

République Algérienne Démocratique et populaire
Ministère d'enseignement supérieur et de recherche scientifique
Université Kasdi Merbeh Ouargla
Faculté des hydrocarbures et des sciences de la terre et l'univers
Département de Forage et Mécanique des chantiers pétrolier



Mémoire de Master professionnel

Domaine : science technique

Filière : hydrocarbures

Spécialité : forage des puits pétrolier

Présenté par : - KENZARI Fouad.

- SEGHIR BOUALI Houssam Eddine.

- TAIBI Amer.

Thème

**Installation d'une tête de puits SD-1 MLS et OBS-II pour
l'ancrage des casings et l'abandonnement provisoire du puits
à partir d'une plateforme autoélevatrice de forage en
offshore : (Etude de cas : le puits MAH-2 en Tunisie)**

Soutenu publiquement : 22/05/2016

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Qualité	Etablissement
M.	MECIBEH Illyes		Président	UKM Ouargla
Mme.	HADJADJ Souad		Encadreur	UKM Ouargla
M.	Khelifa Cherif		Examineur	UKM Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

Grappe :

« Si, pour définir notre espèce, nous nous en tenions strictement à ce que l'histoire et la préhistoire nous présentent comme la caractéristique constante de l'homme et de l'intelligence, nous ne dirions peut-être pas Homo sapiens, mais Homo-faber. »

Bergson, l'Évolution créatrice, 1907.

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, nous remercions Allah, tous puissants c'est grâce à lui que nous avons pu arriver au terme de notre travail.

En particulier, nous exprimons nos vifs et sincères remerciements à notre encadreur Mme HADJADJ. S qui nous a dirigé et orienté par ses précieux conseils, dont l'aide et l'appui nous a été profitable pour mettre fin à ce modeste projet de fin d'étude

Nous remercions vivement les membres de jury chacun par son nom, devant qui nous présenterons notre travail.

Nous remercions également tous ceux qui nous ont aidé de proche ou du loin surtout Mr B.H, qui n'a pas réservé aucun effort de nous guidé durant la réalisation de ce projet soit par des conseils et même l'approvisionnement par des informations précieuses.

Le chaleureux remerciement à tous nos chers parents, amies, copains, et à toutes les familles KENZARI, SEGHIR BOUALI, TAIBI.

Sommaire

Epigraphe	
Remerciements	
Résumé	
Liste des abréviations	
Liste des figures	

Chapitre I: Généralité

1. Définition d'une plateforme autoélevatrice (jack-up Rig).....	2
1.1 Les plates-formes à jambes indépendantes	2
1.2 Les plates-formes à semelle	3
1.3 Les piles	4
2. Les équipements de surface des plateformes autoélevatrices..... ;.....	5
3. Tête de puits «WellHead »	6
3.1 La tête de puits compacte	6
3.2 La MudLine Suspension (MLS)	7
3.2.1 Design d'une MLS.....	7
3.2.1.1 Les équipements de SD-1 MLS.....	7
4. Reconnexion du puits.....	13

Chapitre II : Procédures d'installation de la tête du puits

1. Installation de la tête de puits	14
1.1 Installation de tube conducteur (phase 30'').....	14
1.2 Phase 20''	15
1.2.1 Le SD-1 Mudline Casing Hanger (Type Mandrel).....	15

1.2.2. Installation d'ajustable Casing Head.....	17
1.3 La phase 13 3/8".....	18
1.3.1 Installation de SD-1 Mudline Hanger et Surface Hanger.....	18
1.4 Phase 9 5/8"	24
2. Abandonnement temporaire.....	26

Chapitre III : l'installation de la tete de puits (puits MAH-2)

1. Présentation du puits MAHDIA-2.....	29
1.1 Situation du puits MAHDIA-2	29
1.2 Les paramètres du puits MAH-2	30
1.3 La partie géologique MAH-2.....	30
1.4 Données de puits MAH-2	30
2. Choix du rig Jack-up.....	32
3. Installation de la tête du puits SD-1 MLS et OBS-II	33
3.1 Phase 20".....	33
3.1.1 Installation de SD-1 Casing Hanger 20"	33
3.1.2 Installation de Casing Head Housing OBS-II.....	35
3.2 Phase 13-3/8"	35
3.2.1 Installation de SD-1 Casing Hanger 13-3/8"	35
3.2.2 Installation d'OBS-II Mandrel Casing Hanger 13-3/8".....	37
3.3 Phase 9-5/8"	37
3.3.1 Installation de SD-1 Casing Hanger 9-5/8" et OBS-II Mandrel Casing Hanger	37

4. Programme d'abandon provisoire.....	38
4.1 Les phases d'abandonnement provisoire du puits MAH-2.....	39
4.1.1 Installation de TA Cap 9-5/8".....	40
4.1.2 Installation de TA Cap 13-5/8".....	40
4.1.3 Installation de 20" TA Cap.....	40
4.1.4 Installation de Mud Can.....	40
Conclusion	42
Référence bibliographiques	
Glossaire	

Liste des abréviations

Les abréviations suivantes utilisées durant les procédures d'installation.

Abréviation	Description
OBS	Ocean Bottom Suspension
BOP	Blowout Preventer
RKB	Rotary Kelly Bushing
PSI	Pounds Per Square Inch
SD-1	Stack Down Method 1 (Mud-line Wellhead Configuration)
POOH	Pull Out Of Hole
RIH	Run In Hole
cm	centimeter
in	inch
OD	Outer Diameter
ID	Inner Diameter
R&R	Running and Retrieval
MLS	Mudline Suspension System
MHGR	Mudline Hanger
MHLS OR MHRT	Mudline Hanger Landing-Sub / Running Tool
BWS	Butt-weld Sub
SLI OR SLII	SpeedLock 1 or SpeedLock 2 (segmented clamp connection)
SHGR	Surface Hange
SHRT	Surface Hanger Running Tool
SHRRT	Surface Hanger Running & Retrieval Tool
THRD OR THRDD	Thread or Threaded
TA	Temporary Abandonment
SD-1/HO	SD-1 Casing Support Mandrel Hangers
WT	Wash-Tool
SD	Stack Down
RCO	Recess Clean Out Tool
TBS	Tie-Back Sub
BOPTP	Blowout Preventer Test Plug

Liste des figures

Figure. I.01a. jack up à 4 piles [4].....	3
Figure. I.01b. Jack up à 3 piles [8].....	3
Figure. I.02. plate-forme auto-élevatrice [9].....	3
Figure. I.03. jack up à semelle [9].	4
Figure. I.04. Air gap d'un jack up [4].....	4
Figure. I.04. Les caissons des piles [4].....	4
Figure. I.05. Les équipements de surface d'un jack up [5].....	5
Figure. I.06. les deux points d'ancrage du casing [4].....	6
Figure. I.07. le raccord Butweld installé [3].....	8
Figure. I.08.a. single Load shoulder [2].....	9
Figure. I.8.b. Multiple load shoulder [2].....	9
Figure. I.9. split ring hanger [2].....	9
Figure. I.10. split ring hanger [3].....	10
Figure. I.11. running tool (a, b) [2].....;	11
Figure. I.12.a. Expanding Spring Hanger [3].....	12
Figure. I.12.b. Temporary Abandonment Caps [3].....	12
Figure. I.13.a. Tieback Washtool [3].....	13
Figure. I.13.b. Ratch-A-Latch Tieback Sub [3].....	13
Figure. II.01 Conductor avec Butt weld Sub installer.....	15
Figure. II.2 Installation de l'ensemble 30" X 20" SD-1 Mudline Casing Hanger.....	16
Figure. II.3 Washing Out l'annulaire de 30" x 20".....	17
Figure. II.4 Installation de l'ajustable Casing Head: connecteur déconnecté.....	17
Figure. II.5 Installation de l'ajustable Casing Head et BOP.....	18

Figure. II.6	Installation de l'ensemble 20" X 13 3/8" SD-1 Mudline Casing Hanger...	19
Figure. II.7	l'ouverture de washout ports dans l'ensemble 13 3/8" Landing Sub.....	19
Figure.II.8	13 3/8" Casing Hanger dans l'ajustable Casing Head.....	20
Figure. II.9	Tensioning le Casing 13 3/8"	21
Figure. II.10	CM Latch Groove Wash Tool.....	22
Figure. II.11	Installation de 13 3/8" CM Latch Packoff.....	23
Figure. II.12.a	Installation de 13 5/8"-10K Unihead.....	24
Figure. II. 12.b	Nipple Up BOP t 13 5/8"-10K unihead sur l'ajustable Casing Head	24
Figure. II.13.a	9 5/8" SD-1 Hanger installé.....	25
Figure. II.13.b	9 5/8" SD-1 Hanger et Landing Sub avec Washout Ports ouverte	25
Figure. II.14.a	Installation de 9 5/8" Hanger	25
Figure. II.14.b	Wash Out pour 9 5/8" Packoff.....	25
Figure. II.15	Installation 9 5/8" Packoff.....	26
Figure. II.16.a	TA Cap Running Tool avec Centralizer et Centralizer Sub.....	27
Figure. II.16.b	Installation de 9 5/8" TA Cap.....	27
Figure. II.17.a	Installation de 13 3/8" TA Cap.....	27
Figure. II.17.b	Installation de 20" TA Cap.....	27
Figure. II.18	Mud Can Installé.....	28
Figure. III.01	la situation de MAH-2 [4].....	29
Figure. III.02:	La lithologie et description de MAH-2 [4].....	32
Figure. III.03	dimensionnement du rig juck up GSP Saturn [4].....	32
Figure. III.04	rapport d'installation de SD-1 casing hanger 20" [7].....	34
Figure. III.05	rapport d'installation de SD-1 casing hanger 13-3/8" [7].....	36
Figure. III.06.	la configuration après la pose du SD-1 casing hanger 9"5/8 [7].....	37

Figure. III.07 programme d'abondant provisoire du puits MAH-2 [4].....	39
Figure. III.08 MUDLINE suspension utilisé dans MAH-2. [7]	41

Résumé

L'objectif de ce travail, est l'étude des techniques d'ancrage et la suspension des tubages dans un puits pétrolier en mer peu profonde, à partir d'une plate-forme de forage en offshore autoélevatrice (jack-up).

Lors de la réalisation de cette technique (SD-1 MLS et OBS-II wellhead), dans le puits MAH-2, plusieurs écartements par rapport à la procédure conventionnelle ont été remarqués et discutés.

The purpose of this project is to study different techniques and methods used actually in the shallow water of the offshore industry. This technique called "Mudline suspension system", so we will try to simplify as much as possible how to hanger all the casings in the sea bed from jack-ups rigs. As well as, through the procedures that we will talk about in the second chapter, the user of this guide will be able to understand what's really happens with figures and explanations.

To reach our objectives, MAH-2 well in the Tunisians costs has been selected as an example to apply this technique.

Chapitre I

Introduction Générale

Le forage en mer nécessite des plates-formes convenables aux spécifications de l'exploitation pétrolière, qui dépend des conditions d'environnement, de sol, ...etc. Ces plateformes exigent, à leur tour, des techniques spécifiques, telles que la tête du puits lié à la MudLine Suspension (MLS), exigé par l'autoélévatrice. Cette technique a plusieurs avantages, le plus important est l'allègement de la partie du puits qui traverse l'eau, en dépassant 60 mètre de profondeur.

L'objectif de ce travail consiste l'étude de cette technique dans le puits MAH-2, l'application en réalité de la procédure conventionnelle d'ancrage et de suspension des tubages dans un puits pétrolier en mer, à partir d'une plate-forme de forage en offshore autoélévatrice (Jack-up).

Pour la réalisation de cette étude, on a devisé le travail en trois parties, dont la description de plate-forme autoélévatrice « jack-up », la définition, les équipements et l'utilisation de cette technique sont entamés dans le premier chapitre. Par ailleurs, les procédures conventionnelles : d'installations et de l'abandonnement de chaque phase de forage, ont eu lieu dans le deuxième chapitre. L'application dans le puits pétrolier MAH-2 au large de la mer Tunisienne, foré à partir de l'autoélévatrice SATURN est discuté en dernier chapitre.

Les autoélévatrices connaissent aujourd'hui un regain d'intérêt, malgré que le pourcentage d'accident d'auto-élévatrices, dus principalement au remorquage et aux différents problèmes de fondation, demeure élevé. Cette situation résulte souvent de prises inconsidérées des risques opérationnels (en remorquage par exemple), de l'insuffisance (voire même de l'absence) de reconnaissance des sols sur de nombreux sites avant leurs installations.

Le développement de nouvelles unités, destinées surtout aux opérations en mer de nord, par des conditions d'environnements très sévères et des profondeurs d'eau d'une bonne centaine de mètres, incite aujourd'hui les opérateurs pétroliers, les contracteurs de forage, les concepteurs, les organismes de réglementation et de certification, pour se prévenir des risques opérationnels.

Les difficultés rencontrées s'expliquent par la diversité des situations d'utilisations des autoélévatrices à l'inverse des ouvrages fixes, dimensionnés pour des sites bien définis. Par ailleurs, les instrumentations d'autoélévatrices en opération sont indispensables à l'amélioration des connaissances de leurs comportements et à la validation de modèles de réponse dynamique et d'évaluation de l'encastrement en pied notamment, demeurent encore très insuffisantes. [1]

1. Définition d'une plateforme autoélévatrice (jack-up Rig) :

C'est une plateforme qui opère dans les profondeurs d'eau n'excédant pas 120m. Ces pieds sont ancrés dans le fond marin. Il existe deux types: autoélévatrice à 3 piles (Figure. I.1b) et autoélévatrice à 4 piles (Figure. I.1a).

Les plates-formes autoélévatrices (Figure. I.2) se répartissent suivant deux principales catégories selon le mode de fondation et le type de jambes. [1]

1.1. Les plates-formes à jambes indépendantes :

Sont fondées sur des caissons (individual footing type), ces caissons ou embases sont désignés par sabots ou « spud cans » ou « spud tanks » (Figure. I.04.b) suivant la géométrie ou les constructeurs (figure I.02).

La plupart des autoélévatrices récentes à jambes indépendantes ont trois piles en treillis. Les jambes sont, en générale, verticales. Toutefois, il existe quelques auto-élévatrices

dont les piles en treillis sont légèrement inclinées, ce qui leur confère une plus grande stabilité au renversement. [1]

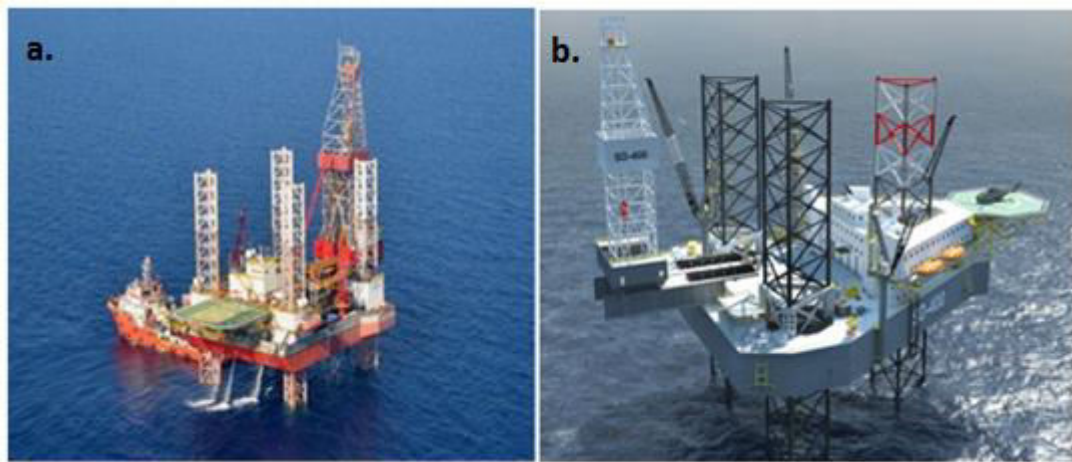


Figure. I.01. Une plateforme autoélevatrice de forage (a. à 4 piles [4] b.à 3 piles [8]).

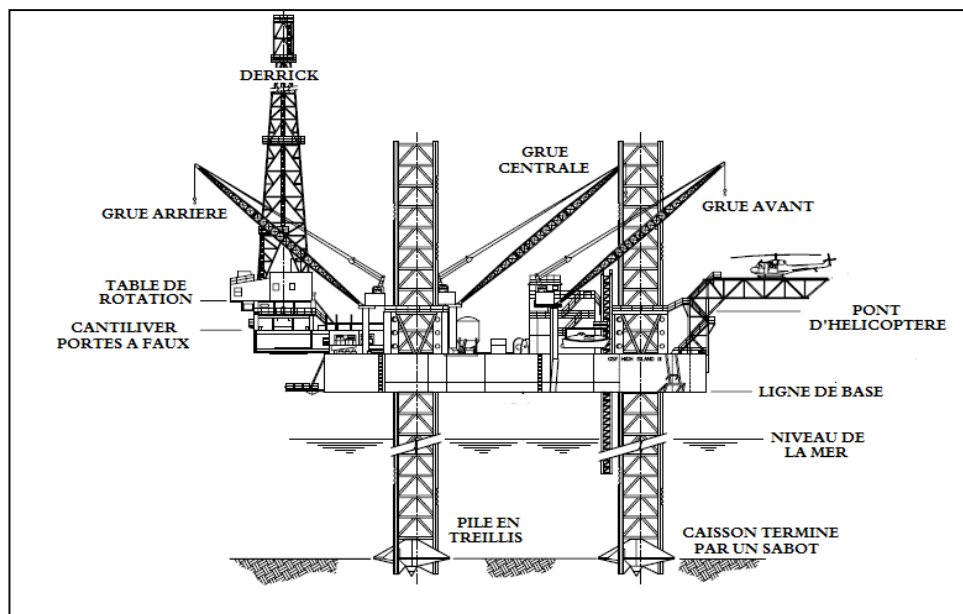


Figure. I.02. plate-forme autoélevatrice [9].

1.2. Les plates-formes à semelle :

Reposent sur une semelle unique qui solidarise toutes les jambes entre elles (Figure. I.3). Cette semelle est de dimensions comparables, voir supérieures, à celles de la plate-forme.

Les autoélevatrices à semelle sont utilisées seulement dans des zones à soles mous, principalement dans le golf du Mexique et les zones deltaïques. [1]

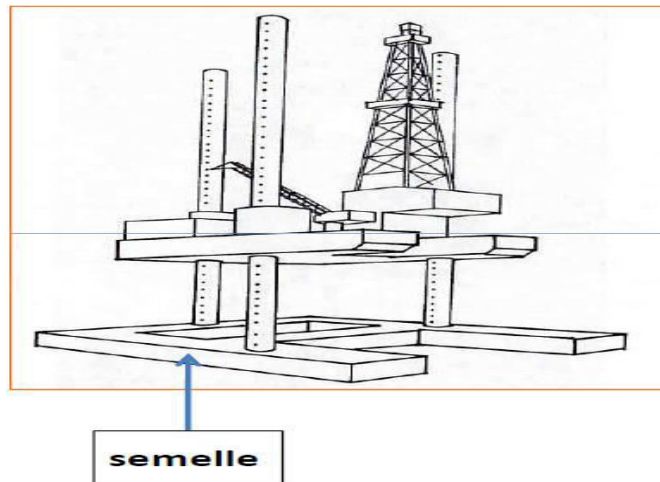


Figure. I.03. jack up à semelle. [9]

- La stabilité de ce rig dépend de son Air gap (Figure. I.4.a), autrement dit, de la distance entre le niveau moyen de l'eau et le fond de la coque. Il doit être suffisamment grand pour que le sommet de la plus grande vague n'atteigne pas la coque et déstabilise la plate-forme. [4]
- Air Gap est habituellement de 10 à 15m. Les Airs gaps plus importants on les retrouve dans des eaux moins profondes, parce que la hauteur des vagues augmente au fur et mesure que la profondeur des eaux diminue. [4]

1.3. Les piles :

Les pieds (Figure. I.5) d'un Jack Up sont des structures en acier qui supportent la coque en mode élevé, en lui fournissant une stabilité pour résister aux charges latérales. Les semelles sont nécessaires pour augmenter la surface portante du sol.

