III.8 : Equipements de fond.

III.3.1. Olive de suspension « Tubing hanger »

L'olive de suspension doit supporter tout le poids de la colonne de production tout en assurant l'étanchéité avec la tête de tubing (tubing head) et la ligne de contrôle de la vanne de sécurité sub-surface.

Il existe deux types d'olives de suspension:

- * la première permet le mouvement de la colonne de tubing vers le haut et vers le bas à travers celle-ci, elle est utilisée quand le packer nécessite un déplacement vertical pour son ancrage.
- * la deuxième est fabriquée en une seule pièce en acier fileté femelle-femelle, elle est vissée au bout du dernier tubing ce qui ne permet pas le mouvement de tubing à travers celle-ci.

III.3.2. Vanne de sécurité sub-surface « Down Hole Safety Valve "DHSV"»

La DHSV est généralement positionnée à deux joints de la surface pour les puits à terre tandis que pour les puits en mer la position de la vanne est approximativement de l'ordre de 2500 pieds de la tête de production, elle se ferme automatiquement dès qu'il y a endommagement de la tête de puits.

La DHSV est utilisée comme un dispositif de fermeture du puits et arrête le débit incontrôlé en cas de :

- explosion.
- accident.
- sabotage.
- collision des puits pendant le forage à partir d'une plateforme en mer.
- présence d'un cratère causé par une éruption interne en offshore.

Le dispositif de fermeture des vannes de sécurité sub-surface peut être à clapet « flapper valve» ou à bille. «Ball valve».

Dans la pratique, il existe deux types de vanne de sécurité sub-surface:

- la vanne de sécurité sub-surface hydraulique récupérable au câble.
- la vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing.

III.3.3. Vanne de sécurité sub-surface hydraulique récupérable au câble

C'est une vanne installée et récupérée au câble sans remontée la complétion.

Ce type de vanne est souvent préféré dans les puits à basse fréquence de reprises ainsi que dans les puits produisant des fluides corrosifs qui peuvent endommager le ressort de rappel et les garnitures d'étanchéité.

L'inconvénient majeur de cette vanne est la restriction du diamètre de passage du tubing de production qui engendre une augmentation des pertes de charge et une chute de la production.

III.3.4. Vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing

La vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing est gardée ouverte en cours de la descente de la complétion, elle a l'avantage d'être plus simple et d'avoir un diamètre presque identique à celui du tubing.

Elle est généralement sélectionnée pour les puits à grand débits où il n'y a pas de risque de corrosion et / ou la fréquence des reprises de puits est courte.

L'inconvénient majeur de cette vanne est la résistance des élastomères et du ressort de rappel qui ne peut être garantie pour une longue période.

III.3.5. Flow coupling (raccords anti-usure)

C'est un tubing court avec une épaisseur plus importante que le tubing de production. Il est placé de part et d'autre des éléments ayant des diamètres de passage réduits afin d'éviter les problèmes d'érosion et de turbulence.

La longueur du flow coupling dépend principalement du degré d'abrasion et d'érosion du fluide de production à ce niveau.

III .3.6. Blast joint (tube anti-usure)

C'est un joint de protection descendu avec la complétion, placé en face de la zone de production pour résister aux problèmes d'abrasion

En général l'épaisseur du blast joint est plus importante que celle du flow-coupling.

III.3.7. Mandrin à poche latérale « Sidepocket-mandrel»

Le mandrin à poche latérale a été fabriqué à l'origine pour être utilisé dans les complétions gas lift.

C'est un dispositif descendu avec la complétion et qui permet de mettre en communication le tubing avec l'espace annulaire. La poche latérale du mandrin peut recevoir:

- une vanne gas-lift
- une vanne de circulation
- une vanne d'injection des produits chimiques
- une vanne d'égalisation des pressions
- une vanne différentielle
- un bouchon

L'étanchéité est assurée par les garnitures de la vanne. Le mandrin à poche latérale a le même diamètre de passage que celui du tubing de production.

III.3.8. Vanne de circulation "Sliding side door"

La vanne de circulation est composée de deux parties. Le corps de la vanne solidaire aux tubings et la chemise intérieure coulissante dans le corps.

Elle est descendue en position ouverte avec la complétion et sera fermée après la mise en place du fluide annulaire.

La vanne de circulation est positionnée au-dessus du packer de production, elle peut être ouverte soit vers le haut ou vers le bas. Avant de l'ouvrir au câble, il est souvent nécessaire d'égaliser les pressions intérieure et annulaire.

L'inconvénient de cette vanne est la difficulté que rencontrent les opérateurs durant l'opération d'ouverture c'est pour cette raison qu'ils préfèrent l'utilisation des mandrins à poche latérale.

III.3.9. Packers

Le packer est un équipement de fond qui est descendu et ancré dans le tubage au sommet de la couche productrice. Il isole l'annulaire de la pression dans le tubing et protège le tubage contre la corrosion.

Les packers sont classés en trois catégories:

- packers récupérables ;
- packers permanents ;
- packers récupérables / permanents.

a) Packer récupérable

Les packers récupérables peuvent être à ancrage mécanique ou hydraulique. Ces types de packers sont descendus et ancrés avec la colonne de tubing.

◆ **à ancrage mécanique**

Ces packers sont rarement utilisés en production. Par contre, ils sont parfaits pour les garnitures provisoires de stimulation, injection de ciment, tests, du fait qu'ils peuvent être réancrés immédiatement sans avoir à les sortir du puits, et de par la simplicité de leur mode de récupération. L'avantage de ce type de packer est la rapidité et la facilité d'ancrage et de désencrage.

L'inconvénient majeur est l'effet que provoque la variation de la pression et de la température durant la vie du puits qui risque de désancrer le packer.

◆ **à ancrage hydraulique**

Le packer récupérable hydraulique est ancré par application de la pression dans le tubing, après avoir lancé une bille faisant étanchéité sur son siège. La pression agit sur un piston à l'intérieur du packer entraînant une rampe conique qui ancre les coins et écrase les garnitures du packer contre le tubage.

Un système de coins internes à rochet, maintient les coins en position d'ancrage

Pour désancrer le packer, on tire sur le tubing jusqu'au cisaillement des goupilles et relâchement des coins d'ancrage.

b) Packer permanent

Le système d'ancrage des packers permanents est composé de deux ensembles de coins situés de part et d'autre des éléments d'étanchéité. Au moment de l'ancrage, les coins s'enfoncent dans le casing et arrêtent tout mouvement du packer vers le haut et vers le bas.

La colonne de tubing par conséquent peut être ancrée et désancrée autant de fois que possible. Le packer ne peut être désancré et récupéré en entier, sa récupération se fait par sur forage, fraisage et repêchage.

c) Packer permanent / récupérable

L'existence de ce type de packer sur le marché est récente, il possède les caractéristiques combinées d'un packer permanent et celle d'un packer récupérable. Par sa conception, on rencontre trois types :

- à ancrage par câble électrique ;
- à ancrage mécanique ;
- à ancrage hydraulique.

Ces trois types de packer peuvent être récupérés en entier et de la même manière sans fraisage, cela par la descente d'un pulling tool qui se positionne au sommet du mandrin du packer qui assure le relâchement du mécanisme d'ancrage par simple traction.

III.3.10. Sièges "Nipples"

Les sièges sont descendus avec la colonne de production, leurs emplacements dans la colonne de tubing est fonction des besoins des opérations d'intervention dans le puits. Les sièges sont conçus pour recevoir différents outils et instruments de mesure.

Les sièges sont usinés avec un alésage et un profil déterminé pour permettre l'ancrage des différents dispositifs descendus dans le tubing.

Sièges sélectifs

Les sièges sélectifs ont le même profil, la sélection d'un siège donné est déterminée par le type d'outil wire line et sa manière d'ancrage.

La conception du siège sélectif permet la descente de plusieurs sièges de mêmes dimensions dans une complétion où l'ancrage des différents outils wire line (plugs, vannes, appareils de mesure de température et de pression) est possible.

Chapitre IV: Définition et procédure de descente de l'expandable casing

IV.1. Introduction

L'expandable casing ou L'ABL (alternative bore hole liner) est une tubulaire en acier extensible. Il a été utilisé pour isoler temporairement des zones à problèmes sans perte de diamètre du trou. Contrairement au tubage conventionnel, l'expandable est conçu pour être dirigé à travers le tubage précédent et ensuite être étendu à travers la zone de problème. Une fois que l'expandable a été étendu, cimenté et reforé, la zone de problème sera isolée avec un bouchon de ciment, et le forage peut reprendre normalement sans perte de diamètre du trou.

Après le déploiement de l'expandable, la section du trou est isolée par l'acier renforcé par le ciment ou l'acier couvre approximativement 60% de la section. Les applications typiques de l'expandable sont l'isolement sélectif des zones de problèmes, parmi ces zones on cite :

- Zones de pertes.
- Argiles gonflantes.
- Formations à pression anormalement élevée.
- Descente incomplète du casing.

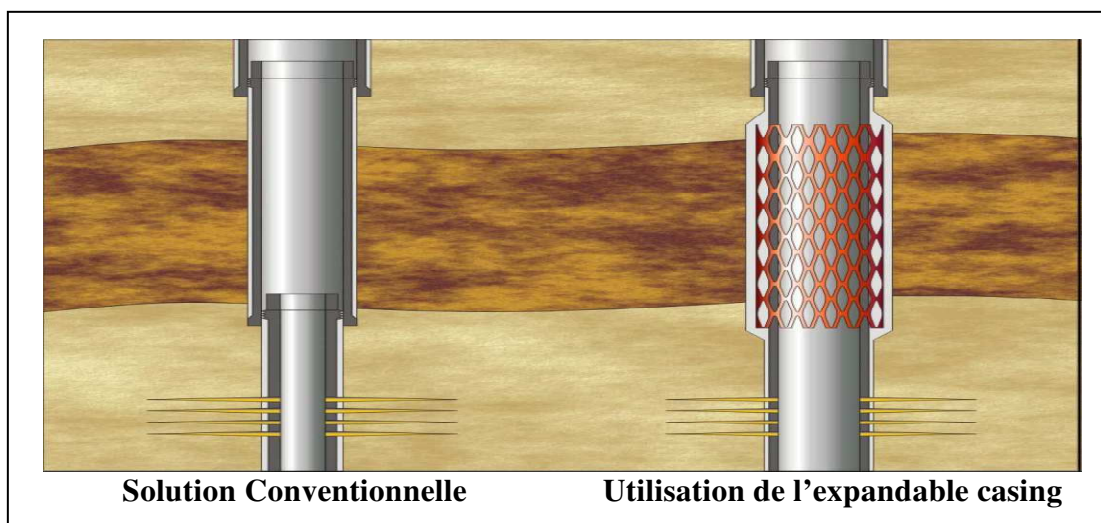


Figure IV.1: Comparaison entre la solution conventionnelle et l'expandable casing.

Si on utilise la méthode conventionnelle de tubage afin de résoudre les problèmes mentionnés ci-dessus, on doit ajouter une autre phase ce qui perturbera le programme prévisionnel de forage ainsi que celui de complétion.

○ **Les événements considérables de l'expandable casing**

- **1995:** Premier essai en service réel de l'expandable accompli avec succès.
- **1998:** Première utilisation du sabot d'ancrage.
- **2000:** Premier expandable placé à une grande distance du sabot du tubage précédent.
- **2001:** Première utilisation avec la méthode Tie-Back.
- **2002:** Première application pour Sonatrach en Algérie.

○ **Les avantages**

- Assurer l'étanchéité de tubage sans perte de diamètre du trou.
- Eliminer bien l'effet des argiles gonflables.
- L'isolation de la zone de problème rencontrée lors du forage.
- Atteindre le réservoir avec un diamètre plus grand.
- Assurer un grand potentiel du puits avec l'économie des prix.

