



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique.

Université Kasdi Merbah – Ouargla.
Faculté des Hydrocarbures et des Énergies Renouvelables et des sciences de la
Terre et d'Univers.
Département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers.

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme Master en Forage.

Option : Forage

Thème

LE CHOIX DE L'APPAREIL DE FORAGE OFFSHORE ULTRA DEEPWATER, POUR LE PROJET ALGÉRIEN BEJ-1.

Présenté par

Mr: Imad AGOUD.
Mr: Ali MESSOURI.
Mr: Mounir BRAHIMI.

Encadré par :

Mr : Ilyes MECIBAH.

Les membres jury :

-Mr Abdeldjebar TOUAHRI.
-Mme Souad HADJADJ.

Soutenu le : 18/05/2017.

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier DIEU le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

Nous tenons à remercier chaleureusement Mr : AISSANI Rabah pour son soutien, son aide et sa patience durant la période de notre travail.

À Mr : HASSAN Mohamed Ali pour son aide et sa patience durant la période de stage.

À monsieur le chef de département de l'engineering et programmation SATOR Salim.

À Mme : AIZA Amina pour son soutien et son accueil, sa simplicité et sa patience avec nous durant toute la période de notre travail, ainsi que toute l'équipe de division forage (DEP) Hydra.

À notre promoteur Mr : MECIBAH Ilyes, on exprime toute notre gratitude d'avoir bien voulu accepter de diriger ce travail, on le remercie pour la grande liberté et la totale initiative qu'il nous a laissé dans la conduite des différentes opérations menant à l'élaboration de cette thèse.

À Mr : MOUSSOUR Abdeslam pour son aide et ses conseils précieux

À Mme : HADJADJ Souad pour son aide et ses idées et conseils précieux,

Également à tous nos enseignants de l'université.

Nous tenons surtout à remercier beaucoup nos parents pour leurs aides précieux durant tout le cursus.

Tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin.

Nos remerciements s'adressent également aux enseignants qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

À l'âme de mon très cher père qui a tant espéré voir ce jour, qu'il trouve ici l'expression de ma gratitude, et qu'il soit fier de moi comme il a toujours été.

À ma très chère Mère, qu'elle m'a aidé durant tout mon cursus

À toute ma famille qui m'a soutenue durant mes études et n'a jamais privée de son amour, de ses encouragements. Ma Mère, mes frères : Oualid, Zoubir, Salah, Ferhat, Hameni, Nacer, Laid. Mes sœurs : Rahima, Yassmina, Baya, Hakima, Mes nièces et Mes neveux.

Merci

Et à tous mes amis de lycée, en particulier :

Fayçel, Cherif, Saber, Puk, Bafi, Lablade.

À mes chers amis : El-Ghazi, Walid, Habib, Mounir, Nassim, Hamada, Tanou, Billy, Yacine, Ferhat.

Sans oublier tous mes amis de la promo.

Et à tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près.

Imad AGOUD

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

*À l'âme de mon très cher oncle **AREZKI** qui a tant espéré voir ce jour, qu'il trouve ici l'expression de ma gratitude, et qu'il soit fier de moi comme il a toujours été.*

À ma très chère Mère, et mon très cher Père qui m'ont aidé durant tout mon cursus

A toute ma famille qui m'a soutenue durant mes études et n'a jamais privée de son amour, de ses encouragements et de sa patience.

mes frères : Omar, Salim, Malek, Hacène, Cherif, Karim.

Mes sœurs : Samia, Ouardia, Zahia, Malika, sans oublier les anges de la famille : Sarah, Amine, Arezki et Rayane. Ma chère nièce Diana et mes neveux.

Merci

A mon cher ami Habib, Mounir, chikh Imad, Nassim, Hamada, Tanou, Billy, Juba, Youba, Yacine et le groupe d'amis de kherrata de la résidence pépinière à Bejaia

À mes amis du lycée : Cherif, Smail, Ibtissem, Liza, cylvia, Sabrina.

À Mes Amis du village : kamal, Mourad, Moussa, Hakim

Sans oublier tous mes amis de la promo.

Et à tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près.

Ali MESSOURI

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

*À ma très chère Mère(Khadra), et mon très cher Père (Lakhdar)
qui m'ont aidé durant tout mon cursus*

*À toute ma famille qui m'a soutenue durant mes études et n'a
jamais privée de son amour, de ses encouragements et de sa
patience.*

mes frères :Sofiane, Salah eddine.

*Mes sœurs : Ibtissem, Linda, Nassima, Loubna, sans oublier Mes
chères nièces : Céline, Hana, Ritadj.*

*À ma très chère grande mère Zouina et mon oncle Rachid et ses
enfants : Chamseddine, Lounes, Yacine, Youcef, maram.*

À mes tantes : Samira, Hayet.

Merci

*À mes amis : Omar, Habib, Ali, Noureddine, Youcef, Bilal,
Oussama, cheikh Imad, Dodo.*

Sans oublier tous mes amis de la promo.

Et à tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près.

Mounir Brahimi

Table des matières :

Remerciements	i
Dédicaces	ii
Plan de travail	ii
Liste des figures	iv
Liste des courbes	v
Liste des tableaux	vi
Résumé	vii
Introduction générale	vii
Chapitre I : Partie équipements	
1. Structure des navires.....	02
1.1. Définition.....	02
1.2. Architecture des Drillships.....	02
2. La connexion entre la surface et le fond marin.....	04
2.1. Définition.....	04
2.2. Les accessoires du riser.....	05
2.2.1. Riser tensioner.....	06
2.2.2. Diverter System.....	06
2.2.3. Riser Recoil.....	07
2.2.4. Riser Hang-off.....	07
2.2.5. Slip joint/telescopic joint.....	07
2.2.6. Flex joint.....	08
2.2.7. Drilling Riser Connector.....	09
2.2.8. Lower Marine Riser Package (LMRP).....	09
2.3. Les conduites périphériques du riser.....	10
3. le système BOP.....	11
3.1. Définition.....	11
3.2. Les fonctions primaires des BOPs sous-marin.....	13
3.3. Les composants du BOP.....	13
3.4. La configuration du BOP Stack.....	14
3.4.1. Choke/kill lines.....	14
3.4.2. BOP rams.....	15
3.4.3. Les obturateurs annulaires [annular BOP].....	16
3.5. Système de contrôle des BOPs.....	17
3.5.1. Panel de contrôle de BOP.....	17
3.5. 2. Unité de pompage hydraulique (HPU).....	18
3.5. 3. SubSea Control Pod.....	18
3.6. ROV (Remote Operated Vehicle).....	18
3.6.1. Les opérations des ROV.....	19
3.6.2. Performance.....	19
3.6.3. Classification des ROV.....	19

Chapitre II : Partie HSE

1. Objectif.....	21
2. Partie Sécurité et santé.....	22
2.1. Relatifs aux dispositions générales.....	22
2.2. Relatifs aux installations et travaux situés en mer.....	22
2.3. Relatifs aux travaux de forage et d'interventions lourdes à l'intérieur des sondages et des puits.....	22
2.4. Relatifs aux gîtes de fluides liquides ou gazeux.....	22
2.5. Contrôle des installations et ouvrages.....	23
2.6. Voies et issues de secours.....	23
2.6.1. Éclairages.....	23
2.6.2. Travail en isolé.....	23
2.6.3. Moyens d'évacuation et de sauvetage.....	23
2.7. Protection contre les explosions et l'incendie en mer.....	24
2.8. Commande à distance en cas d'urgence.....	24
2.9. Points de rassemblement et systèmes de contrôle des personnes présentes sur le chantier.....	24
2.10. Logement du personnel.....	25
2.11. Plates-formes d'hélicoptères.....	25
2.12. Positionnement des installations en mer, sécurité et stabilité.....	25
2.13. Le programme de forage.....	25
2.14. Règles particulières d'installation et de démontage.....	26
2.15. Adaptation du support aux conditions extérieures et au programme de forage.....	26
2.16. Le document de sécurité et de santé fixe.....	27
3. partie Environnement.....	28
3.1. Plan de gestion environnementale.....	28
3.2. Conventions internationales.....	28
3.3. Principales d'atténuation.....	29
3.4. Analyse des impacts du projet sur l'environnement.....	29
3.4.1. Impact de la phase de forage.....	29
3.4.1.1 Impact sur la qualité des eaux.....	29
3.4.1.2 Impact sur le fond marin.....	29
3.4.1.3 Impact sur la qualité de l'air.....	29
3.4.1.4 Recensement des rejets et nuisances.....	30
3.4.2. Impact en cas de déversement accidentel.....	31
3.4.3. Impact socio-économique.....	31
3.5. Mesures à envisager.....	31
3.5.1. Contexte général.....	31
3.5.2. Précautions d'usage.....	32
3.5.3. Le plan d'urgence.....	32
3.5.4. Précautions à prendre en cours de forage.....	32
3.5.4.1 Les sources d'eau (les formations aquifères).....	32
3.5.4.2 Le transport maritime.....	32
3.5.4.3 Produits chimiques.....	32
3.5.4.4 La sécurité.....	32
3.5.4.5 Protection de la qualité de l'air.....	32
3.5.5. Gestion des rejets et des déchets.....	33
3.5.6. Programme de gestion des déchets.....	33

Chapitre III : Partie logistique

1. Onshore.....	35
1.1. Base d’approvisionnement terrestre.....	35
1.2. Stockage des produits et des équipements.....	36
2. Offshore.....	36
2.1. Transport du personnel.....	36
2.2. Le transport des produits, des équipements.....	36
2.3. Les moyens de transport.....	37
2.3.1. Navire de ravitaillement en mer.....	37
2.3.2. Hélicoptères.....	38
3. Work shop (maintenance des équipements).....	38
4. Gestion online des déchets de forage offshore.....	39
4.1. Domaines d’activités.....	39
4.2. Description du Procédé de contrôle des solides et de gestion des déchets de forage online.....	40
4.2.1. Présentation du procédé online.....	40
4.3. Présentation du cas de gestion online des déchets de forage du puits offshore.....	42
4.3.1. Établissement des plans de modification et d’installation des équipements.....	42
4.3.2. Schéma de gestion en ligne (online) des déchets de forage sur l’unité de forage.....	43
4.3.3. Procédé de gestion en ligne (online) des déchets de forage de boue à base d’eau (WBM) en offshore.....	44
4.3.4. Procédé de gestion en ligne (online) des déchets de forage de la boue à base d’huile (OBM) en offshore et de récupération des fluides de forage utiles (OBM).....	44
4.3.5. Collecte des fluides de forage de boues à base d’eau.....	45
4.3.6. Manutention et transport des déchets de forage (solides et fluides).....	46
4.3.7. Transport des déchets solides à la base.....	46
4.3.8. Transport des déchets fluides à la base.....	46
4.3.9. Stockage des déchets de forage à la base.....	47
4.3.10. Traitement des déchets solides de forage à la base.....	47
4.3.11. Traitement des déchets liquides de forage à la base.....	48
4.3.12. Déshuilage des eaux et fluides contaminés par les hydrocarbures.....	49
4.3.13. Dépôt et destination finale des déchets traités.....	50

Chapitre V : Zone du projet offshore Algérien (BEJ 1)

1. Les acriages en hydrocarbures de l’Algérie.....	52
2. La météorologie de la zone du projet.....	53
2.2. Les températures atmosphériques.....	53
2.3. Le régime des vents.....	54
2.4. Évolution saisonnière de la salinité.....	55
2.5. Courantologie générale.....	55
2.6. Houle.....	56
3. Les zones à intérêt Offshore en Algérie.....	57
4. Le système géologique de la partie occidentale du littoral Algérien.....	58
5. Les réservoirs de la zone western Algérienne.....	59
6. Système pétrolier.....	60
6.1. Modèles structuraux.....	60
6.1.1. Région occidentale.....	60
6.1.2. Région orientale.....	60

6.1.3. Roches mères.....	60
6.1.4. Réservoirs.....	61
6.1.5. Couvertures.....	61
6.1.6. Pièges.....	61
6.2. Spécificités.....	61
6.3. Résultats et perspectives.....	61
7. La situation géographique de la zone du projet Algérien BEJ1.....	62
8. La formation géologique et la coupe lithologique du projet BEJ-1.....	63
8.1. Système des hydrocarbures offshore en Algérie.....	63
8.1.1. Réservoirs.....	63
8.1.2. Les roches mères.....	63
8.1.3. Les roches couvertures.....	63
8.2. La sismique du littoral de Bejaia (BEJ-1).....	63
8.3. La colonne stratigraphique de la zone Eastern.....	65
9. Programme de forage du puits BEJ-1.....	66
9.1. Reconnaissance préalable du fond de la mer.....	67
9.2. Architecture du puits BEJ1.....	67
9.3. Programme de la boue.....	72
10. Le choix de l'appareil de forage offshore Ultra Deepwater pour le projet Algérien BEJ-1.....	73
10.1. Choix du Rig.....	73
10.1.1. Type de forage.....	73
10.1.2. La profondeur d'eau.....	73
10.1.3. Type des mers.....	73
10.1.4. Type d'ancrage.....	74
10.1.5. Les conditions météo-océanographiques.....	74
10.1.6. Considérations économiques (coût).....	74
10.1.7. La sécurité et les performances environnementales.....	74
10.1.8. Disponibilité-fenêtres d'opportunité.....	74
10.1.9. Choix du BOP.....	75
10.1.10. Choix de la capacité du Rig.....	76
10.1.11. La capacité hydraulique.....	79
11. Le choix de l'appareil pour le projet Algérien.....	80
Conclusion générale.....	
Bibliographie.....	
Annexes.....	

Liste des figures :

Fig.01. navire de forage à DP (Poseidon).....	02
Fig.02. coupe longitudinale du Drillship Poseidon.....	02
Fig.03. vue aérienne du navire de forage Poseidon.....	03
Fig.04. la connexion du fond marin et la surface par l'intermédiaire d'un riser.....	04
Fig.05. Description d'un joint de riser.....	04
Fig.06. Schéma de principe d'un riser.....	05
Fig.07. les tensionneurs Riser.....	06
Fig.08. Diverter détails.....	06
Fig.09. Hang-off.....	07
Fig.10. Slip Joint.....	07
Fig.11. Flex joint.....	08
Fig.12. Les type des connecteurs.....	09
Fig.13. LMPR déconnecté du BOP stack.....	09
Fig.14. Les conduites périphériques du riser.....	10
Fig.15. les lignes de limites dans le positionnement dynamique.....	11
Fig.16. les composantes du BOP.....	12
Fig.17. les composants du BOP.....	13
Fig.18. le BOP stack.....	14
Fig.19. la connexion des conduites choke/kill line.....	15
Fig.20. Blind-shear Rams (les mâchoires à fermeture cisailante).....	15
Fig.21. Variable Bore Rams (les mâchoires à diamètre variable).....	16
Fig.22. BOP annulaire.....	16
Fig.23. Panel de commande du BOP.....	17
Fig.24. La structure du pod.....	18
Fig.25. Les ROVs.....	18
Fig.26. Bateau de ravitaillement FSIV.....	37
Fig.27. le parking des hélicoptères dans l'helideck.....	38
Fig.28. plan de modification et d'installation des équipements.....	42
Fig.29. Schéma de principe du procédé de collecte des déchets solides.....	43
Fig.30. procédé de gestion des déchets en ligne de WBM.....	44
Fig.31. procédé de gestion des déchets en ligne d'OBM.....	44
Fig.32. les équipements de traitements des déchets en ligne.....	45
Fig.33. Manutention et transport des déchets de forage (solide et fluide).....	46
Fig.34. transport des déchets solides à la base.....	46
Fig.35. transport des déchets fluide à la base.....	46
Fig.36. Traitement des déchets solides à la base.....	47
Fig.37. équipements de traitement des déchets fluide à la base.....	48
Fig.38. Plan de traitement des déchets fluide à la base.....	48
Fig.39. plan de déshuilage des eaux et fluides contaminés par les HC.....	49
Fig.40. les équipements de déshuilage des eaux et fluides contaminés par les HC.....	49
Fig.41. carte de situation du domaine minier en Algérie.....	52
Fig.42. Moyennes mensuelles des températures atmosphériques (2000 – 2005) enregistrées aux niveaux des différentes régions du secteur oriental de la côte algérienne (Données l'Office National de la Météorologie).....	53

Fig.43. Rose des vents en fréquences relatives (%) des moyennes mensuelles entre 2000 et 2005 du secteur oriental de la côte algérienne (Données Office National de la Météorologie).....	54
Fig.44. Circulation de l'eau profonde.....	56
Fig.45. Rose des houles mensuelles du secteur est de la côte algérienne.....	56
Fig.46. La situation géographique des zones d'intérêts offshore en Algérie.....	57
Fig.47. La colonne stratigraphique synthétique et systèmes pétroliers de l'offshore occidental HBB-1.....	58
Fig.48. les réservoirs du miocène reconnus à HBB-1.....	59
Fig.49. Les réservoirs du pliocène et leurs environnements à HBB-1.....	59
Fig.50. la situation géographique de la zone du projet BEJ-1 par Google Earth.....	62
Fig.51. la situation géographique de l'emplacement du BEJ-1 Maps avec les détails des chemins du lavage sismique.....	62
Fig.52. résultats sismique avec détermination des limites des couches.....	63
Fig.53. la coupe géologique de la zone Orientale (zone Bejaia BEJ1) d'après la sismique.....	64
Fig.54. la colonne stratigraphique et lithologique de la zone du projet.....	65
Fig.55. Programme de forage du puits BEJ-1.....	66
Fig.56. le forage de la phase 38".....	68
Fig.57. forage de la phase 32".....	68
Fig.58. forage de la phase 24".....	69
Fig.59. forage de la phase 17 1/2".....	70
Fig.60. La phase 12''1/4.....	70
Fig.61. La phase finale du puits 8''1/2.....	71
Fig.62. La méthode de Pump and Dump.....	72

Liste des diagrammes :

Diag.01. Diagramme de MASP (Maximum Anticipated Surface Pressure).....	76
Diag.02. Diagramme du poids appliqué sur le mat en cours de descente du tubage avec tiges.....	78
Diag.03. les pertes de charge dans le circuit de circulation et la puissance hydraulique.....	79

.