Ils s'étendent à plus de 160m au-dessus de la surface de l'eau lorsque le Rig est remorqué alors que les pieds sont complètement rétractés. [4]

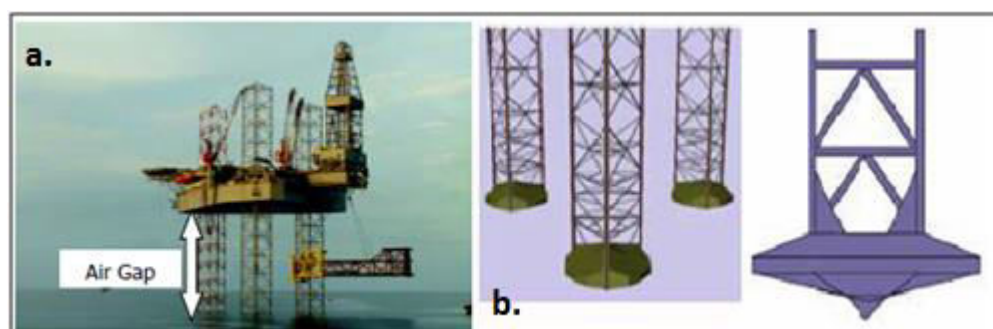


Figure. I.04. a. Air gap d'une plateforme autoélevatrice. b. Les caissons des piles. [4]

2. Les équipements de surface des plateformes autoélevatrices:

Comme nous indique la (Figure. I.5), Ils existent trois groupes principaux d'équipements sur une autoélevatrice de forage, sont : l'équipement marin, l'équipement de puissance et l'équipement de levage. [4]

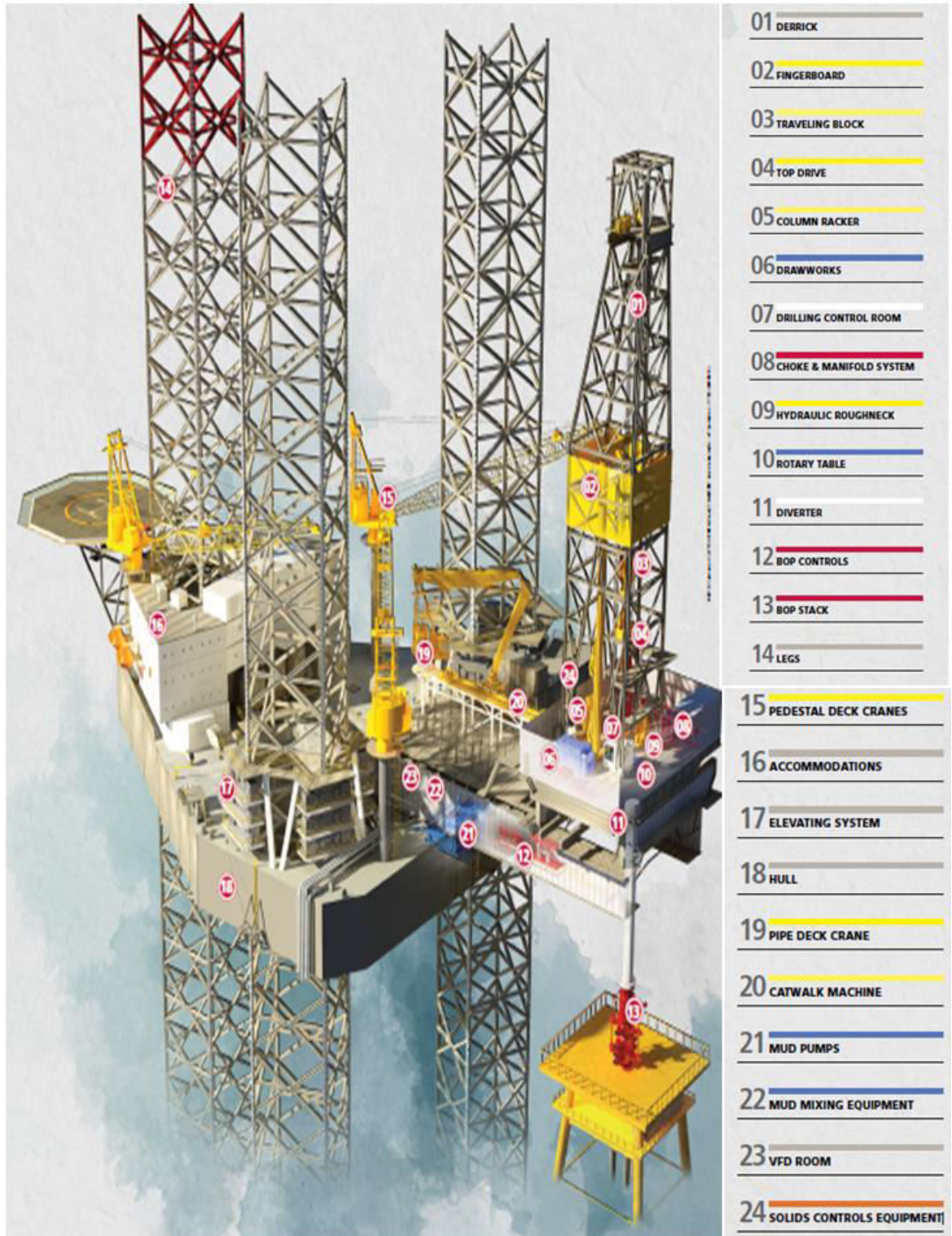


Figure. I.05. Les équipements de surface d'un jack up [5].

3. Tête de puits «WellHead » :

La tête de puits utilisée pour le forage en offshore à partir d'une plateforme est composée de deux parties (figure. I.6) :

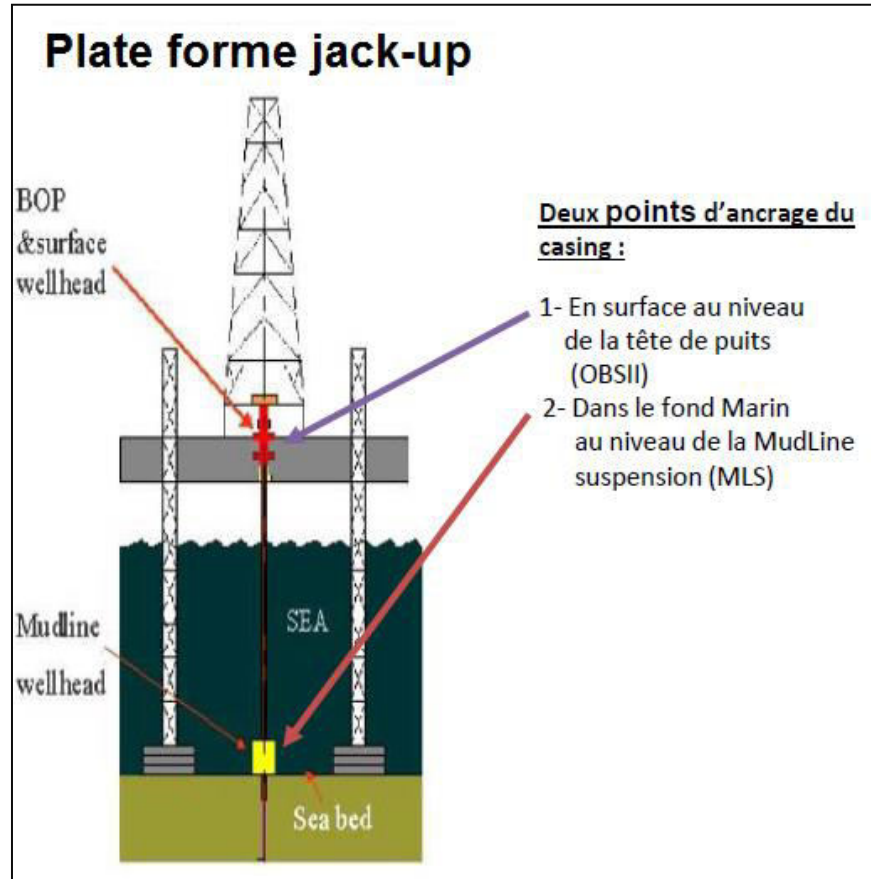


Figure. I.06. les deux points d'ancrage du casing. [4]

3.1. La tête de puits compacte (compact wellhead) OBS:

Ce qu'on appelle (OBS) Elle permet, le premier point d'ancrage du casing en surface. Les deux avantages majeurs de ce système de tête de puits sont:

- La réduction des risques opérationnels.
- Les gains de temps (ancrage du casing sans avoir à démonter les Stack BOP, à poser des slips d'ancrage ou à ajouter des adaptateurs). [4]

Les BOP sont généralement maintenus au niveau du pont du rig, dit aérien, il est supporté par le tube conducteur et maintenu latéralement par des élingues dans la sous-structure du plancher forage. Ainsi qu'on peut utiliser cette plateforme pour les opérations de développement sur des puits sous-marins.

En forage d'exploration le tube conducteur sera libre sur toute la hauteur d'eau, sa stabilité est compromise par les efforts latéraux de la houle et du courant et les charges en tête. Au-delà de 50-60 m, on réduit ces charges, en suspendant les colonnes de tubage se succédant conformément au programme de forage et du tubage au niveau de la suspension mudline. On suspend cette suspension sera déconnectée pour retirer la plateforme et utiliser le puits ultérieurement.[9]

On laisse le tube conducteur autoporteur que pour des profondeurs d'eau inférieure à 30 m. [1]

3.2. La MudLine Suspension (MLS):

La MLS est une série des casings hanger qui support le poids des différents casings string. Ce système permet de déconnecté et reconnecté le puits dans le mudline.

L'application du système de suspension des différents casings au fond de la mer (MLS) présente les avantages suivants:

- stabilise les différents casings (un deuxième point d'ancrage).
- facilite la reprise du puits, après un abandon provisoire. [4]

3.2.1. Design d'une MLS :

- Les équipements d'une MLS sont considérés comme étant une partie intégrer de casing string.
- La pression de service des différents équipements de MLS n'est pas la même que celles de la tête de puits.
- Les efforts de conception pour l'équipement de MLS diffèrent de celles des équipements de la tête de puits. [3]

3.2.1.1. Les équipements de SD-1 MLS :

➤ le raccord Buttwell: (Buttwell Sub):

Le Buttwell Sub est généralement placé dans le fond marin à une profondeur désirée pour avoir la verticalité du conducteur pipe, en résistant au courant marin qui peuvent fausser la verticalité et cause ainsi le torque à la garniture de forage durant les opérations (figure. I.7).

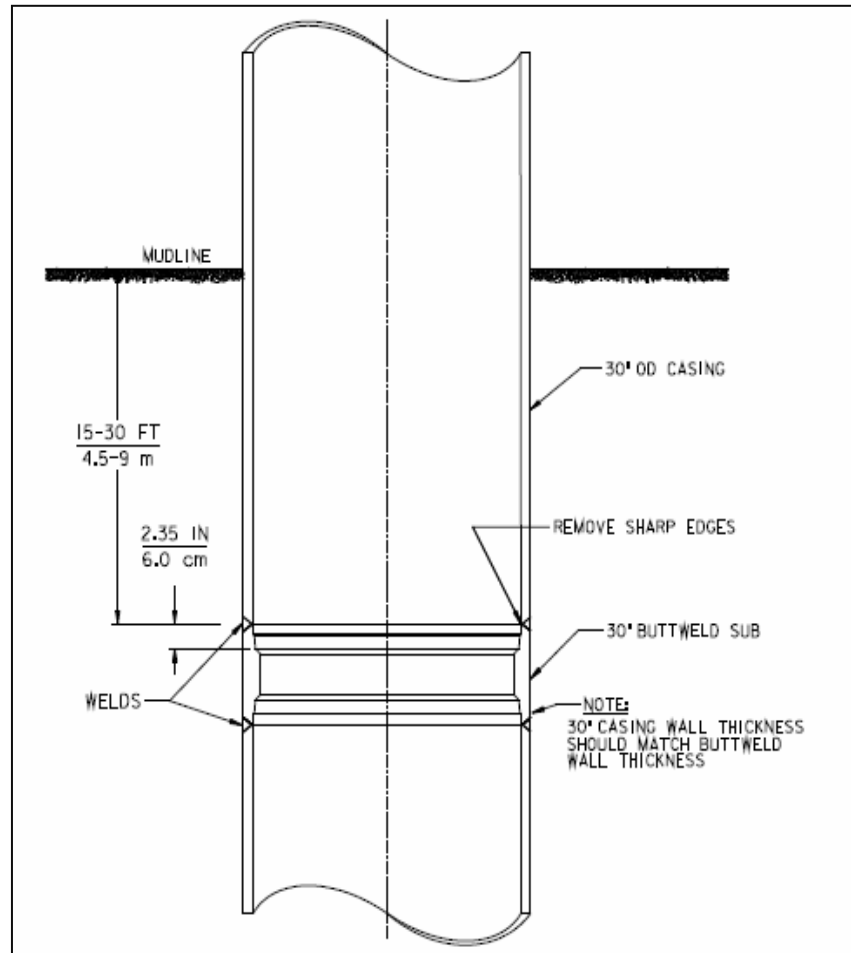


Figure. I.07. le raccord Buttweld installé [3].

Les caractéristiques de ce raccord sont :

- Il est symétrique et soudé autour de tube conducteur
- Il fournit un landing shoulder des casings hanger.
- Il support le poids total des différents casings string. [3]

➤ **Mandrel Hanger :**

Le MudLine Hanger est un ensemble de SD-1 casing hanger et de Landing Sub, dont :

- Le SD1 Casing Hanger sert pour l'ancrage du casing dans le Buttweldsub.
- Le Landing Sub est pour recevoir SD1 casing Hanger suivant.

Dans Landing sub, il y a des Wash ports, qui servent à l'évacuation de l'excès du laitier de ciment lors des cimentations des casings. [4]

Il existe deux types des casings hanger, Shoulder Hangers et Split Ring Hangers :

➤ **Shoulder Hangers :**

Ils sont généralement recommandés pour des grandes dimensions des casings et aussi utilisés quand l'espace annulaire est suffisant pour le passage de l'outil de forage.

Les dispositifs des Shoulder Hangers peuvent être single load shoulder ou multiple load shoulder (Figures.I.8.a,b). [2]

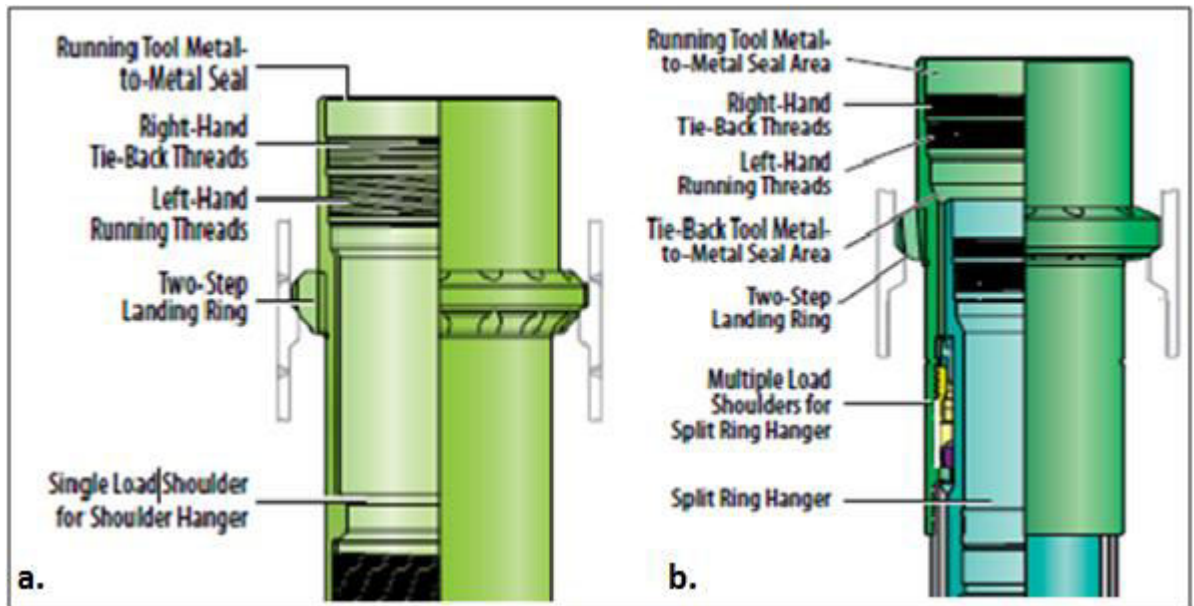


Figure. I.08.a. single Load shoulder. [2] ; b. Multiple load shoulder. [2]

➤ **Split Ring Hangers :**

Quand la charge des casings sera supérieure à la capacité de single load shoulder, l'utilisation de Split Ring Hanger avec multiple load shoulder est recommandée (Figure. I.9) [2].



Figure. I.9. split ring hanger. [2]

➤ **L'outil de nettoyage (CleanOut Tool) :**

C'est un outil descendu par les tiges de forage, Le profil d'outil cleanout est tourné pour nettoyer l'ID de multiple load shoulder, le fluide laveur est pompé à l'intérieur des tiges de forage durant toute cette opération (figure. I.10).

Ses Caractéristiques sont :

- Il meule la prise de ciment dans le landing profile.
- Il a des duses sur l'outil pour enlèvent les débris.
- Il peut-être utilisé pour vérifier l'espace avant la pose d'Expanding Spring Hanger. [3]

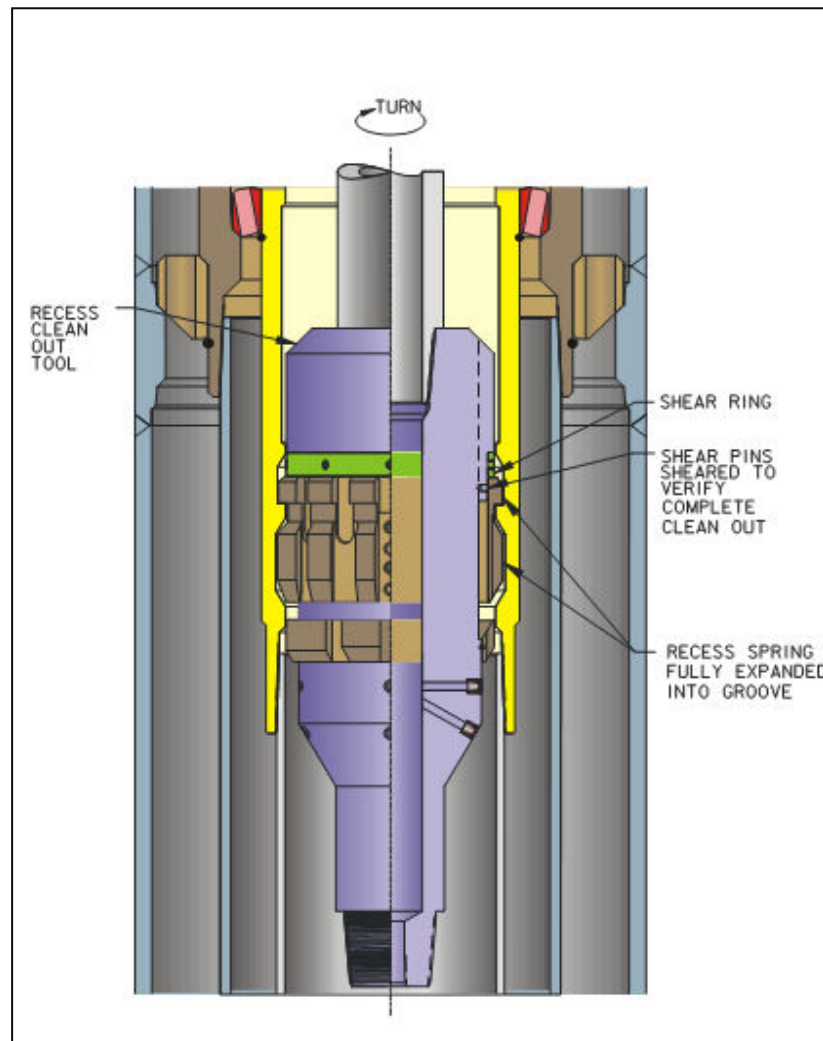


Figure. I.10. profile de CleanOut Tool. [3]

➤ **Mudline Hanger Running Tools :**

Elle permet la descente des casings et la mise en place de ces derniers dans MudLine hanger précédant.