IV.2. Différentes méthodes d'utilisation de l'expandable casing

A. Standard Open Hole (Fig IV.2.A)

La partie supérieure de l'expandable est espacée de 5-6 ft (\approx 02m) par rapport au sabot du tubage précédent. Permettant à la section de problème d'être foré avec le même diamètre d'outil.

• **Exemple: expandable casing 4 1/2" en Algérie**

Cette application était un "work over" dans un puits vertical, où l'ancien liner 4 1/2" a été fraisé. La formation qui se trouve en-dessous du sabot a été endommagée. Un l'expandable 4 1/2" est installé dans cette zone au-dessous du sabot 7" et élargi en 6" (φ intérieur), isolant la formation à problème et prolongeant le casing 7". Une nouvelle partie latérale est alors forée en-dessous de l'expandable.

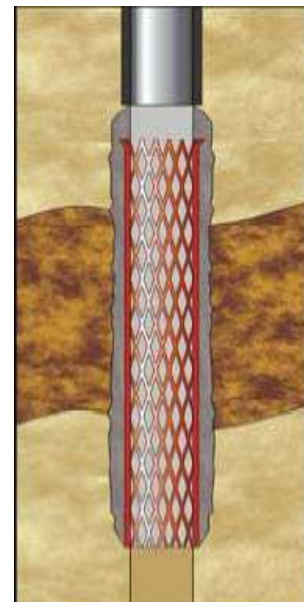


Figure IV.2.A:
Standard Open Hole.

B. Standard Open Hole with large gap (Fig2.B)

Si la zone de problème est à une certaine distance au-dessous du sabot du tubage précédent et la formation entre les deux ne cause pas de problème alors l'expandable peut être placée à travers n'importe quelle section à problème, même si elle est éloignée du sabot de tubage précédent.

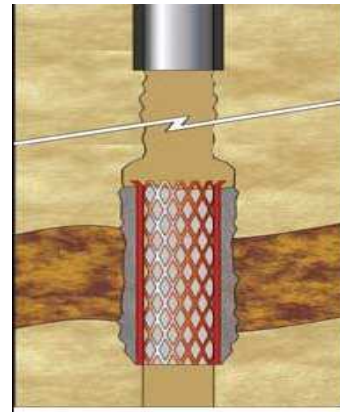


Figure IV.2.B: Standard Open Hole with large gap.

- **Exemple: 6 5/8" expandable casing à Oman**

- **Problème**

Lorsqu' on fore la phase 8^{1/2}" , une formation à pertes de circulation bien consolidée se trouve sous une formation d'argiles gonflantes. « Argiles/zone à pertes » est distant d'une centaine de mètres du sabot 9^{5/8}". Lorsqu'on fore la zone de pertes, on utilise une boue à base d'eau légère pour cesser les pertes.

Les argiles réagissent avec L'eau et gonflent provoquant un coincement. La solution conventionnelle serait de mettre le liner 7" mais cela provoque l'utilisation d'un diamètre de complétion de 4^{1/2}" au lieu de 6^{1/8}" prévu.

- **La solution**

L'application de l'expandable 6^{5/8}" a été utilisée pour isoler l'intervalle d'argiles gonflantes, la procédure était comme suit :

- On fore avec 8^{1/2}" jusqu'au top des argiles, aucune perte au-dessus des argiles n a été déclarée.
- La zone d'argile a été élargie en 12" avec un Under reamer, l'expandable a été dirigé dans le trou et étendu en 8^{1/2}" (diamètre intérieure), puis cimenté en place. Le ciment a été reforé avec un outil 8^{1/2}", le forage a été continue jusqu'à atteindre l'horizontal.
- Le liner 7" a été dirigé au fond à travers l'expandable et mis avec succès.

Un expandable casing de 28 mètres de longueur a été utilisé pour couvrir 20 mètres d'argiles, cette opération a été utilisée 15 fois à OMAN et en plus dans des puits déviés de 63 degrés.

- **Résultats réels**

- Isolement des argiles gonflantes.
- Forer toute la phase en 8^{1/2}".
- Faciliter l'accès au réservoir avec moins de risques.

C. Monobore Tie-Back into casing(Fig2.C)

C'est la méthode la plus favorable, elle doit être une opération, planifiée donc incluse dans le programme de forage.

Si la zone de problème est inattendue, n'importe quelle des deux méthodes peuvent être employées. Mais lorsque l'expandable est une opération planifiée, c'est possible d'attacher au sabot précédent. En fait, si le tubage a été descendu avec un sabot surdimensionné, il est donc possible de placer le top de l'expandable à l'intérieur du sabot, et maintenir toujours le même ID du tubage après expansion.

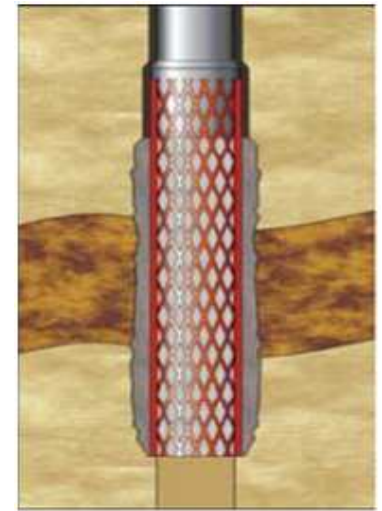


Figure IV.2.C: Monobore Tie- Back into casing.

o Problème

C'était le cas d'un forage en offshore où le tubage 7" doit être mis en top des roches carbonatées puis on fore la partie inclinée (build up) et le drain horizontal en 6", au niveau de build up le gradient de formation est de 1,35 SG alors qu'au niveau du drain horizontal, il est de l'ordre de 0,65 SG.

Dans le programme actuel, on descend le liner 5" jusqu'au build up, ensuite on fore le drain horizontal en 4^{1/8}".

La conséquence c'est d'atteindre le réservoir avec un diamètre plus petit, ainsi qu'une baisse de production.

o La Solution

La technique de l'expandable a été choisie, et on a introduit 624 ft de l'expandable 4^{1/2}" pour couvrir la partie build up allant de 41deg jusqu'à 82deg.

Dans cette application, l'expandable a été conçu pour être attaché au sabot 7", et ça exige l'utilisation d'un sabot surdimensionné (oversized ti-back shoe).

Lors de la descente du tubage 7", l'expandable s'adapte avec ce dernier et donne une continuité du système, ensuite le forage est suivi jusqu'à la cote finale en 6".

- Le trou est élargi jusqu'à 8^{3/8}" avec un under-reamer.
- L'ABL est introduit, étendu et cimenté.
- On utilise un outil 5^{7/8}" pour reforer le ciment.

Lors du reforage du ciment, aucun problème n'est signalé, l'opération est supposée Réussite, l'opération suivante est donc forer le drain horizontal en 5^{7/8}" jusqu'à la profondeur totale.

Cette opération a été utilisée et avec succès deux fois dans la même région (624 – 665 ft).

IV.3. Dimensions de L'expandable casing

L'ABL est actuellement disponible dans trois différents diamètres :

Tableau IV.1. Dimensions de L'expandable casing.

Diamètre Expandable casing (OD avant l'expansion) in	Diamètre Expandable casing (ID après l'expansion) In	Diamètre recommandé (under-reamer) in
4 ^{1/2} "	5,100 to 5,850	7"to8 ^{1/2} "
5 ^{1/2} "	5,250 to 6,750	7"to8 ^{1/2} "
6 ^{5/8} "	7,850 to 8,500	12 ^{1/4} "
8 ^{5/8} "	10,125 to 12,250	14 ^{1/2} "to16"

D'après la figure, nous distinguons six composantes :

1. Running Tool (1).
2. Expandable Top Connector (ETC™) (2).
3. Joints (3).
4. Centralizers (4).
5. Bottom Connector (5).
6. Anchor Shoe (6).

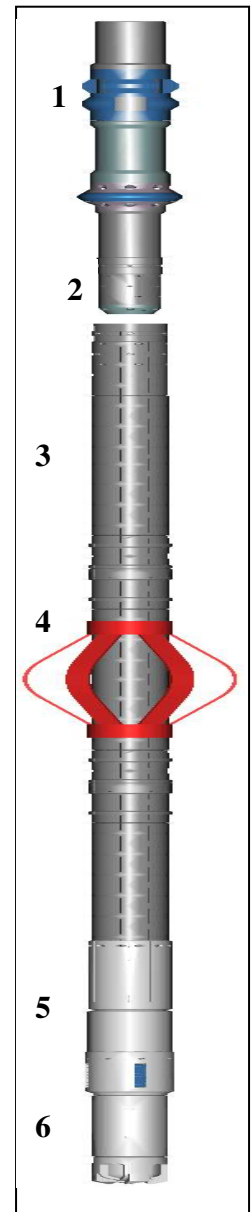


Figure IV.3: Composantes de l'expandable casing.



Figure IV.4: Composantes de l'expandable casing.

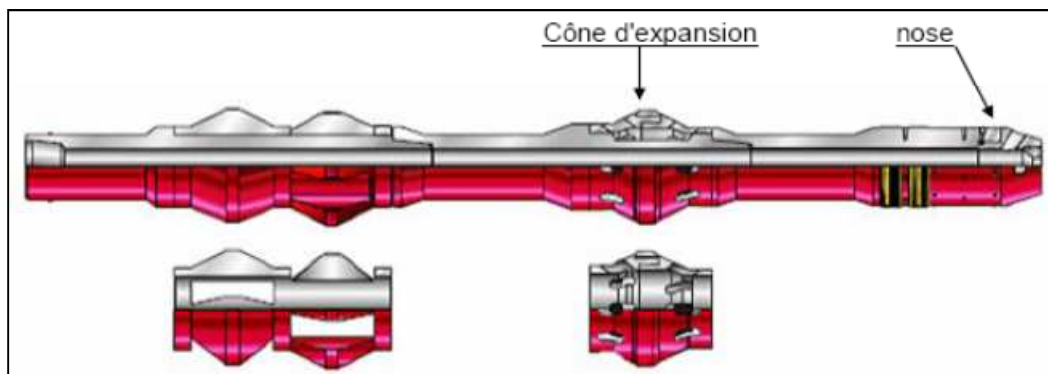
IV.3.1. Running tool

L'expandable casing Running Tool est un mandrin avec deux cônes interchangeables, il fournit une connexion entre la garniture et les joints de l'expandable. La partie supérieure adaptée au cône d'expansion est équipée de pièces interchangeables en carbure de tungstène. Le raccordement supérieur de running tool est de type standard box alors que la partie inférieure contient le dispositif de cisaillement.

Le "Running Tool nose" a un profil qui permet l'activation du sabot d'ancrage de l'expandable lorsque l'expansion est terminée et il permet aussi la circulation des fluides et du ciment.

▪ Caractéristiques

- Simple.
- Robuste.
- Disponible en 4 1/2", 6 5/8" et 8 5/8".
- Diamètre des cônes interchangeable.



FigureIV.4.1: Running Tool.

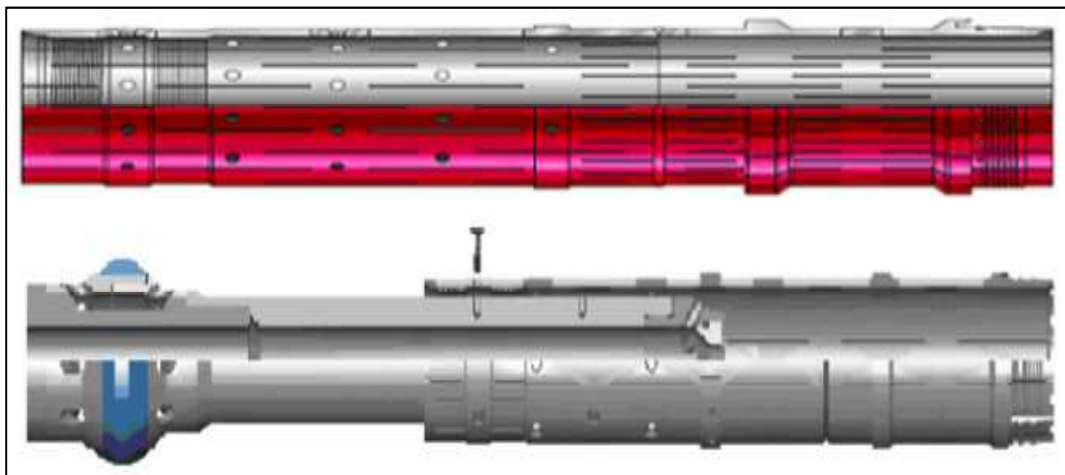
IV.3.2. Top Connector "ETC"

C'est l'interface entre le "running tool" et les "joints" et contient des emplacements pour les goupilles de cisaillement (shear pins).