Liste des tableaux

Tab.01. les conduites périphériques du riser.....	10
Tab.02. les taches et les outils des ROVs.....	19
Tab.03. la salinité moyenne dans les côtes algériennes.....	55
Tab.04. tableau de boues utilisées durant les différentes phases de forge du Puits BEJ-1.....	72
Tab.05. classification des profondeurs d'eau.....	73
Tab.06. le poids des trains de casings et des tiges.....	77
Tab.07. comparaison entre Drillship Poseidon Scarabeo7 pour le choix d'appareil pour le projet BEJ-1.....	80

Liste des Abréviations :

API : American Petroleum Institut.
BHA : Bottom Hole Assembly.
BML : Blow Mud Line.
BOP : Blow Out Preventer.
BSR : Blind Shear rams.
CNEXO : Centre National pour l'Exploration de l'Océan
COT : Carbone Organique Totale
CSO : Complete Shut-Off.
CTU : Conductor Tension Unit.
DP : Dynamically Position.
DSDP : Deep Sea Drilling Program.
DST : Drill Stem Test.
DW : Deepwater.
ERP : Emergency Response Plan.
FPSO : Float Production Storage and Offloading.
GES : Gaz à Effet de Serre.
GUM : Gazole à Usage Maritime.
HSE : Hygiène Sécurité Environnement.
HPU : Hydraulic Pumping Unit.
HC : Hydrocarbure.
HMD : Hassi Messaoud.
ID : Internal Diameter.
IFP : Institut Français de Pétrole.
LMRP : Lower Marine Riser Package.
LTOBM : Low Toxicity Oil Based Mud.
MASP : Maximum Anticipated Surface Pressure.
MFS : Maximum Flooding Surface.
MAW : Eau Atlantique Modifiée (Modified Atlantic Water)
MODU : Mobile Offshore Drilling Unit.
MTP : Matériel Tubulaire Pétrolier.
MUX : Multiplex
NDT : Non-Destructive Testing.
NRE : navire d'approvisionnement extracôtier.
OACI : Organisation de l'Aviation Civile Internationale.
OBM : Oil Based Mud.
OBMC : Oil Based Mud Contamination.
OD : Over Diameter
OWTG : Offshore Waste Treatment Guidelines.
PGE : Plan de Gestion Environnementale
PP : Potentiel Pétrolier.
PST : Plan de Santé au Travail.
ROV : Remote Operated Vehicle.
SONATRACH : Société Nationale de Transport et Raffinage et Commercialisation des Hydrocarbures.

SF : Safety Factor.

SSE : Santé Sécurité et Environnement

SSCP : SubSea Control Pod.

TOC : Top Of Cement.

UDW : Ultra Deepwater.

USA : United State of America.

VDL : Variable Deck Load.

VSA : véhicule sous-marin autonome.

WBM : Water Based Mud

WBMC : Water Based Mud Contamination

WT : Weight Total.

Les unités de mesure

°C : degré Celsius.

Ft : feet.

Kg : Kilogramme.

Km : Kilomètre.

Lb : Livres (Pound).

m : Mètre.

PPF : Pound Per foot

Ppg : Pound per galon.

Ppm : Particul per million.

Psi : Pound Square inch.

s : Second.

t : tonne.

Glossaire

A

À quai

Dans un port, à l'amarrage, en parlant d'un navire qui est amarré le long d'un quai pour faire son chargement ou son déchargement.

API

Est l'acronyme d'American Petroleum Institute, l'organisation professionnelle représentant les activités de l'industrie pétrolière et gazière américaine. Le « degré API » d'un pétrole brut caractérise sa densité et sa qualité.

B

BOP Blocs obturateurs du puits (Blow out preventer).

Boue à base d'huile (OBM - Oil Based Mud)

Fluide de forage comportant du diesel, de l'huile minérale, ou d'autres types d'hydrocarbures, mais ne comportant ni ingrédients de synthèse ni huile minérale avancée, comme phase continue, et de l'eau en émulsion. Les fluides de forage à base d'huile sont une sous-catégorie des fluides de forage à base non-aqueuse.

Boue de forage

Mélange d'eau et d'additifs spécifiques circulant dans les puits de forage afin de :

- refroidir le trépan ;
- enlever et remonter en surface les déblais ;
- prévenir l'éboulement des parois du puits ;
- maintenir une pression suffisante en fond de puits pour
- éviter une éruption des hydrocarbures.

C

Courant marin

C'est le mouvement des particules d'eau marine du au gradient de température sous l'effet du soleil, il existe deux types de courant marin les courants de surface liés aux vents et les courants de profondeur dits circulation thermo-haline, provoqués par la salinité, se trouvant au-delà de 800m de profondeur d'eau.

D

Déblais de forage

Particules générées par le forage dans les formations géologiques sous-marines et qui sont emmenées vers la surface avec le fluide de forage.

E

Équipement de stockage et de traitement

Équipement de stockage et de traitement disponible pour stocker temporairement les fluides et déblais de forage lorsque par exemple les déblais doivent être traités à nouveau ou ne remplissent pas les critères de rejet à la mer.

F

Fluide de forage

Fluide circulant (boue) utilisé lors du forage rotatif qui permet de nettoyer et de conditionner la cavité, et de contrebalancer la pression interstitielle de la formation traversée.

Fluide de forage à base d'eau (WBF) ou Boue à base d'eau (WBM)

Fluide de forage dans lequel de l'eau, ou des liquides solubles dans l'eau, constituent la phase continue ainsi que l'agent de suspension des solides, en présence ou non d'hydrocarbures.

H

Houle

Est un phénomène physique aléatoire et complexe, on la définit par un train d'onde dont chaque composante est monochromatique (houle d'Airy), caractéristiques suivantes :

- Chaque vague est parfaitement sinusoïdale
- Sa hauteur est faible par rapport à sa longueur d'onde
- L'eau un fluide parfait non visqueux
- L'écoulement est irrotationnel

La houle se caractérise par sa hauteur (creux et crête) qui augmente avec la vitesse du vent.

Hydrocarbures

Constituants principaux des pétroles bruts et des produits pétroliers. Le pétrole brut et le gaz naturel sont constitués d'un grand nombre de molécules que les chimistes désignent sous le nom d'hydrocarbures en raison de l'hydrogène et du carbone dont ils sont formés. Par extension, le pétrole brut et le gaz naturel sont aussi fréquemment appelés hydrocarbures.

M

Mer du Nord

Est une mer épicontinentale de l'océan Atlantique, située au nord-ouest de l'Europe, et qui s'étend sur une superficie d'environ 575 000 km².

Les pays qui bordent la mer du Nord sont :

- le Royaume-Uni (île de Grande-Bretagne et les Îles de Shetland et des Orcades) à l'ouest.
- la France, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas au sud.
- le Danemark, la Suède et la Norvège à l'est.

Mer à forte salinité, la profondeur de ses eaux ne dépasse pas les 100 m.

Mer Méditerranée

Est une mer intercontinentale presque entièrement fermée, située entre l'Europe, l'Afrique et l'Asie et qui s'étend sur une superficie d'environ 2,5 millions de kilomètres carrés. Les Pays côtiers de la méditerranée et les États qui la bordent sont :

- Au nord : la France, Monaco, l'Italie, la Slovénie, la Croatie, la Bosnie-Herzégovine, le

Monténégro, l'Albanie, la Grèce et la Turquie.

- À l'est : la Syrie, le Liban et Palestine.

- Au sud : l'Égypte, la Libye, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc.

- à l'ouest : l'Espagne.

- insulaires : Malte et Chypre.

Moonpool

puits central. Puits dans un navire ou une plate-forme, permettant des opérations de forage, de pose de conduite et de déploiement d'équipement. Plusieurs navires en sont équipés, notamment pour la pose en déroulé ou en J-Lay de conduite rigide et l'utilisation du VLS pour la pose de conduite flexible.

O

Offshore

Offshore est un terme anglais désignant à l'origine les activités qui se déroulent au large des côtes. Il peut s'appliquer à plusieurs domaines, Dans le domaine de l'industrie pétrolière, offshore ou offshore désigne la recherche et l'exploitation de pétrole en mer, généralement sur une plateforme pétrolière.

P

Plateforme

Ensemble des installations surélevées en mer, servant à exploiter les gisements marins, en supportant les équipements nécessaires au forage et à l'exploitation pétrolière en mer.

Port en lourd

Le port en lourd d'un navire est le chargement maximum qu'un navire peut emporter. Il comprend le fret, les soutes, l'eau ainsi que l'approvisionnement. Le port en lourd est donc égal à la capacité totale de cargaison du navire moins son poids à vide.

Position Dynamique (DP- Dynamic Positioning)

Positionnement dynamique du navire assuré grâce à des propulseurs qui remplacent les ancres et chaînes fixées au fond de la mer, et maintiennent le navire en position constante.

R

Rig

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.

V

Vague

Est une onde mécanique qui se propage sur la surface de l'eau entre deux fluides : on l'observe à l'interface de l'eau et l'air. Les ondes correspondent à des déformations périodiques d'une interface.

Vent

C'est le mouvement de masse d'air dans une direction, provoqué par des différences de pression en atmosphère. Généralement ce mouvement est horizontal, vu que le mouvement vertical est négligé à ce dernier.

Résumé

L'exploration des hydrocarbures en mer est l'un des sujets les plus importants actuellement. Le forage d'exploration en offshore nécessite un support répondant à différentes exigences afin de réaliser parfaitement l'objectif ciblé. Le bon déroulement de l'opération est lié directement à l'assurance de la santé, la sécurité du personnel ainsi que la conservation de l'environnement marin, pour cela une gamme de lois sont exigées.

A travers ce travail, nous avons étudié en générale ce genre d'exploration, en ayant une idée globale sur les différents équipements et les opérations des transits et fixation des appareils. Nous avons aussi étudié le cas d'exploration dans les eaux territoriales de l'Algérie (BEJ-1) qui est classé dans la catégorie des Ultra grand profond, dont nous avons connu la structure géologique de cette région, les techniques qui seront utilisées pour forer et traiter les déchets.

L'objectif principal de notre étude est basé sur le choix idéal du support flottant répondant aux critères cités auparavant afin de réaliser avec succès les différentes opérations de forage.

Mots clés : Hydrocarbure, Exploration, Support flottant, Eaux territoriales, Forage Offshore, Eaux Ultra grand profond.

Abstract

The exploration of hydrocarbons overseas is one of the most important topics that currently operates the world.

Offshore exploration drilling requires support that meets different requirements in order to fully achieve the targeted objective. The success of the operation is directly related to health insurance, personnel safety and conservation of the marine environment, for which a range of laws are required.

Through this work, we have studied in general this kind of exploration, having a global idea on the different equipments and the operations of the transits and fixing of the apparatus. We have also studied the case of exploration in the territorial waters of Algeria (BEJ-1), where it is classified as an Ultra Deepwater category, where we know the geological structure of this region, and the technics that will be used to drill the well and how to treat the waste too.

The main reason of our study based on the ideal choice of the floating support meeting the criteria mentioned above in order to successfully complete the various drilling operations.

Key words: Hydrocarbon, Exploration, Floating support, Territorial waters, offshore drilling, Ultra Deepwater.

ملخص:

التنقيب عن المحروقات في البحر هو أحد أهم المواضيع التي تشغل العالم بأسره اليوم.

يتطلب التنقيب في البحر آلة حفر عائمة للتأكد من استمرارية عملية الحفر بتلبية المتطلبات المختلفة من أجل بلوغ الهدف. حسن سير العملية مرتبط مباشرة بالتأمين الصحي وسلامة الموظفين والحفاظ على البيئة البحرية، لذلك تم سن مجموعة من القوانين

الواجب مراعاتها. من خلال هذا العمل، قمنا بدراسة هذا النوع من التنقيب، ومعرفة مختلف التجهيزات وكيفية نقلها وتثبيتها.

في مذكرتنا قمنا بدراسة هذا النوع من التنقيب في المياه الإقليمية الجزائرية (BEJ-1) التي تصنف ضمن فئة المياه الجد عميقة،

معرفة للبنية الجيولوجية لهذه المنطقة، والتقنيات التي ستستخدم للحفر ومعالجة مخلفاتها. الهدف الرئيسي من دراستنا هو الاختيار الأمثل لآلة الحفر العائمة المناسبة من أجل إجراء عملية الحفر بنجاح.

الكلمات المفتاحية: المحروقات، استكشاف، آلة الحفر العائمة، المياه الإقليمية، الحفر في البحر، المياه الأعمق الكبيرة.

Introduction générale

La facilité dans le forage pétrolier n'existe plus. Les champs de pétrole et de gaz nouvellement découverts suivent la tendance d'être plus profonds et plus difficiles à atteindre avec des températures plus élevées et des problèmes plus compliqués. Les anciens grands réservoirs sont en voie d'épuisement, ce qui peut conduire à une fenêtre plus étroite entre la consommation et l'exploitation. En combinant ceux-ci avec la récente baisse des prix du pétrole, la nécessité des techniques de forages plus efficaces et moins coûteuses devient primordiale.

Il est évident qu'un coût considérable est dépensé pour le forage d'un puits en offshore ; y compris le support et l'appareil de forage, les différents matériels utilisés (bateaux de ravitaillements, hélicoptères, soutien marin), les frais d'installation des bases logistiques Onshore, et de plus les problèmes de forage rencontrés (les coincements de la garniture, les pertes de circulation, et le coût de boue excessif), afin de diminuer le pourcentage de temps non productif (NPT) causé par ce genre de problèmes. Le but principale des forages modernes est de contrôler les pertes de pression de friction annulaire surtout dans les champs où la pression interstitielle et la fracture est trop proche à la pression de travail. Vu que dans les forages d'exploration où les paramètres et les caractéristiques du réservoir sont considérablement inconnus. Si nous pouvons résoudre ces problèmes, le budget dépensé pour le forage des puits baisse donc permettant à l'industrie d'être capable de forer des puits en offshore dorénavant qui étaient auparavant n'existe pas ou économiquement non-forable.

En Algérie, les champs offshore représentent un potentiel énergétique énorme mais plusieurs défis liés à sa structure géologique complexe prouvée lors de traitement des résultats obtenus par la sismique pour son littoral. Les foreurs sont confrontés face au forage d'une formation plus récente que celle du Sahara, un réservoir de gaz ou d'huile doit être foré, profonds et peut être naturellement fracturé où des problèmes de pertes et de venues sont probables à être rencontrés lors de forage de cette formation. Pour cela, SONATRACH doit choisir des équipements et des techniques très développées ainsi des personnels très expérimentés.