Elle a des wachports latéral pour le nettoyage de l'espace entre les casings string (figure I.11).

La rotation de right hands (figure B) permet l'ouverture des wachports ou enlever et récupérer running tool. [2]

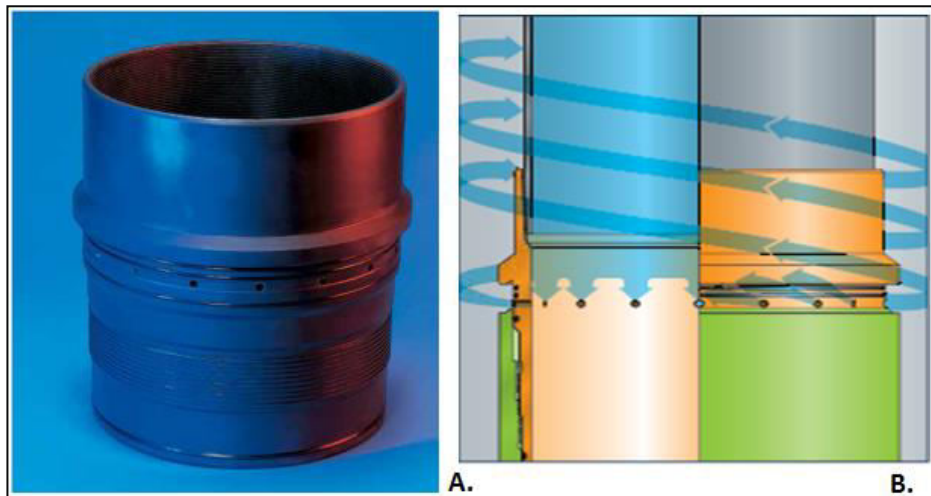


Figure. I.11. running tool (a, b) . [2]

➤ **Expanding Spring Hanger :**

Il se compose d'un: (figure. I.12.a)

- Siège pour le prochain hanger.
- Setting spring landing shoulder.
- filetage Left Hand Landing.
- filetage Right Hand Tieback. [3]

➤ **Temporary Abandonment Caps : (TA)**

Il est utilisé pour protéger chaque tie-back de mudline hanger contre les débris durant l'abandonnement du puits (Figure. I.12.b).

Le TA est posé au-dessous de running tool, en donnant un joint résistant entre le TA et le mudline hanger. [3]

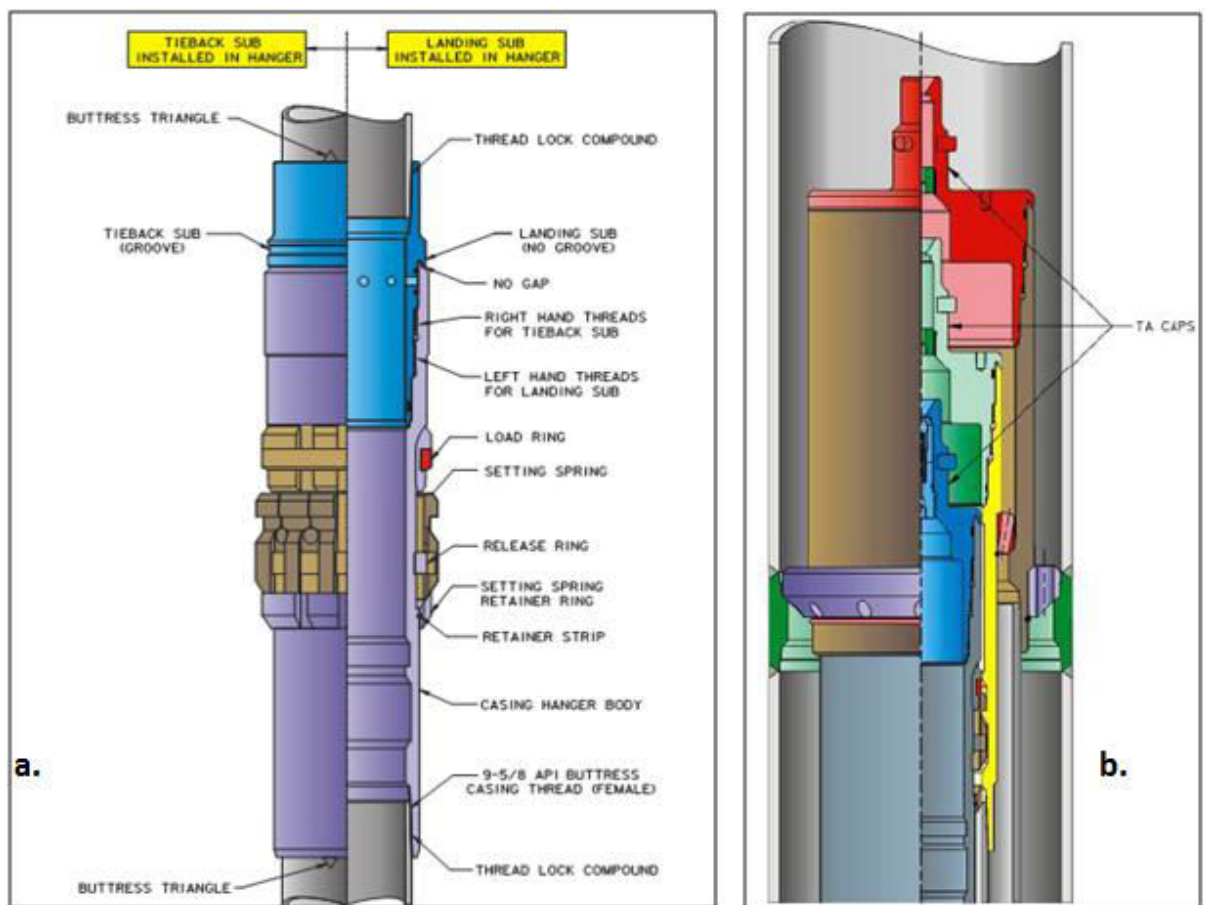


Figure. I.12.a. Expanding Spring Hanger.[3]; **b.** Temporary Abandonment Caps. [3]

➤ **Tieback Washtool:**

Ces caractéristiques sont :

- A des duses assure une haute pression durant le nettoyage de profile Tieback.
- La position latérale des duses permet le nettoyage complet de filetage Tieback. [3] (voir la Figure. I.13.a)

➤ **Ratch-A-Latch Tieback Sub:**

Ces caractéristiques sont :

- Moins d'une tour de rotation pour déconnecter le joint métal-métal de TA cap et le casing hanger.
- Des torques optionnels peuvent être utilisés. [3] (voir la Figure. I.13.b)

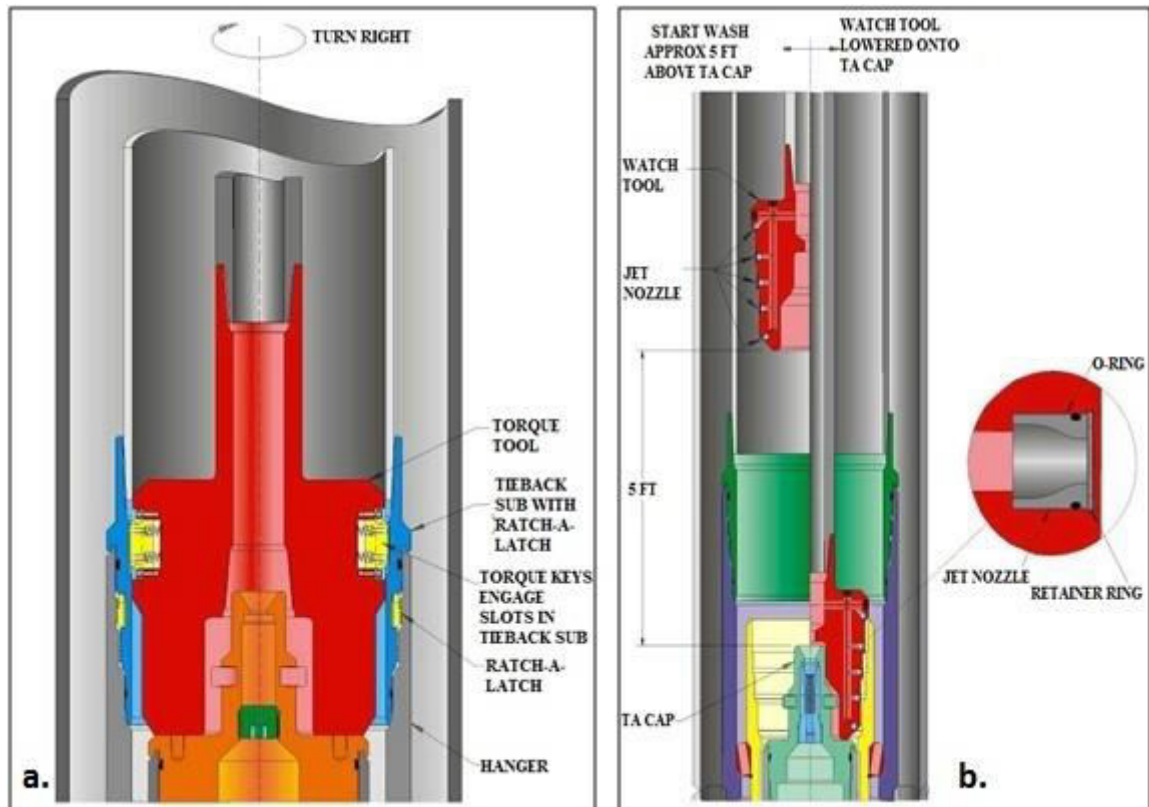


Figure. I.13.a. Tieback Washtool. [3] ; **b.** Ratch-A-Latch Tieback Sub. [3]

4. Reconnexion du puits :

Le système de Mudline suspension contient également des outils « tieback » pour reconnecter le Mudline hanger avec la surface pour le re-entry et/ou pour une complétion.

Le système Mudline suspension a été désigné pour la reconnexion du puits après l'abandonnement avec la surface, et aussi peut être adapté pour la tête de production au fond de la mer. [10]

Chapitre II

Dans ce chapitre on va entamer le programme d'installation de la tête de puits à partir d'une autoélévatrice de forage, qui se compose de deux points d'ancrage : OBS en surface et MLS au fond marin, à partir de tube conducteur (phase 30") jusqu'à la dernière phase 9 5/8", en alternance, commençant par le fond marin (MLS) et en arrivant au niveau de la coque d'autoélévatrice.

En deuxième lieu, on évoque les stades d'abandonnement des tubages des phases réalisées précédemment, mais cette fois ci la réalisation va être inverse, c'est-à-dire, un enlèvement décroissent des séries des tubages, en commençant par l'OBS et en arrivant en MLS.

1. Installation de la tête de puits :

1.1 Installation de tube conducteur (phase 30"):

Confirmer que butt weld répond aux conditions d'installation vu que c'est l'élément principal pour la réalisation.

Procédures d'installation de Butweld Sub :

Comme nous indique la figure II.01.

1- L'intervalle d'emplacement de Buttweld Sub est entre 15 et 30 ft sous le mudline. Ce réglage, permettra:

-L'ancrage des casings hangers et le montage des équipements d'abandon temporaire au dessous de mudline.

-D'avoir au minimum un conducteur pipe de 10ft au dessus de mudline après l'abandon provisoire.

2- Le Buttweld Sub est habituellement conduit dans la mer à partir du plancher à la profondeur désirée. Ces méthodes résultent très souvent la déviation de conducteur par rapport à la verticale vraie due aux vagues ou les courants écartant la pipe de son endroit correcte.

Cette déviation causera une augmentation de torque lors la manipulation de landing subs pour l'ouverture des washout ports, l'installation des TA et même lors l'installation des différents risers et leur enlèvement.

3- Enregistrer tous les paramètres dans le rapport de rig approprié (voir l'annexe I et II).

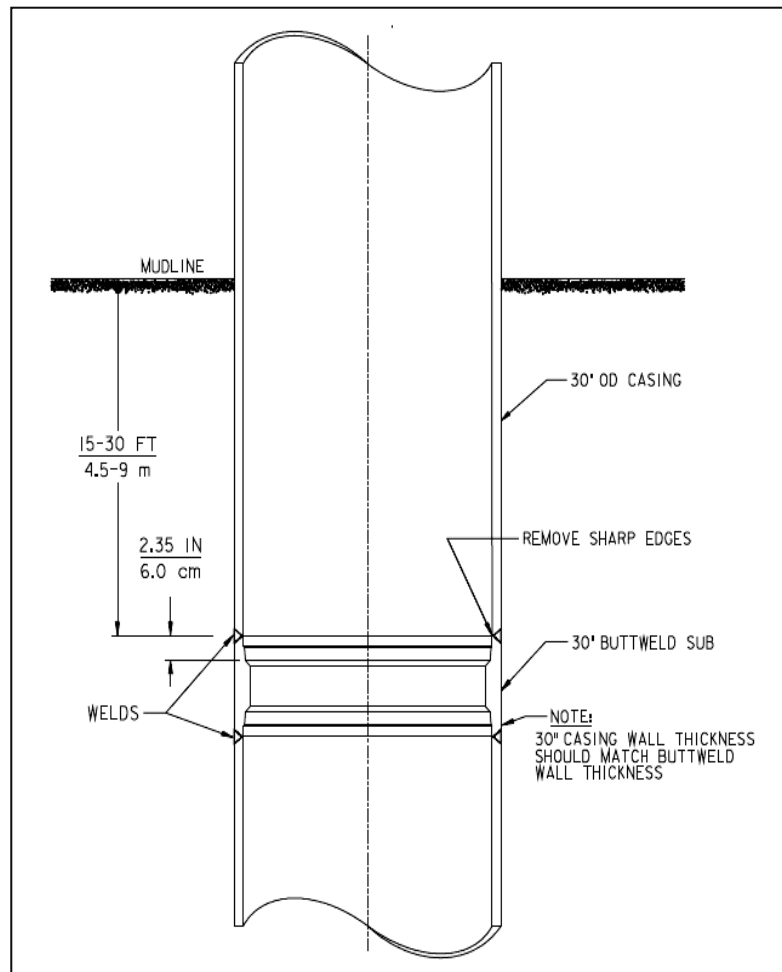


Figure. II.01 Conductor avec Butt-weld Sub installer.

1.2 Phase 20”:

1.2.1 Le SD-1 Mudline Casing Hanger (Type Mandrel):

Le MudLine Hanger est l'ensemble SD-1 casing hanger et landing sub de type mandrel est installé dans le joint de tubage, dans le magasin et embarqué à l'installation comme unité simple, dont le :

- SD1 Casing Hanger sert à l'ancrage du casing 20” dans le Butt-weld sub 30”.
- Landing Sub: Pour recevoir le SD1 casing Hanger 13 3/8” dans le Landing sub, il y a des Wash ports, qui servent à l'évacuation de l'excès du laitier de ciment lors des cimentations des casings. (Figure. II.2)

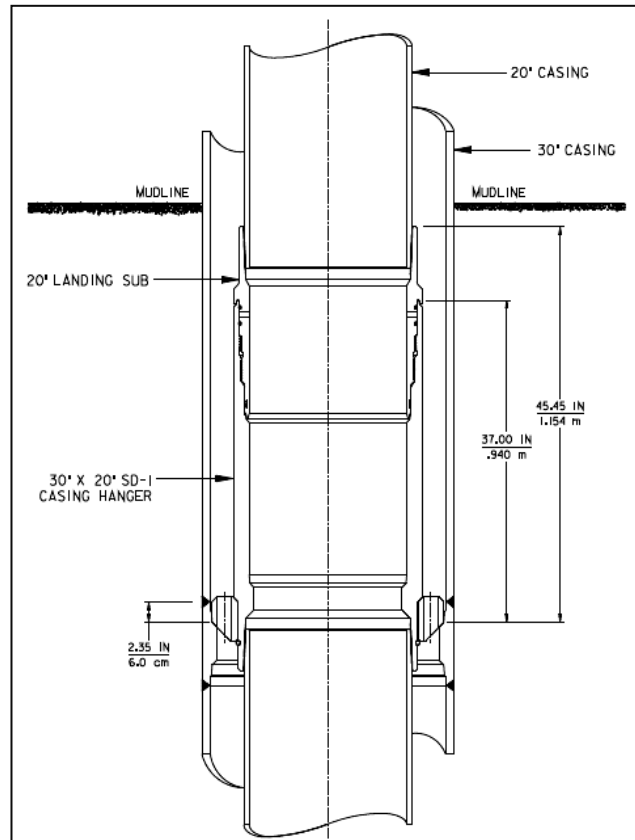


Figure. II.2 Installation de l'ensemble 30'' X 20'' SD-1 Mudline Casing Hanger.

Procédures d'installation : (Figure.II.3)

- 1- Descente du casing toute en contrôlant les joints pour ajuster et installer le SD-1 casing hanger et landing sub sur le casing string.
- 2- Pendant l'installation des équipements cités ci-dessus, la connaissance de space out entre mudline hanger et le connecteur est indispensable pour déterminer correctement l'emplacement de la tête de puits surfacique.
- 3- Prendre l'ensemble landing joint et connecteur et le mettre sur le dernier joint de casing 20'' au niveau de surface.
- 4- contrôle des joints de casing pour connaître l'atterrissage du casing hanger au Bettweld sub shoulder puis le poser.
- 5- La cimentation de cette phase.
- 6- lorsque les washout ports sont ouverte, le niveau de fluide à l'intérieur du casing diminue.

7- Pomper l'eau douce ou une boue à l'intérieur tubage jusqu'à le retour des débris a travers l'espace annulaire puis on ferme les washout ports, en appliquant des torques bien précis afin de s'assurer de cette fermeture.

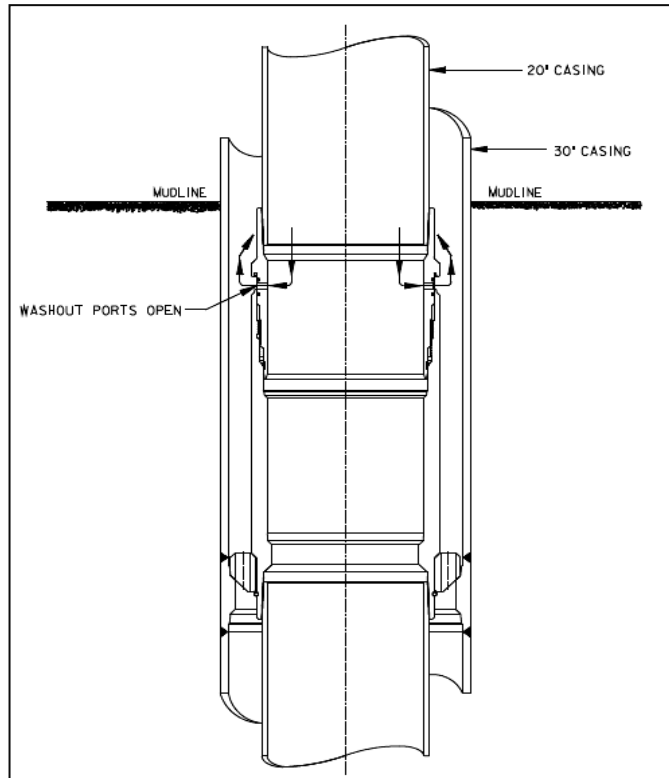


Figure. II.3 Washing Out l'annulaire de 30" x 20".