Deux types de "top connector" sont disponibles : pour cased-hole (tie-back) où l'expandable est attaché dans le tubage précédent et l'autre pour les applications en trou ouvert (open-hole).

Le premier type est de 20ft de long lui permettant d'être tied-back sur le sabot surdimensionné du tubage précédent sans perte de diamètre.

Le deuxième type est situé à une longue distance du sabot et après son expansion il prend la forme d'entonnoir qui facilite l'entrée du prochain assemblage dans le puits.



FigureIV.4.2: Top Connector.

IV.3.3. Joints

Le joint de l'expandable est une tubulaire en acier extensible encoché selon des spécifications exactes. Les encoches sont faites à l'aide d'un jet d'eau à haute pression abrasif automatisé.

L'expandable incorpore un raccordement extensible particulièrement conçu, qui permet aux joints d'être manipulés facilement et se raccordent rapidement. Fourni dans des longueurs de 38 ft et aussi disponible dans des joints de différentes longueurs.

Les "joints" sont couverts à l'intérieur avec une peinture étanche (polyuréthane) compatible avec les fluides de forage communément utilisés (boues à base d'eau ou à base d'huile, boue salée saturée ...) et seulement sensible à la température.

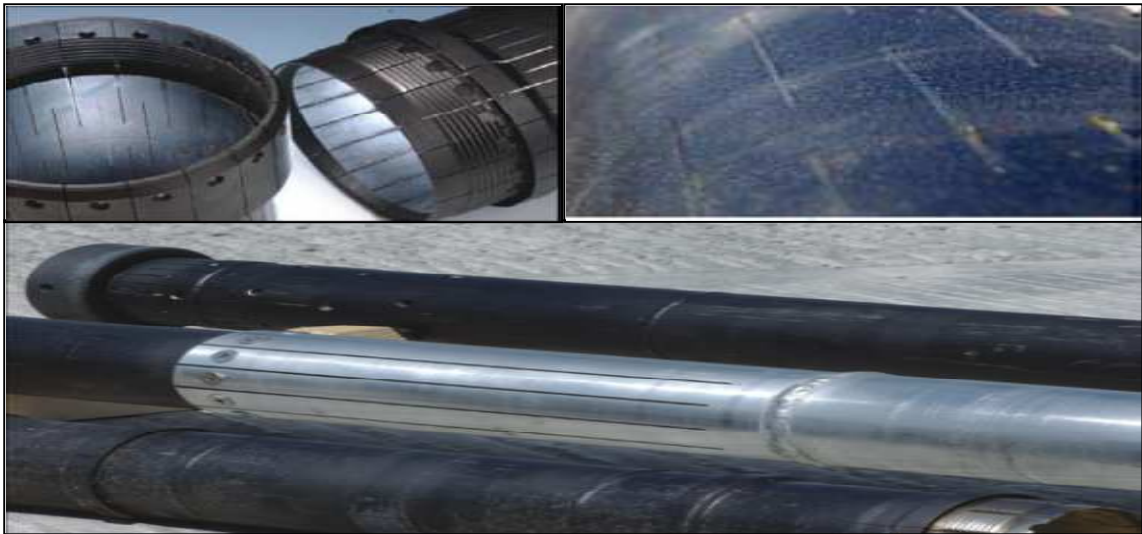
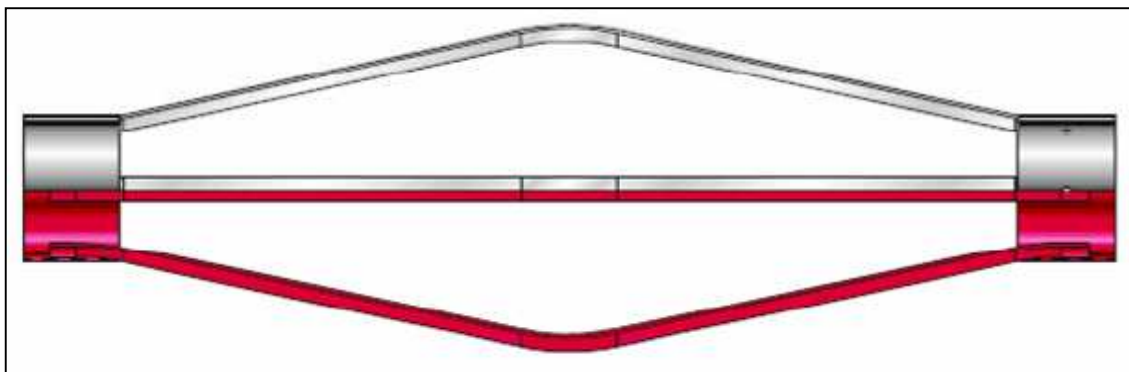


Figure IV.4.3: joints de l'expandable casing.

IV.3.4. Joints Centralizers

Un ou deux centreurs peuvent être installés dans chaque "joint" de l'expandable dépendant de l'inclinaison du puits, en cours de l'expansion, ils se déchirent en deux segments qui sont poussés vers les parois du puits quand le cône passe à côté.

Cette action provoque une augmentation de la force de restitution qui agit sur l'expandable sur les deux côtés opposés et guide naturellement vers son point d'équilibre qui est le centre du trou. Cette centralisation facilite le déplacement concentrique du liner dans le trou et assure une épaisseur uniforme du ciment autour de l'expandable.



FigureIV.4.4: Centreur.

IV.3.5. Bottom connector (Connecter inferieur)

Le connecteur inférieur de l'expandable casing agit en tant qu'interface entre les joints de l'ABL et la partie supérieure du sabot. La partie supérieure est un raccord box conventionnel et la partie inférieure est une série de trous, qui lui permet d'être relié au sabot d'aluminium à l'aide de vis inoxydables. Le connecteur inférieur est joint au sabot lors de sa fabrication, il est réceptionné en une seule pièce.

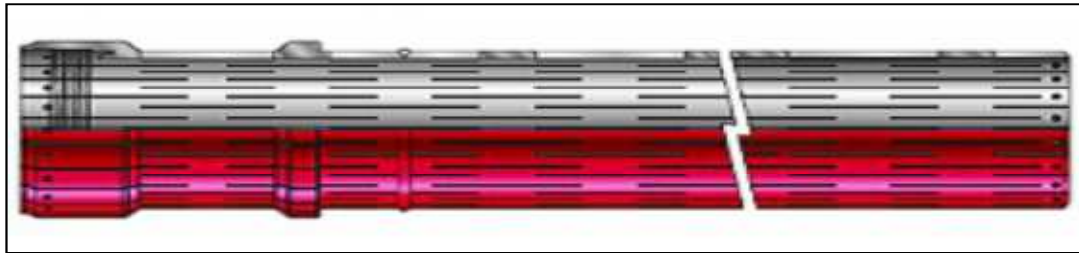


Figure IV.4.5: Bottom connector.

IV.3.6. Anchor shoe (Assure l'expansion du dernier joint de l'expandable) :

Fabriqué en aluminium reforable , il est désigné pour garantir l'expansion complète du dernier joint de l'expandable (bottom connector) , la partie supérieure du sabot est extensible et suit l'expansion du "bottom connector" , la partie inférieure demeure inextensible et fonctionne comme un "nogo" pour le "running tool" , le "Anchor shoe" est aussi équipé par des chiens qui s'ouvrent quand le nez du "running tool" entre dans le haut du sabot à la fin du processus d'expansion , à ce moment , le sabot sera bien ancré dans la formation en-dessous.

Une autre précaution supplémentaire qui doit être prise en considération en cas d'utilisation de l'expandable dans les puits hautement déviés, c'et s'assurer que le fait de tirer le "running tool" ne provoquera pas le mouvement ascendant de l'expandable lorsqu'on fait la remontée. Le sabot d'ancrage est placé à l'intérieur du rat-hole en-dessous de la section élargie.

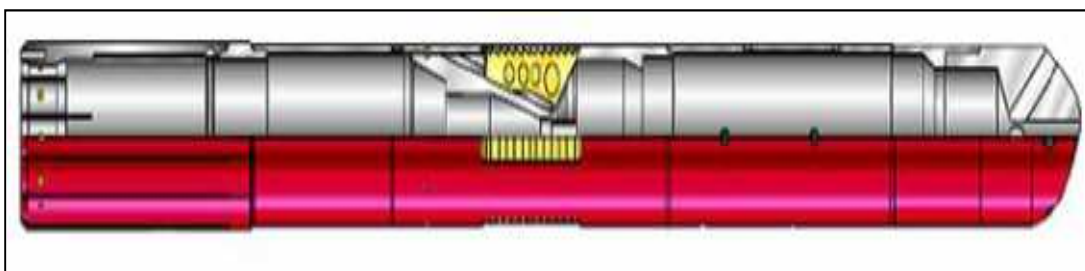
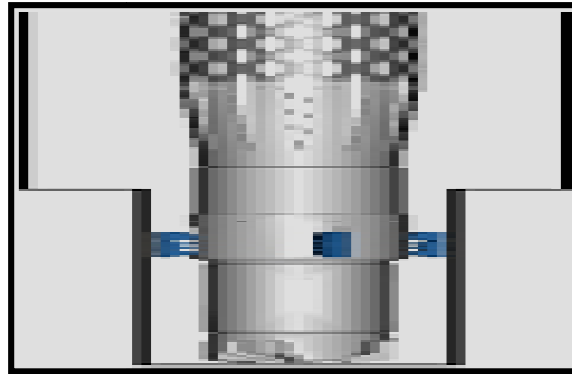


Figure IV.4.6: Anchor shoe.



Ancrage Anchor shoe.

IV.3.7. Expandable casing well control Sub Crossover

L'expandable casing Well control Sub Crossover" doit être disponible au niveau du plancher dans le cas d'une éventuelle venue.

Le Crossover a une goupille dans la partie inférieure et un IF box dans la partie supérieure, ainsi il permet à l'expandable d'être descendu sous les BOP par les tiges de forage, le puits peut être alors contrôlé pour faciliter et accélérer la manœuvre, le Crossover peut être pré-serré à une tige avant de commencer l'opération.

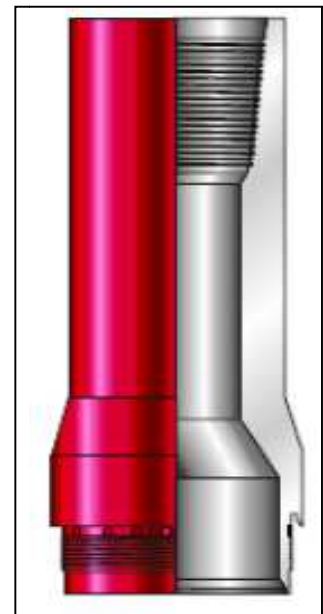


Figure IV.4.7: Sub Crossover.

Tableau IV.2. ABL Well control Sub Crossover.

ABL Size	IF Connections (Box Up)
4 1/2"	3 1/2" IF
6 5/8"	4 1/2" IF
8 5/8"	4 1/2" IF

IV.3.8. Le Guide de raccordement (Expandable Stabbing Guide)

Le Guide de raccordement d'ABL facilite le raccord correct des joints de l'expandable, donc réduire la possibilité d'endommagement des filetages pendant ce processus. Il est spécifiquement conçu pour le raccordement des joints.