Le bon déroulement de l'opération de forage en mer se focalise principalement sur le bon choix du support offshore qui effectuera les différentes opérations de forage. Ce choix se fait selon plusieurs critères à savoir : la profondeur d'eau, les conditions climatiques (la météorologie, les courants marins), et les conditions particulières du site d'implantation du puits et son éloignements du rivage ainsi le type des mers et le site d'approvisionnement.

Le projet BEJ-1, situé au large de la côte Algérienne a une distance de 40 km au nord-est de la ville de Bejaia. La cible atteint 6000 m de profondeur, y compris 2100 m comme tranche d'eau, classée comme ultra Deepwater, son réservoir est la formation de Miocène avec sa forme anticlinale. Selon les critères cités ci-dessus le support de forage en offshore sera un navire.

Notre travail comporte cinq chapitres, dont le premier on va essayer de parler sur les différents supports utilisés en offshore à travers le monde. Ensuite, le second chapitre éclaircit l'importance des différentes tâches de l'HSE en Offshore. Puis, la réalisation d'un puits en offshore nécessite une gamme d'équipements différents à ceux de l'Onshore, ceci va se déterminer dans le troisième chapitre. Au sein du quatrième chapitre, on va se focaliser sur la logistique impliquant le transport, le stockage, traitement et la maintenance des équipements. Finalement notre travail sera clôturé par le choix idéal du Navire de forage pour le projet BEJ-1.

SONATRACH OFFSHORE

ALGERIA OFFSHORE

BEJAIA

Site Summary Report

20 April, 2017

Halliburton

Site Level Summary Report

Company:	SONATRACH OFFSHORE	Local Co-ordinate Reference:	Site BEJAIA
Project:	ALGERIA OFFSHORE	TVD Reference:	Floater Rig Floor @ 25.00m
Site:	BEJAIA	MD Reference:	Floater Rig Floor @ 25.00m
		North Reference:	Grid
		Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
		Database:	EDM 5000.14 Single User Db

Project	ALGERIA OFFSHORE		
Map System:	Universal Transverse Mercator	System Datum:	Mean Sea Level
Geo Datum:	Nord Sahara 1959		
Map Zone:	Zone 31N (0 E to 6 E)		

Site	BEJAIA				
Site Position:	Northing:	4,107,204.08 m	Latitude:	37° 5' 38.546	
From:	Map	Easting:	692,347.18 m	Longitude:	5° 9' 51.233
Position Uncertainty:	0.00 m	Slot Radius:	13.200 in	Grid Convergence:	1.3

Well Listing					
Common Well Name	Slot Name	Water Depth/ Ground Level (m)	Offset from Site		Position Error (m)
			North (m)	East (m)	
BEJAIA-1		1,975.00	0.00	0.00	0.00
Relief Well 1		1,975.00	1,200.00	1,200.00	0.00
Relief Well 2		1,975.00	-1,200.00	-1,200.00	0.00

Halliburton

Site Level Summary Report

Company:	SONATRACH OFFSHORE	Local Co-ordinate Reference:	Site BEJAIA
Project:	ALGERIA OFFSHORE	TVD Reference:	Floater Rig Floor @ 25.00m
Site:	BEJAIA	MD Reference:	Floater Rig Floor @ 25.00m
		North Reference:	Grid
		Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
		Database:	EDM 5000.14 Single User Db

Well	BEJAIA-1				
Well Position	+N/-S	0.00 m	Northing:	4,107,204.08 m	Latitude: 37° 5' 38.546
	+E/-W	0.00 m	Easting:	692,347.18 m	Longitude: 5° 9' 51.233
Position Uncertainty		0.00 m	Wellhead Depth:	1,970.00 m	Water Depth: 1,975.00

Surveys for well	BEJAIA-1 has no survey
-------------------------	------------------------

Plans for well	BEJAIA-1				
Wellpath Plan	Principal Plan	Plan Depths		Effective Date	Version
		From (m)	To (m)		
BEJ-1 OH					
BEJ-1 OH	No	0.00	6,010.00		

Well	Relief Well 1				
Well Position	+N/-S	1,200.00 m	Northing:	4,108,404.08 m	Latitude: 37° 6' 16.571
	+E/-W	1,200.00 m	Easting:	693,547.18 m	Longitude: 5° 10' 40.923
Position Uncertainty		0.00 m	Wellhead Depth:	1,970.00 m	Water Depth: 1,975.00

Surveys for well	Relief Well 1 has no survey
-------------------------	-----------------------------

Plans for well	Relief Well 1				
Wellpath Plan	Principal Plan	Plan Depths		Effective Date	Version
		From (m)	To (m)		
Relief Well OH					
Relief Well OH	No	0.00	55,144.27		

Well	Relief Well 2				
Well Position	+N/-S	-1,200.00 m	Northing:	4,106,004.08 m	Latitude: 37° 5' 0.515
	+E/-W	-1,200.00 m	Easting:	691,147.18 m	Longitude: 5° 9' 1.557
Position Uncertainty		0.00 m	Wellhead Depth:	1,970.00 m	Water Depth: 1,975.00

Surveys for well	Relief Well 2 has no survey
-------------------------	-----------------------------

Plans for well	Relief Well 2				
Wellpath Plan	Principal Plan	Plan Depths		Effective Date	Version
		From (m)	To (m)		
Relief Well OH					
Relief Well OH	No	0.00	58,449.03		



Hydraulics Analysis Report

SONATRACH OFFSHORE

Well Name: BEJ-1

Case: 8.5" Drilling

Date: April 20, 2017 at 10:01 PM

Created By:

HASSAN MOHAMED ALI, SH FORAGE – DEP /Hydra

Imad AGOUD, Ali MESSOURI, Mounir BRAHIMI; OUARGLA UNIVERSITY

1. General Information

1.1 General Case Information

Company	SONATRACH OFFSHORE		
Project	ALGERIA OFFSHORE	Site	BEJAIA
Well	BEJ-1	Wellbore	BEJ-1 OFFSHORE
Design	OFFSHORE	Case	8.5" Drilling
Hole MD	6010.00 m	Hole TVD	6009.53 m
Air Gap	25.00 m	Water Depth	2100.00 m
Reference Point	Floater Rig Floor @ 25m	Well Type	SubSea

1.2 Active Fluid

1.2.1 Fluid Data

Fluid	OBM 1.4	Type	Mud
Mud Base Type	Oil	Base Fluid	Diesel
Rheology Model		Foamed	

1.2.2 Rheology Data

Temperature (°C)	Pressure (psi)	Base Density (sg)	Ref Fluid Properties	m'	N'	PV (Mulf) (cp)	YP (Tau0) (lbf/100ft ²)	Fann Data	
								Speed (rpm)	Dial (°)
21.111	14.7	1.45	Yes	0.5	0.5	24	12		

1.3 Hole Section

Section Type	Section Depth (m)	Section Length (m)	Shoe Depth (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Hole Diameter (in)	Coefficient of Friction	Linear Capacity (bbl/ft)	Volume Excess (%)
Riser	2120.03	2120.029		19.5			0.2	0.3694	
Casing	4300	2179.971	4300	12.375	12.25	17.5	0.15	0.1488	
Casing	5000	700	5000	8.535	8.5	12.25	0.15	0.0708	
Open Hole	6010	1010		8.5		8.5	0.2	0.0702	0

1.4 String Details

Type	Length (m)	Depth (m)	Body		Stabilizer / Tool Joint				Weight	Material	Grade	Class
			OD (in)	ID (in)	Avg Joint Length (m)	Length (m)	OD (in)	ID (in)				
Drill Pipe	5833.5 21	5833.52	6.625	5.965	9.14	0.482	7.906	4.25	29.63	CS_API 5D/7	S	P
Heavy Weight Jar	18.288	5851.81	6.625	5	9.14	1.219	8.25	4	67.93	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Sub	9.144	5860.95	6	2.25	9.14				53.73	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Sub	0.488	5861.44	6	2.76	0.49				75.08	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Heavy Weight Jar	60.96	5922.4	5	3	8.71	1.219	6.5	3.06 3	49.7	CS_1340 MOD	1340 MOD	
Sub	0.488	5922.89	6.72	2.76	0.49				100.63	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	54.864	5977.75	6.75	2.813	9.14				100.62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	1.524	5979.28	4.25	2.25	1.52				34.75	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Sub	0.488	5979.76	6.72	2.76	0.49				100.63	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	18.288	5998.05	6.75	2.813	9.14				100.62	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Stabilizer	1.524	5999.58	4.25	2.25	1.52				34.75	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Sub	0.488	6000.06	6.72	2.76	0.49				100.63	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Drill Collar	9.144	6009.21	6.75	2.813	9.14				99.59	SS_15-15LC	15-15LC MOD (1)	
Sub	0.488	6009.7	6	2.76	0.49				75.08	CS_API 5D/7	4145H MOD	
Bit	0.305	6010	8.5		0.3				90			

1.4.1 Grade in Use

Grade	Minimum Yield Stress (psi)
1340 MOD	55,000
15-15LC MOD (1)	110,000
4145H MOD	110,000
S	135,000

1.4.2 String Nozzles

Component	MD (m)	Port Open	Diverted Flow	Amount Diverted (%)	Nozzle (32nd")	TFA (in ²)
Tri-Cone Bit	6,010	NA	NA	NA	2.0X13.0	0.538
Tri-Cone Bit	6,010	NA	NA	NA	3.0X11.0	0.538

1.5 Tortuosity (Sine Wave)

Tortuosity Period	100.00 m
Interpolation Interval	9.14 m

Measured Depth Top (m)	Magnitude (°)
2000.00	0.50
3000.00	1.00
4000.00	0.50
5000.00	1.00

1.6 Wellpath - Calculation Method: Minimum Curvature

MD (m)	INC (°)	AZ (°)	TVD (m)	DLS (°/30m)	AbsTort (°/30m)	RelTort (°/30m)	VSect (m)	NS (m)	EW (m)	Build (°/30m)	Walk (°/30m)
0.00	0.00	1.31	0.00	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000
30.00	0.01	1.31	30.00	0.007	0.007	0.000	0.00	0.00	0.00	0.007	0.000
60.00	0.01	1.31	60.00	0.007	0.007	0.000	0.01	0.01	0.00	0.007	0.000
90.00	0.02	1.31	90.00	0.007	0.007	0.000	0.02	0.02	0.00	0.007	0.000
120.00	0.03	1.31	120.00	0.007	0.007	0.000	0.03	0.03	0.00	0.007	0.000
150.00	0.04	1.31	150.00	0.007	0.007	0.000	0.05	0.05	0.00	0.007	0.000
180.00	0.04	1.31	180.00	0.007	0.007	0.000	0.07	0.07	0.00	0.007	0.000
210.00	0.05	1.31	210.00	0.007	0.007	0.000	0.09	0.09	0.00	0.007	0.000
240.00	0.06	1.31	240.00	0.007	0.007	0.000	0.12	0.12	0.00	0.007	0.000
270.00	0.06	1.31	270.00	0.007	0.007	0.000	0.15	0.15	0.00	0.007	0.000
300.00	0.07	1.31	300.00	0.007	0.007	0.000	0.19	0.19	0.00	0.007	0.000
330.00	0.08	1.31	330.00	0.007	0.007	0.000	0.23	0.23	0.00	0.007	0.000
360.00	0.09	1.31	360.00	0.007	0.007	0.000	0.27	0.27	0.00	0.007	0.000
390.00	0.09	1.31	390.00	0.007	0.007	0.000	0.32	0.32	0.00	0.007	0.000
420.00	0.10	1.31	420.00	0.007	0.007	0.000	0.37	0.37	0.00	0.007	0.000
450.00	0.11	1.31	450.00	0.007	0.007	0.000	0.42	0.42	0.00	0.007	0.000
480.00	0.11	1.31	480.00	0.007	0.007	0.000	0.48	0.48	0.00	0.007	0.000
510.00	0.12	1.31	510.00	0.007	0.007	0.000	0.54	0.54	0.00	0.007	0.000
4770.00	0.80	3.05	4769.80	0.008	0.011	0.000	37.60	37.59	0.75	-0.008	-0.012
4800.00	0.79	3.04	4799.79	0.008	0.011	0.000	38.01	38.01	0.76	-0.008	-0.013
4830.00	0.78	3.03	4829.79	0.008	0.011	0.000	38.42	38.42	0.77	-0.008	-0.013
4860.00	0.77	3.01	4859.79	0.008	0.011	0.000	38.83	38.82	0.78	-0.008	-0.013
5700.00	0.55	2.50	5699.73	0.008	0.010	0.000	48.55	48.54	1.04	-0.008	-0.025
5730.00	0.54	2.47	5729.73	0.008	0.010	0.000	48.84	48.83	1.04	-0.008	-0.026
5760.00	0.54	2.44	5759.73	0.008	0.010	0.000	49.12	49.11	1.05	-0.008	-0.027
5790.00	0.53	2.42	5789.73	0.008	0.010	0.000	49.40	49.39	1.05	-0.008	-0.028
5820.00	0.52	2.39	5819.73	0.008	0.010	0.000	49.68	49.67	1.06	-0.008	-0.029
5850.00	0.51	2.36	5849.72	0.008	0.010	0.000	49.95	49.94	1.06	-0.008	-0.030
5880.00	0.51	2.33	5879.72	0.008	0.010	0.000	50.21	50.20	1.07	-0.008	-0.030
5900.00	0.50	2.31	5899.72	0.008	0.010	0.000	50.39	50.38	1.07	-0.008	-0.031
5910.00	0.45	2.31	5909.72	0.136	0.010	0.000	50.47	50.46	1.07	-0.136	0.000
5940.00	0.32	2.31	5939.72	0.136	0.011	0.000	50.68	50.66	1.08	-0.136	0.000
5970.00	0.18	2.31	5969.72	0.136	0.012	0.000	50.81	50.79	1.08	-0.136	0.000
6000.00	0.05	2.31	5999.72	0.136	0.012	0.000	50.87	50.85	1.08	-0.136	0.000
6010.00	0.00	1.31	6009.72	0.136	0.012	0.000	50.87	50.86	1.08	-0.136	0.000

1.7 Pore Pressure

True Vertical Depth (TVD) (m)	Pore Pressure (psi)	Equivalent Mud Weight (EMW) (sg)
2125.00	3078.02	1.018
6010.00	11967.51	1.400

True Vertical Depth (TVD) (m)	Fracture Pressure (psi)	Equivalent Mud Weight (EMW) (sg)
2125.00	4164.95	1.378
6010.00	16669.05	1.950