1.2.2 Installation d'ajustable Casing Head:

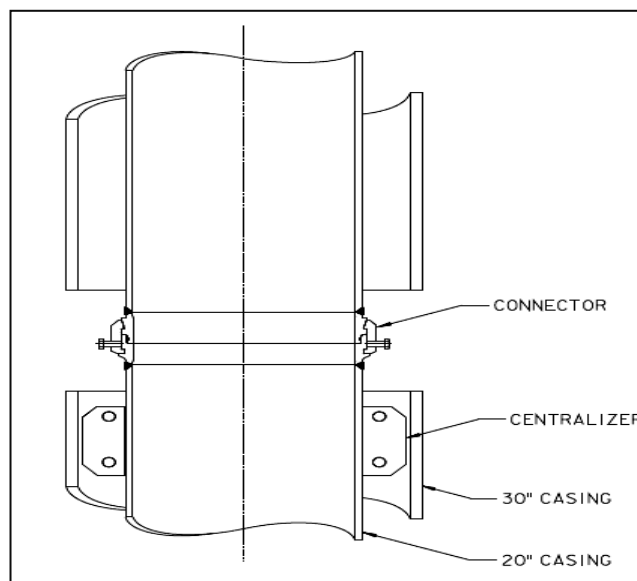


Figure. II.4 Installation de l'ajustable Casing Head: connecteur déconnecté.

Mettre le BOP et le BOP adapter sur l'ajustable casing head (20 3/4-3K), le Speedloc-II clamp (SL 218) a douze 1.750"-8UN goujons avec des écrous pour le nippel up de BOP. (figures : II.4 ; II.5)

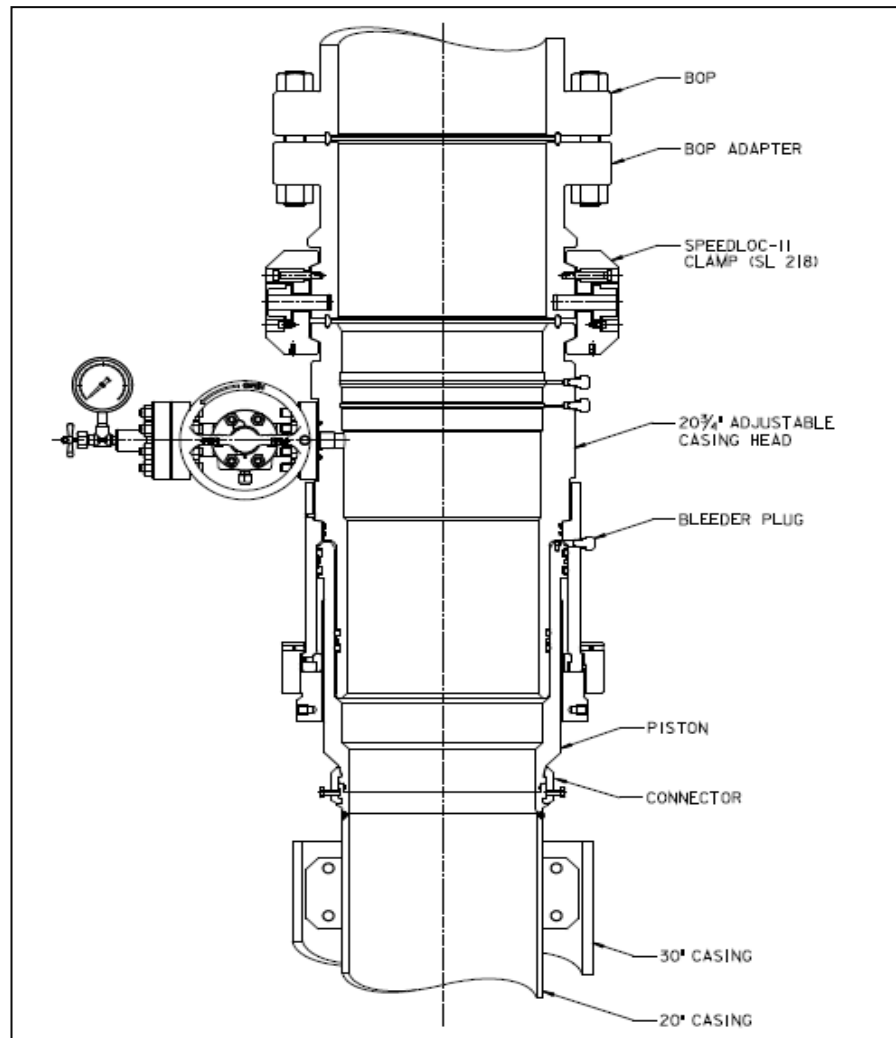


Figure. II.5 Installation de l'ajustable Casing Head et BOP.

1.3 La phase 13 3/8\"

1.3.1 Installation de SD-1 Mudline Hanger et Surface Hanger :

Suivant les mêmes étapes précédentes de la phase 20\", on réalise cette phase.

Une fois le casing est totalement nettoyé, on procède à la fermeture des washout ports de landing sub et la réinstallation de hanger running tool 13 3/8\", en appliquant un torque convenable selon l'angle de rotation pour cisailier le shear pin (goupille de cisaillement) et désengager de running tool , sans application d'overpull sur le landing joint.(Figure. II.6)

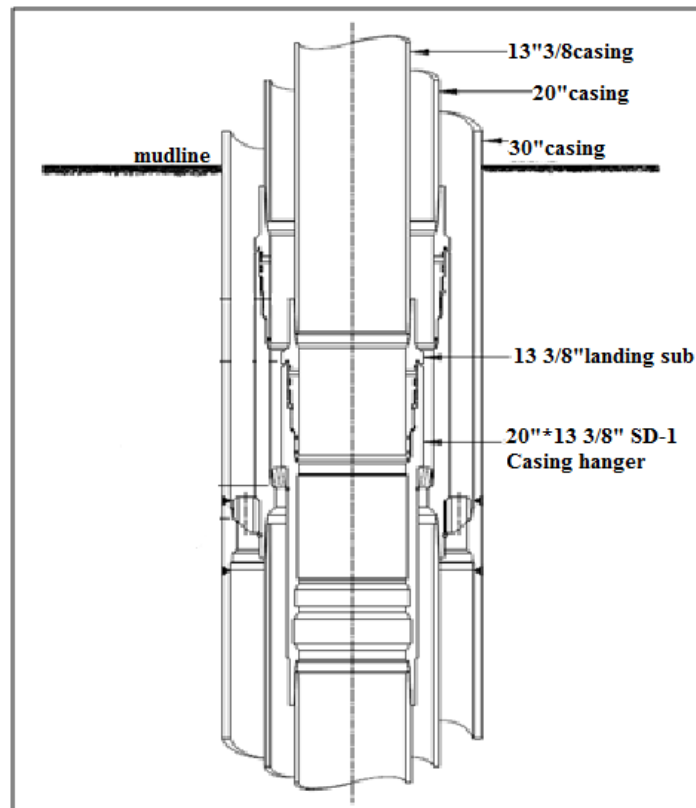


Figure. II.6 Installation de l'ensemble 20" X 13 3/8" SD-1 Mudline Casing Hanger.

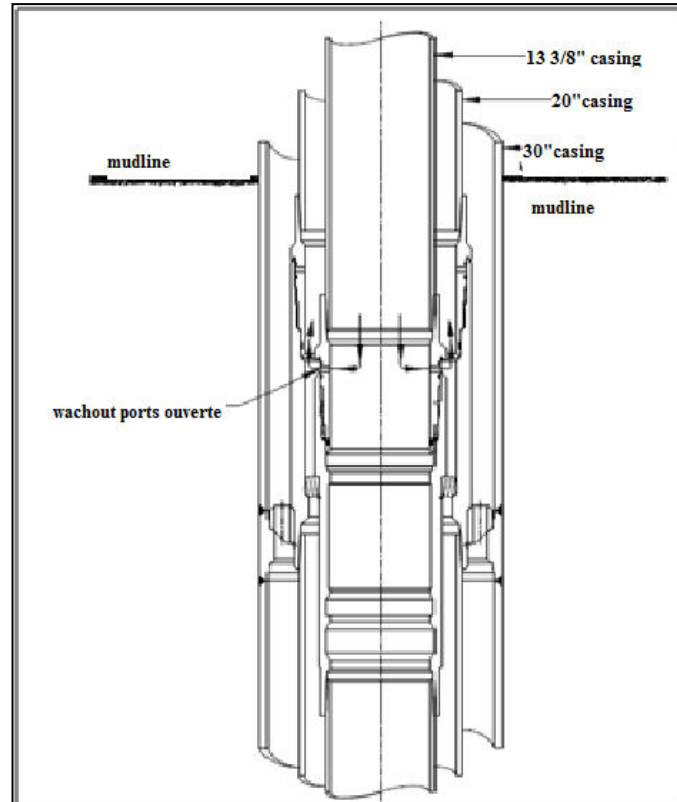


Figure. II.7 l'ouverture de washout ports dans l'ensemble 13 3/8" Landing Sub.

- mettre l'ajustable casing head dans sa bonne position à l'aide d'une traction par injection d'huile à travers l'outer sleeve, puis le purger par le même dispositif et le fermer par un bleeder plug. (Figure. II.8), (Figure. II.9)

- une fois que l'ajustable casing head se met en place, on récupère le hanger running tool par une rotation d'un angle de 45° à droite pour désengager l'outil et le remonter vers la surface, pour positionner le CM Latch Packoff.

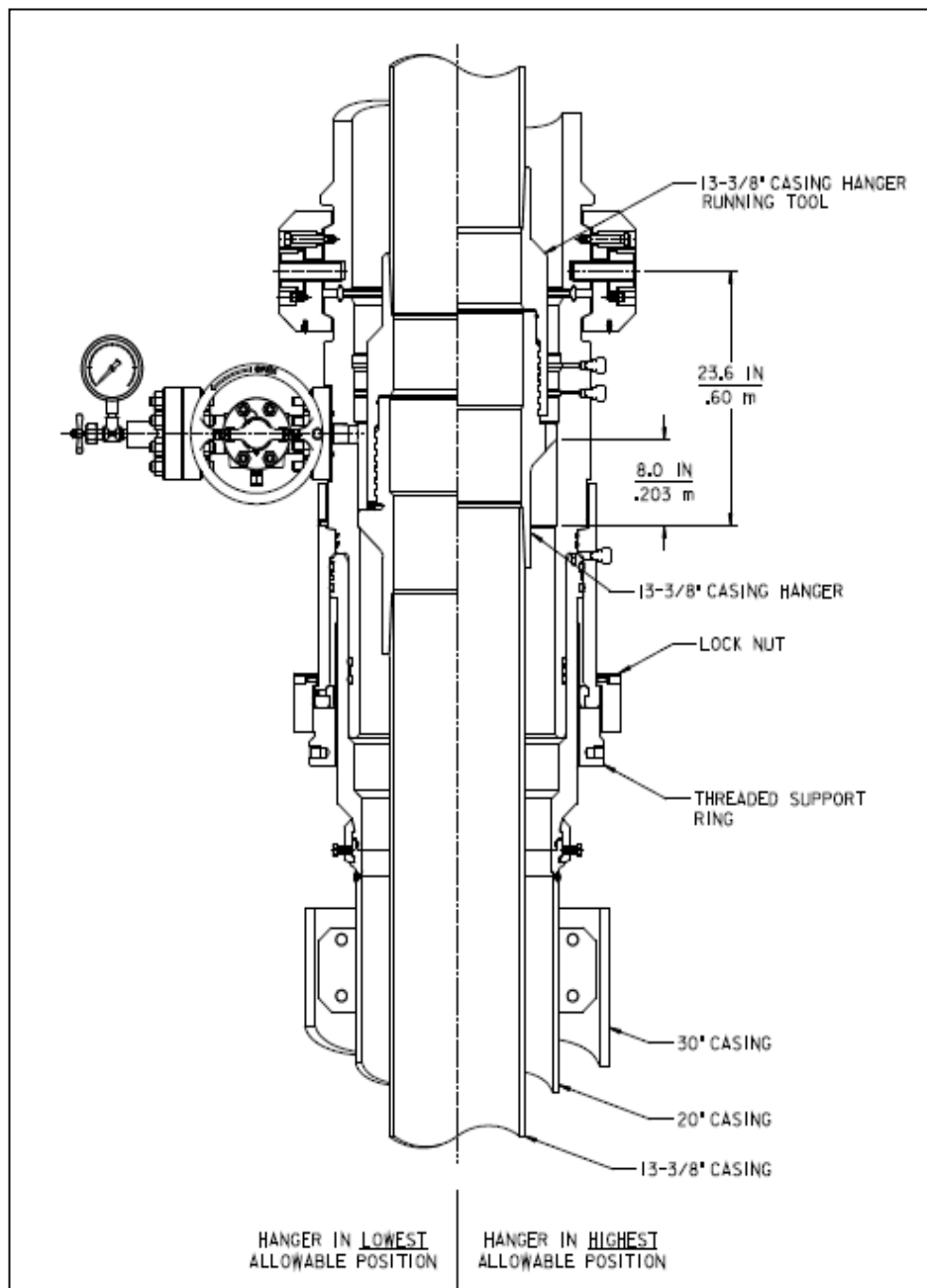


Figure. II.8 13 3/8" Casing Hanger dans l'ajustable Casing Head.

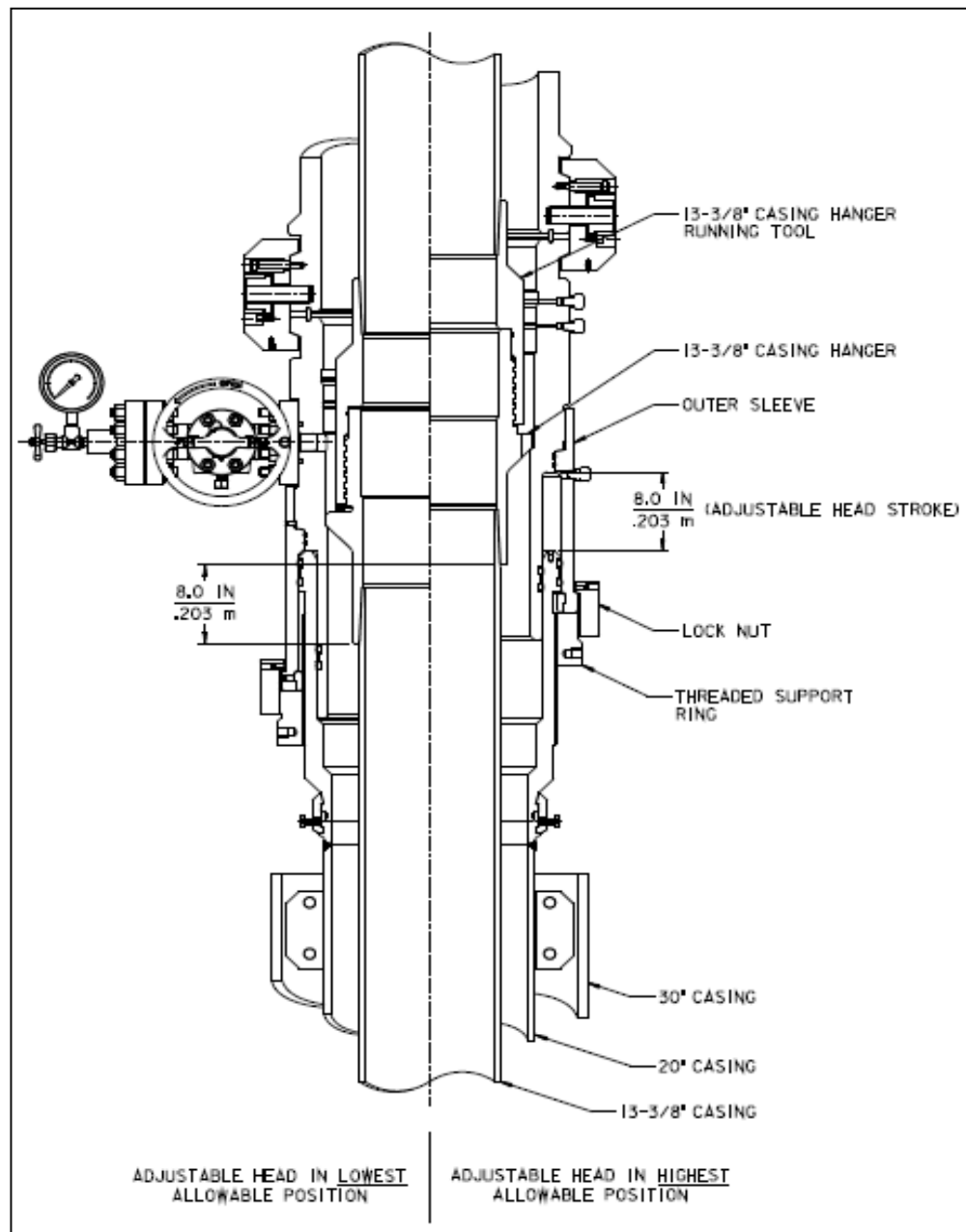


Figure. II.9 Tensioning le Casing 13 3/8” .

- le washout tool effectue le nettoyage et la vérification des filetages et leur étanchéité à l'intérieur de l'ajustable casing head. Une vanne annulaire au niveau de ce dernier assure l'évacuation de fluide de nettoyage.(Figure. II.10)

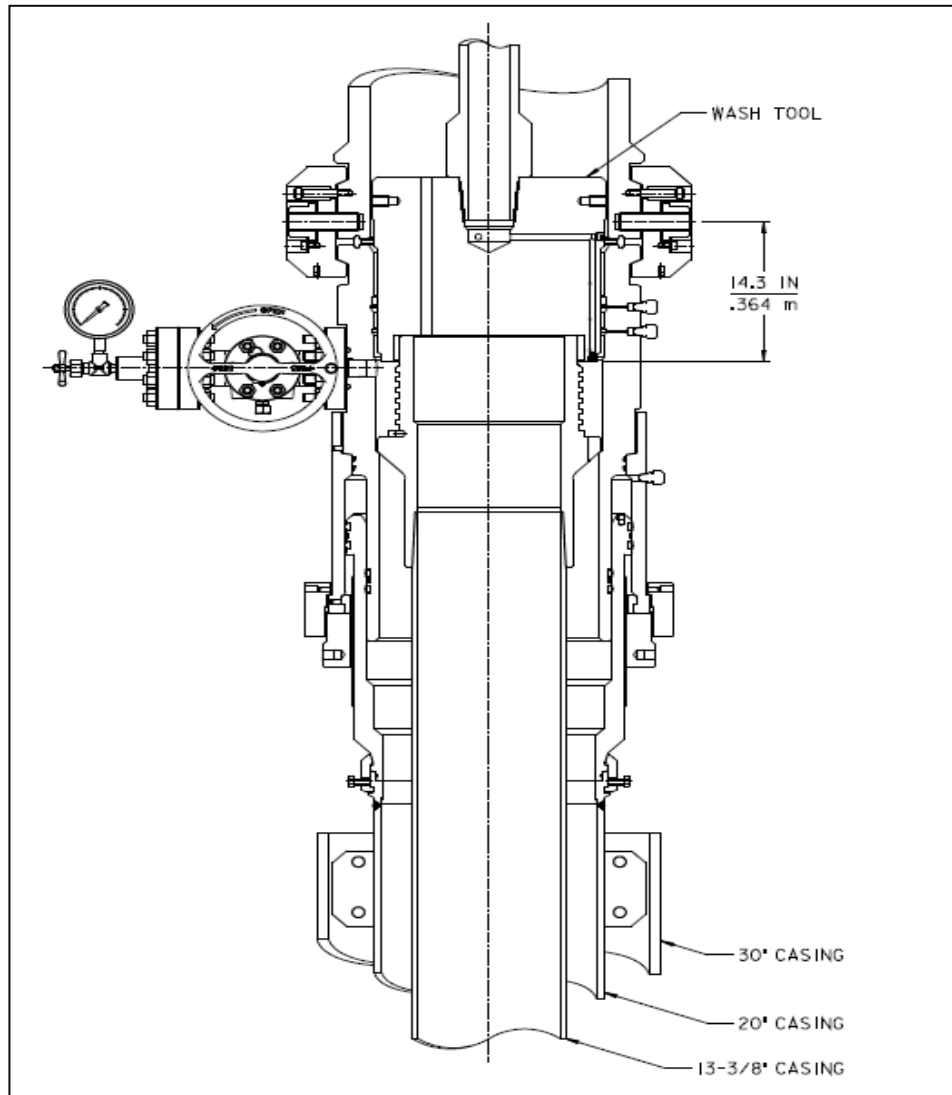


Figure. II.10 CM Latch Groove Wash Tool.