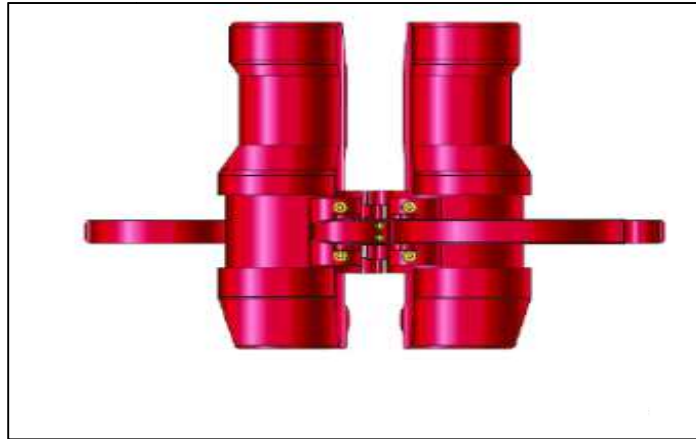


Figure IV.4.8: Le guide de raccordement.

IV.4. Séquence de déploiement de l'expandable casing

- **Etape 1**

Le trou dans la section de problème est élargi à un diamètre correspondant au diamètre de l'expandable utilisé, ensuite on descend un diametreux (caliper) pour vérifier l'élargissement du trou et étudier l'intercalation des centreurs le long de l'expandable.

- **Etape 2**

L'expandable est descendu au fond du trou à l'aide de running tool qui comporte des cônes solides pour l'expansion.

- **Etape 3**

L'expandable est étendu du haut vers le bas en appliquant un poids suffisant, les cônes glissent à travers le liner assurant alors son expansion, quand le liner est totalement étendu, à ce moment-là, le cône se trouve directement sur le sabot, le running tool actionne l'Anchor shoe.

- **Etape 4**

Maintenant, le running tool se met en bas de l'expandable indiquant la fin de l'expansion, à ce moment-là, on pompe le laitier de ciment sur toute sa longueur, on remonte le running tool jusqu'au top de l'expandable, l'excès de ciment est recirculé directement, c'est la fin de cimentation, le running tool est remonté vers la surface en manœuvrant la garniture.

- **Etape 5**

Le ciment est reforé, l'acier de l'expandable et le mur du ciment jouent le rôle d'une barrière et assurent l'étanchéité permettant au forage d'être poursuivi vers les horizons plus profonds.

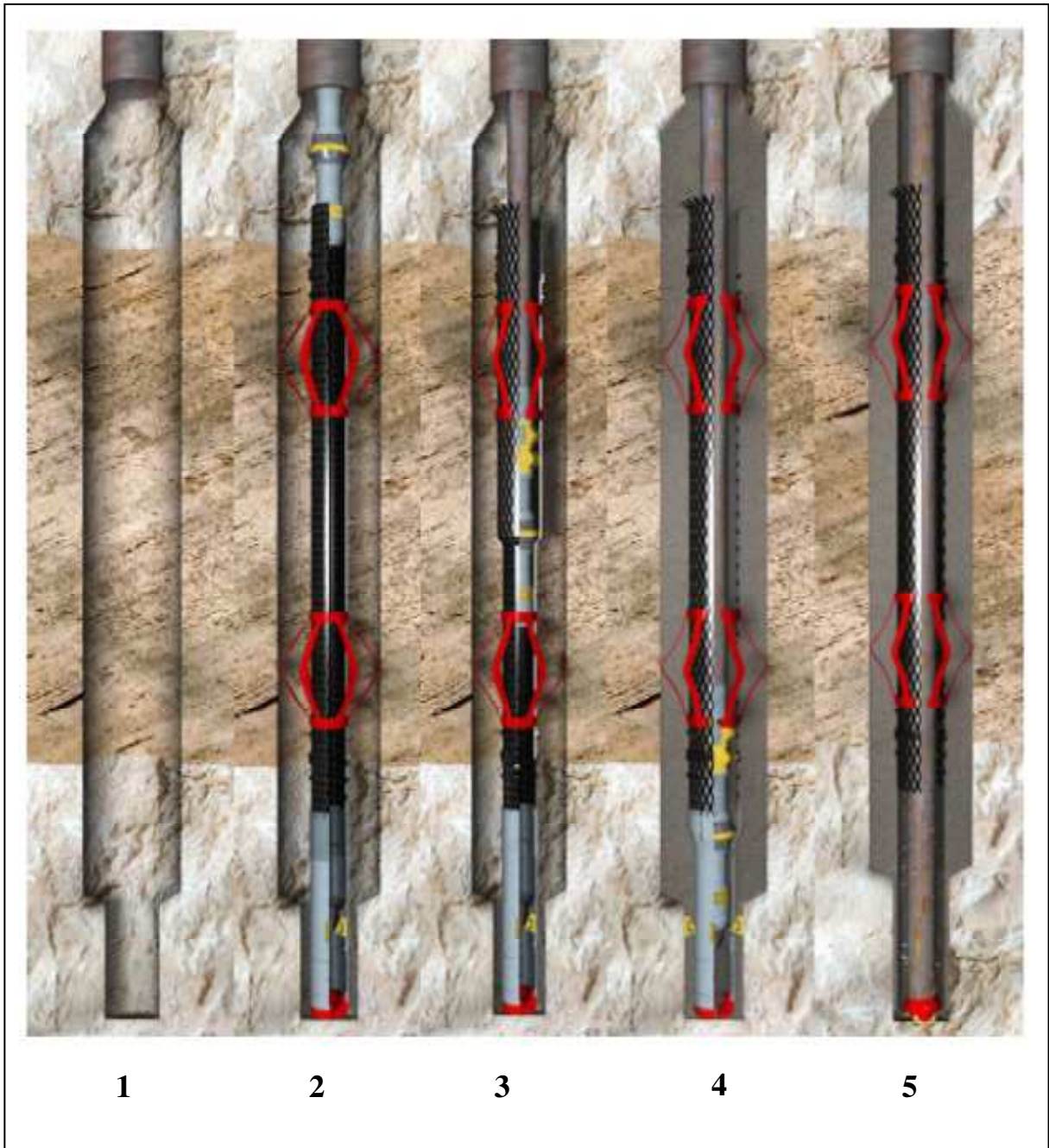


Figure IV.5: Séquence de déploiement de l'expandable casing.

IV.5. Étapes d'installation de l'expandable casing dans le puits

IV.5.1. La livraison de l'expandable casing

Les joints de l'expandable sont transportés dans des boîtes en bois, les dimensions des boîtes sont environ 506" long, 36" large, 36" haut.

Le poids de la boîte est environ 2000 lbs, le poids brut des boîtes varie avec la dimension de l'expandable contenu.

- 4.5" → 4400 lbs (6 joints/ box)
- 6^{5/8}" → 6800 lbs (6 joints/box)
- 8^{5/8}" → 8500 lbs (4 joints/box)

Le poids brut est marqué sur la boîte.

IV.5.2. Organisation du travail

Quand l'application de l'expandable est jugée faisable, une vérification technique doit avoir lieu, cette dernière devrait contenir les informations suivantes :

- La fiche technique du puits (la côte du sabot du dernier tubage introduit dans le trou, l'inclinaison, le gradient de fracturation de la formation, caractéristiques de la formation, température, densité de la boue utilisée).
- Type de l'expandable proposé, caractéristiques géométriques et mécaniques, la résistance à l'écrasement et à l'éclatement.
- Calibrage de l'expandable.
- Le diamètre du trou minimal exigé pour l'expansion.
- Verifier running tool shear-pins.
- La succession de l'installation de l'expandable.
- Volume du laitier de ciment exigé.

En général, une application de l'expandable est considérée faisable si elle est conformance aux exigences suivantes :

- La résistance à l'écrasement et à l'éclatement calculée de l'expandable sont supérieures aux limites lorsqu'on fore en-dessous de l'expandable.
- Aucun obstacle n'est envisagé en cours du travail.

La vérification technique permet toujours d'assurer un niveau de sécurité lors du travail.

IV.5.3. Vérification du matériel sur site

- Vérifier que les joints de l'expandable et ses accessoires sont conformément à l'ordre de l'opérateur et que rien ne manque.
- Marquer les équipements disponibles sur le registre de l'expandable.
- Inspecter visuellement chaque joint de l'expandable, être sûr qu'aucun endommagement ne s'est produit lors du transport.
- Ne pas glisser les joints de l'expandable, car ceci peut endommager la peinture interne.
- Enlever les protecteurs des joints, vérifié que tous les vis d'anti-rotation sont en position correcte, protéger les vis de 2 à 3 tours de la bande collante.
- Vérifier que la valeur de cisaillement des "pins" du sabot (shoe pin shear value) est mise à 8.25 lbs, il y a trois pins, chacune se cisaille à 2.750 lbs.
- Être sûr que les chiens du sabot sont en place avant d'entamer la descente.
- Calibrer et mesurer les joints de l'expandable, numéroter chacun.
- Noter le numéro de série de chaque joint, ce numéro est unique à chaque joint.

IV.5.4. Verification du "Running tool"

- Vérifier si les éléments du running tool n'ont pas été endommagés par l'usage précédent.
- Si le running tool a été utilisé précédemment, s'assurer que les vis de cisaillement (shear screws) ont été enlevés et remplacés.
- Monter correctement les cônes (cône de l'expansion et le cône secondaire), vérifier que le cône secondaire est au moins $8^{1/2}$ " plus petit que la restriction minimale dans le puits.
- Serrer les éléments de running tool sur le plancher.
- Les moments de serrage expandable casing sont :

Tableau IV.3. Les moments de serrage API.

Expandable running tool	Connexion	Torque
$4^{1/2}$ "	$2^{7/8}$ " IF	6,598 ftlbs
$6^{5/8}$ "	$3^{1/2}$ " IF	10,163 ftlbs
$8^{5/8}$ "	$4^{1/2}$ " IF	18,838 ftlbs

- Remonter le top connector sur le running tool en utilisant les clés à chaîne, en général le top connector utilisé en "cased-hole" est préférable dans tous les cas.
- Ne pas utiliser le top connector pour "open-hole" dans le cas où l'expandable est tied-back au tubage précédent.
- Lors de l'évaluation de la force de cisaillement des "pins" on a une réduction de 10% pour chaque différence de 150 deg entre la température ambiante et la température du puits.

Les valeurs de cisaillement "shear values" sont les suivantes :

- 4^{1/2}" → 25.000 – 35.000 lbs.
- 6^{5/8}" → 30.000 – 50.000 lbs.
- 8^{5/8}" → 40.000 - 60.000 lbs.

Les valeurs de cisaillement des vis (shear screws) sont les suivantes :

- 4^{1/2}" → 5000 lbs/screw
- 6^{5/8}" → 6200lbs/screw
- 8^{5/8}" → 5600lbs/screw

Après le montage du running tool et le top connector, prendre les mesures suivantes :

- La distance entre le nez du running tool "running tool nose" et l'extrémité supérieure du top connector.
- La distance entre le cône de l'expansion et l'extrémité supérieure du top connector.

IV.5.5. Préparation du trou

Afin de déployer l'expandable et maintenir toujours le même diamètre intérieur du tubage précédent, il est nécessaire d'avoir une section du trou surdimensionnée. Dans le cas où le tubage est posé haut, la section du trou en-dessous du sabot est déjà surdimensionnée. Dans l'application la plus commune, le tubage est placé à la profondeur correcte et certaines zones de problèmes à des côtes plus profondes sont trouvées, alors le diamètre du trou à travers ces zones doit être élargi à l'aide d'un under-reamer.

Rappelons toujours que le sabot ne doit pas être posé en face d'une formation à problème (zone à pertes, argiles gonflantes...).