1.8 Geothermal Gradient Data

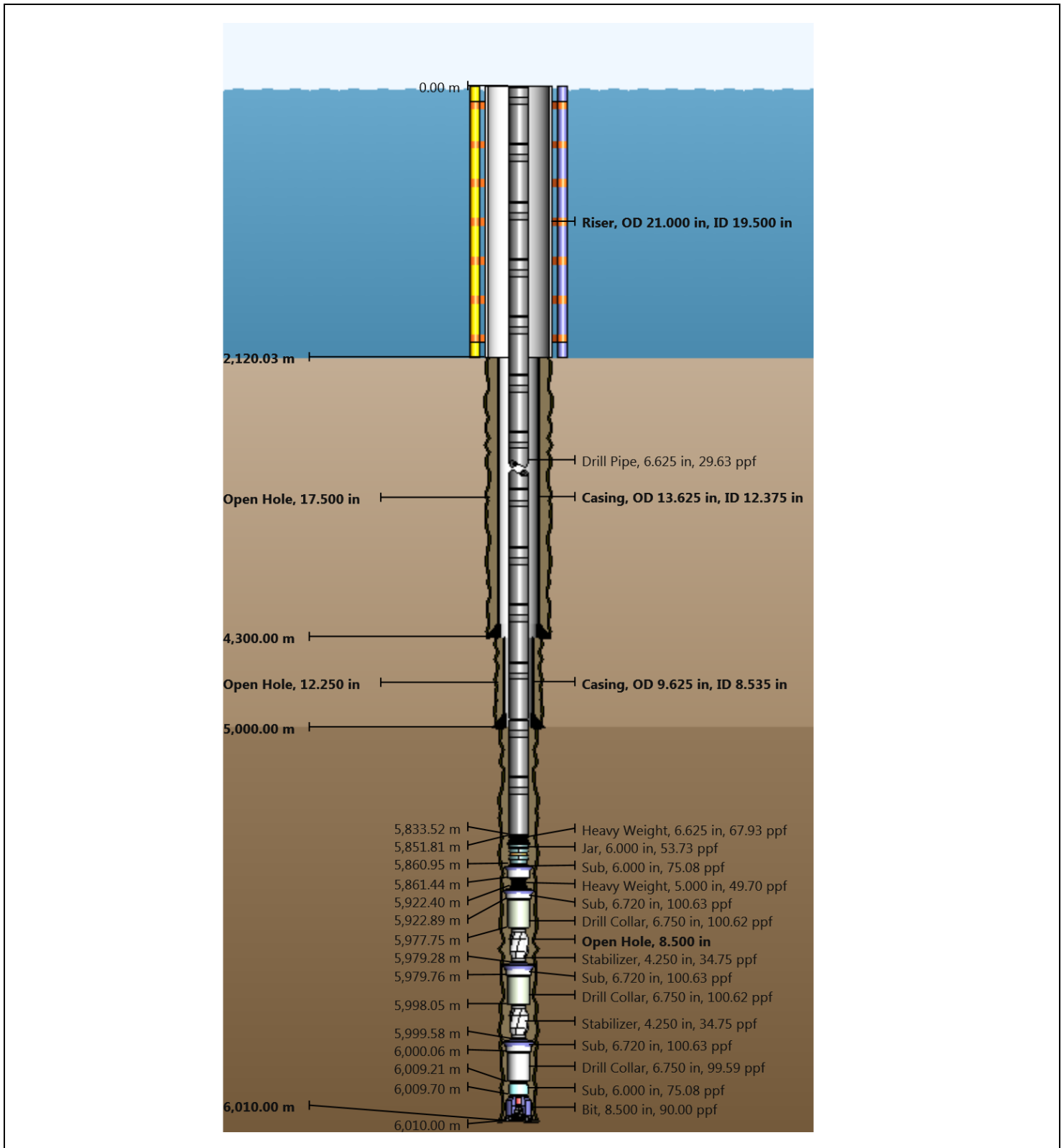
Ambient Temperature	25.000 °C	Mudline Temperature	4.444 °C
Temperature @ Depth	85.000 °C @ 6009.53 m	Gradient	0.622 °C/30m

1.9 Formation Properties

Total Vertical Depth (m)	Measured Depth (m)
2150.00	2150.03
2500.00	2500.04
3100.00	3100.05
3600.00	3600.07
4200.00	4200.14
4400.00	4400.16
4750.00	4750.20
4950.00	4950.22

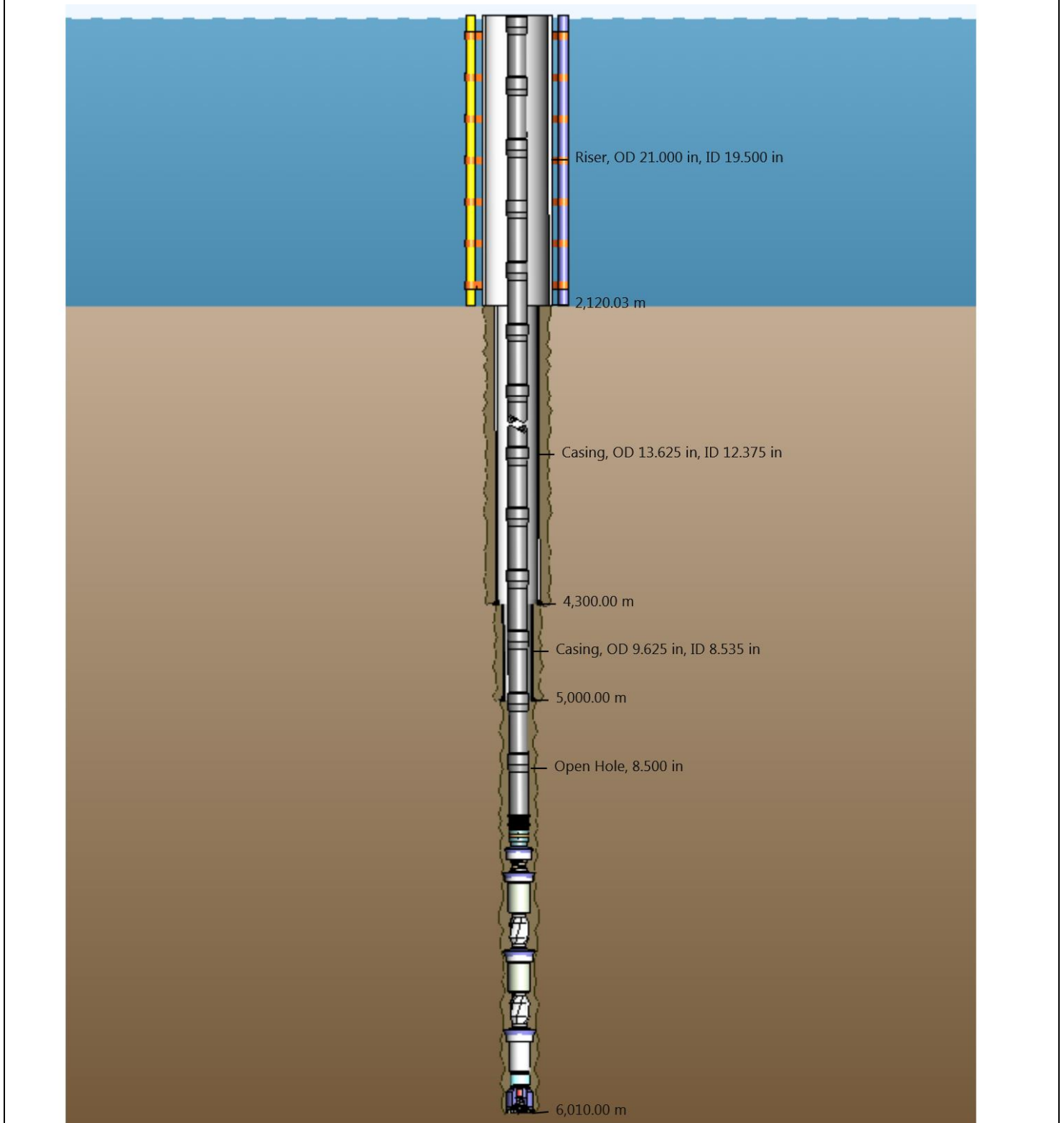
2. Schematics

Well:	BEJ-1(ULTRA DEEPWATER)	Wellbore:	BEJ-1 OH	Case:	8.5" Drilling	String Name:	Assembly
--------------	------------------------	------------------	----------	--------------	---------------	---------------------	----------



3. General Outputs Plots

3.1 Deviated Schematic



4. Hydraulics Setup Data

4.1 Calculation Engine

Model Used	WellPlan	
------------	----------	--

4.2 Cuttings Loading Calculation Option

Rate of Penetration	10.00 m/hr	Rotary Speed	10 rpm
Cuttings Diameter	0.240 in	Cuttings Density	2.145 sg
Bed Porosity	36.00 %	MD Calculation Interval	100.00 m

4.3 Surface Equipment Information

Pressure Loss Calculation	Specify Pressure loss	Maximum Working Pressure	7500.00 psi
Equipment Mode	NA	Surface Pressure Loss	100.00 psi
Equipment Type	NA		

4.4 Pump Pressure Information

Maximum Surface Pressure	7500.00 psi	Pump Rate	2000.0 L/min
Maximum Pump Power	3200.00 hp	Maximum Allowable Pump Rate	L/min
Use Roughness	N		
Pipe Roughness	NA	Annulus Roughness	NA
Booster Pump	N	Injection Depth	NA
Injection Temperature	NA	Injection Rate	NA
Include Tool Joint Pressure Losses			
Include Back Pressure		Back Pressure	psi
Sea Floor Returns	N	Sea Water Density	NA

4.5 Flow Rate (Q= 2000.0 L/min)

4.5.1 Bit Parameters

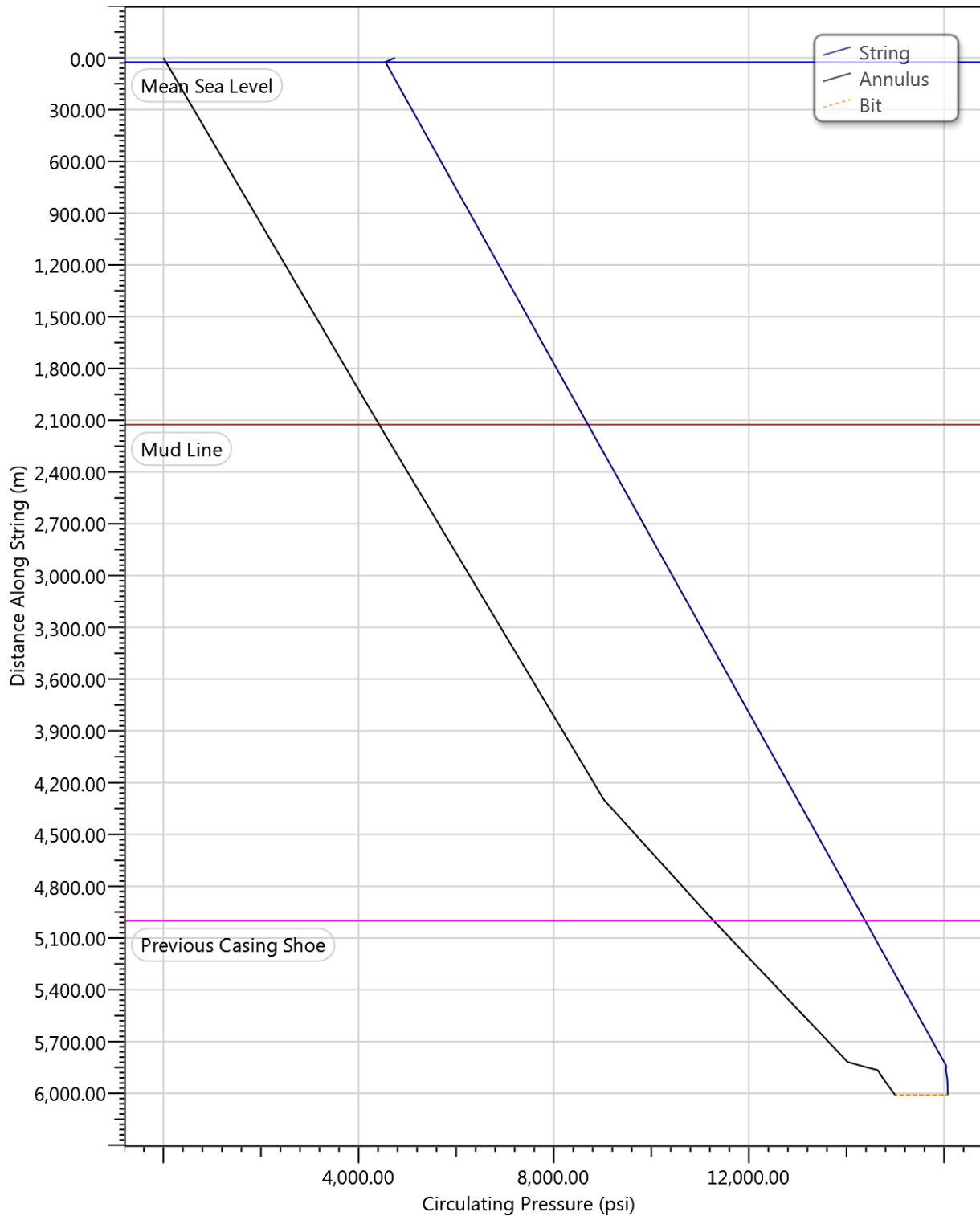
Pump Rate	2000.0 L/min	Stand Pipe Pressure	4601.69 psi
Bit Pressure Loss	1075.92 psi	Percent Power at Bit	23.38 %
Bit Hydraulic Power / Area (HSI)	5.8 hp/in ²	Bit Nozzle Velocity	315.3 ft/s
Bit Hydraulic Power	331.60 hp	Bit Impact Force	1044.2 lbf
Surface Equip. Pressure Loss	100.00 psi	Total Bit Flow Area	in ²

4.6 Mud Temperature Information

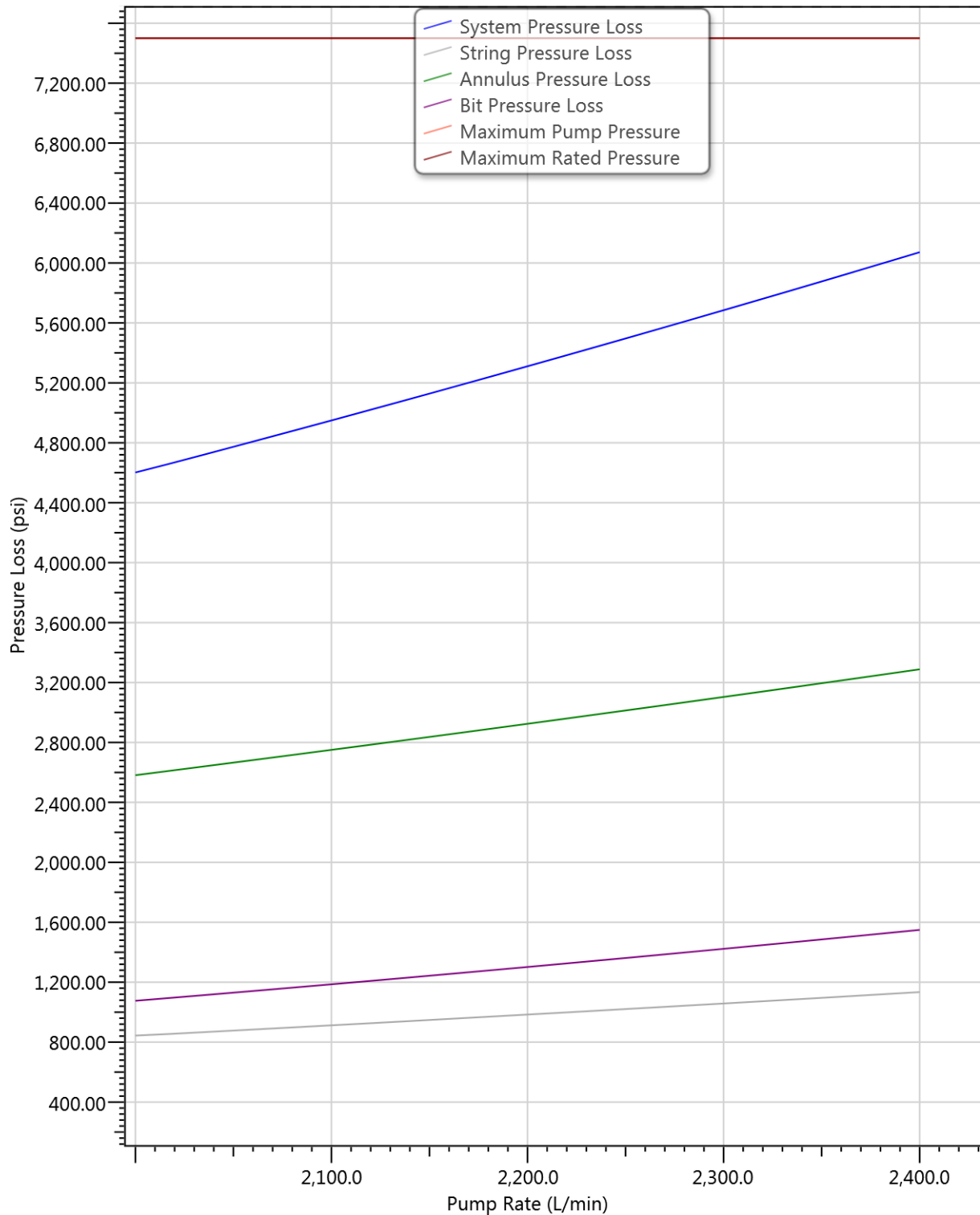
Include Mud Temperature Effects	N	Circulation Time	NA
---------------------------------	---	------------------	----