- Installer le CM Latch Packoff par l'intermédiaire de Packoff running tool. On doit effectuer des opérations pour s'assurer que les Latch sont bien ancrés et le CM Latch Packoff vérifie l'étanchéité. (figure II.11).

- Remonter le running tool en dehors de la tête de puits.

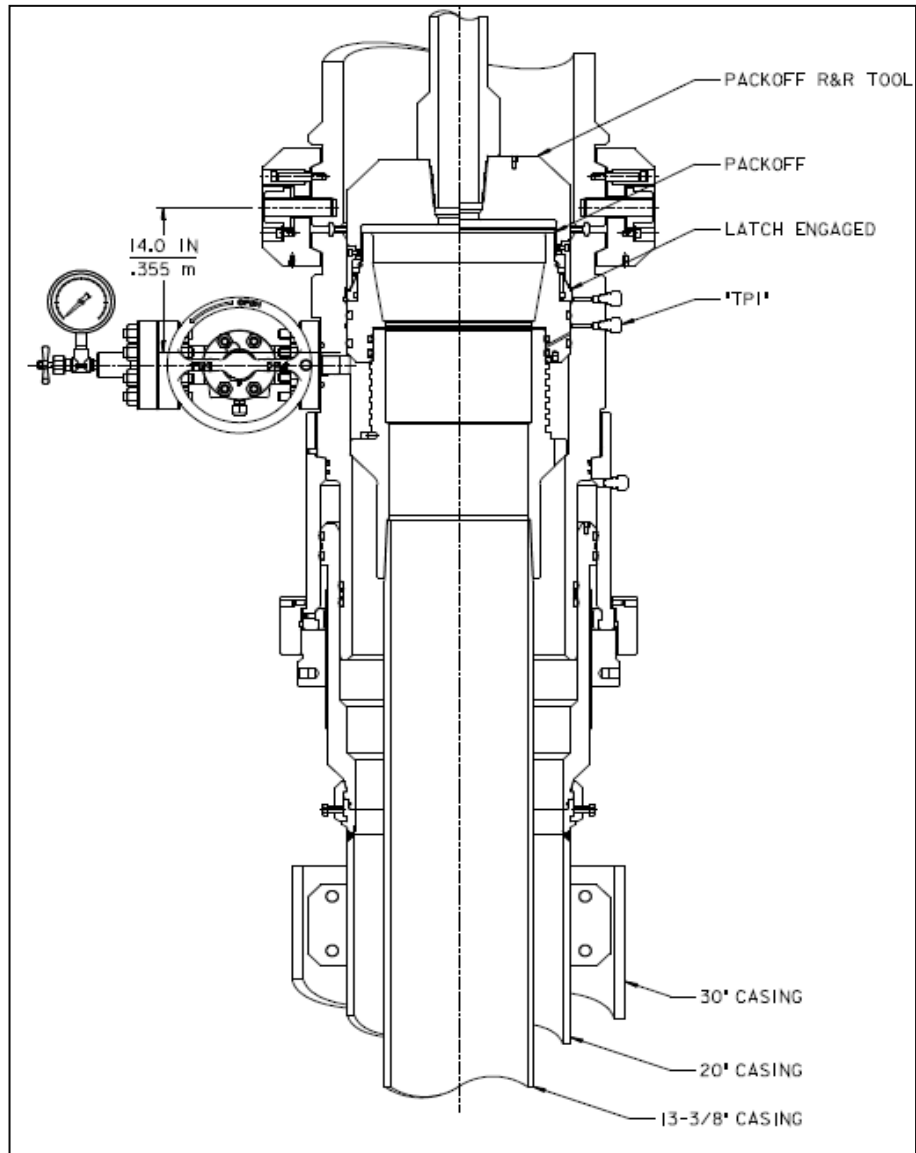


Figure. II.11 Installation de 13 3/8" CM Latch Packoff.

- installer l'OBS-II unihead au-dessus de l'ajustable casing head (Figure. II.12. a.), puis le Speedloc-II clamp et finalement le BOP (Figure. II.12. b).
- Test de BOP et différents organes.

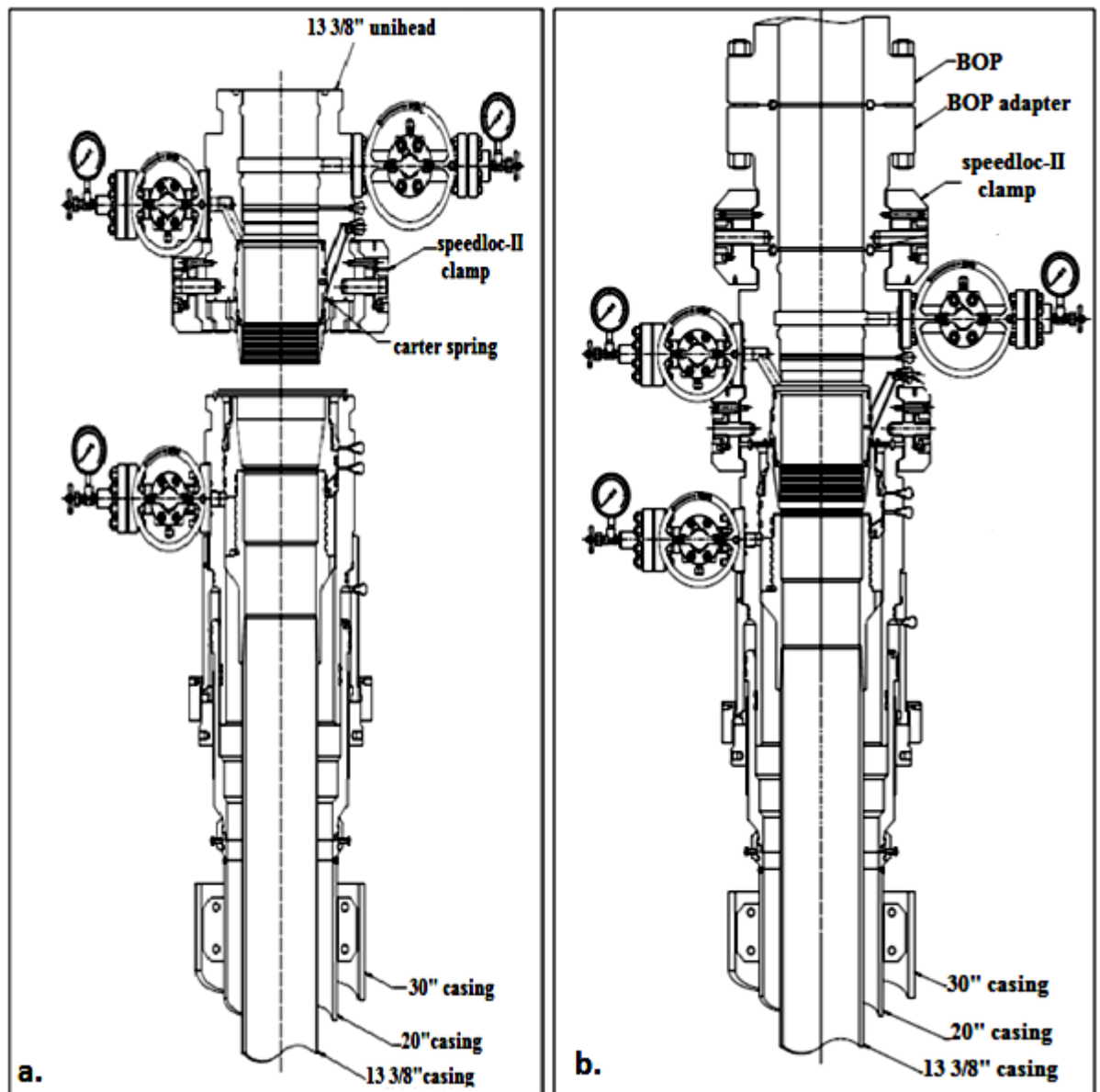


Figure. II.12. a. Installation de 13 5/8''-10K ; **b.** Nipple Up BOP to 13 3/8'' -10K sur l'ajustable Casing Head.

1.4 Phase 9 5/8'' :

Passant par les mêmes étapes de la phase précédente.

Les figures (II.13.a ; b) montrent l'installation de 9 5/8'' Surface Mandrel Hanger et SD-1 Expanding Spring Mudline Hanger.

Les figures (II.14.a ; b) indiquent l'installation de 9 5/8'' Hanger et la préparation pour positionner le 9 5/8''

La figure (II.15) indique l'installation de 9 5/8'' Packoff.

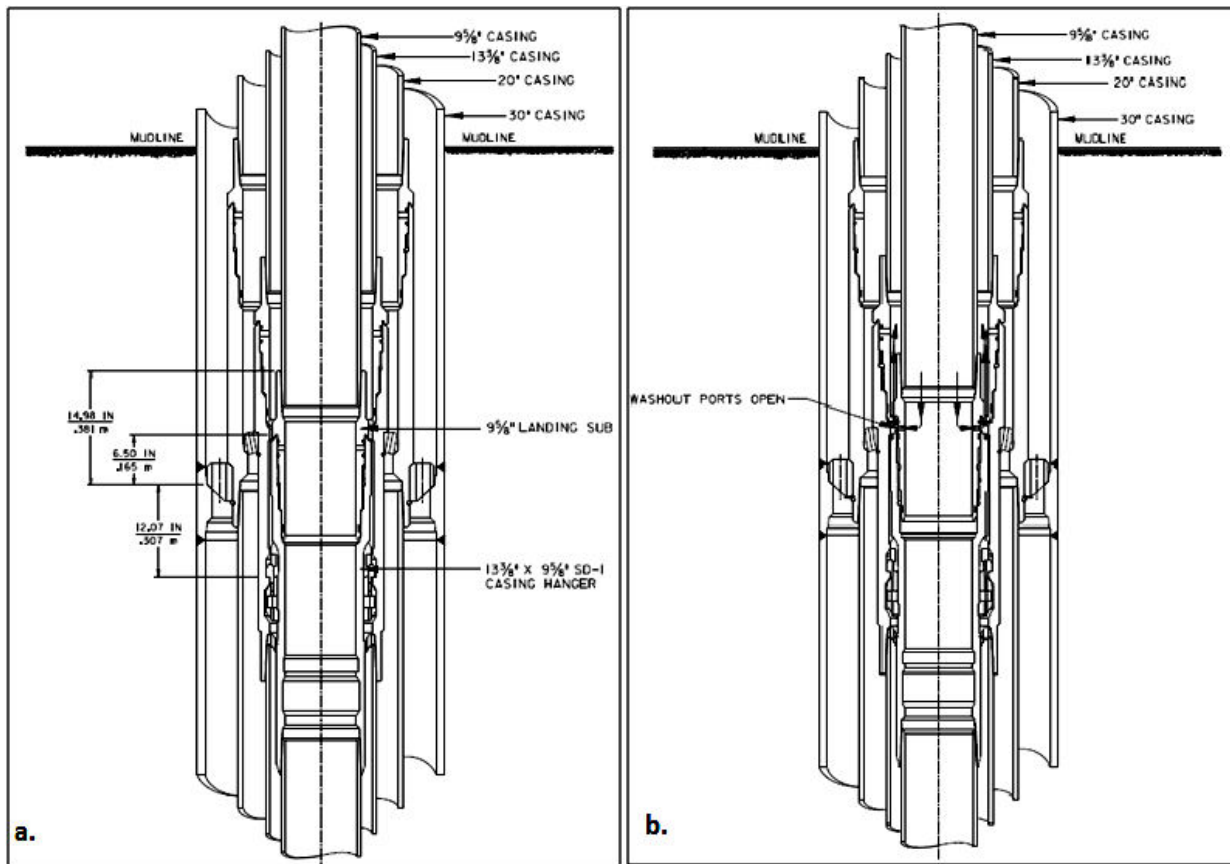


Figure. II.13. a. 9 5/8" SD-1 Hanger installé ; b. 9 5/8" SD-1 Hanger et Landing Sub avec Washout Ports ouverte.

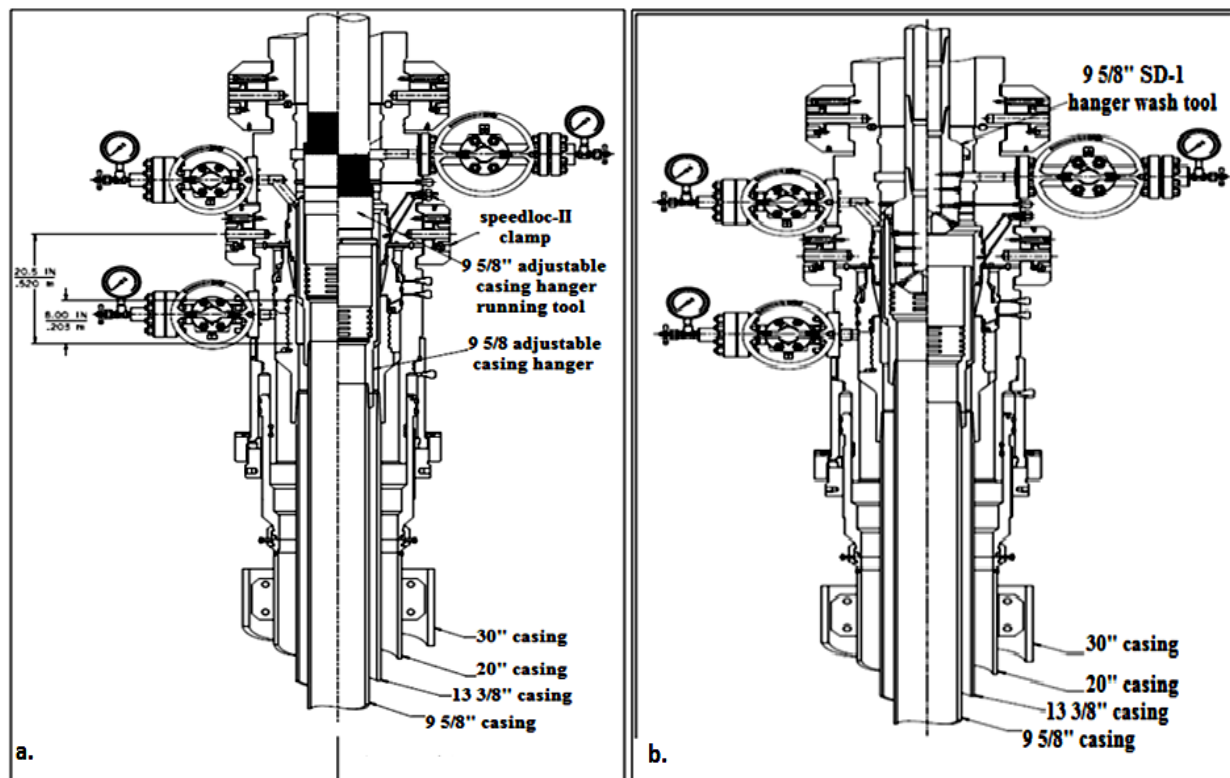


Figure. II.14. a. Installation de 9 5/8" Hanger ; b. Wash Out pour 9 5/8" Packoff.

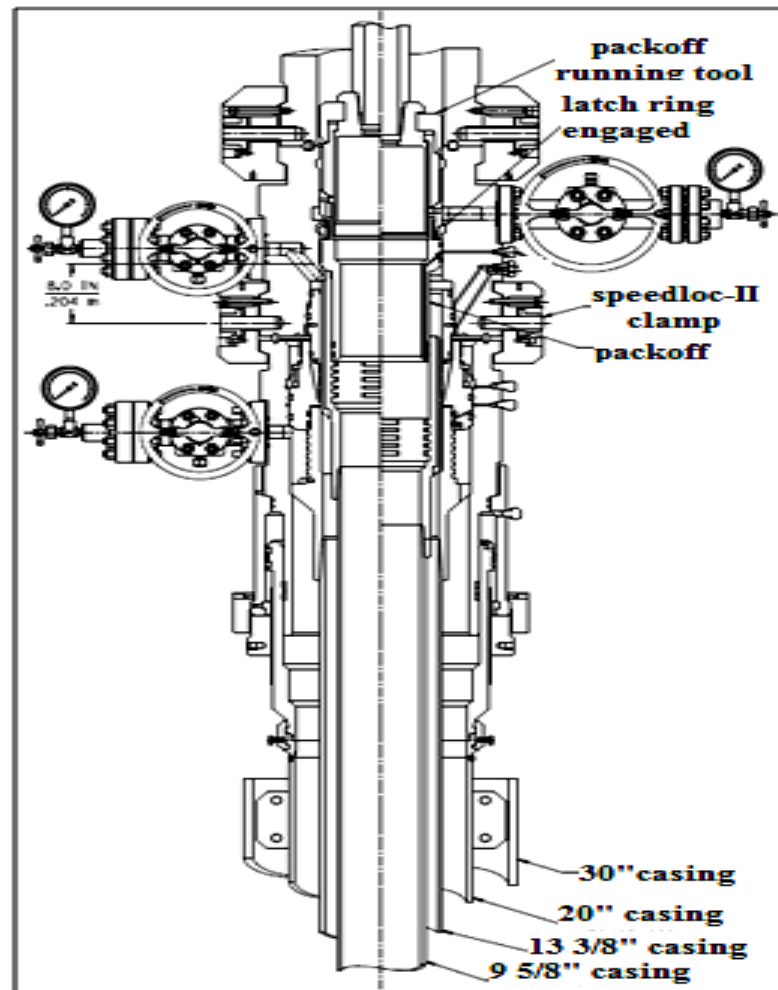


Figure. II.15. Installation 9 5/8" Packoff.

2. Abandonnement temporaire:

Il existe trois types de bouchons d'abandonnement temporaire correspondant pour chaque phase, ils sont installés au sommet de chaque casing hanger après l'enlèvement de chaque casing à partir de la dernière phase suspendue vers la première phase, ils sont de 5 à 9 mètres au-dessous de mudline. En dernier lieu un Mud can 30" sera installé au top du tube conducteur.

On doit enlever les dispositifs à partir du BOP de surface jusqu'au casing hanger au niveau de MLS, inversement aux opérations d'installation citées ci-dessous (dans le point précédent). Après chaque déconnexions d'une colonne de casing correspondant à une des phases effectuées, on installe le TA cap d'une manière où on assure l'étanchéité de ce bouchon.