Selon l'expandable et son application, le trou doit être élargi de 1^{1/2}" à 4" au-delà du diamètre initial. Si le trou n'a pas été bien élargi, il est encore possible de faire étendre

l'expandable mais avec un rétrécissement de 1 " à 2" du diamètre du trou à travers la zone de problème.

L'expandable est descendu dans le trou avec la garniture de forage conventionnelle qui devrait inclure suffisamment de masse-tiges et tiges lourdes pour obtenir le poids nécessaire pour rompre les pins du running tool (environ de 30 000 à 60 000 lbs).

Si c'est nécessaire de mettre l'expandable dans la partie supérieure du trou, un bouchon de ciment est mis en place pour fournir une base avant de descendre.

L'expandable est étendu puis complètement cimenté en place avant de reprendre les opérations de forage.

IV.5.6. Elargisseurs

Les élargisseurs sont des outils conçus pour élargir un trou déjà foré. On distingue:

- Les élargisseurs à bras fixes, destinés à élargir un puits jusqu'au diamètre permis Par la section précédente.
- Les élargisseurs hydrauliques (à bras mobiles), destinés à élargir un puits à un diamètre supérieur à celui de la section précédente (tubée ou non).

Diverses raisons peuvent conduire à forer un puits en petit diamètre, pour être élargi ensuite (ou non):

- Sécurité :

La détection ou le contrôle d'une venue peuvent être facilités par un petit diamètre.

- Forage dirigé :

Le contrôle du forage dirigé est meilleur en trou de petit diamètre.

- Probabilité de changement de programme:

Il est inutile de forer en gros diamètre si le risque d'abandonner ou d'avoir à effectuer un side-track est important.

Il faut garder en mémoire qu'il est souvent plus difficile et plus long d'élargir un trou existant que de forer directement en gros diamètre.

IV.5.6.A. Elargisseurs à bras fixes

Les élargisseurs à bras fixes ont de deux à quatre bras, le plus souvent trois, soit usinés avec le corps lui-même, soit fixés sur le corps.

Ces bras supportent des roulements destinés à forer la formation au diamètre désiré. Les roulements sont disponibles avec différents types d'usinage ou de revêtement pour s'adapter aux formations forées.

La partie inférieure du corps est usinée avec un filetage de type outil de forage, permettant d'y connecter :

- Un outil de forage,
- Un pilote "bull nose", l'utilisation d'un pilote est fortement recommandée en forage dirigé, particulièrement dans les formations tendres,
- Une extension, elle-même connectée à un outil ou à un pilote.

IV.5.6.B. Elargisseurs à bras mobiles

Les élargisseurs à bras mobiles possèdent des bras rétractables articulés sur le corps de l'outil, actionnés hydrauliquement, s'ouvrant au démarrage de la circulation et se rétractant lorsque celle-ci s'arrête.

Ces bras au nombre de deux à quatre, le plus souvent trois, supportent des roulements destinés à forer la formation au diamètre désiré. Les roulements sont disponibles avec différents types d'usinage ou de revêtement pour s'adapter aux formations forées.

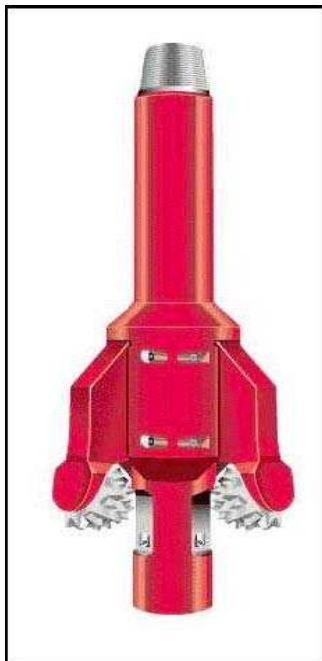


Figure IV.6.A: Elargisseur à bras mobiles.

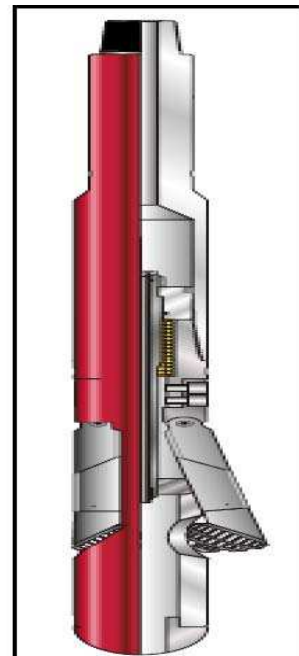


Figure IV.6.B: Elargisseur à bras fixes.

IV.5.7. Conditionnement du trou

- Le diamètre du trou minimal enregistré doit être supérieur à :

4 ^{1/2} "	Drift cône o.d + 1.125"
6 ^{5/8} "	Drift cône o.d + 1.625"
8 ^{5/8} "	Drift cône o.d + 2"

- Si l'expandable est tied-back au tubage précédent, vérifié que le diamètre intérieur du tubage est au moins :

4 ^{1/2} "	Drift cône o.d + 0.853"
6 ^{5/8} "	Drift cône o.d + 0.944"
8 ^{5/8} "	Drift cône o.d + 1.074"

- Le rat-hole est la section du fond du trou qui reste non élargie, elle est destinée pour ancrer le Anchor shoe mais il ne doit pas être trop long à prévenir l'expansion totale du bottom connector, les longueurs minimales et maximales du rat-hole sont inscrites comme suit :

Tableau IV.4. Les longueurs minimales et maximales du rat-hole.

Expandable casing Size	Rathole Min Length	Rathole Max Length
4 ^{1/2} "	3 ft	4 ft
6 ^{5/8} "	4 ft	5 ^{1/2} ft
8 ^{5/8} "	4 ft	7 ft

- S'assurer que le poids du BHA est suffisant pour casser les pins de running tool (prendre en considération la flottabilité et l'inclinaison du puits).
- S'assurer que les données suivantes sont disponibles :
Programme de cimentation (volume et densité du laitier de ciment et spacers, débit d'injection, débit de chasse).

IV.5.8.Descente de l'Expandable casing

- Organiser une "safety meeting" avec tout le personnel concerné avant de commencer le travail.
- S'assurer que "expandable casing well control sub crossover" est disponible au niveau du plancher, Pour faciliter et accélérer la manoeuvre, le Crossover peut être pré-serré à une tige avant de commencer la descente de l'expandable.
- Les joints de l'expandable peuvent être manipulés à l'aide d'un élévateur conventionnel, de cales (slip) et de collier de sécurité (safety clamp), Les élévateurs utilisés sont :

Tableau IV.5. Les élévateurs utilisés.

Expandable casing Size	Side door elevators
4 ^{1/2} "	4 ^{1/2} "
6 ^{5/8} "	6 ^{5/8} "
8 ^{5/8} "	6 ^{5/8} "

- Suspendre les joints de l'expandable en position verticale et enlever les protecteurs.
- Descendre doucement le pin de la partie suspendue sur le box du joint mis sur cale.
- Utiliser le "stabbing guide "fourni, descendre le joint supérieur jusqu'à ce qu'il y ait contact avec la tige inférieure.
- Une fois que la tige est alignée, mettre les clés à chaînes sur la partie supérieure et inférieure du joint (n'utiliser jamais les clés de forage directement sur les connexions).
- Tourner doucement jusqu'au serrage des joints.
- Il est nécessaire de remonter légèrement le connecteur pour aligner les emplacements des vis du joint supérieur et inférieur.
- Serrer les vis préinstallées sur le connecteur avec une clef d'Allen / tournevis.
- Remonter le joint de l'expandable, enlever le collier de sécurité et les cales et continuer la descente.
- S'il est nécessaire, ajouter un centreur sur le corps des joints.
- Ajouter deux centreurs par joint dans les puits où l'inclinaison dépasse 45 degrés, Pour éviter le collage par pression différentielle.
- Ne pas installer des centreurs sur le top connector si on utilise la méthode Tie-Back.

- Le sabot de l'expandable ne contient pas un clapet anti-retour donc ce n'est pas nécessaire de remplir chaque joint avec la boue.
- Le running tool est équipé avec une connexion standard qui peut être directement raccordée aux tiges de forage.

Tableau IV.6. les connexions standard.

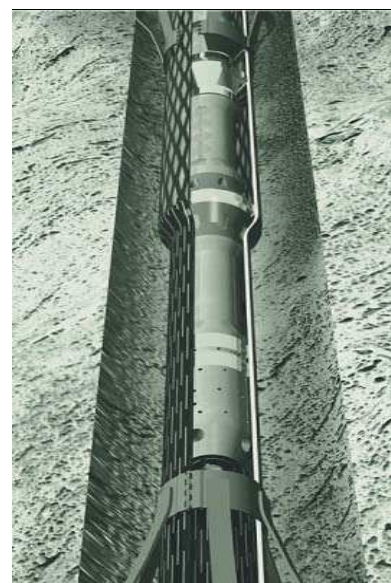
Expandable casing running tool box	Conexion
4 ^{1/2"}	2 ^{7/8"} if
6 ^{5/8"}	3 ^{1/2"} if
8 ^{5/8"}	6 ^{5/8"} reg

- Assembler le running tool aux tiges de forage et continuer la descente à une vitesse normale à l'intérieur du casing.
- Pendant la descente enregistrer les variations du poids :
 - Uniquement l'expandable dans le puits (poids des joints de l'expandable).
 - Toutes les 10 longueurs.
 - Expandable au niveau du sabot du dernier tubage.
 - Expandable à la profondeur finale.
- Arrêter la circulation et enregistrer la pression des pompes, afin de la réutiliser en cimentation.
- Ne pas tourner l'expandable pour éviter le cisaillement des vis "anti-rotation screws".

IV.5.9. Expansion de l'expandable casing

Le propre poids de la garniture conduit deux cônes en carbure de tungstène à travers l'expandable, Pendant l'expansion, les cônes assurent que le diamètre intérieur de l'expandable étendu soit supérieur au diamètre de l'outil de forage de la phase suivante.

Un phénomène important se produit pendant l'expansion de l'expandable "**Surplus expansion**", comme l'acier a une tendance à se déformer autour du cône d'expansion de running tool, cette déformation est similaire aux ondes produites par le mouvement d'un objet dans l'eau. Le résultat de ce comportement spontané est que le diamètre intérieur de l'expandable



élargi est approximativement 4-6% plus large que le diamètre extérieur du cône d'expansion. C'est un dispositif principal pour la réalisation du même diamètre intérieur que le tubage précédant et empêche le coincement du running tool pendant sa remontée.

- Appliquer un poids croissant pour fatiguer les pins, poser doucement pour cisailer les pins du running tool (approximativement 15 – 30 Tonnes).

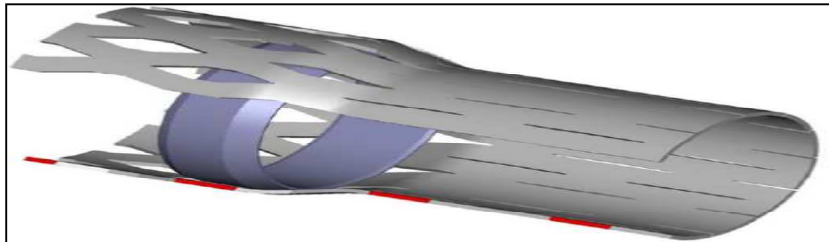


Figure IV.7: Expansion de l'expandable casing.

Attention

Ne dépasser pas la pression maximale de compression des joints de L'ABL.

- A chaque diamètre de l'expandable correspond un poids d'expansion :

Tableau IV.7.La pression maximale.

Expandable casing Size (in")	Force d'expansion (lbs)	Diamètre Intérieur (in")
4 ^{1/2} "	10.000	6
6 ^{5/8} "	18.000	8,5
8 ^{5/8} "	35.000	12,25

D'après le tableau, La force de l'expansion augmente avec l'augmentation du diamètre de cône.