5. Hydraulics Plots

5.1 Circulating Pressure vs. Depth

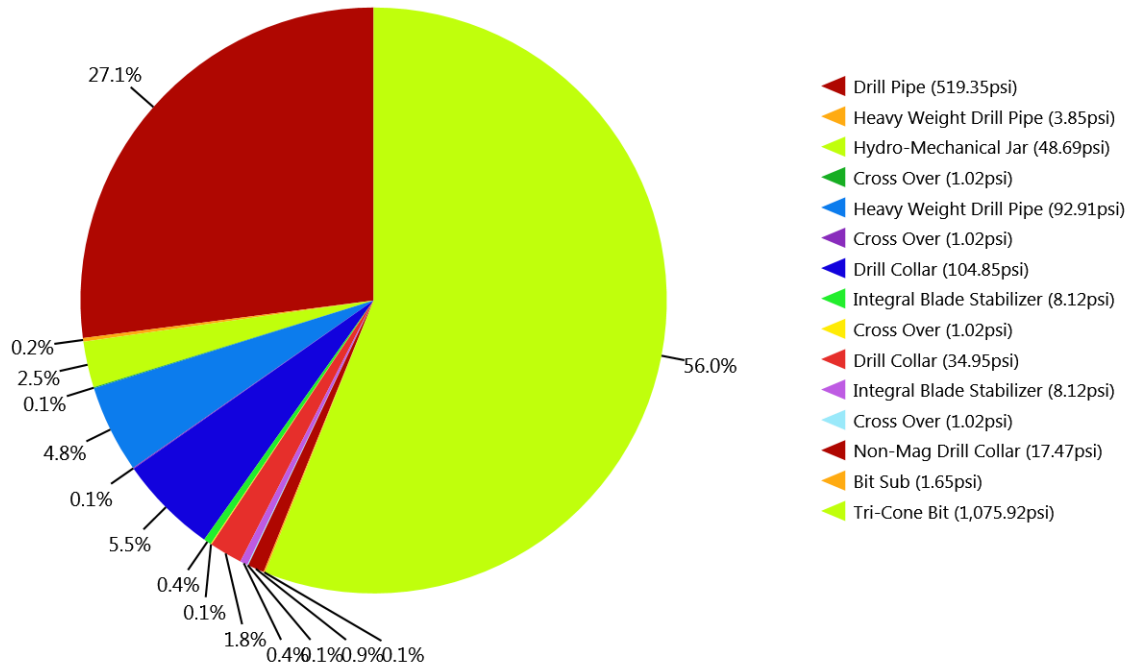


5.2 Pressure Loss vs. Pump Rate

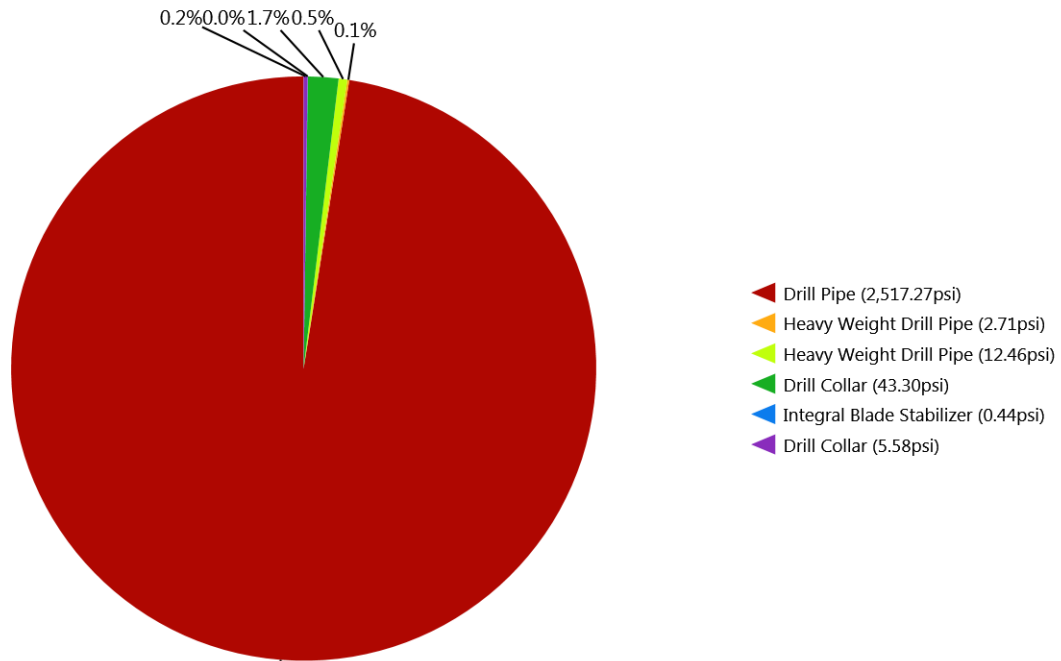


5.3 Component Pressure Losses

String Pressure Losses - Total: 1,919.94psi



Annulus Pressure Losses - Total: 2,581.75psi



WELL SUMMARY (Casing Reports)

1	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Norm)				Design Cost (\$)
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
2	Conductor Casing	36", 282.400 ppf, X-56	STC, X-56	2100.00-2170.	34.313	6.29	7.17	22.32	3.53	43,769
3										Total = 43,769
4	Surface Casing	28", 218.200 ppf, X-56	STC, X-56	2100.00-2700.	26.273	3.03	1.40	5.99	3.07	260,195
5										Total = 260,195
6										
7	Intermediate Casing	20", 166.440 ppf, X-56	STC, X-56	2100.00-3250.	18.192	* 0.59 L	1.34	1.88 J	1.06	294,778
8										Total = 294,778
9										
10	Production Casing	13 5/8", 88.200 ppf, Q-125	STC, Q-125	2100.00-4300.	12.250 A	1.11	1.22	3.86	1.15	444,116
11										Total = 444,116
12										
13	Production Liner	9 7/8", 62.800 ppf, HCQ-125	N/A	4100.00-5000.	8.500 A	1.56	1.38	7.03	1.59	114,876
14										Total = 114,876
15										
16	Production Liner	7 5/8", 59.300 ppf, T-95	STC, T-95	4500.00-6000.	5.900	1.27 L	1.50	3.00 F	1.33	150,108
17										Total = 150,108
18										
19										Total = 1,307,842
20	* S.F. Below D.F.									
21	L Conn Leak									
22	F Conn Fracture									
23	J Conn Jump Out									

BURST PRESSURE PROFILES (36" Conductor Casing)

	Depth (TVD) (m)	Lost Returns (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	2099.97	3275.80	2980.93
2	2124.97	3311.29	3016.42

COLLAPSE PRESSURE PROFILES (36" Conductor Casing)

	Depth (TVD) (m)	Drill Ahead (Collapse) (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	2099.97	3016.73	3076.51
2	2124.97	3052.64	3113.13

AXIAL LOADS TABLE (36" Conductor Casing)

	Depth (TVD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)	
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)
1	2099.97	27.7001	25.5544	72.7001	70.5544
2	2124.97	16.4278	16.4278	61.4278	61.4278

COLLAPSE PRESSURE PROFILES (28" Surface Casing)

	Depth (TVD) (m)	Cementing (Int) (psi)	Cementing (Ext) (psi)
1	2099.97	3076.47	3076.47
2	2124.97	3113.09	3143.79
3	2169.97	3179.01	3264.95
4	2169.97	3179.02	3264.97

AXIAL LOADS TABLE (28" Surface Casing)

	Depth (TVD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)	
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)
1	2099.97	169.8907	168.5671	214.8907	213.5671
2	2124.97	161.5436	161.5436	206.5436	206.5436
3	2169.97	148.9019	148.9019	193.9019	193.9019
4	2169.97	148.9002	148.9002	193.9002	193.9002

AXIAL LOADS TABLE (28" Surface Casing)

	Depth (TVD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)	
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)
1	2099.97	169.8907	168.5671	214.8907	213.5671
2	2124.97	161.5436	161.5436	206.5436	206.5436
3	2169.97	148.9019	148.9019	193.9019	193.9019
4	2169.97	148.9002	148.9002	193.9002	193.9002

MINIMUM SAFETY FACTORS (28" Surface Casing)

	Depth (TVD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Norm)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	2100	28", 218.200 ppf, X-56	STC, X-56	3.60 B3	+ 100.00 C2	5.99 A4	3.07 B3
2	2125			3.57 B3	33.61 C2	6.23 A4	3.84 B3
3	2170			3.52 B3	12.00 C2	6.64 A4	3.77 B3
4	2700			3.03 B3	1.40 C2	28.55 A4	3.15 B3
5	2700			3.03 B3	1.40 C2	28.60 A4	3.15 B3
6							
7	B3	Gas Kick Profile Cementing					
8	C2						

<u>MINIMUM SAFETY FACTORS (20" Intermediate Casing)</u>							
	Depth (TVD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Norm)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	2100	20", 166.440 ppf, X-56	STC, X-56	* 0.69 B5 L	1.46 C1	1.88 A4 J	1.26 B5
2	2125			* 0.68 B5 L	1.46 C1	1.92 A4 J	1.25 B5
3	2500			* 0.67 B5 L	1.51 C1	2.66 A4 J	1.21 B5
4	2500			* 0.62 B5 L	1.34 C1	2.66 A4 J	1.13 B5
5	2700			* 0.61 B5 L	1.36 C1	3.36 A4 J	1.11 B5
6	3120			* 0.60 B5 L	1.41 C1	7.48 A4 J	1.07 B5
7	3233			* 0.59 B5 L	1.42 C1	11.18 A4 J	1.06 B5
8	3250			* 0.59 B5 L	1.42 C1	(10.30) A5 J	1.06 B5
9	3250			* 0.59 B5 L	1.42 C1	(10.29) A5 J	1.06 B5
10							
11	*	S.F. Below D.F.					
12	L	Connection Leak					
13	J	Connection Jump Out					
14	B5	Pressure Test					
15	C1	Full/Partial Evacuation					
16	A4	Overpull Force					
17	A5	Green Cement Pressure Test(Axial)					

<u>BURST PRESSURE PROFILES (20" Intermediate Casing)</u>				
	Depth (TVD) (m)	Gas Kick (psi)	Pressure Test (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	2099.97	4107.63	6434.89	3235.81
2	2124.97	4152.07	6475.78	3271.37
3	2499.96	4818.77	7089.14	3804.72
4	2499.96	4818.78	7089.15	3555.82
5	2699.95	5174.35	7416.27	3840.27
6	2699.96	5174.36	7416.28	3840.28

<u>COLLAPSE PRESSURE PROFILES (20" Intermediate Casing)</u>					
	Depth (TVD) (m)	Full/Partial Evacuation (psi)	Cementing (Int) (psi)	Cementing (Ext) (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	2099.97	1515.42	3434.89	3434.89	3230.48
2	2124.97	1559.91	3475.78	3475.78	3271.37
3	2499.96	2227.36	4089.14	4089.14	3884.72
4	2499.96	2227.37	4089.15	4089.15	4089.19
5	2699.95	2583.34	4416.27	4627.69	4416.31
6	2699.96	2583.35	4416.28	4627.71	4416.32

MINIMUM SAFETY FACTORS (13 5/8" Production Casing)							
	Depth (TVD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Norm)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	2100	13 5/8", 88.200 ppf, Q-125	STC, Q-125	1.27 B1	1.37 C1	3.86 A4	1.41 B1
2	2125			1.28 B1	1.35 C1	3.90 A4	1.42 B1
3	2300			1.31 B1	1.24 C1	4.18 A4	1.40 B6
4	2453			1.35 B6	1.25 C1	4.46 A4	1.37 B6
5	3000			1.30 B6	1.29 C1	5.89 A4	1.28 B6
6	3000			1.21 B6	1.22 C1	5.89 A4	1.23 B6
7	3250			1.19 B6	1.24 C1	6.91 A4	1.21 B6
8	4020			1.13 B6	1.29 C1	14.65 A4	1.16 B6
9	4100			1.13 B6	1.30 C1	16.58 A4	1.16 B6
10	4132			1.13 B6	1.30 C1	17.51 A4	1.16 B6
11	4300			1.12 B6	1.31 C1	(13.00) A5	1.15 B6
12	4300			1.11 B6	1.31 C1	(13.00) A5	1.15 B6
13							
14	B1	Displacement to Gas Tubing Leak Full/Partial Evacuation Overpull Force					
15	B6						
16	C1						
17	A4						
18	A5	Green Cement Pressure Test(Axial)					

BURST PRESSURE PROFILES (13 5/8" Production Casing)						
	Depth (TVD) (m)	Displacement To Gas (psi)	Gas Kick (psi)	Pressure Test (psi)	Tubing Leak (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	2099.97	10684.44	6301.63	8733.58	10132.57	3520.28
2	2124.97	10692.64	6351.41	8778.02	10179.90	3555.83
3	2999.95	10979.64	8093.68	10333.66	11836.34	4800.34
4	2999.95	10979.64	8093.69	10333.67	11836.35	4266.97
5	3249.95	11061.64	8591.47	10778.13	12309.62	4622.54
6	3249.95	11061.64	8591.48	10778.14	12309.63	4622.55
7	4099.88	11340.43	10283.97	12289.24	13918.64	5831.43

COLLAPSE PRESSURE PROFILES (13 5/8" Production Casing)					
	Depth (TVD) (m)	Full/Partial Evacuation (psi)	Cementing (Int) (psi)	Cementing (Ext) (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	2099.97	4.35	3733.58	3733.58	3511.39
2	2124.97	4.41	3778.02	3778.02	3555.83
3	2299.97	4.83	4089.15	4089.15	3866.96
4	2999.95	1400.15	5333.66	5333.66	5111.47
5	2999.95	1400.16	5333.67	5333.67	5333.72
6	3249.95	1898.49	5778.13	6006.86	5778.18
7	3249.95	1898.50	5778.14	6006.87	5778.19

MINIMUM SAFETY FACTORS (9 7/8" Production Liner)							
	Depth (TVD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Norm)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	4100	9 7/8", 62.800 ppf, HCQ-125	N/A	1.59 B6	1.48 C1	7.03 A4	1.74 C1
2	4300			1.57 B6	1.41 C1	8.14 A4	1.61 B6
3	4400			1.56 B6	1.38 C1	8.83 A4	1.59 C1
4	4400			1.79 B5	1.38 C1	8.83 A4	1.59 C1
5	4500			1.77 B5	1.38 C1	9.64 A4	1.59 C1
6	4881			1.73 B5	1.39 C1	14.88 A4	1.61 C1
7	5000			1.71 B5	1.39 C1	(12.35) A5	1.62 C1
8	5000			1.71 B5	1.39 C1	(12.34) A5	1.62 C1
10	B5	Pressure Test Tubing Leak					
11	B6						
12	C1	Full/Partial Evacuation Overpull Force Green Cement Pressure Test(Axial)					
13	A4						
14	A5						

BURST PRESSURE PROFILES (9 7/8" Production Liner)						
	Depth (TVD) (m)	Displacement To Gas (psi)	Gas Kick (psi)	Pressure Test (psi)	Tubing Leak (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	4099.88	11340.43	10796.56	12872.38	13918.64	5831.43
2	4299.85	11406.02	11194.76	13256.35	14297.21	6115.85
3	4299.85	11406.02	11194.77	13256.36	14297.22	6115.86
4	4399.83	11438.81	11393.86	13448.34	14486.50	6258.07
5	4399.84	11438.82	11393.87	13448.35	11211.58	6258.08
6	4499.82	11471.61	11592.97	13640.34	11258.49	6400.29

COLLAPSE PRESSURE PROFILES (9 7/8" Production Liner)						
	Depth (TVD) (m)	Full/Partial Evacuation (psi)	Cementing (Int) (psi)	Cementing (Ext) (psi)	Lost Returns (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	4099.88	8.59	7872.38	7872.38	7889.92	7872.43
2	4299.85	9.12	8256.35	8410.86	8288.11	8256.40
3	4299.85	9.12	8256.36	8410.88	8288.12	8256.41
4	4399.83	9.39	8448.34	8680.11	8487.21	8448.39
5	4399.84	9.39	8448.35	8680.13	8487.22	8448.40

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (9 7/8" Production Liner)	
	Running Depth (TVD) (m)
87	5000
88	
89	* Based on Casing Strength Only. Running String not Included
90	
91	
92	