Les figures : (II.16.a ;b) et (II.17.a ;b) indiquent l'installation des TA cap 9 5/8", 13 3/8" 13 3/8" et 20" successivement

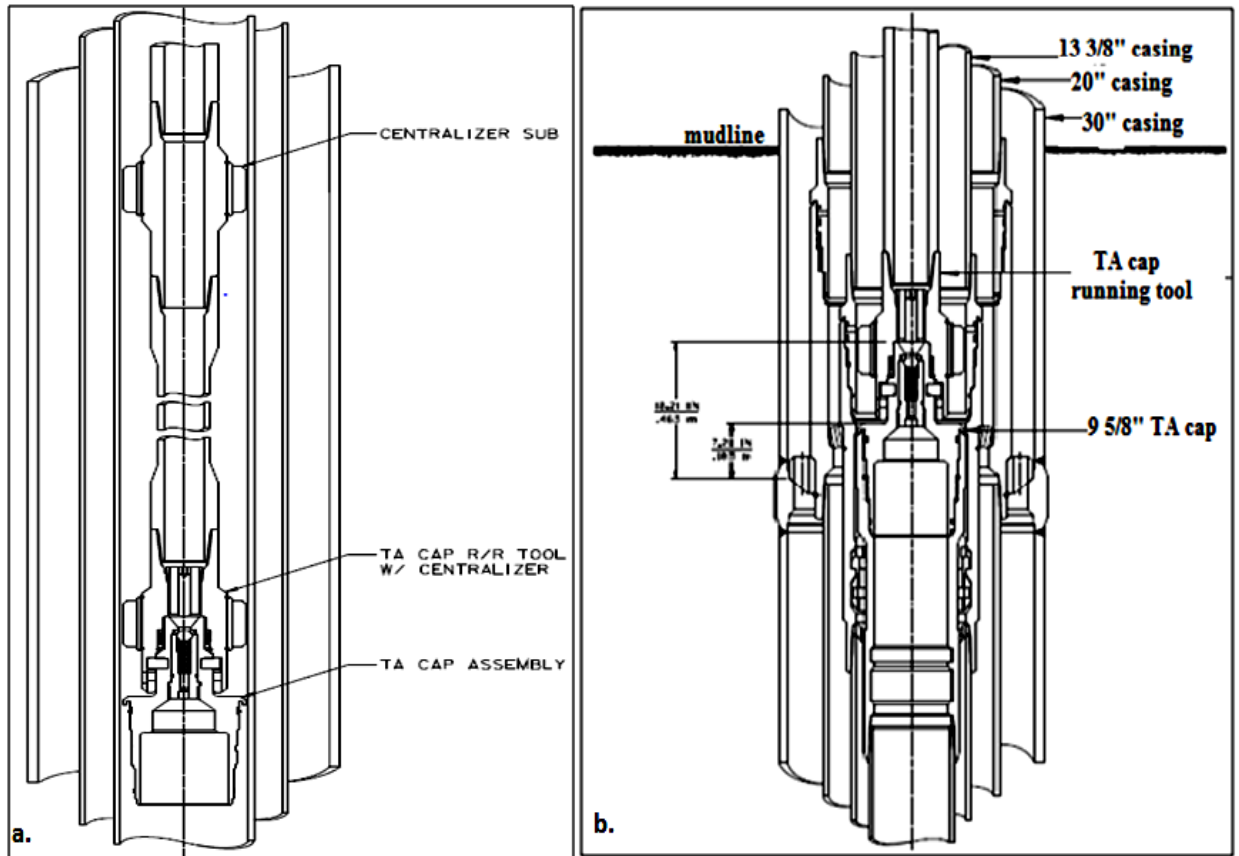


Figure. II.16.a. TA Cap Running Tool avec Centralizer ; b. Installation de 9 5/8" TA Cap. et Centralizer Sub.

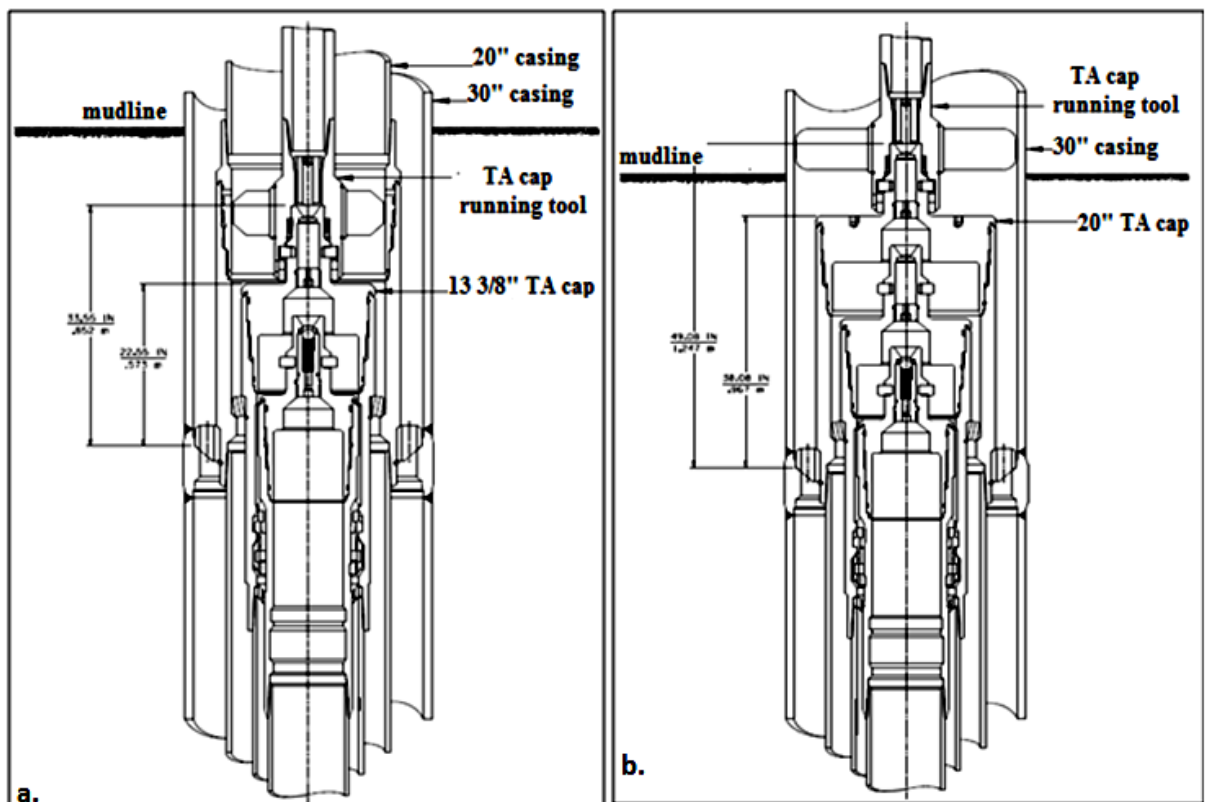


Figure. II.17.a. Installation de 13 3/8" TA Cap ; b. Installation de 20" TA Cap.

On clôture l'abandonnement temporaire par le Mud Can (figure II.18), ce dernier est sous forme d'un couvercle protecteur, il sera fixé sur le tube conducteur par des vis centraliseuses.

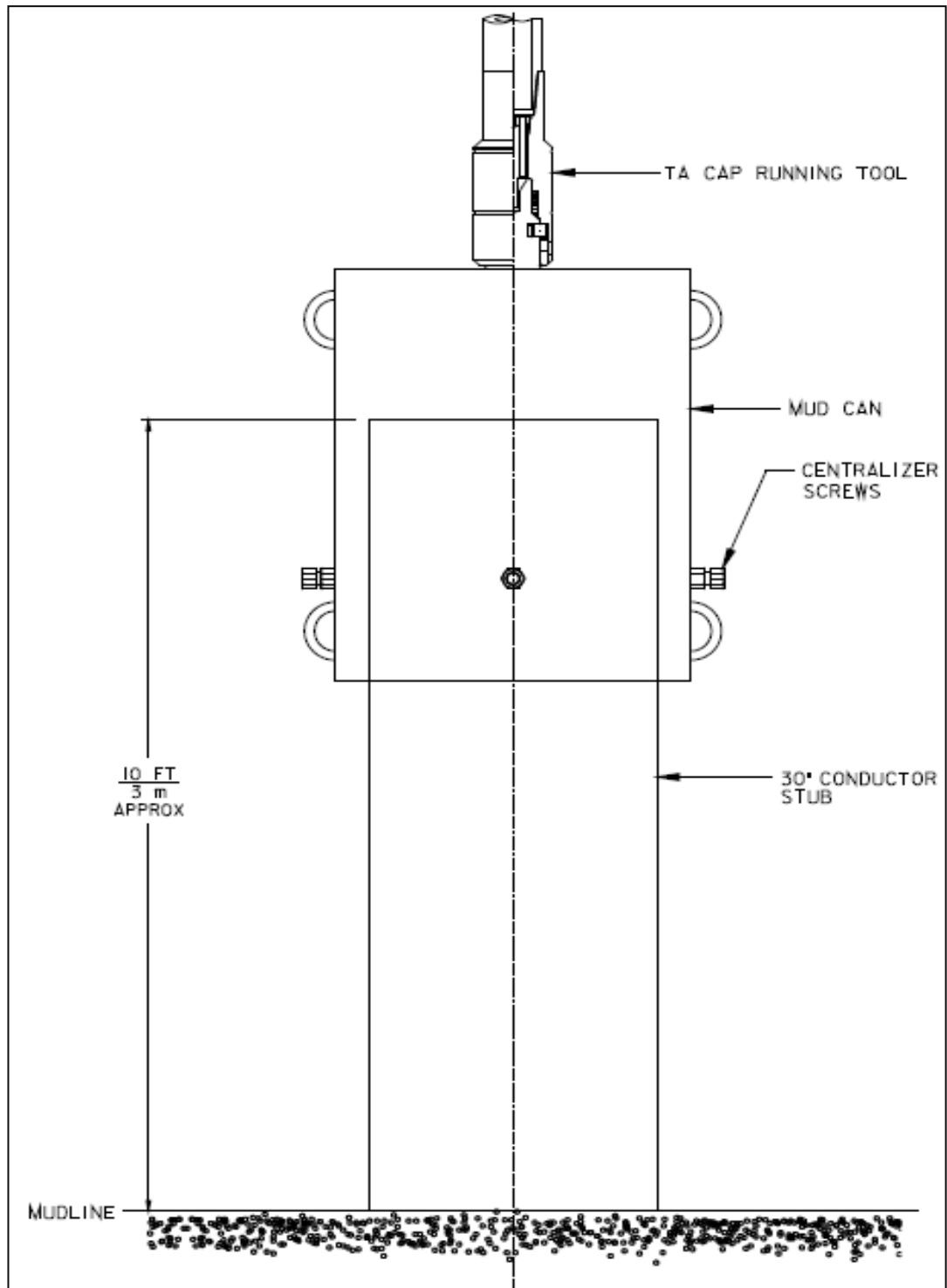


Figure. II.18. Mud Can Installé.

Les figures citées ci-dessus dans ce chapitre extrait de la même source « Réf [6] ».

Chapitre III

Dans ce chapitre on va étudier l'installation de la tête SD-1 mudline et OBS-II du puits d'exploration MAH-2 puis son abandon, au large de la ville côtière Tunisienne « Mahdia », au sein de la mer méditerranéenne. L'abandon provisoire de ce dernier était programmé, après la survenue des deux problèmes suivants :

1-Possibilité d'avoir une communication interne (internal cross flow) entre le réservoir principal Serjet la formation de Allam (réservoir secondaire) où on a eu une perte de boue de 285 m³ durant le forage.

2-Exposition du casing 9 5/8'' aux fortes concentrations du CO₂ et H₂S.

Les deux opérations ont été réalisées selon les procédures conventionnelles (citées dans le deuxième chapitre), plus quelques particularités dépendant que de ce cas étudié.

1. Présentation du puits MAHDIA-2 :

1.1 Situation du puits MAHDIA-2 :

Le champ Kaboudia se trouve à l'est de la Tunisie, il est délimité à l'ouest par la rive Monastir-Mahdia et au nord par le champ pétrolier Halkel Menzel. Au sud de ce dernier, se trouve le champ Mahdia avec une superficie d'environ 21km², où se positionne le puits d'exploration MAH-2, à 0,5 km au sud du MAH-1, et à environ 25 km au large de la ville côtière Mahdia [4]. (Figure. III.01)

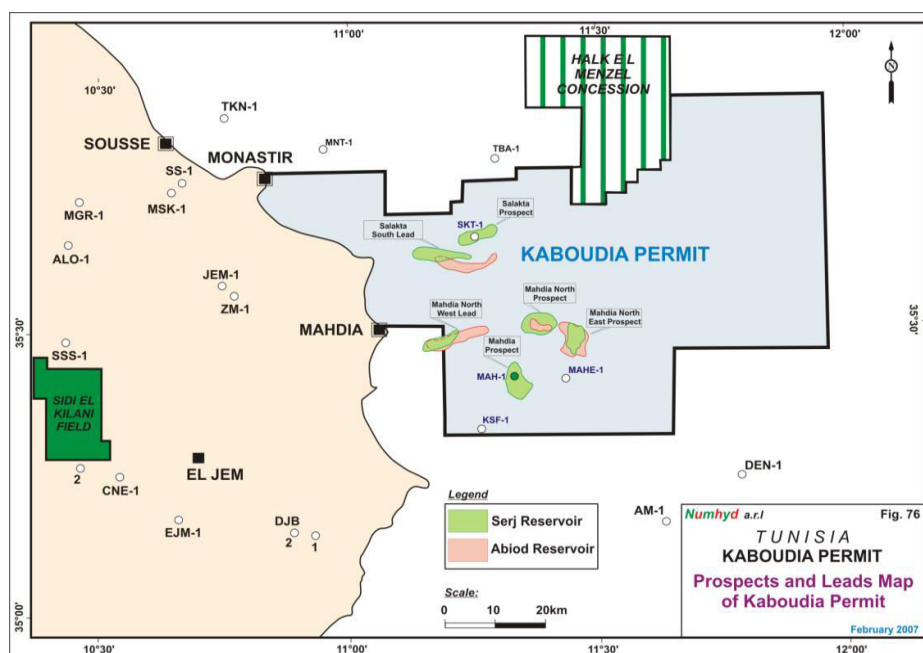


Figure. III.01 la situation de MAH-2. [4]

1.2 Les paramètres du puits MAH-2 :

Nom de puits	MAHDIA-2
Profile de puits	Vertical
Puits de type	Exploration
Nom de la plate-forme de forage en offshore	GSP SATURN
Le niveau de la table de rotation/MSL	28.15m
Profondeur d'eau de mer/RT	91.60m
Les coordonnées de surface	Latitude : Y : 3922341.60m N
UTM Zone 34	Longitude : X : 711704.26m E
La cible primaire du puits	Upper Serdj (Upper Aptian ; dolomites fracturé naturellement)
La profondeur totale de puits	MD RT= 2900 m

1.3 La partie géologique MAH-2 :

Le tableau.01 (voir le glossaire), était établi en fonction de l'interprétation sismique et les données géologiques réelles de MAH-1. Il résume les Tops des formations, leurs épaisseurs et leurs descriptions lithologiques à partir du niveau moyen de la mer. (Figure. III.02 et annexe) [4]

1.4 Données de puits MAH-2 :

Le puits MAH-2 est programmé pour évaluer davantage le réservoir dolomitique fracturé (rencontré dans le puits MAH-1, foré en Juin 1974) l'Aptien-Serdj.

Le test réservoir fait sur MAH-1 a donné un débit stabilisé de $2\text{m}^3/\text{h}$ (404 bpj), qualité d'huile modérée (30 °API), avec un faible GOR ($12\text{ m}^3/\text{m}^3$) et des pressions de 3944 psi et 40 psi respectivement de la formation et en tête de puits.

Le puits MAH-2 était foré en 2011, durant 73 jours (75 jours prévisionnelle) à une profondeur de 2860m. [4]

AGE	Formations	Tops m / RKB	Lithology Log	Lithology description	Casing / Hole	Mud	Logging	Hazards	Coring/DST
				Sea level					
MIOCENE	Porto Farina Raf Raf	89.65 96		Sand, bioclastic, Shales, soft, plastic Sand, silt bioclastic, grey green Shales, soft, plastic					
	Melquart	117		Bioclastic limestones, Grainstone, vuggy frissured with thin sandy shale intercalation	@ 150 m				
	Sauouf Shales	285		Sandy, Silty, Calcareous shales, green-grey, and sandstone sheet at the base ;	26" * 20"				
	Sauouf sandstones	506		Sandstones grey-green fine, medium, moderately consolidated, argillaceous cement with shales grey green to red brown GR-CAL-AIT-DSI-	@ 500m				
	Upper Birsa	859		Sandstones, grey, medium, fine, moderately consolidated with shale stringers.					
	Intra Birsa Carbonate	1074		Biomicrite, white with shales, common glauconite					
	Lower Birsa	1130		fine medium sandstone with silty shales at the top	16" * 13 3/8"				
	Mahmoud	1210		Shales grey-olive, silty-sandy with sandstone stringer at the top, common, pyrite and glauconite					
	Ain Grab	1462		Bioclastic micrite, white, argillaceous at the base					
	Fortuna	1478		Sand, medium, coarse grained, moderately consolidated					
Souar	1502		Silty-sandy claystone, grey-green, pyrite						
Rou Dabobus	1515		biomicrite argillaceous with glauconite grains						
El Haria Paleocene	1535		Claystone and argillaceous						
El Haria Cretaceous	1573		Claystone and argillaceous micrite/limestone	@ 1340m					
Upper Cretaceous	Abiod	1586		Chalky micrite, white slightly argillaceous					
	Aleg	1722		biomicrite argillaceous with claystone					
	Upper Fahdene	1750		shale, claystone and marl, grey-olive, sub-fissile with micrite stringers at the top	12 1/4 * 9 5/8"				
		2398		Claystone, grey green to beige calcareous, sub-fissile with occasionally argillaceous dolomitic stringers grey to beige and inclusion of volcanic rocks					
Lower Cretaceous	Mouelha	2660		Micrite, dark to beige soft to compact argillaceous locally fissured with volcanic rock and intrusion claystone stringers	@ 2760m				
	Allam	2795		Interbedding of argillaceous dolomitic sparite and dolomitic sparite.					
	Upper Serj	2847		Dolomitic sparite, microfissured, hard compact	8" 1/2				
	Lower Serj			Dolomitic sparite, microfissured, hard compact					
		TD= 2860m							

Figure. III.02. La lithologie et description de MAH-2 [4].

2. Choix de rig Jack-up:

Etant donné que la profondeur d'eau dans le champ Mahdia est de 63.5m, donc la plate forme de forage d'exploration convenable est l'autoélevatrice (Juck up). [4]

Le puits MAH-2 était réalisé à partir la plate-forme autoélevatrice GSP Saturn. Cette dernière repose sur quatre pieds d'une longueur de 121m chacun (Voir la Figure. III.03).

Les conditions d'opération de cette plate-forme	houle: 30Ft @12sec. vent: 50Knots. courant de surface: 2Knoks
. Les conditions de tempête	houle: 39Ft @10sec. vent: 86Knots. courant de surface: 2Knoks.

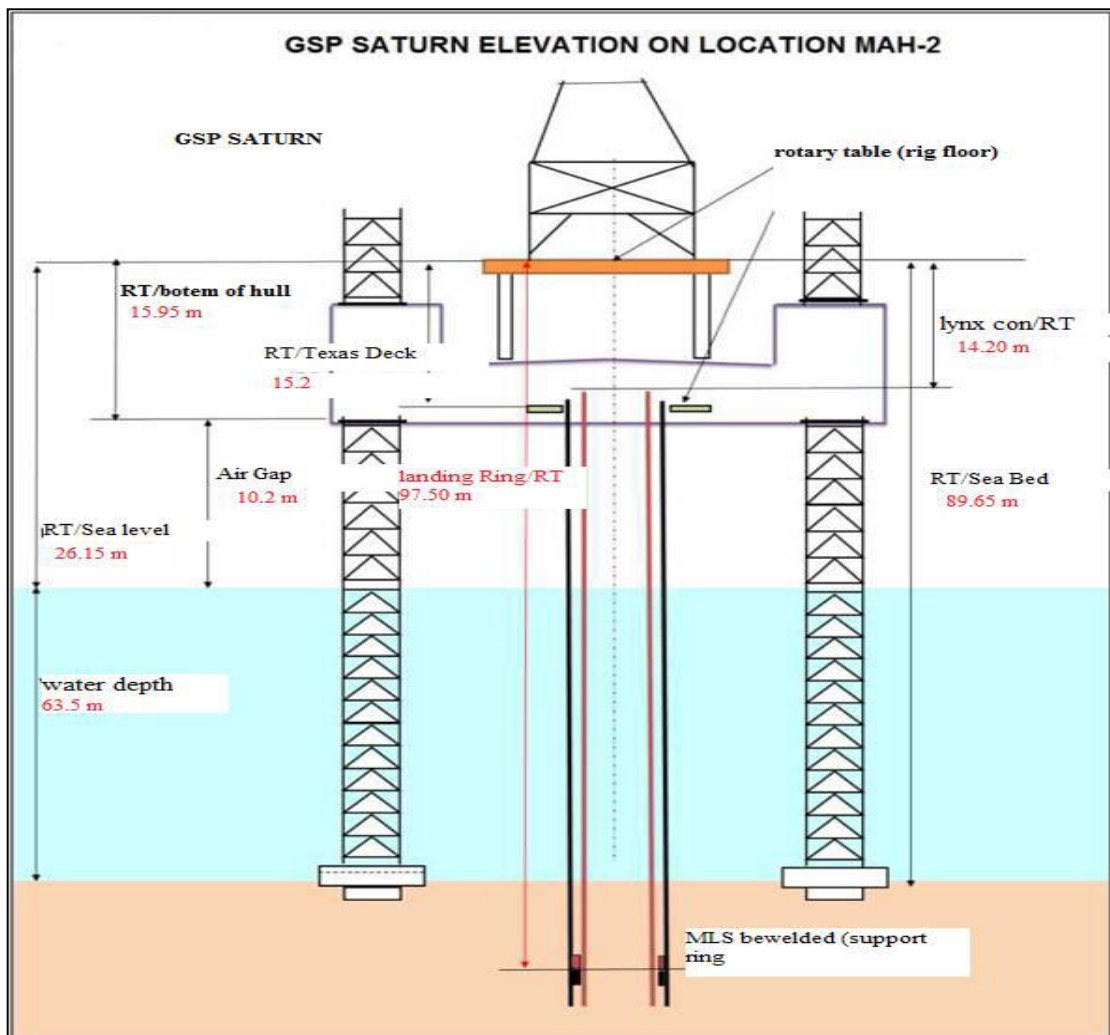


Figure. III.03 dimensionnement du rig juck up GSP Saturn. [4]

3. Installation de la tête du puits SD-1 MLS et OBS-II :

Descente de tube conducteur 30'' avec le Butt weld Sub :

Le Butt weld Sub est installé à 97,50 m de profondeur par rapport à la table de rotation, sous le tube conducteur 30''.