La longueur de l'expandable diminue avec l'expansion, les rétrécissements axiaux pour chaque expandable casing sont les suivants :

Tableau IV.8.Longueur de l'expandable casing vs size.

Expandable casing Size (in")	Longueur diminuée (%)
4 ^{1/2} "	1
6 ^{5/8} "	0,5
8 ^{5/8} "	0,7

- La vitesse d'expansion maximale recommandée est 20 ft/min, d'où un joint de 40 ft s'étendra en 2 min. ajouté le temps pour l'ajout des tiges en surface (environ 5 min). Donc le temps de l'expansion de l'expandable est ½ heure pour chaque 100 mètres.
- En s'approchant du sabot, diminuer la vitesse d'expansion. L'ancrage du sabot se fait en posant 05 Tonnes de plus.
- Remonter 10 ft pour assurer que le running tool est libre, puis suivre l'expansion.
- Installer la tête de cimentation et relier les lignes à l'unité de cimentation et aux pompes de forage.
- Circuler pour nettoyer le puits puis arrêter les pompes pour commencer la cimentation.

IV.5.10. Cimentation de l'expandable casing

La cimentation consiste à mettre un bouchon de ciment à travers l'expandable (à l'intérieur et à l'extérieur), l'opération est similaire à celle utilisée pour cimenter les autres tubulaires.

IV.5.10.1. Préparation du laitier de ciment

- Il est semblable à un laitier conventionnel avec une addition de 0,25% de fibres (nylon ou polypropylène). Le laitier est préparé en fonction des conditions du trou (propriétés de la boue, pertes de circulation, pression de formation).
- La fibre ajoutée au ciment fournit un impact amélioré et une durabilité plus importante par rapport au ciment seul.
- Les fibres fournissent aussi au ciment une résistance aux chocs et améliore sa longévité comparée à un ciment conventionnel.
- Le ciment est pompé après l'expansion à l'aide du Running tool au niveau du sabot de l'expandable, il est circulé en utilisant la méthode du bouchon d'équilibre, ce dernier sera placé à l'intérieur et à l'extérieur de l'expandable. Le volume du ciment dépend du volume de trou et les données du caliper.

IV.5.10.2. Préparation des bouchons laveurs (spacers)

- Les spacers devraient être pompés avant et après le pompage du laitier du ciment afin de prévenir la contamination du ciment avec la boue, le volume des spacers est au minimum 35 bbls.

IV.5.10.3. Volume du laitier de ciment

Après avoir calculé le volume du trou à l'aide du caliper, on introduit un coefficient de majoration égal à 1,5 pour s'assurer que l'expandable est complètement cimenté, si on marque des caves au niveau du "caliper log", l'excès de ciment peut atteindre 100%, le top de ciment doit atteindre 50 mètres au-dessus du sabot.

IV.5.10.4. Déroulement de La cimentation

- Préparer le ciment dans le mixeur pour assurer une distribution des fibres.
- Ancrer le nez du "running tool" dans le sabot et connecter les lignes à l'unité de cimentation et tester.
- Pomper le laitier + le spacer et chasser avec la boue à débit maximal
- Diminuer le débit de pompage de 1 à 2 BPM avant la fin du déplacement. Arrêter les pompes.
- Remonter le running tool lentement (20 à 30 ft/min) et au moins 150 ft au-dessus du sabot de tubage précédent.
- Circuler pour évacuer l'excès de ciment, continuer jusqu'à ce que la boue revienne propre.
- POOH (pull out of hole), dégager la garniture et attendre la prise de ciment.

IV.5.10.5. Circulation de l'excès de ciment

Si l'expandable casing est tied-back au tubage précédent, remonter le running tool à une cote bien précise (environ 100 ft au-dessus du sabot), puis circuler l'excès de ciment.

Si le top de l'expandable se trouve à 30 ft en dessous du sabot, on suit les étapes suivantes :

- Remonter le running tool de façon que son nez pénètre 3 ft à l'intérieur de l'expandable
- Actionner le "top drive" et enlever les cals
- Activer une pompe à un débit minimal
- Garder la circulation, remonter la garniture jusqu'à ce que le premier tool joint se trouve au niveau de la table de rotation
- Arrêter la pompe, mettre les cals, dévisser la première tige (faire ça rapidement avant que le ciment redescende)

- Répéter les mêmes opérations pour dégager la deuxième et la troisième tige
- Le running tool se trouve maintenant éloigné d'une longueur par rapport au top de l'expandable, augmenter le débit et circuler l'excès de ciment.

L'avantage de cette opération apparait lors du reforage du ciment plus tard.

IV.5.11. Reforage du ciment a l'intérieur de l'expandable casing

Un outil Tricône sous dimensionné associé à un string/melon Mill doit être utilisé pour reforer le ciment à l'intérieur de l'expandable. L'assemblage Tricône/ Mill est utilisé pour reforer les 05 premiers mètres seulement. Puis un outil Tricône est descendu avec la prochaine BHA pour continuer le reforage du ciment et du sabot.

Ce sont les assemblages de reforage suggérés pour les différents diamètres intérieurs de l'expandable.

- On utilise des masse-tiges lisses, les stabilisateurs ne devraient jamais être utilisés n'importe quand à l'intérieur de l'expandable, il agit comme un guide de tout assemblage introduit dans le trou.
- Un outil PDC ne devrait jamais être utilisé aussi, les cutters diamantés peuvent abraser l'acier de l'expandable.
- Durant le reforage du ciment, la vitesse d'avancement (ROP) ne dépasse pas 15 – 20 m/h.
- Chaque forage de 2 -3 m, remonter légèrement et circuler pour bien nettoyer le puits.
- Vérifier périodiquement le retour de la boue au niveau des tamis vibrants, être sûr que les déblais soient seulement le ciment et les particules jaunes de la peinture enlevées.



Fig. IV.8: Outils de sur-forage.

Chapitre V: Etude de cas puits MD224

V.1. Introduction

Le Puits MD 224, producteur d'huile dans la zone 25, équipé en liner mixte.
 À l'issue d'un shadow frac le 20 novembre 2013 ayant révélé une communication vers le terrain à 3340 m, confirmé par le PLT en injection du 25/11/2013 entre Packer et tête liner ainsi qu'un collapse de tubing de 3358m à 3361m.

Le 03/2016 une opération WO pour reprise de puits en sidetrack au-dessus de l'anomalie (3340m).

V.2. Présentation du puits MD 224

V.2.1. Carte de position Puits MD 224

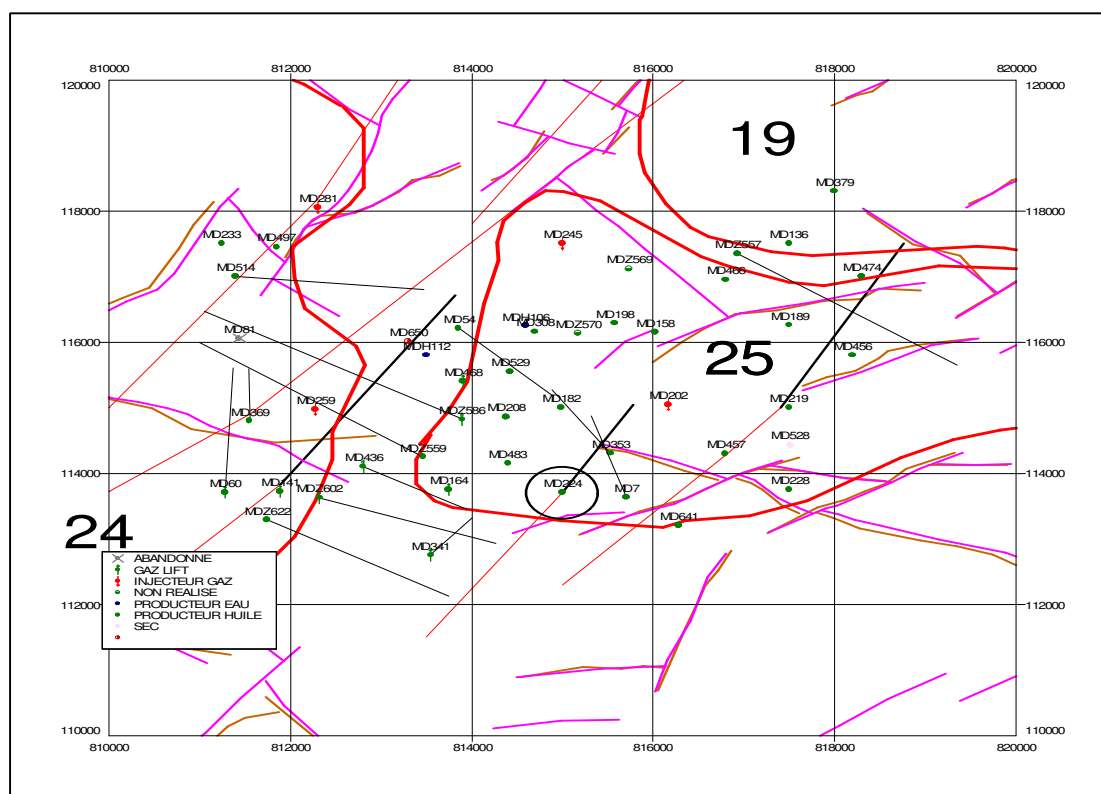


Figure V.1: Carte de position Puits MD 224.

V.2.2. Formations Traversées puits MD224

Tableau V.1. Formations Traversées puits MD224

Formation	Toit (m)	Mur (m)	Epaisseur (m)	SW moyenne calculée (%)	Mesures sur Carottes	
					Perméabilité moyenne (md)	Porosité moyenne (%)
EOCENE	205	642	437			
SENONIEN	642	792	150			
TURONIEN	792	895	103			
CENOMANIEN	895	1411	516			
APTIEN	1411	-	-			
MALM	1938	-	-			
LS2	2696	2748	52			
LD3	2748	2780	32			
TS1	2780	2818	38			
TS2	2818	3028	210			
TS3	3028	3249	221			
G10	3249	3249	0			
G20	3304	3304	0			
G35	3334	3334	0			
G50	3344	3344	0			
G70	3354	3354	0			
DISCORD	3410	3410	0			
D3	3410	3431	21		1.16	1.22
RA	3410	-	-			
D2	3431	3455	24		2.59	7.89
ID	3455	3483	28		1	.22
D1	3483	3505	22		1	0
* Z_PSG	3505	3511	6			
* R2	3511	-	-			

V.2.3. Situation du puits (avant l'intervention)

Statut: producteur d'huile.

Etat du puits : Fermé le 05/04/2013

Cumul de production: 570853.72 m³le 16.01.2013

Pression de gisement est	PG=236	Kg/cm ² @-3200m C/abs (BUP de 11.01.2013)
--------------------------	--------	--

V.2.4. Données puits

Coordonnées de location	X =	815000	Y=	113700.25		
	Z (sol)=	144.52m	Z _T (A)=	150.12m	Z _T (B)=	144.92m

V.2.5. Complétion (avant l'intervention)

Tubing 4'' 1/2 VAM, réservoir liner 4'' 1/2 Csg x crépines 5" FJ Hydrill.

Tableau V.2. Complétion (avant l'intervention).