<u>MINIMUM SAFETY FACTORS (7 5/8" Production Liner)</u>							
	Depth (TVD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Norm)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	4500	7 5/8", 59.300 ppf, T-95	STC, T-95	1.63 B5 L	2.05 C1	3.00 A4 F	1.67 C1
2	4900			1.57 B5 L	1.88 C1	3.70 A4 F	1.59 C1
3	4900			1.38 B5 L	1.83 C1	3.70 A4 F	1.55 C1
4	5000			1.37 B5 L	1.79 C1	3.92 A4 F	1.53 C1
5	5714			1.30 B5 L	1.57 C1	7.02 A4 F	1.39 C1
6	5910			1.28 B5 L	1.52 C1	(5.54) A5 F	1.35 C1
7	6000			1.27 B5 L	1.50 C1	(5.06) A5 F	1.33 C1
8	6000			1.27 B5 L	1.50 C1	(4.59) A5 F	1.33 C1
9							
10	L	Connection Leak					
11	F	Connection Fracture					
12	B5	Pressure Test					
13	C1	Full/Partial Evacuation					
14	A4	Overpull Force					
15	A5	Green Cement Pressure Test(Axial)					

<u>BURST PRESSURE PROFILES (7 5/8" Production Liner)</u>						
	Depth (TVD) (m)	Displacement To Gas (psi)	Gas Kick (psi)	Pressure Test (psi)	Tubing Leak (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	4499.82	11471.61	10710.85	13960.35	11258.49	7360.36
2	4899.78	11602.80	11197.17	14756.77	11446.13	7929.23
3	4899.79	11602.80	11197.18	14756.78	11446.13	6969.17
4	4999.77	11635.60	11318.75	14955.88	11493.04	7111.38
5	4999.78	11635.60	11318.76	14955.89	11493.05	7111.39
6	5909.72	11934.07	12425.15	16767.83	11919.95	8405.63
7	5999.72	11963.59	12473.69	16947.03	11962.18	8533.64

<u>COLLAPSE PRESSURE PROFILES (7 5/8" Production Liner)</u>					
	Depth (TVD) (m)	Full/Partial Evacuation (psi)	Cementing (Int) (psi)	Cementing (Ext) (psi)	Fluid Gradients w/ Pore Press (psi)
1	4499.82	9.44	8960.35	8960.35	8711.50
2	4899.78	10.53	9756.77	9756.77	9507.92
3	4899.79	10.53	9756.78	9756.78	9756.84
4	4999.77	10.80	9955.88	10026.03	9955.93
5	4999.78	10.80	9955.89	10026.04	9955.95
6	5999.72	13.64	11947.03	12718.72	11947.09

Bibliographie :

- [01] Aker Solutions (part of Aker) **Aker Drilling Riser Brazil** (presenter Marcelo Coraça, Project Manager June/2010)
- [02] Algeria's Hydrocarbon Potential General Overview
- [03] Aperçu Géologique sur L'offshore Algérien –Aissani Rabah-
- [04] Bassins du Nord de l'Algérie.PDF
- [05] BHP Deepwater Drilling Guidelines Controlled Document No. WWD019, Section 2 Equipment and Operations.
- [06] Bureau d'étude ENVIROPASS (EP), Ingénierie Chimique et Environnementale, BP 2310 Libreville-mailenviropass@yahoo.fr-Tel:05.33.85.72./07.73.45.72./Fax: 76.21.44ACTIVITES DE DEVELOPPEMENT OFFSHORE SUR LE PERMIS EBOURI ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL de Vaalco Gabon Novembre 2007 – Février 2008.
- [07] Codification Règlement Sur Les Installations Pétrolières Et Gazières Au Canada Sor/96-118 À Jour Au 12 Avril 2017 Dernière Modification Le 31 Décembre 2009 Publié Par Le Ministre De La Justice À L'adresse Suivante [Http://Lois-Laws.Justice.Gc.C](http://Lois-Laws.Justice.Gc.C)
- [08] Cours Hadjadj offshore 2015/2016 1^{er} année master.
- [09] Deepwater Poseidon (Transocean Marketing Department 4 Greenway Plaza Houston.
- [10] Délivrés 20 Avril 2017 par HASSAN Mohamed Ali Sr. Drilling Consultant & Instructor, Halliburton CPM. At SONATRACH Dévision forage Département Engineering.
- [11] Etude d'impact sur l'environnement du forage du puits d'exploration MAHDIA 2 NUMHYD / A.M.E.N Industrie & Environnement Version 04 du 20 06 2011 /41.
- [12] Guide HSE forage offshore Kaboudia.
- [13] <http://www.ennsub.comriser-equipment/images/riserhangoff.jpg>
- [14] http://www.explications_fichiers/Toisa-Perseus-26Discoverer-Enterprise.coM
- [15] <https://www.wagenborg.com/.../the-new-standard-in-offshor>
- [16] <http://www.bourbonoffshore.com/fr/services-et-flotte/marine-services/ravitaillement-et-transport-de-materiel-au-coeur-de-la-vie-du>
- [17] **[wor]**<http://www.lredacademy.org/workshops/workshop:rig-inspection-workshop---lr-platform--en-ju-rigs.htm>
- [18] <https://static01.nyt.com/packages/images/newsgraphics/2010/0621-bop/bop-600x640.png>
- [19] https://i0.wp.com/1.bp.blogspot.com/_7ywsAgfzig/TAJp_gpWHHI/AAAAAAAAACeU/9HCva9Yoyac/s1600/Containment_Contingency_Option_large+1.jpg
- [20] LandMark Logiciel de simulation pétrolière de Halliburton, résultats obtenus par Mohammed Ali Hassen (Division forage Hydra Alger).
- [21] Navire semi-submersible — Wikipédia.com.
- [22] Next a Schlumberger company (Deepwater Drilling Design and Operations) presented by Alan Hippman (November 15th, November 19th, 2015 Algiers, Algeria) Livre N°7(Depwater station keeping).
- [23] Next a Schlumberger company (Deepwater Drilling Design and Operations) presented by Alan Hippman (November 15th, November 19th, 2015 Algiers, Algeria) Livre N°9 (Deepwater open water opérations).

- [24] Next a Schlumberger company (Deepwater Drilling Design and Operations) presented by Alan Hippman (November 15th, November 19th, 2015 Algiers, Algeria) Livre N°14 (Deepwater BOP systems).
- [25] Next a Schlumberger company (Deepwater Drilling Design and Operations) presented by Alan Hippman (November 15th, November 19th, 2015 Algiers, Algeria) Livre N°15 (Deepwater Drilling riser).
- [26] Nouvelles technologies pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz Comptes rendus du deuxième symposium européen Luxembourg, 5-7 décembre 1984 Volume 1 **Coordinateurs de l'édition** : R. De Bauw, E. Millich, J.P. Joulia, D. Van Asselt Commission des Communautés européennes. Direction générale «Energie», Bruxelles.
- [27] Projet de forage exploratoire dans le bassin Scotian Résumé de la description de projet Document préparé par : BP Canada Energy Group ULC Et Stantec Consulting Ltée Août2015.
- [28] Pump & Dump Riserless Drilling with Seabed Returns. Dynamic Kill DrillingSM (DKD)/ IADC Conference & Exhibition/Houston, Texas/May 5th, 2011.
- [29] Rapport D'étude 06/05/2015 DRS-15-149641-01420 a Contexte Et Aspects Fondamentaux Du Forage Et De L'exploitation Des Puits D'hydrocarbures.
- [30] Résumé de la description de projet Statoil Canada Ltée Projet de forage exploratoire dans la passe Flamande 8 août 2016.
- [31] SCARABEO 7 Saipem S.p.A.Via Martiri di Cefalonia, 67 - 20097 San Donato Milanese, Milan – Italy / saipem.com - A subsidiary of Eni S.p.A. February.2013.
- [32] Service & Risks Management Company société Amal (extrait à la division forage Hydra, délivré par Rabah AISSANI).
- [33] THÈME : Contribution à la connaissance de la biodiversité des fonds chalutables de la côte algérienne : les peuplements ichtyologiques des fonds chalutables du secteur oriental de la côte algérienne par Wahid REFES Soutenue publiquement le : 6 juillet 2011.
- [34] Université de la méditerranée AIX-MARSEILLE II. Les courants algériens Présenté par ASSASSI Charefeddine Responsable Mrs Andrea Doglioli.
- [35] writed by user (fait par Auteur- membres du mémoire).
- [35] Well Maccondo Blowout (Final Report Investigation) –Deepwater Horizon.
- [37] www.sname.org/sname/mt - April 2014- marine technology Designing the Next Drillship How Keppel sees exploration, development, and completions in ultra deep water BY THE KEPPEL CAN-DO DRILLSHIP DESIGN TEAM.
- [38] Wellheads and Casing – Lesson 3 (**Deepwater floating Drilling operations** – L.M. Harris)/the petroleum publishing company *Tulsa. Oklahoma.*

Remarque :

Les données retirées des sites cités au-dessus sont prises durant notre période de préparation du mémoire entre 01 février 2017et 12 mai 2017.

Dans les dernières années, la santé et la sécurité au travail sont devenues des priorités pour le Ministère de Travail. Un Plan de Santé au Travail (PST) a été créé, pour objectif de réformer le dispositif national de prévention des risques professionnels en plaçant les entreprises (chefs d'entreprises, cadres dirigeants, salariés, etc.) au centre de la stratégie.

Malgré ces moyens mis en œuvre pour protéger les salariés sur leur lieu de travail, les chiffres sont toujours alarmants : plus d'une personne par jour meurt d'un accident du travail (569 décès en 2008) ou suite à une maladie professionnelle (425 décès en 2008). Un nouveau PST, baptisé PST2 2010-2014, a vu le jour et vise à diminuer les risques d'accidents du travail et de maladies professionnelles et à développer une politique de prévention active contre des risques clairement identifiés.

Aujourd'hui, les entreprises ont l'obligation d'évaluer et de prévenir les risques du travail.

Mais chaque secteur est différent et spécialisé dans certains métiers et toutes les entreprises n'ont pas les moyens ou les capacités pour mettre en place une prévention adaptée à ses métiers. Alors, dans le contexte actuel, comment sensibiliser les salariés à l'importance de la santé et de la sécurité sur le lieu de travail ?

Une communication adaptée devra prendre en compte les risques inhérents à chaque secteur d'activités tant au niveau des accidents du travail qu'au niveau des maladies professionnelles. Elle devra aussi définir quelles sont les cibles principales à prendre en compte. Chaque entreprise devra établir une stratégie quant à sa communication sur la prévention des risques au travail. [35]

1. Objectif

Les dispositions de ce guide visant des installations, des appareils et des travaux de forage offshore, la détermination et l'évaluation des risques qui conformément à la loi en vigueur, en fonction des caractéristiques des installations et des appareils utilisés, des conditions dans lesquelles ils sont appelés à travailler et des dangers présentés par le produit à rechercher, extraire ou traiter.

La détermination et l'évaluation des risques pourront utilement se faire, en utilisant certaines méthodes utilisées dans l'industrie pétrolière, d'où l'établissement d'une étude de sécurité est pertinent.

La mise en application de ces méthodes consiste, à partir de la spécification détaillée des installations et ouvrage et de leur fonctionnement normal, le cas échéant dégradé, ou de celle des travaux de forage à effectuer, et après avoir réalisé une analyse fonctionnelle des installations et ouvrage ou des travaux de forage, à conduire une analyse préliminaire des risques suivie de l'analyse de sécurité proprement dite en appliquant des méthodes inductive et/ou déductive.

Quelle que soit la méthode utilisée pour l'analyse de sécurité, celle-ci doit définir les mesures correctives propres à réduire la probabilité d'occurrence et la gravité d'un événement non souhaité.

Cette démarche est réitérée autant de fois que nécessaire pour atteindre un niveau de risque acceptable. [12]

2. Partie Sécurité et santé

2.1. Relatifs aux dispositions générales

1. critères d'aptitude des travailleurs chargés en cas de danger de missions précises nécessitant l'utilisation, le maniement ou le fonctionnement d'équipement de secours. La liste de ces personnes est affichée sur les différents points (plateforme de forage et bureau) ;
2. appareils respiratoires ;
3. modalité des contrôles et exercices de sécurité à réaliser sur les installations offshore.

2.2. Relatifs aux installations et travaux situés en mer

1. établissement d'un système de commande à distance en cas d'urgence ;
2. mise en place d'un système permettant de demeurer en liaison avec la terre ferme et les services de secours ;
3. fixation des critères de formation aux conditions d'évacuation du lieu de travail d'affectation et de l'entraînement aux techniques de survie ;
4. établissement d'un plan de secours pour le repêchage en mer et l'évacuation du lieu de travail et fixation de la capacité et du délai de réaction des embarcations (hélicoptère ou bateau) ;
5. protection des logements mis à disposition des travailleurs contre les effets d'une explosion, l'infiltration de fumées et de gaz, le déclenchement et la propagation d'un incendie.

2.3. Relatifs aux travaux de forage et d'interventions lourdes à l'intérieur des sondages et des puits

1. éclairage de sécurité sur le plancher de travail et les postes de commande et de contrôle
2. justification de l'adaptation du support aux conditions météorologiques et océanographiques ;
3. fixation des caractéristiques du système de positionnement dynamique en mer ou du système d'ancrage ;
4. fixation du nombre et des générateurs de puissance et des moyens de propulsion ou des autres systèmes actifs participant au positionnement du support ;
5. justification, pour un support mobile qui apprend appui sur le fond de la mer, de sa stabilité au renversement et de sa stabilité sur le fond ;
6. fixation des moyens d'observation du sol autour de l'embase du support, lorsque des risques d'affouillement du sol existent.

2.4. Relatifs aux gîtes de fluides liquides ou gazeux

1. détermination des risques susceptibles d'être engendrés une éruption accidentelle et des mesures à mettre en œuvre si une telle éruption se produit ;
2. fixation des lieux d'installation des appareils de surveillance de l'atmosphère, en précisant les appareils devant être à enregistrement automatique, des systèmes de coupure automatique et continu ;
3. détermination des lieux d'installation des dispositifs d'alarme automatique, des systèmes de coupure automatiques ou d'urgence, des installations électriques et des systèmes d'arrêt automatique ou d'urgence des moteurs à combustion interne ;

4. fixation du nombre de personnes présentes sur le chantier devant avoir suivi un stage de formation HSE ;
5. nécessité d'installer un dégazeur et une torche ou un bac de neutralisation chimique ;
6. justification de l'absence du système de dégazage et de torche ou de tout autre système approprié pour le forage de développement ne présentant pas de danger du fait des gaz.

L'ensemble de ces points, mentionnés dans le règlement et rappelés ci-dessus, ne doit pas être considéré comme exhaustif des questions à traiter dans le document de sécurité et de santé ; il appartient à l'exploitation de conduire l'analyse des risques en fonction de la nature de ses installations ou des travaux à réaliser.

2.5. Contrôle des installations et ouvrages

La fréquence et la consistance des contrôles à effectuer sur les installations de surface sont graduées en fonction des risques d'incendie, d'explosion, de brûlures, de projection ou de pollution du milieu naturel qu'entraînerait une fuite ou une rupture.

Pour une canalisation enterrée, le contrôle pourrait, par exemple, être effectué par passage de piston racleur instrumenté et/ou par sondage dans les parties jugées les plus vulnérables en prenant les précautions voulues pour ne pas endommager la canalisation.

Toutes les mesures nécessaires doivent être prises pour éviter des conséquences sur l'environnement.

Pour les puits, la mise en œuvre des moyens de contrôle appropriés pour s'assurer notamment du bon état des cuvelages pour ce faire les remontées de la complétion pourront utilement être mises à profit pour effectuer des diagraphies du cuvelage, outre ces contrôles par diagraphie, l'état du cuvelage peut être effectué par des tests d'étanchéité.

2.6. Voies et issues de secours

Lorsqu'ils existent, les locaux d'hébergement et les locaux de séjour comportent au moins deux issues de secours distinctes, situées le plus loin possible l'une de l'autre et débouchant dans une zone de sécurité, à un point de rassemblement ou à un poste d'évacuation sûrs.

Les portes de secours s'ouvrent vers l'extérieur ou, si cela est impossible, sont coulissantes.

2.6.1. Éclairages

Les installations d'éclairage sont conçues de telle sorte que les salles de contrôle de l'exploitation, les voies de secours, les lieux d'embarquement et les zones de danger demeurent éclairés.