3.1 Phase 20'':

3.1.1 Installation de SD-1 Casing Hanger 20'' :

A la fin de descente de casing 20'', le Mudline SD-1 Casing Hanger 20'' a été connecté dans le dernier joint de ce casing (Figure. II.2). Les wash ports ont été testé en ouverture et en fermeture, le torque finale appliqué sur l'ensemble Casing Hanger et Landing Sub de SD-1 20'', était 1800 ft.lbs.

Le SD-1 Casing Hanger a été bloqué en première connexion de conducteur (sous la tête de puits), sous l'effet d'un endommagement (écrasement), au niveau de tube conducteur 30''. Pour continuer l'opération, la descente de casing hanger 20'' était effectuée sans son loading ring, dans l'objectif de réduire le diamètre extérieure de SD-1 Casing Hanger 20'' pour permettre le passage de l'ensemble à travers le tube conducteur 30''.

Due à la suppression de loading ring (épaule d'atterrissage), le SD-1 Casing Hanger 20'' n'a pas pu se poser sur le Butt weld Sub. Où il s'est posé directement sur le fond de puits.

Après la cimentation, l'ouverture des wash ports était réussite après 6 tours (sous l'effet d'un torque de 5000-6000 lbs.ft), pour effectuer le nettoyage de l'excès de ciment autour de SD-1 Landing Sub 20'' par la circulation du fluide laveur. A la fin de cette opération, ils ont été bloqués sur le SD-1 Casing Hanger 20'' après 3 tours, malgré l'augmentation de torque (jusqu'à 25000 lbs.ft). Ils étaient restés en position ouverte, (Figure. II.3).

Le maintien des wash ports en position ouverte a imposé la modification du programme de forage en remontant le csg 13"3/8 plus haut pour éviter les couches qui présentent le risque des venus de gaz.

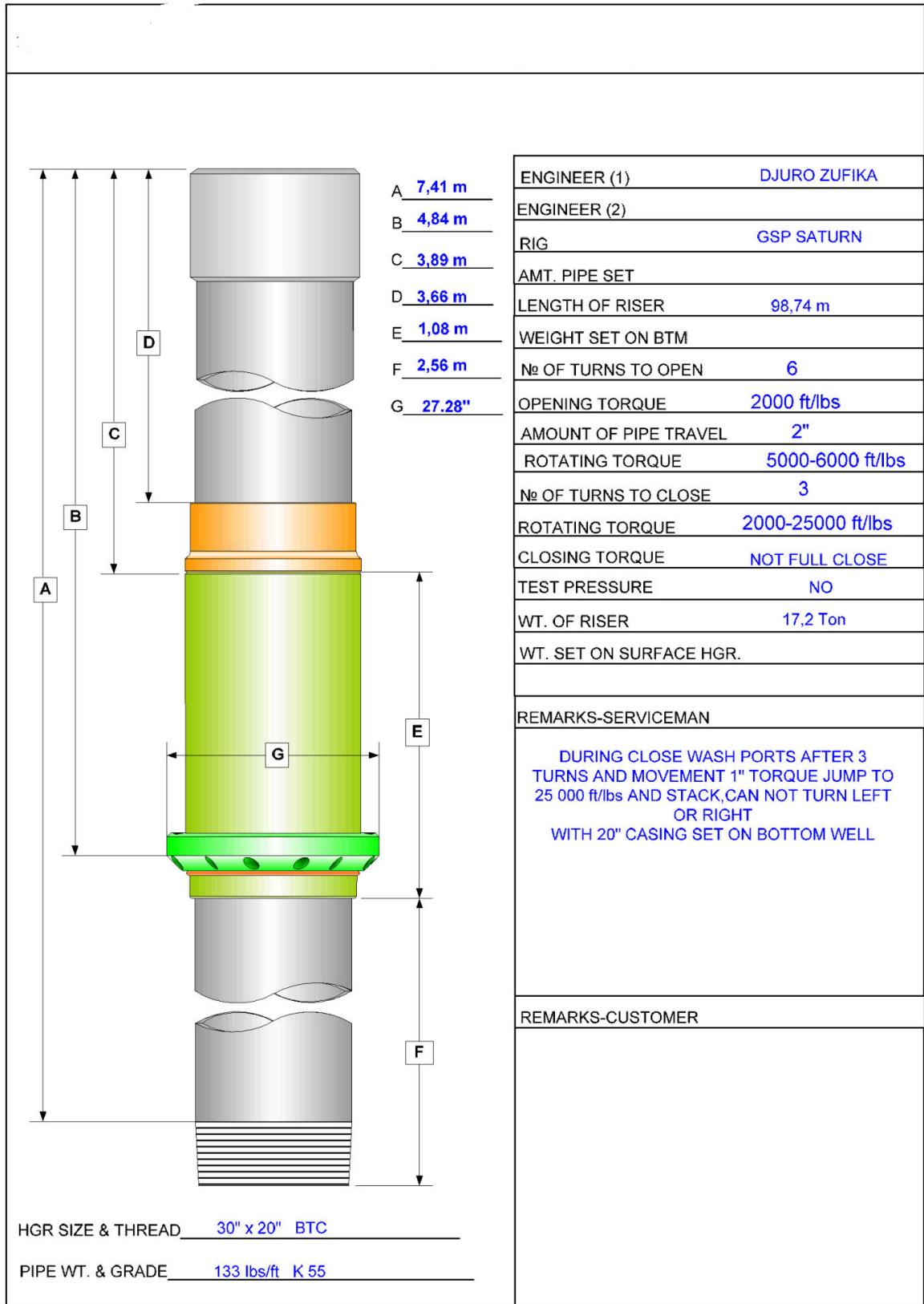


Figure. III.04 rapport d’installation de SD-1 casing hanger 20’’ [7].

3.1.2 Installation de Casing Head Housing OBS-II:

Le landing string 20" a été déconnecté de tubage 20" en utilisant le Lynx Connector, le Casing Head Housing OBS-II a été connecté sur le tubage 20" par ce dernier (Figure. II.4) et le stack BOP a été installé (Figure. II.5). Vingt quatre heures après l'installation, le test du BOP a indiqué, une fuite dans le Lynx Connector, qui est due aux effets des houles. Pour assurer l'étanchéité, le Casing Head Housing OBS-II a été soudé sur le tubage 20" et le conducteur 30", au lieu d'utiliser les spare seals (joint d'étanchéité), malgré sa disponibilité.

3.2 Phase 13-3/8" :

3.2.1 Installation de SD-1 Casing Hanger 13-3/8" :

Le SD-1 Mudline Casing Hanger 13-3/8" a été connecté dans le dernier joint de casing 13-3/8" après sa descente jusqu'à 98.35m de la table de rotation (Figure. II.6), puis le casing a été cimenté jusqu'à son niveau.

Les wash ports ont été testés sur le plancher, afin d'éviter la survenue du même problème précédant de leur fonctionnement d'ouverture et de fermeture, mais cette fois-ci comme le nettoyage n'était pas si important, elles n'ont pas été utilisées.

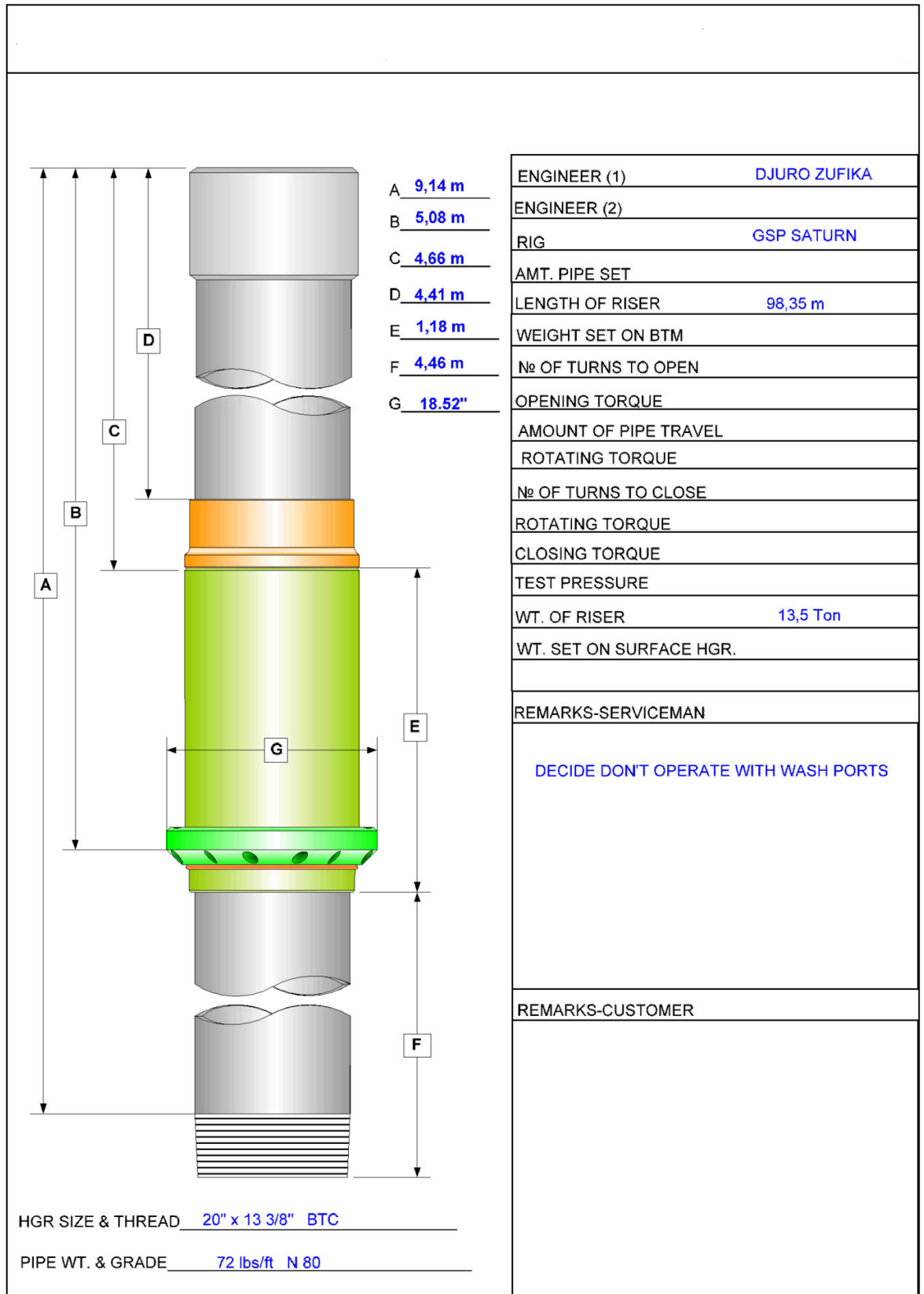


Figure. III.05 rapport d'installation de SD-1 casing hanger 13-3/8" [7].

3.2.2 Installation d'OBS-II Mandrel Casing Hanger 13-3/8":

Un OBS-II mandrel casing hanger de type C-21 Casing Slip Hanger a été installé au lieu de celui (de type OBS-II nominal) qui était prévu, vue ces avantages : simplicité et rapidité de manipulation plus une étanchéité additionnel (Figure. II.12 .a ;b).

3.3 Phase 9-5/8" :

3.3.1 Installation de SD-1 Casing Hanger 9-5/8" et OBS-II Mandrel Casing Hanger :

Le SD-1 Mudline Casing Hanger a été installé à 98,74 m et à 98.78 m (après son fonctionnement, comme il a l'effet d'un ressort) de plancher, après la descente du casing

9-5/8". (Figure. III.06)

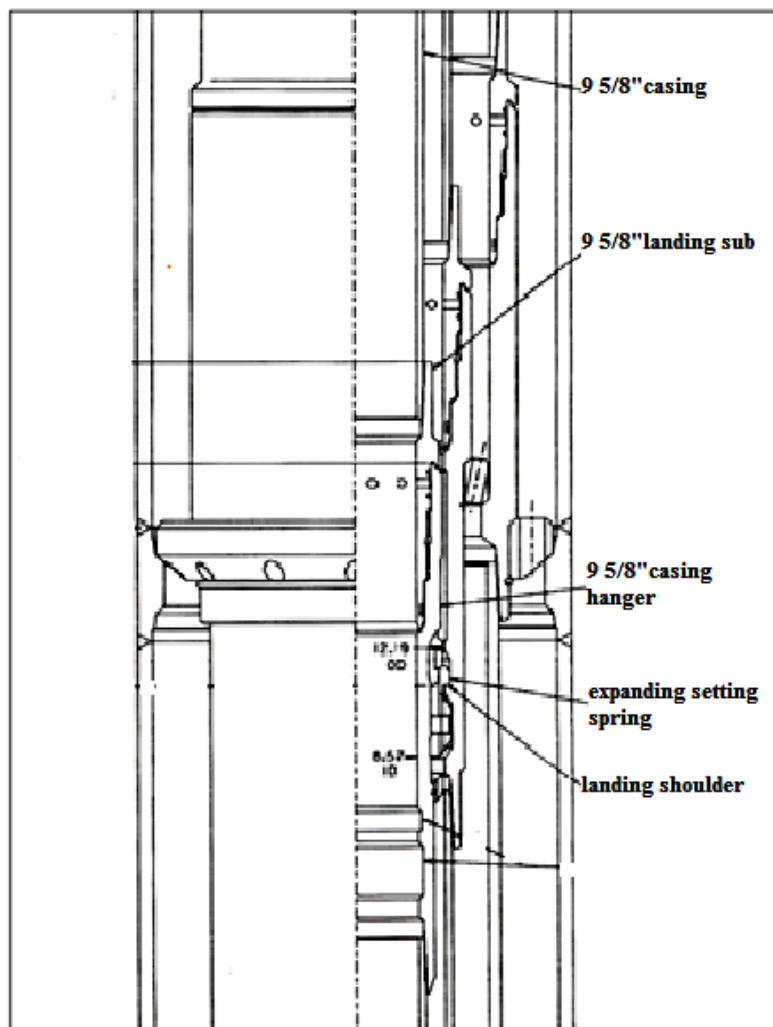


Figure. III.06. la configuration après la pose du SD-1 casing hanger 9"5/8 [7].

l'OBS-II Mandrel Hanger était localisé de 17,5 cm au-dessus de landing shoulder (Figure. II.14.a), le joint a été installé et testé à 3300 PSI durant 15 minutes, suivant la procédure (installation de packoff, explication page.21 et 22 et Figure. II.10). Dans ce cas les wash ports n'ont pas été utilisés (comme la phase précédente).

4. Programme d'abandon provisoire :

Le programme d'abandon a été réalisé en conformité avec la procédure d'installation d'une tête de puits SD-1 MLS et OBS-II (voir chapitre II page 26 point 4 l'abandon provisoire), en tenant compte les deux problèmes cités ci-dessus au début de ce chapitre. Selon les étapes suivantes : [4]

- Pose bouchon de ciment de 2790 to 2630 m (sabot 9 5/8 à 2760m).
- Pose bouchon de ciment, Bridge plug 9 5/8'' à 2620m.
- Pose 2ème Bridge plug 9 5/8'' à 300 m.
- Descente mud line suspension temporary abandonment caps (Figure. III.06).

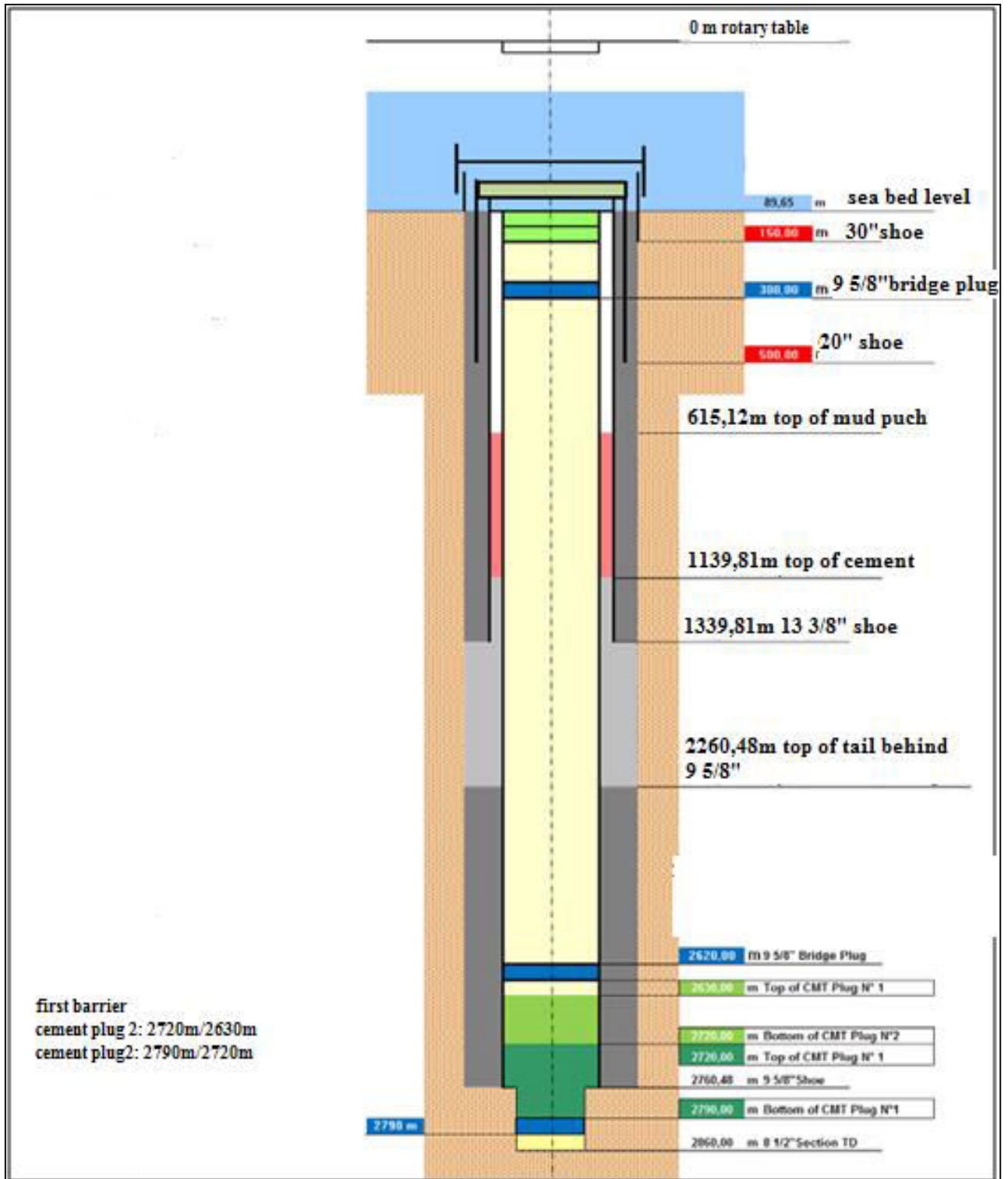


Figure. III.07 programme d'abondant provisoire du puits MAH-2 [4].