Réservoir	Tête liner	3345.00m/TR
	Packer Liner	3416.24m/TR
	Red 4'' 1/2 Csg F x 5" FJ Hydrill	3417.47m/TR
	Fond	3499.00m/TR

Tubing de production	Sabot guide 4'' 1/2 NV	3344.00 m/TR
	Otis L nipple "RN" 4'' 1/2 NV	3342.35 m/TR
	Flow coupling OD5'' 4'' 1/2 NV	
	Mill out extension OD5'' 4 1/2 NV	
	Baker Packer Hyd SABL3 7'' 32-38#	3341.00 m/TR
	Baker Anchor seal 4'' 1/2 NV	3340.10m/TR
OTIS L. Nipple "R" 4'' 1/2 NV	3328.75m/TR	

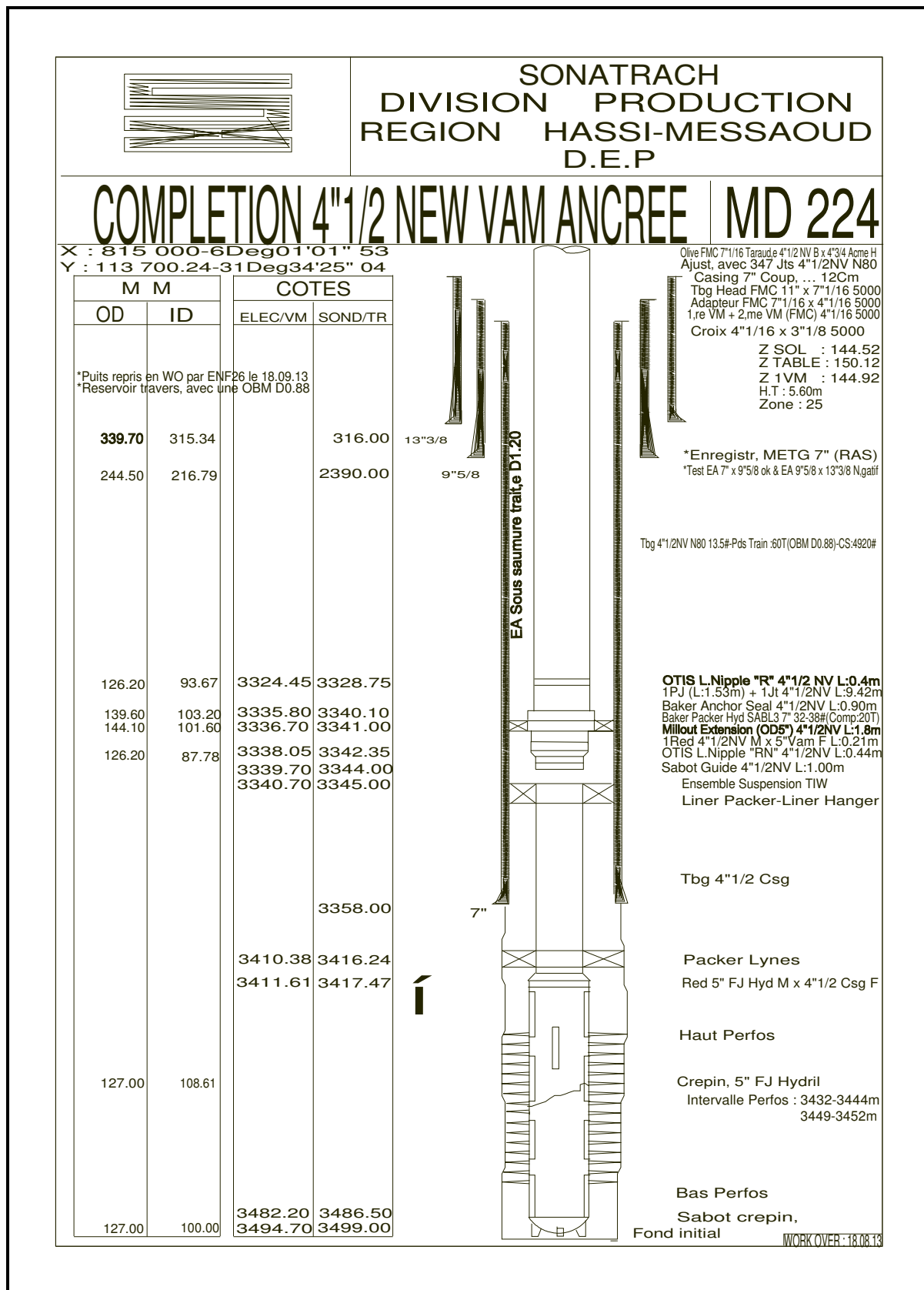


Figure V.2: Fiche technique de puits MD-224 (avant l'intervention).

V.3. but de cas:

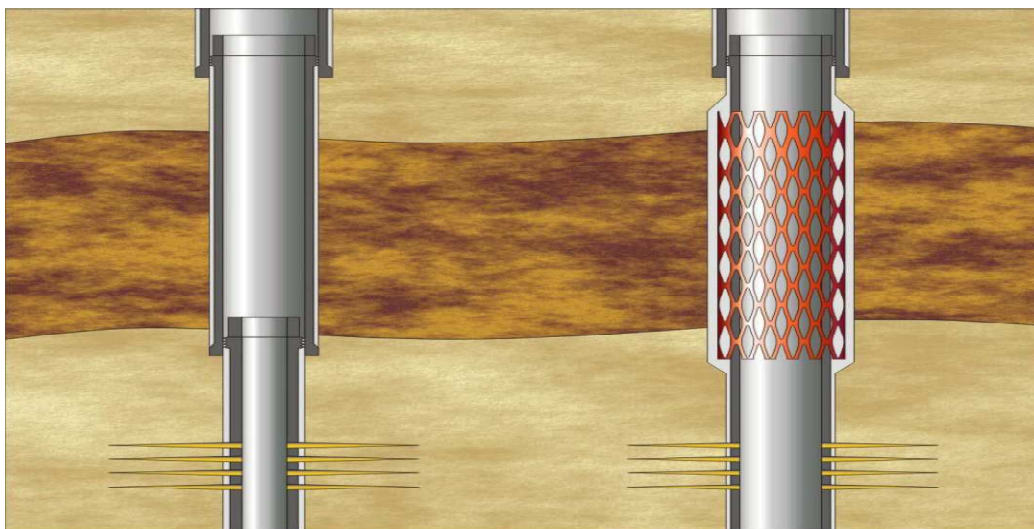
Récupérer le puits en évitant de forer un slimhole et préparation puits en vue fracturation hydraulique.

○ Problème

Lors de forage de la phase 6", on sera face à une formation d'argiles instable au-dessous de sabot 7", ce phénomène nous cause un risque de coincement. La solution conventionnelle est de descendre un liner cimenté 4^{1/2}" mais cela nécessite la poursuite de forage avec un slimhole.

○ Solution

Donc la meilleure solution pour couvrir cette zone d'argiles et traverser le réservoir avec le même diamètre 5" est l'utilisation de l'expandable casing. Cela aussi nous permet de traverser le réservoir avec une boue de densité de 0.92 au lieu de 1.60 (la densité requise pour traverser le trias argileux).



Conventionnel solution.

Expandable casing solution.

V.4. Déroulement de l'opération sur le chantier

- Forage en side-track avec outil $5^{7/8}$ " de 3362m jusqu'à 3418.5m soit à +/- 3m dans le réservoir.
- Elargissement de side-track avec l'outil RWD (Under-reamer) de Baker ($5^{7/8}$ " X 7") Traverser $5^{7/8}$ " avec forage en 7". Jusqu'à +/-3m dans le cambrien soit à +/- 3418.5m avec une densité d: +/-1.60.
- Introduction de 96m (Top 3320m et le bas 3416m) de l'expandable casing $5^{1/2}$ " + expansion en (OD=5.988" et ID=5.311") et cimentation pour couvrir les formations argileuses du TRIAS qui est notre objectif.

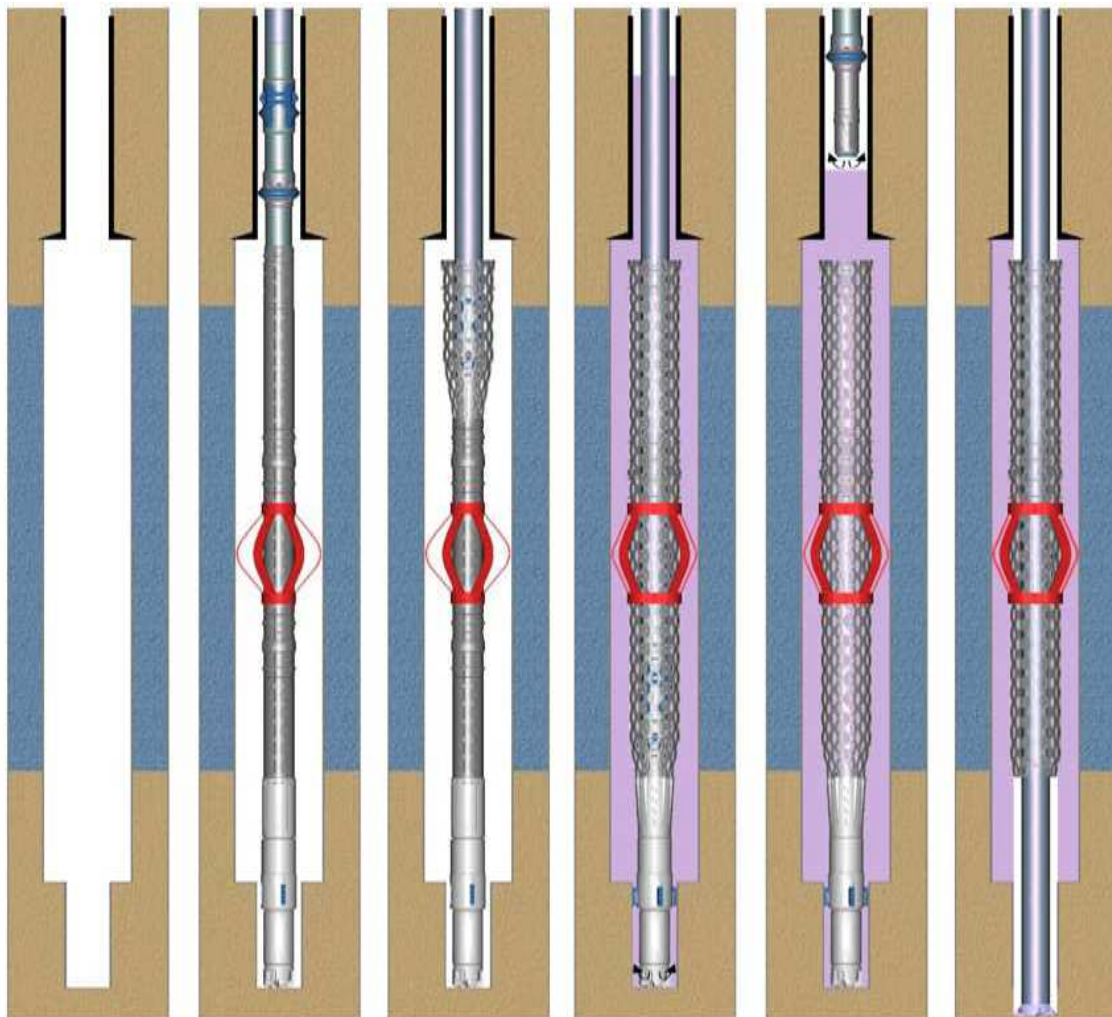
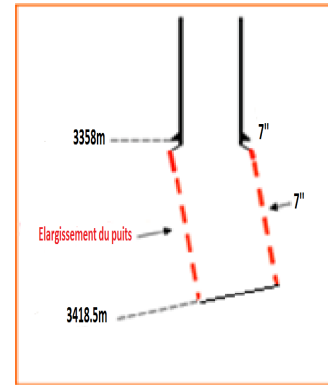


Figure V.3: Descente de l'expandable.

- Reforage ciment +Contrôle passage à l'intérieur de l'Expandable casing.
- Déplacement boue d : 1,60 en place par une boue de densité d : 0.92*.
- Continuer le Forage en sidetrack dans le réservoir en 5" jusqu'à TD @+/-3480m avec une boue à l'huile de densité d : 0.92.
- Descendre un liner 4" jusqu'au couvrir tout le liner Expandable.
- Enregistrement CBL/VDL (pour déterminer l'évaluation de ciment).
- Descente une complétion 4"1/2 ancré.