2.6.2. Travail en isolé

La pertinence d'un système de communication approprié doit être mise à la disposition des intervenants sur sites.

2.6.3. Moyens d'évacuation et de sauvetage

Lorsque l'évacuation des lieux en cas de danger d'incendie, d'explosion ou de formation d'atmosphère nocive doit s'effectuer par un itinéraire difficile ou dans une atmosphère

irrespirable ou susceptible de le devenir, les travailleurs disposent à leur poste de travail des appareils respiratoires individuels d'évacuation à utiliser immédiatement.

2.7. Protection contre les explosions et l'incendie en mer

1. Sur toute la plate-forme en mer, des systèmes adéquats de détection, de protection, de lutte contre l'incendie et des alarmes, ainsi que des systèmes coupe-feu sont installés pour isoler les zones comportant des risques d'incendie.

Le matériel de sécurité incendie peut notamment comporter :

- ✓ des systèmes de détection du feu et des gaz inflammables ;
- ✓ des systèmes d'alerte en cas d'incendie
- ✓ un réseau de canalisation d'eau pour lutter contre le feu ;
- ✓ des bouches d'incendie clairement signalés ;
- ✓ des tuyaux flexibles et des lances à eau ;
- ✓ des systèmes d'extinction des feux de gaz ;
- ✓ des extincteurs portatifs ;
- ✓ des équipements mobiles de lutte contre l'incendie.

2- Les systèmes de sécurité sont conçus, isolés et protégés de manière à rester opérationnel même en cas d'accident, y compris l'incendie ou l'explosion. Si nécessaire, ces systèmes sont doublés.

2.8. Commande à distance en cas d'urgence

Se doter d'un système qui comporte des stations de commandes, susceptibles d'être utilisées en cas d'urgence, situées à des endroits appropriés, y compris si nécessaire à des points de rassemblement et à des stations d'évacuation.

Les équipements pouvant faire l'objet d'une commande à distance comprennent au moins des systèmes de ventilation, des dispositifs d'arrêt d'urgence d'équipement susceptible de provoquer des inflammations, un système de prévention des fuites de liquides et de gaz inflammables ainsi que des systèmes de protection contre l'incendie et de contrôle des puits.

2.9. Points de rassemblement et systèmes de contrôle des personnes présentes sur le chantier

1. Chaque personne présente sur une installation en mer est informée avant son arrivée sur l'installation des risques, des moyens d'évacuation et de son affectation à un point de rassemblement sûr aussi proche que possible des stations d'évacuation correspondantes.

Ces stations d'évacuation et ces points de rassemblement sont facilement accessibles des zones affectées au logement et au travail, convenablement protégés contre la chaleur rayonnante, la fumée et, le mieux possible, contre les effets d'une explosion ;

Chaque point de rassemblement dispose de suffisamment de place pour abriter les personnes affectées aux stations d'évacuation correspondantes. Ce point de rassemblement est pourvu d'installations appropriées pour permettre de commander à distance les équipements de mise en sécurité du chantier de forage et de communiquer avec le littoral et les services de secours.

2. L'exploitation tient à jour et porte à la connaissance du personnel la liste de personnes présentées à bord de l'installation et leur affectation, cette liste doit être affichée dans les différents points de rassemblement.

2.10. Logement du personnel

1. Si la nature, l'importance ou la durée des opérations l'exigent, l'exploitation fournit aux travailleurs un logement qui soit :

- ✓ protégé de façon appropriée, comme défini dans le guide de sécurité et de santé, contre les effets d'une explosion ainsi que contre l'infiltration de fumées et de gaz et le déclenchement et la propagation d'un incendie ;
- ✓ équipe d'installations de ventilation, de chauffage et d'éclairage appropriées ;
- ✓ protégé contre le bruit, les odeurs et les fumées provenant d'autres zones, susceptible d'être dangereux et contre les intempéries ;
- ✓ séparé de tout poste de travail et situé à l'écart des zones dangereuses ;
- ✓ dite à chaque niveau, d'au moins deux issues de secours distinctes, situées le plus loin possible l'une de l'autre et débouchant dans une zone de sécurité vers un point de rassemblement ou vers un poste d'évacuation sûr.

2. Les logements des installations comprennent un nombre suffisant de lits ou de couchettes pour les travailleurs appelés à dormir sur place. Les locaux affectés au couchage comportent un espace adéquat permettant aux occupants de ranger leur vêtement ;

3. Les logements comprennent un nombre de douches et de lavabos avec eau courante chaude et froide ;

4. Les salles de douches sont de dimension suffisante pour permettre à chaque travailleur de faire sa toilette sans aucune entrave et dans des conditions d'hygiène appropriées ;

5. Les logements et leurs équipements sont entretenus pour satisfaire à des normes d'hygiène convenables.

2.11. Plates-formes d'hélicoptères

L'emplacement et la dimension d'un héliport doit être prévu sur l'installation de forage en mer assurant une approche dégagée, de telle sorte qu'un hélicoptère puisse y manœuvrer. Sur les installations hébergeant du personnel, une équipe chargée des interventions d'urgence et formée à cet effet est prête à intervenir à chaque mouvement d'hélicoptère.

2.12. Positionnement des installations en mer, sécurité et stabilité

Les équipements et les procédures de remorquage et de positionnement des installations en mer sont conçus, réalisés et utilisés de manière à ce que les risques encourus par le personnel soient réduits au minimum en tenant compte à la fois des conditions normales, des conditions d'urgence et des conditions critiques pendant lesquelles l'opération pourra être exécutée. Les activités de préparation au positionnement des installations en mer sont exécutées de façon à assurer la sécurité et la stabilité de l'installation.

2.13. Le programme de forage

Le programme de forage est établi et transmis à la direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement, au moins un mois avant le début des travaux.

Ce programme comporte, notamment, une coupe géologique prévisionnelle des formations à traverser, une coupe technique prévisionnelle sur laquelle sont reportés les cuvelages et les cimentations à effectuer sont également précisés, outre la localisation de l'ouvrage :

- ✓ la description des opérations à effectuer et des mesures à prendre en vue de garantir la sécurité du personnel et de l'environnement ;
- ✓ les niveaux perméables qu'il est prévu de traverser ou d'atteindre, ainsi que la nature et la pression des fluides qu'ils contiennent ;
- ✓ le déroulement des opérations avec, pour chacune des phases, les caractéristiques du fluide, celles des dispositifs de maîtrise des venues et de contrôle du fluide de forage ;
- ✓ les tests de formations qu'il est prévu d'effectuer ;
- ✓ les zones considérées comme zones à perte et les mesures à prendre à leur passage ;
- ✓ la nature et la densité des fluides de forage.

2.14. Règles particulières d'installation et de démontage

Les opérations de montage et de démontage de l'appareil de forage ou d'intervention sont réalisées en présence d'une personne qualifiée, qui prend toutes les précautions de sécurité nécessaires.

Des procédures précises et des instructions écrites doivent être établies pour les tâches correspondantes, susceptibles de présenter un danger pour le personnel.

Les personnes affectées aux opérations de manutention, de montage ou de démontage de l'appareil de forage ou d'intervention doivent avoir reçu au préalable une formation adaptée.

Le programme des vérifications et essais, est exécuté sous le contrôle direct du chef de chantier avant la mise en service de l'ensemble de l'installation.

2.15. Adaptation du support aux conditions extérieures et au programme de forage

1. Un support de forage ou d'intervention, son système d'ancrage, notamment treuils, chaînes et ancrages, ne doit être utilisé sur un site et pendant une période donnée que si les conditions météorologiques et océanographiques prévues pour ce site et cette période sont compatibles avec les conditions d'emploi prévues par le constructeur du support, et figurant au manuel opératoire ;

2. Toute opération incompatible avec les caractéristiques du support, de ses équipements et de leurs conditions d'emploi est interdite ;

3. l'exploitation établit un rapport relatif aux facteurs météorologiques et océanographiques comportant :

➤ Une étude statistique météorologique et océanographique concernant l'emplacement de forage et détaillant mois par mois la probabilité d'occurrence des différents seuils d'intensité des conditions extérieures suivants :

- ✓ Hauteur de la marée ;
- ✓ Vitesse et direction des courants de surface ;
- ✓ Hauteur, fréquence et direction des vagues ;
- ✓ Direction et vitesse du vent ;
- ✓ Température de l'eau en surface ;
- ✓ Température et degré hygrométrique de l'air ;

- ✓ Nature et importance des précipitations et condensations ;
- ✓ L'organisation de la couverture météorologique pendant les travaux ;
- ✓ Les moyens de mesure des données météorologiques et océanographiques et leur implantation ;
- En outre, ce rapport fournit toutes les indications utiles sur :
 - ✓ La nature et les caractéristiques mécaniques du fond marin ;
 - ✓ La vitesse et la direction des courants en profondeur.

À partir de ces données et de l'étude statistique météorologique et océanographique, l'exploitant dans le domaine de sécurité et de santé, justifie l'adaptation du support aux conditions météorologique et océanographique, il détermine celles à partir desquelles la déconnexion devient nécessaire.

Le manuel opératoire fixe en outre la limite admissible de l'angle entre l'axe du pied du tube prolongateur et l'axe du bloc d'obturation, en tenant notamment compte de la tension du bloc d'obturation sur la tête du sondage ou du puits ainsi que des moyens mis en œuvre pour le mesurer.

Ce document fixe également les valeurs de la tension à appliquer en tête de tube prolongateur pendant les opérations de forage, en fonction notamment de la profondeur de l'eau, de la densité de la boue et des conditions de mer.

Il fixe les caractéristiques des dispositifs de mise et de maintien en tension de ce tube afin que ce maintien soit assuré en cas d'avarie de l'un de ces dispositifs, les câbles de ces dispositifs doivent présenter un coefficient de sécurité au moins égal à trois en condition statique

2.16. Le document de sécurité et de santé fixe

- le type, les caractéristiques et la puissance disponible aux hélices ou propulseurs du système de positionnement dynamique, ou le type et les caractéristique de l'ancrage, en fonction des conditions météorologiques et océanographiques et des travaux effectués par le support flottant, et lorsque le support est ancré, de la nature et des propriétés mécaniques de fond marin ;
- le nombre et les caractéristiques des générateurs de puissance et des moyens de propulsion ou des autres systèmes actifs participant au positionnement du support doivent être suffisant pour assurer, dans le cas où l'un quelconque des générateurs de puissance n'est pas disponible, le maintien de ce support dans les conditions d'opérations normales spécifiées dans le manuel opératoire ;
- pour un support mobile qui prend appui sur le fond, les caractéristiques de ce support pour que sa stabilité au renversement et sa stabilité sur le fond soient assurées en fonction ;
- des valeurs des forces extérieures à l'action desquelles s'oppose la stabilité au renversement, pour les combinaisons les plus défavorables des facteurs météorologiques et océanographiques susceptibles d'être rencontrées pendant la présence du support ;
- de la nature et des propriétés mécaniques du sol qui déterminent les conditions d'appui du support sur le fond. [12]

3. partie Environnement

3.1. Plan de gestion environnementale

Le plan de gestion environnementale concerne principalement la gestion des déchets, la prévention et la lutte contre la pollution accidentelle, l'audit et l'autocontrôle environnemental. Le plan de gestion environnementale (PGE) du projet Algérien constitue un ensemble d'actions et un système de procédures visant à garantir la conformité aux exigences de protection de l'environnement et implique les étapes suivantes :

- L'identification des aspects et des impacts environnementaux résultant des activités de forage du puits ;
- L'identification des exigences réglementaires ;
- L'identification des actions et des opportunités permettant de supprimer ou de réduire certains impacts ;
- L'identification de la fréquence d'intervention en matière de protection de l'environnement ;
- L'identification de la composante institutionnelle ;
- La nomination d'un responsable environnement qui s'occupe de l'application des mesures préconisées pour la protection de l'environnement et du programme de suivi proposé.

Le PGE est conçu pour faciliter l'organisation, la communication, la formation et le suivi de la mise en place des actions réductrices retenues. Il doit délimiter les responsabilités, identifier et proposer les moyens, les procédures et les techniques et estimer les coûts induits. [11]

3.2. Conventions internationales

La législation environnementale Algérienne s'étend aux conventions internationales suivantes :

1. Convention pour la protection du patrimoine mondial culturel et naturel, adoptée à Paris du 17 octobre au 21 novembre 1972 (ratifiée par la loi n° 74-89 du 11 décembre 1974) ;
2. Convention sur la conservation des espèces migratrices appartenant à la faune sauvage, adoptée à Bonn le 23 juin 1979 (ratifiée par la loi n° 86-63 du 16 juillet 1986) ;
3. Convention de Vienne pour la protection de la couche d'ozone, Vienne 22 mars 1985 (adhésion par la Loi n° 89-54 du 14 mars 1989) ;
4. Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone, Montréal le 16 septembre 1987 (adhésion par la Loi n° 89-55 du 14 mars 1989) ;
5. Convention des Nations Unies sur la Diversité Biologique, Rio De Janeiro le 13 juin 1992 (ratifiée par la Tunisie par la Loi n° 93-45 du 3 mai 1993) ;
6. Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques signée en 1992, lors du sommet de la Terre, à Rio. La Tunisie, qui a ratifié cette Convention le 15 Juillet 1993, a l'obligation de communiquer à la Conférence des Parties, des informations relatives à l'inventaire national des GES et un plan d'action d'atténuation des GES et d'adaptation contre les effets adverses du changement climatique ;

7. Protocole de Kyoto, annexé à la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques, adopté à Kyoto le 10 décembre 1997 (adhésion de la Tunisie par la Loi n° 2002-55 du 19 juin 2002) ;
8. Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants, adoptée à Stockholm le 22 mai 2001, signée par la Tunisie le 23 mai 2001 (approuvée par la Loi 2004-18 du 15 mars 2004).

3.3. Principales mesures d'atténuation

Les principales actions qui seront prises par SONATRACH pour préserver l'environnement sont :

- le zéro rejet sera affiché pour les déblais dont les volumes sont collectés, ramenés à terre et confiés à une société spécialisée autorisée par le Ministère de l'environnement en vue d'un traitement conforme aux normes environnementales en vigueur ;
- La mise en place d'un plan de gestion des déchets ;
- L'élaboration d'un plan de «Mesures d'Urgence»(ERP) définissant les actions à prendre immédiatement en cas d'accident et permettant de faire face à tout imprévu ;
- La disposition des déchets domestiques et industriels non dangereux dans des décharges autorisées.

3.4. Analyse des impacts du projet sur l'environnement

Ce chapitre présente l'évaluation et l'analyse des conséquences possibles des deux phases du projet sur l'environnement : les travaux de forage et les opérations de test. Les impacts peuvent se faire sentir pendant les opérations normales de forage, de test de production de courte durée et lors d'éventuelles situations accidentelles.

3.4.1. Impact de la phase de forage

3.4.1.1 Impact sur la qualité des eaux

Pendant les phases 38" et 32" et 24", le forage se fera avec l'eau de mer. Pour les autres phases la phase 17 1/2", 12 1/4", 8 1/2" c'est une émulsion inverse gas oil/ eau comprenant des produits chimiques afin d'ajuster les caractéristiques mesurées aux valeurs désirées, et pour la phase 8" 1/2, c'est une émulsion à base d'eau. Les additifs utilisés ne présentent pas de risque potentiel de contamination pour les aquifères. Le tubage du puits écarte toute possibilité de contamination des aquifères par les hydrocarbures pendant les phases subséquentes.

3.4.1.2 Impact sur le fond marin

Le rejet de boue et des déblais de forage peut avoir un impact direct sur le fond marin. Mais compte tenu de leur récupération totale et de leur transfert à terre dans des containers étanches, l'impact est négligeable.

3.4.1.3 Impact sur la qualité de l'air

Les émissions gazeuses opérationnelles sont limitées essentiellement aux rejets atmosphériques (gaz de combustion) issus des groupes diesels qui sont utilisés pour l'alimentation électrique des pompes, treuils et d'autres équipements de l'appareil de

forage. Dans l'éventualité où les diagraphies montrent la présence d'hydrocarbures, les gaz produits lors du test d'une mise en production de très courte durée (DST) sont en faible volume. Ils seront brûlés dans des '**Green Burners**'. L'impact est par conséquent insignifiant.