4.1 Les phases d'abandonnement provisoire du puits MAH-2 :

Une fois le puits est achevé, l'abandon provisoire se déroulera comme suit :

4.1.1 Installation de TA Cap 9-5/8”:

Le SD-1 landing sub 9-5/8” a été déconnecté de SD-1 Casing Hanger en utilisant un Power tongue avec 7000 ft.lbs de torque au début, et 5000 ft.lbs à la fin de l’opération (voir la procédure d’installation du chapitre II page 27 §2).

La vérification et le nettoyage de filetage par le washout tool 9-5/8” sur le SD-1 casing hanger à 98,25m de profondeur, ces opérations ont été réalisées selon une rotation de 6 RPM avec une circulation de 500 l/min durant 15 min.

Le TA cap a été installée (sous un torque de 10000 ft.lbs), puis réinstallée (sous un torque allant de 3000 jusqu’à 10000 ft.lbs) sur le SD-1 Casing Hanger 9-5/8”, entre les deux opérations, un centraliser 12-1/8” était placé pour se prévenir de l’endommagement de fond de ce dernier et le top de casing hanger durant l’installation. Un test de pression de 500 psi durant 10 minutes était effectué pour s’assurer de l’étanchéité. (Figure. II.16.b)

4.1.2 Installation de TA Cap 13-5/8” :

L’installation de TA cap 13-5/8” était réalisée suivant (3.2.1), ainsi que pour la déconnection de l’OBS-II et le SD-1 casing hanger (voir 3.2.1 chapitre III page 37). (Figure. II.17.a)

4.1.3 Installation de 20” TA Cap :

Par conséquence du problème rencontré dans la fermeture des wash ports de SD-1 landing Sub 20”, le TA cap 20” n’était pas installé. Donc, le casing 20” a été coupé à une distance de 87m de la table de rotation. (Figure. II.17.b)

4.1.4 Installation de Mud Can :

Il a été installé à une profondeur de 86m de la table de rotation. (Figure. III.08)

NB :

Les informations qu’on a cité ci-dessus à partir de l’installation de la tête du puits SD-1 MLS et OBS-II jusqu’à l’installation de Mud Can ont extrais de référence [7].

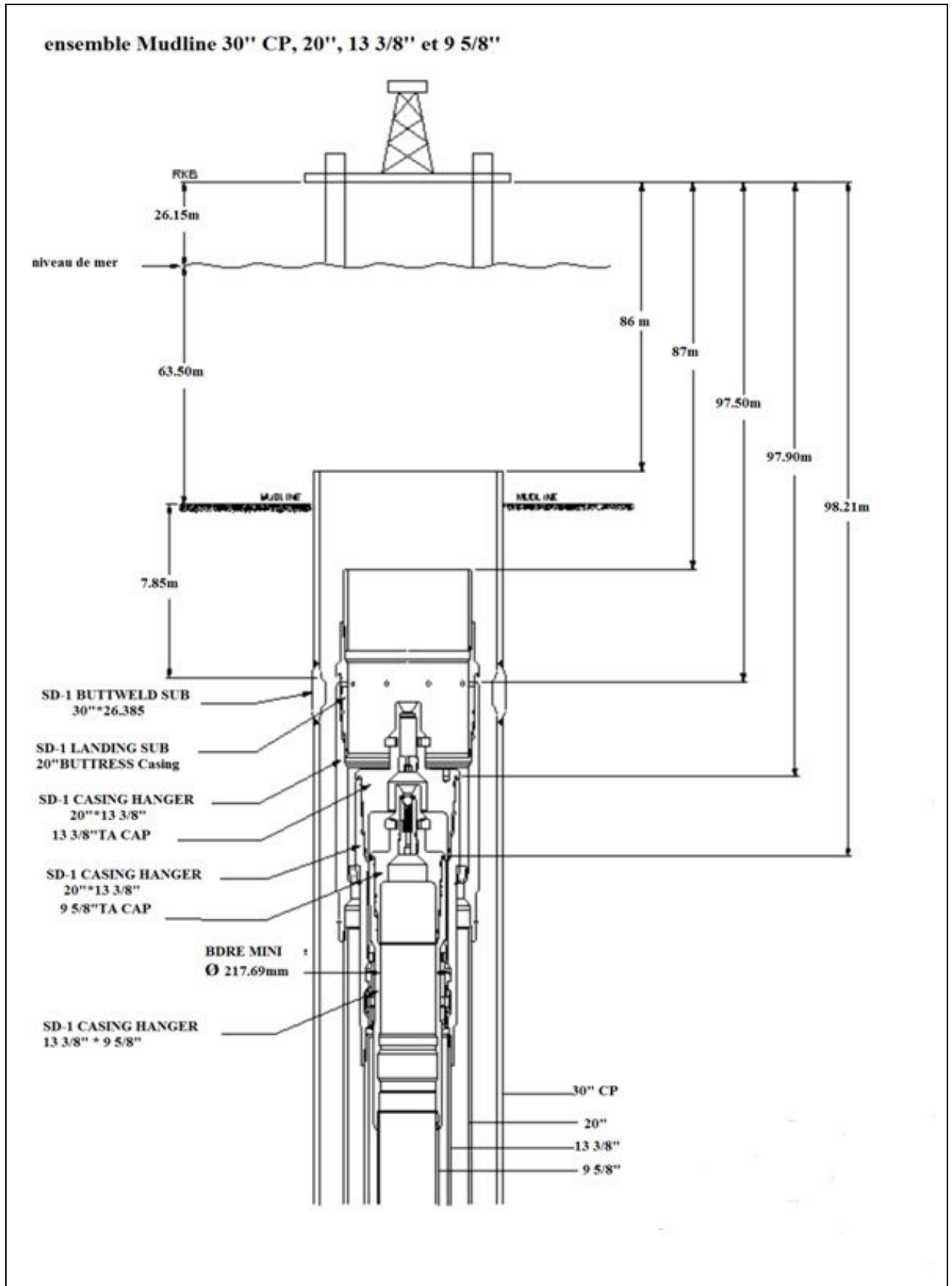


Figure. III.08 MUDLINE suspension utilisé dans MAH-2. [7]

Conclusion générale

Ce travail a entamé, l'installation d'une des têtes des puits particulières, dites SD-1 MLS et OBS-II wellhead, utilisées pour l'abondant prévue d'un puits pétrolier en offshore à partir d'une plate-forme autoélevatrice. Ainsi, pour d'autres avantages tel que l'allègement du puits, dans sa partie supérieure, à partir de la surface jusqu'au fond de la mer.

Lors de l'étude de l'installation SD-1 MLS et OBS-II wellhead dans le puits MAH-2, on a remarqué que cette dernière a connu plusieurs écartements par rapport à la procédure conventionnel vu qu'en réalité ces opérations sont en face du plusieurs problèmes tels que :

- Les mauvaises manipulations qui impliquent les endommagements des pièces ou l'ouvrage du puits lui-même (casing, cimentation,...).

- Les fuites dues aux mauvaises connexions entre les organes d'étanchéité, en mettant la sécurité du puits en jeu en cas où, elles ne seront pas détectées.

- Les modifications rapportées à l'installation pour l'accomplir, qui ne peuvent pas être généralisées, en créant des problèmes imprévus.

Pour les prochaines études de cas dans ce domaine, on recommande les études suivant :

- la reconnexion de puits en offshore après son abandonnement, à partir d'une autoélevatrice.

- l'installation et l'abondant du puits par cette technique au-delà de la profondeur entamé dans ce sujet.

- Les accidents apparus durant : l'installation, l'abandonnement ou la reconnexion du puits par cette technique.

Références bibliographiques

- [1] **Pierre.T et Christian.P** : stabilité et opération des autoélevatrices, 1991 éditions TECHNIP, Paris.
- [2] **MS-15 Mudline suspension systems**, www.drill-quip.com.
- [3] **OFFER OBS II - MUDLINE DET 10041 ET DTA 10291**, NUM/TUN/CMT/02/2010.
- [4] **Direction Engineering et Programmes**: Présentation-Synthèse Expérience Offshore Tunisien.
- [5] **Jackup-rig-scope-of-supply** : CAMERON'S TOTALE RIG PACKAGE SOLUTION.
- [6] **Baca Brian et Henley Ron** : Procedure FMC Full system, 1131116 01-JUL-2008.
- [7] **FMC Technologies - MAH-2 - Final Report**.
- [8] **Zenrech-jackup-rig-design-R-550D**, www.Zentech-usa.com.
- [9] **Hadjaj Souad** : Coure de 1^{ères années} Master : forage offshore.
- [10] **Wiki petro**, www.Petro-wiki.com.

Glossaire

Terminologies :

Offshore : est un terme anglais désignant à l'origine les activités qui se déroulent ou Large des cotes. Il peut s'appliquer à plusieurs domaines.

Plate-forme : ensemble des installations surélevées en mer, servant à exploiter les gisements marines, en supportant les équipements nécessaires au forage et à l'exploitation pétrolière en mer.

Derrick : charpente métallique que l'on dresse à l'endroit où l'on veut effectuer le forage, pour l'exécution des manœuvres de levage et de descente des tiges, des tubes, et des outils.

Forage d'exploration : son objectif est de définir la nature des fluides présents dans la roche réservoir et d'obtenir des renseignements sur le gisement afin de prendre la décision sur son développement.

Texas Deck : c'est l'équivalent du CELLAR on onshore.

MSL ou sea bed: Mud line suspension ou le sous sol de mer.

Sea level: La surface de la mer.

Heli Deck: Pont d'atterrissage de l'hélicoptère.

Main Deck: Pont principal.

Cantliver (port à faux): c'est un pont intermédiaire entre le rig floor et le main deck utiliser comme un air de stockage.

La coque (hull) : C'est une structure étanche et protectrice contre les eaux de mer, qui supporte les équipements et le personnel. Quant l'appareil Jack up est en position flottante, la coque assure la flottabilité et supporte le poids des pieds, des équipements et autres charges.

Caisson (spud cans) : c'est des sabots monter dans la partie inférieure des treillis métallique, sert à la fixation des piles et empêcher leur enfouissement due aux charges des équipements.

Les houles : la propagation libre et continue des vagues en absence du vent en S'éloignant plus loin à des grandes distances.

Les vagues : est une masse d'eau de la mer d'une rivière ou d'un lac qui est agitée et soulevée par le vent.

Courants de surface : provoqué par les vents dominants et la force de Coriolis qui les dévie vers la droite dans l'hémisphère nord (inversement dans l'hémisphère sud), l'effet direct du vent va au-delà d'une profondeur de 300 m.

Le vent: le mouvement d'une masse d'air dans une direction, provoquée par les différences de pression atmosphérique généralement ce mouvement est horizontal vu que le mouvement vertical est négligé par rapport à ce dernier.

Remotely Operated Vehicle (ROV) :

C'est un équipement qui est muni de caméras de surveillance et de contrôle de certains équipements ou opérations. Dans notre cas, on l'a utilisé pour:

Contrôle de la spudcan, autrement dit voir le positionnement des legs du jack up.-
Observer le positionnement de l'outil 36'' pour entamer le forage.

Suivre la descente du casing 30''

Voir le retour du ciment du casing 20''.

Contrôle du positionnement du cap 30''.

Tableau01 : la description des différentes couches stratigraphiques du puits MAH-2

FORMATION	TO P (m)	épaisseur (m)	DESCRIPTION DE LA LITHOLOGY
Porto Farina	63.5	6.5	Sables et schistes de sable avec la faune et la flore benthiques.
Raf Raf	70	21	Schiste, de sable limoneux bioclastique gris vert, doux, plastique, délavée. Cette section présente discordante sur la plate-forme de carbonate peu profonde.
Melquart	91	157	Grainstone calcaire bioclastique karstifiée vésiculaire et fracturé avec des inclusions de gypse au sommet de calcaire argileux bioclastique (de wackestone de mudstone), de schiste et de calcaire packstone-grainstone contenant des débris bioclastiques. La base de Melquart est marquée par des lectures élevées GR et SONIC correspondant en haut de schistes Saouaf. Le sommet de la Formation Melquart n'est généralement pas bien défini sur les logs, mais elle est marquée par un fort réflecteur sismique.
Saouaf shales	248	245	Schistes verts - gris, calcaires, limoneux sableux, souples, en plastique avec mince intercalation de biomicrite blanc en haut et les feuilles de grès à la base avec des lectures progressivement rapide de GR et SONIC attribués au début de grès Saouaf.
Saouaf sandstones	493	295	Grès gris-vert, fin, moyen, subangulaire, subarrondies, petit fragment de lignite et grains de feldspath, ciment argileux de limon et schistes gris-vert à brun rouge. les gaz spectacles sont possibles rencontrés dans la structure de Mahdia de migration à travers les failles. La base de cette unité est reconnue par des lectures élevées de GR et SONIC correspondant à dépôt de canal de base sur

			le schiste deltaïque plaine. La base de cette unité est marquée par des lectures élevées GR et SONIC annonçant la mise en avant du delta Birsa supérieure.
Upper Birsa	788	218	Grès gris moyen gris-clair à grain fin, subangulaire, subarrondies, petit fragment de lignite, modérément consolidés avec barrière de schiste. La section montre barres de grès a une rugosité hausse formant de bonnes caractéristiques de réservoir pour palier d'huile dans plusieurs puits du golfe de région Hammamet. La base de cette unité est marquée par des lectures progressivement élevés de GR et SONIC correspondant aux barres de grès.
Intra Birsa Carbonate	1006	59	Gris lumière blanche biomicrite limons de schiste dans la section du milieu et glauconite commun. Cette unité est facilement reconnaissable sur les sections sismiques en montrant bon réflecteur de haute lectures GR et SONIC.
Lower Birsa	1065	56	Il se compose de grès fin à grain moyen, subangulaire, sous-arrondie et modérément consolidé avec des schistes limoneux au sommet. Cette section pourrait constituer possible réservoir secondaire avec de bonnes caractéristiques. La base de cette unité est marquée par une forte augmentation des ressources génétiques et SONIC correspondant à la base du canal.
Mahmoud	1121	215	Il est fabriqué par des schistes gris-olive limoneux, sable avec longerons de grès. Le sommet de Mahmoud est marqué par une augmentation brièvement de lectures GR et SONIC annonçant la création de bas niveau marin de Birsa inférieure sur la petite haute position Mahmoud. Les feuilles et les carbonates Mahmoud progradante de grès supérieurs constituent réservoir d'huile de palier dans Halk El Menzel.

Ain Grab	1336	34	<p>Micrite bioclastique blanc à argileux gris clair à la base. Cette section présente discordante sur les sables Fortuna. La partie supérieure de But Grab pourrait assurer réservoir secondaire possible avec de bonnes caractéristiques. Elle a testé l'huile dans certains puits du golfe de Hammamet.</p> <p>Le sommet et la base de l'Ain Grab sont marqués par des lectures élevées de GR et SONIC suggérant respectivement la plate-forme de carbonate faible régressive et la discordance transgressive.</p>
Fortuna	1370	28	<p>Sable, gris brunâtre clair, à grains grossiers moyennes, subangulaire, subrouded avec de fines intercalations de schiste. La base correspond à une discordance angulaire qui érode schistes Souar. La base de Fortuna est marquée par une augmentation plus ou moins en GR et SONIC correspondant à la discordance angulaire et meilleurs schistes Souar.</p>
Souar	1398	34	<p>Argile verte gris, sable limoneux, sous-fissile avec de temps en temps l'inclusion de pyrite. La base de Souar est marquée par une diminution progressive de GR et SONIC correspondant à l'entrée dans les calcaires profondes faciès de plate-forme de Bou Dabbous.</p>
Bou Dabbous	1432	20	<p>Il se compose de biomicrite blanc coloré localement légèrement argileux avec inclusions grains glauconitiques. La base de cette unité est marquée par une augmentation progressive des ressources GR et SONIC correspondant à schistes El Haria.</p>
El-Haria Paleocene	1452	16	<p>Schistes et argiles gris vert, doux. Cette section présente des lectures élevées de GR et SONIC. La base est marquée par une forte diminution des lectures des logs correspondant à la première couche calcaire d'El-Haria Crétacé indicatif de limite Crétacé-Tertiaire.</p>

El-Haria Cretaceous	1468	26	Il se compose d'alternance de l'argile et micrite argileuse. Cette section montre déviation gauche et à droite de lectures des logs suggérant les schistes et calcaires intercalations. La base est marquée par une diminution progressive des ressources GR et SONIC correspondant à haut calcaires Abiod.
Abiod	1494	199	Il est fait de Micrite, calcaire localement cristallin, blanc à gris lumière localement légèrement argileux, moyennement dure. Cette section constitue le réservoir secondaire possible avec des bonnes caractéristiques du réservoir. Il a rencontré l'huile dans les puits terrestres de champ Sidi el kilani. La base d'Abiod est reconnue par une forte augmentation des lectures des logs correspondant à discordance intra-Aleg par l'érosion des schistes Santonien.
Aleg	1693	15	Micrite blanc à gris clair, dure à moyennement dure, calcaire légèrement cristalline, localement argileux et les qualités de l'argilite et de marnes.
Upper Fahdène	1708	658	Schistes, argilites et de marnes gris-olive, sous-fissiles limons micrite au sommet.
Mouelha	2366	251	Argilites vertes gris à beige sous-fissiles calcaire avec longerons de dolomicrite parfois argileux gris à beige et l'inclusion des roches volcaniques.
Allam	2617	125	Micrite argileux Foncé au beige modérément compact fissurée localement avec intrusion de roche et claystones limons volcaniques. Les faciès Allam changent latéralement à partir de la plate-forme profonde de calcaire argileux de schistes du bassin respectivement à hauts pour garantir une étanchéité supérieure et en bas pour assurer la secondaire roche réservoir possible.

<p>UPPER SERJ</p>	<p>2742</p>	<p>48</p>	<p>Il se compose de saccharose à micro-saccharose dolomies, gris clair à crème, dur et naturellement très fracturée. Noyaux montrent qu'il existe des fractures ouvertes et remplis des sels minérales, avec de fortes précipitations de cristaux dolomite indicative des épisodes de l'invasion de la saumure hydrothermale. Paramètres de forage montrent des pertes partielles à total de boue (jusqu'à 7m³) et récupération de carottage très faible (2 à 60%). Ils sont enregistrés en entrant à la section de réservoir indicatif de perméabilité et de la porosité élevé de fracture et des propriétés faible-moyen de matrice. Il correspond à pyriteux gris foncé et schiste carbonneux à la base et le sommet de dolomicrosparite argileux. Il est fait de dolomicrosparite et argileuses dolomies moins fracturé et la perte partielle de boue faible.</p>
<p>LOWER SERJ</p>	<p>2790</p>	<p>Up to 182</p>	<p>Il se compose de dolomicrosparite omniprésente très dur, gris clair à beige moyen fissurée avec souvent limons de roches volcaniques de remplissage de fractures. La section correspond à paraséquence HST et assurer réservoir secondaire. Il existe des fractures ouvertes et remplis de sels minéraux, avec de fortes précipitations de cristaux de dolomite indicative des épisodes de l'invasion de la saumure hydrothermale.</p>