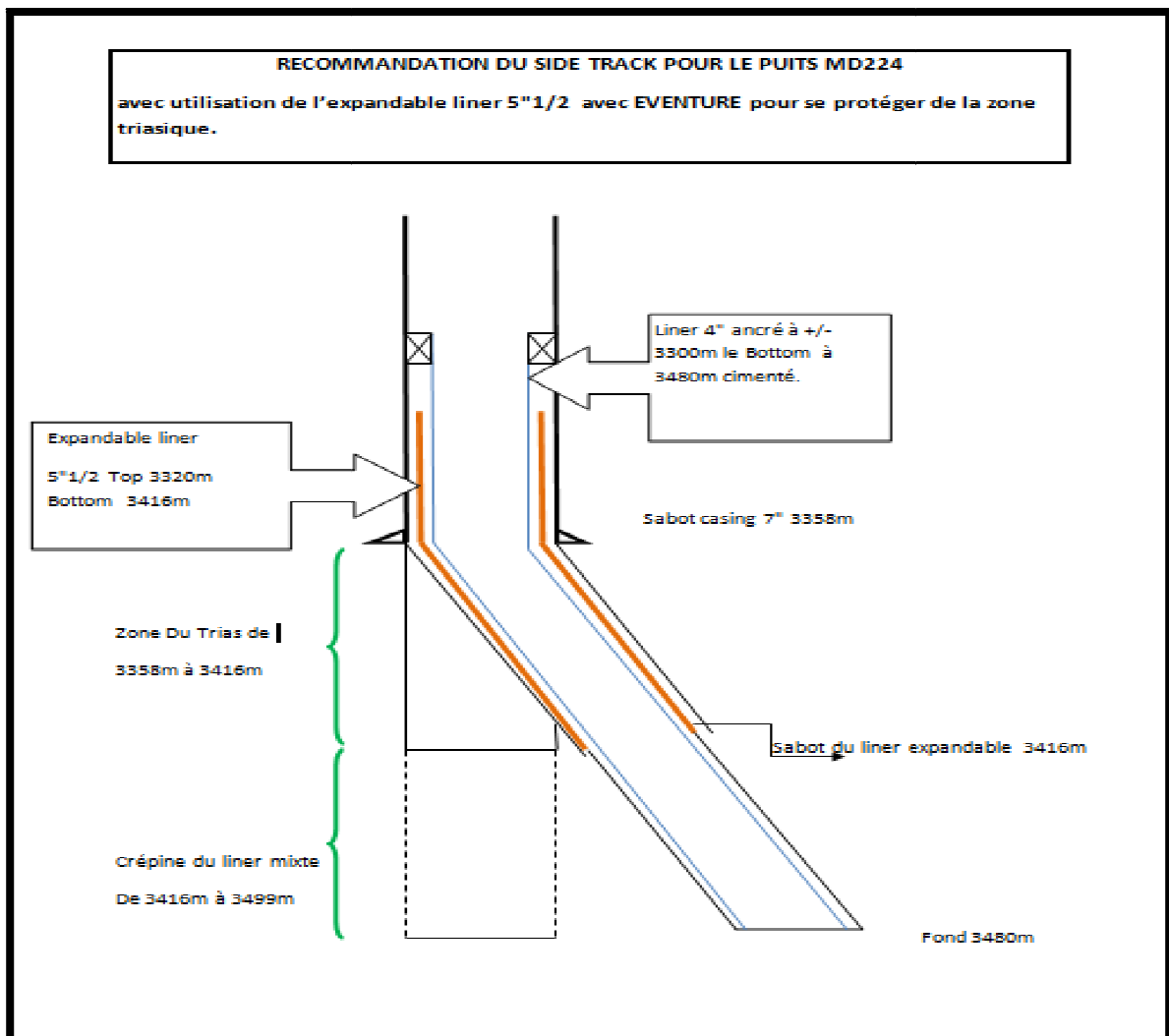
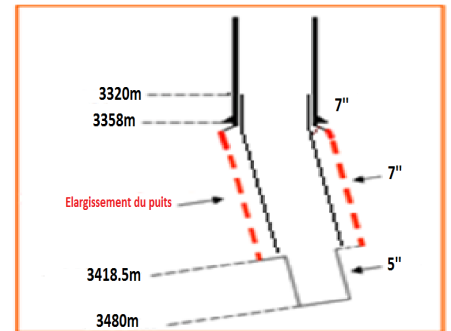


Figure V.4: Recommandation du sidetrack (MD224).

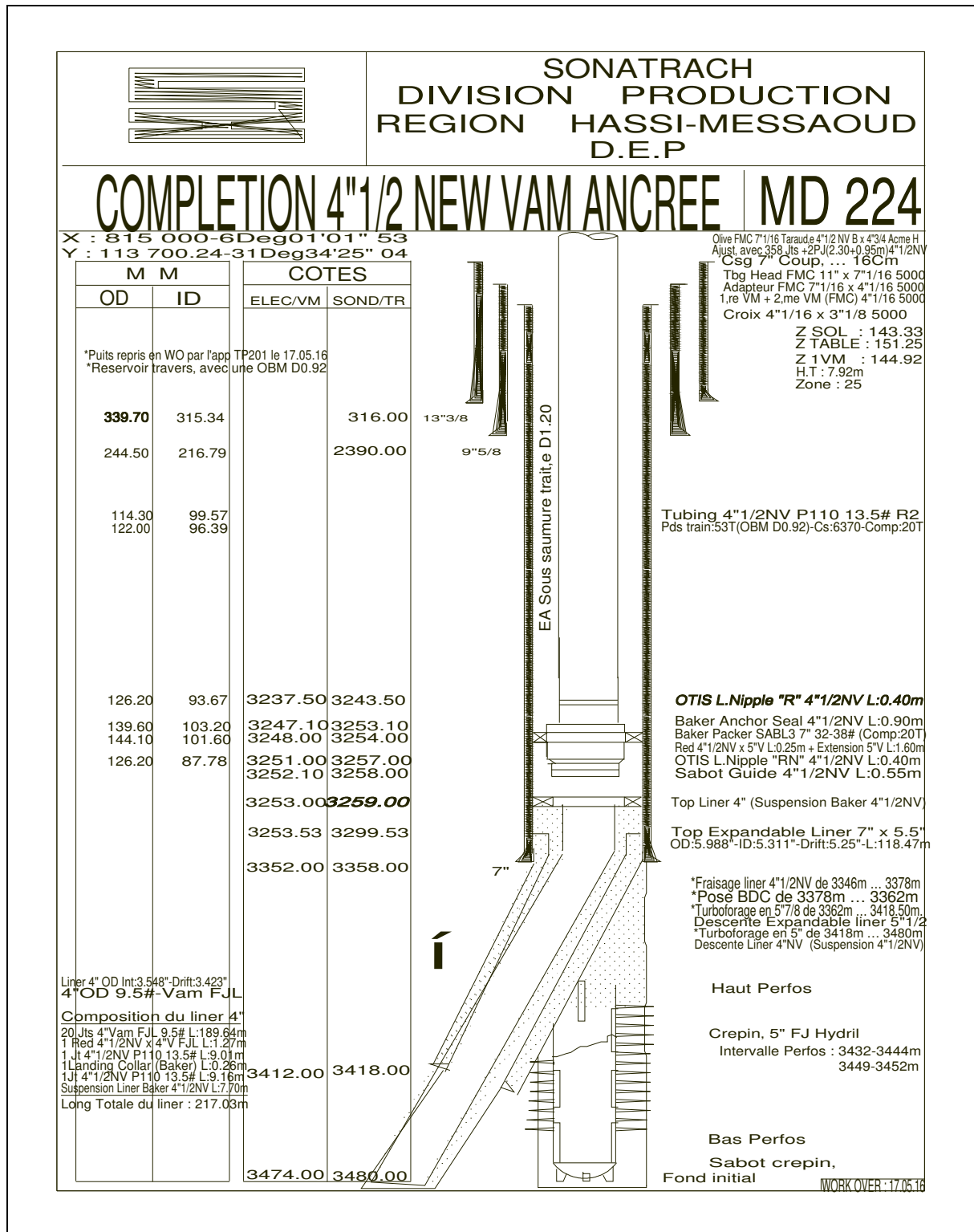


Figure V.5: Fiche technique de puits MD-224 (après l'intervention).

Conclusion générale

On peut dire que l'argile gonflante constitue un vrai problème d'exploitation sur le champ de Hassi Messaoud et présente des problèmes de coincements en cours de forage.

La meilleure solution pour la réussite du forage tout en conservant le diamètre du trou consiste à forer les argiles gonflantes en une phase séparée des autres mais aussi à l'utilisation de l'Expandable casing.

Même si cette dernière technique coûte chère, elle élimine cependant le risque de perdre le puits ou d'endommager le réservoir. Une perte qui pourrait coûter beaucoup plus cher.

C'est pourquoi, la technique de l'Expandable casing est faisable d'après le cas qu'on a étudié.

Recommandation

Le problème de gonflement des argiles est très fréquent dans le champ Hassi Messaoud. L'utilisation de L'Expandable s'avère être une bonne solution à ce problème à condition de respecter des consignes suivantes :

- respecter rigoureusement les consignes du constructeurs surtout ce qui concerne le cisaillement des goupilles de retenu du running tool.
- L'utilisation de l'Expandable est une opération délicate et nécessite une grande précision, il faut bien circuler le trou et conditionner la boue.
- Après la cimentation de l'Expandable, évacuer l'excès de ciment qui se trouve à l'intérieur, c'est une opération très importante car elle favorise un bon guidage de la garniture de reforage et empêche l'acier d'être érodé par les tricônes.

Bibliographie



[1]: Archives de Sonatrach (Base des Données).



[2]: Rapport atelier Work Over (Fiches techniques du puits MD224).



[3] : Documents de L'Expandable casing /Puits MD224.



[4]: Weatherford ABL Tool Manual, 2003.



[5]: Documents weatherford, direction workover, Irara, Hassi Messaoud.



[6]: Site web: www.weatherford.com.



[7] : Mémoire de L'Expandable casing 2009 (Université de Boumerdès).



[8]: Site web: Petro Wiki -petrowiki.org/

Résumé

La rentabilité de l'investissement que constitue un puits est liée à la longévité et à l'importance de la production qu'on retirera de ce puits.

Dans le champ de HMD, le forage de la phase 6" est assez problématique.

Le gonflement des argiles retarde parfois considérablement l'avancement du forage et nécessite des remèdes assez coûteux.

Notre étude portant sur le boîtier extensible dans la phase 6" à HMD, a pour objectif d'étudier l'isolement sélectif des zones à problèmes sans perte du diamètre du trou.

Mots clés : Le boîtier extensible, Diamètre du trou, La phase 6", Le gonflement des argiles.

Abstract

The benefit of investing the well is related to the length of its life and the importance of production extracted from the well.

In the field HMD, drilling phase 6" is rather problematic.

The swelling clays delays sometimes considerably the advancement of drilling and requires expensive treatments.

Our study on the expandable casing in the drilling stage "6 in Hassi Masaoud, aims to study selective isolation of problematic areas while maintaining the hole diameter.

Key words: The expandable casing, Hole diameter, The well, The swelling clays, Drilling phase 6".

الملخص

ترتبط فائدة استثمار البئر بطول عمره و أهمية الإنتاج المستخرجة من هذا البئر.

نواجه مشكلة في الحقل البترولي حاسي مسعود، في مرحلة الحفر 6".

يتسبب انتفاخ الطين في بعض الأحيان في تأخير عملية الحفر و هذا يتطلب علاجات مكلفة.

تهدف دراستنا على الغلاف الموسع في مرحلة الحفر 6" في حاسي مسعود، إلى دراسة العزل الانتقائي للمناطق

التي بها مشاكل مع المحافظة على قطر ثقب البئر.

الكلمات المفتاحية: الغلاف الموسع، البئر، قطر ثقب البئر، انتفاخ الطين، مرحلة الحفر 6".