3.4.1.4 Recensement des rejets et nuisances

Les éléments essentiels pouvant affecter l'environnement sont les déblais, la boue, le ciment ainsi que les différents autres rejets éventuels en huiles et en eaux de lavage. Les paragraphes suivants traitent dans le détail ces différents aspects.

La boue et ses additifs, calcul des volumes

L'étude du programme de boue montre qu'un soin particulier est réservé à la qualité de ce fluide qui assure des fonctions importantes : le refroidissement et la lubrification de l'outil de forage, la remontée des déblais en surface, le maintien en place des parois du trou contre les éboulements et le contrôle des fluides éventuellement présents dans les formations forées.

La densité de la boue est constamment mesurée et corrigée, car elle revêt une importance capitale pour la sécurité du puits, de l'appareil de forage, du personnel et de l'environnement en général, par le rôle qu'elle assure en évitant les venues et le cas échéant de les maîtriser si elles se manifestent accidentellement. Outre la densité, une autre caractéristique physique est étroitement surveillée ; le filtrat. Afin de limiter son contact avec les couches poreuses et perméables traversées, un recours à l'utilisation d'un réducteur de filtrat est nécessaire.

Correction des principales caractéristiques de la boue

Au cours du forage, la boue est continuellement en contact avec les déblais arrachés aux formations forées qui affectent ses principales caractéristiques : densité, rhéologie et filtrat. Des équipements divers sont mis en service en continue pour lui assurer un traitement mécanique adéquat. En complément à ces diverses étapes qui intéressent ses caractéristiques physiques, le fluide de forage est l'objet d'un traitement chimique afin de lui assurer les propriétés requises en matière de rhéologie et de filtrat. Le déroulement du forage est lié au fonctionnement du circuit de fluide de forage en partant du stockage des produits, à la confection de la boue, à son traitement et son recyclage.

Devenir de la boue

La phase 38" est forée en perte totale avec l'eau de mer. Compte tenu de la qualité de la phase 32" est aussi réalisée avec l'eau de mer à laquelle est ajouté ponctuellement et en petite quantité du gel qui ne présente aucune atteinte à l'environnement. À la fin de cette phase, le fluide de forage est déversé à la mer.

Mais à partir du diamètre 17 1/2" et pour les phases qui suivent, le fluide de forage sera à base d'huile qui sera recyclée totalement d'une phase à une autre. Au terme du forage en 12" 1/4, l'émulsion inverse sera soigneusement collectée, puis transférée à terre dans des containers étanches pour être confiée à son fournisseur d'origine en vue de son reconditionnement et sa réutilisation ultérieure.

Les déblais

L'estimation précédente tient compte en particulier des facteurs de correction suivants :

- Une majoration du volume linéaire du trou de 10% ;
- Un coefficient de foisonnement des déblais de 50% ;
- Une majoration de 30% du volume obtenu dû à la pellicule de boue enveloppant les déblais.

À l'exception de la phase 36" forée en perte totale et à la phase 28" réalisée avec l'eau de mer comportant un ajout limité en gel qui ne présente aucun risque pour l'environnement, les déblais extraits du puits sont récupérés dans des containers métalliques étanches puis transférés à terre pour être confiés à une société de service autorisée.

3.4.2. Impact en cas de déversement accidentel

En cas d'accident ou de mauvaise gestion, les rejets peuvent être des produits chimiques ou des hydrocarbures. Soucieux de la préservation de l'environnement, l'Opérateur veillera à limiter les risques de déversement accidentels par le respect strict des procédures de manutention et de gestion des produits manipulés. Les scénarios accidentels, l'organisation et les moyens permettant d'y faire face sont définis dans le plan d'urgence.

3.4.3. Impact socio-économique

Le projet permettrait d'injecter quelques millions de dollars dans l'économie Algérienne. Les sociétés de services en seront les principaux bénéficiaires directs. Mais en cas de succès, la production des hydrocarbures qui s'en suivra permettra de :

- valoriser les ressources naturelles du pays et contribuer positivement au bilan énergétique du pays ;
- exploiter les informations géophysiques et géologiques ;
- contribuer à l'autosuffisance du pays en matière d'énergie ;
- améliorer le bilan devise du pays ;
- résorber le chômage et créer de nouveaux emplois ;
- développer le secteur industriel d'une manière générale.

3.5. Mesures à envisager

Les mesures envisagées par SONATRACH pour supprimer, réduire et si possible compenser les conséquences dommageables du projet sur l'environnement concernent toutes les composantes l'air et le milieu humain. Certaines sont devenues des pratiques courantes dans l'industrie pétrolière et ont été intégrées, dès le début, dans la conception du projet.

3.5.1. Contexte général

Le projet envisagé est en off-shore, dans une zone où une attention particulière doit être prêtée à tout effet sur l'environnement. Néanmoins, des précautions inhérentes aux activités considérées sont prises, par l'emploi de BOP et de traitement de boue lors du forage. Ainsi SONATRACH entend se conformer à la réglementation Algérienne qui oblige l'opérateur à prêter un maximum d'attention lors de la réalisation de son projet.

3.5.2. Précautions d'usage

Pour ce projet, SONATRACH a prévu une panoplie de mesures pour protéger l'environnement contre toute nuisance pouvant être générée au cours de la période des travaux de forage.

3.5.3. Le plan d'urgence

L'Opérateur dispose d'une procédure interne pour les cas de déversements accidentels d'hydrocarbures. Des précautions du type d'usage auprès des sociétés pétrolières de niveau international sont mises en place.

- Plusieurs points d'approvisionnement de dispersant,
- Un hélicoptère de surveillance,
- Un barrage flottant,
- Les bateaux de service pour les déplacements et les mises en place.

3.5.4. Précautions à prendre en cours de forage

3.5.4.1 Les sources d'eau (les formations aquifères)

Bien que situé en off-shore, à 40 km de la côte environ, une attention particulière est prêtée aux formations aquifères. Lors de la traversée des formations constituant les réservoirs potentiels, la qualité de la boue est étroitement surveillée jusqu'à la descente du tubage. La cimentation assure leur protection définitive. En outre, ces sources d'eau souterraines seront inventoriées sur le rapport final de forage.

3.5.4.2 Le transport maritime

Le mouvement des bateaux de service n'affecte pas le site, ni du point de vue faune ni du point de vue flore.

3.5.4.3 Produits chimiques

La nature de la majorité des produits chimiques utilisés n'est pas particulièrement agressive.

3.5.4.4 La sécurité

Le fait d'assurer la sécurité des agents employés sur l'appareil de forage par la mise en service des BOP et autres équipements réglementaires indispensables, garantie de facto la sécurité de l'environnement. Des dispositions sont prises pour être appliquées à n'importe quel moment pour le contrôle d'une éruption éventuelle :

- Une vérification fréquente du fonctionnement des obturateurs à fermeture partielle et ceux à fermeture totale.
- L'installation et le bon fonctionnement de la vanne de sécurité devant exister à la partie supérieure du train de tiges.
- La mise à disposition constante d'une quantité de boue et de ciment adéquate pour faire face à toute éventualité de perte de circulation ou d'éruption.

3.5.4.5 Protection de la qualité de l'air

La majeure partie du gaz émis est générée par la combustion du diesel consommé par les moteurs de l'appareil. Aucune nocivité particulière n'est à relever.

3.5.5. Gestion des rejets et des déchets

En cas de test positif du puits, le pétrole brut et le gaz produits seront torchés dans des greens burners. Les divers autres déchets (emballages divers, palettes en bois, sacs en kraft, ou en polyéthylène, etc...) seront ramenés à terre vers une décharge contrôlée. Les huiles de vidange des moteurs seront stockées dans des fûts métalliques étanches, puis transportées à terre et introduites dans le système de collecte et de recyclage.

3.5.6. Programme de gestion des déchets

Dans le cadre de la réglementation en vigueur relative au contrôle, à la gestion et à l'élimination des déchets solides et liquides, s'engage à :

- Procéder à la collecte des déchets solides non toxiques (emballage des produits alimentaires, déchets alimentaires et autres) dans des fûts réservés à cet effet qui devront être renvoyés à terre vers une décharge contrôlée.
- Collecter et entreposer les déchets toxiques éventuels (batteries, filtres usés et autres). Ils devront être confiés à une entreprise agréée pour le traitement.
- Collecter, entreposer les pièces de rechange dans des fûts réservés et les expédier terre pour les confier à une société spécialisée.

Beaucoup des grandes entreprises explorent les moyens possibles de générer des énergies renouvelables et de produire du pétrole ou du gaz dans les zones les plus reculées et inaccessibles, y compris l'offshore. Les activités offshore sont en plein essor et évoluent rapidement. En raison de ces développements, les activités offshore sont obligées de s'adapter. En mettant davantage l'accent sur la sécurité et la durabilité, de nombreuses méthodes de travail sont aujourd'hui révisées et améliorées. La réduction des coûts logistiques et opérationnels au minimum est le plus grand défi à relever, car les sites offshore sont construits dans les environnements les plus difficiles, plus loin des terres confrontées à des vagues plus élevées. À la suite de cette évolution du monde offshore, les besoins des navires de soutien offshore augmentent continuellement, ce qui nécessite des conceptions novatrices des navires. En étroite consultation avec l'industrie offshore. Afin d'assurer une performance optimale de votre Rig, réduisez les temps d'arrêt et conservez la sécurité de votre personnel, la maintenance planifiée et des inspections précises sont essentielles. [15]

1. Onshore

1.1. Base d'approvisionnement terrestre

SONATRACH a besoin d'une base d'approvisionnement terrestre en appui aux travaux de forage extracôtiers du projet. Elle servira d'aire d'entreposage et de dépôt temporaires et sera utilisée pour charger les matériaux qui doivent être acheminés en zone extracôtère sur les navires d'approvisionnement extracôtiers (NRE). C'est aussi à cet endroit que les matériaux pourront être rapportés par NRE sur le continent tout au long du projet, suivant les besoins. SONATRACH s'attend à ce que les NRE effectuent deux ou trois voyages par semaine entre le navire de forage et la base d'approvisionnement.

La base d'approvisionnement appartiendra ou sera louée à un tiers fournisseur de services de logistique intégrés, qui en assurera aussi l'exploration. C'est ce fournisseur qui devra obtenir toute nouvelle approbation requise pour la gestion et l'exploitation de la base aux fins du projet.

Une première évaluation a permis de confirmer que chaque site pouvait satisfaire aux exigences opérationnelles minimales de SONATRACH pour une base d'approvisionnement éventuelle. SONATRACH amorcera une évaluation détaillée de chacun de ces emplacements dans le cadre du processus de sélection du fournisseur de services de logistique intégrés. Au cours de cette évaluation, le risque et les coûts associés à l'exploitation d'une base d'approvisionnement à chacun de ces endroits seront quantifiés. Les principaux éléments qui seront pris en considération durant cette évaluation comprennent, entre autres, la proximité au site de forage, les infrastructures déjà en place, superficie totale du site, infrastructures environnantes (p. ex., voies d'accès), accessibilité, normes relatives à la santé, à la sécurité et à l'environnement (SSE) ainsi que le coût total de l'exploitation.

Lorsqu'un fournisseur aura été choisi et que l'emplacement de la base d'approvisionnement sera sélectionné, il se peut que les ajouts d'infrastructures suivantes nécessaires soient ajoutés, selon l'emplacement :

- ✓ Réservoirs de stockage de matières humides/sèches en vrac et poste de dosage des boues liquides ;
- ✓ Espace d'entreposage couvert ;
- ✓ Aire d'inspection des tubes (couverte) ;

- ✓ Gerbage des tubes (système d'entreposage) ;
- ✓ Locaux à bureaux temporaires ;
- ✓ Éclairage. [27]

1.2. Stockage des produits et des équipements

Une base de ravitaillement terrestre fournira un lieu pour stocker, rassembler et charger les matériaux, les produits et les fournitures qui servent au forage en mer et autres activités d'exploration.

Les matériaux qui seront entreposés ou déposés temporairement dans la base d'approvisionnement comprendront principalement ce qui suit : tête de puits, matériel tubulaire pétrolier (MTP) (p. ex., tige de forage, tubages), accessoires tubulaires (surtout des outils), matières humides et sèches en vrac, eau. Le gazole à usage maritime (GUM) requis pour le Rig de forage et les NRE ne sera pas fourni à la base d'approvisionnement terrestre, mais bien aux installations de combustibles déjà en place dans le secteur. [27]

Remarque

Pour le stockage des produits, la prise en considération de la température est obligatoire pour éviter l'influence du facteur cité ci-dessus sur les produits (équipements) stockés. [35]

2. Offshore

2.1. Transport du personnel

Le transport du personnel entre les installations offshore et la terre ferme se fait généralement par hélicoptère ou par bateau. Des procédures spéciales de sécurité pour le transport du personnel par hélicoptère ou par navire doivent être suivies, et des informations doivent systématiquement être présentées aux passagers, en même temps que des matériels de sauvetage. Les plates-formes pour hélicoptères (héliports) des installations offshore doivent être conformes aux prescriptions de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI). Les dispositifs d'amarrage des bateaux pour le transfert du personnel doivent être conçus pour pouvoir protéger l'embarcation et la structure de l'installation contre les chocs violents en cas de mauvaises conditions en mer. Si le personnel est transféré du bateau à l'installation par grue, il importe d'utiliser uniquement des grues, des câbles et des nacelles certifiés à cet effet. Les navires de servitude doivent avoir les permis et certificats requis conformément aux prescriptions de l'Organisation maritime internationale. Un système de gestion de la sécurité du navire doit être en vigueur. [06]

2.2. Le transport des produits, des équipements

Le transfert des produits et d'équipements de la base d'approvisionnement terrestre (À quai) vers une installation offshore doit être effectué de la manière la plus sûre possible. [15]

2.3. Les moyens de transport

2.3.1. Navire de ravitaillement en mer (*offshore* ou *supply vessel*)

Soutient l'activité des plates-formes de forage et permet de couvrir l'ensemble des besoins qui constituent le quotidien de la vie d'un champ (voir Fig.26). L'Activité Marine Services propose ainsi une large gamme de services :

- ✓ approvisionnement en matériels et produits spéciaux ;
- ✓ ravitaillement en carburant ;
- ✓ relève de personnels ;
- ✓ assistance et support en mer lors des opérations de maintenance ; [16]

Des navires devraient être utilisés pour le transport des matériels, personnes et produits sur site de forage. Durant le forage, le Rig bénéficiera du soutien logistique des navires de ravitaillement opérant depuis la base d'approvisionnement.

De plus, il est prévu un navire de secours/sécurité pendant le programme de forage. Ce navire sera toujours posté à moins d'un kilomètre de l'emplacement du puits, attaché à une bouée, et, s'il y a lieu sera détaché et viendra se poster à côté de la plate-forme pour fournir son assistance en cas d'urgence et prendre à son bord tout l'effectif du Rig de forage. Pour cela, le navire de secours/sécurité transporte à son bord des canots pneumatiques à gonflage rapide, des émetteurs/récepteurs radios VHF et son équipage est formé spécialement pour le sauvetage. En cas de besoin, le navire de secours/sécurité peut aussi transporter le matériel de lutte anti-pollution. [06]



Fig.26. Bateau de ravitaillement FSIV [16]

2.3.2. Hélicoptères

Il est prévu des rotations d'hélicoptères (voir Fig.27) (en moyenne 3 à 5 vols hebdomadaires) entre l'aéroport et le navire de forage. Des hélicoptères d'appui seront utilisés pour les changements d'équipes. SONATRACH fera appel à un exploitant indépendant titulaire d'un permis pour lui fournir le soutien hélicoptère. En ce qui concerne les zones situées plus au large (p. ex., à plus de 40 km BEJ-1). Par conséquent, la circulation des hélicoptères le long de ces voies ne fait pas partie de la portée du projet. Il ne devrait pas y avoir d'effets environnementaux propres au projet associés à la circulation des hélicoptères entre l'aéroport et les installations en mer. [06] [30]



Fig.27. le parking des hélicoptères dans l'helideck [37]

3. Workshop (maintenance des équipements)

La maintenance des équipements de forage offshore se fait soit

En terre :

- ✓ Le démontage et le remplacement de l'équipement défectueux ;
- ✓ Le transport de l'équipement défectueux à la base d'approvisionnement ;
- ✓ L'inspection de l'équipement et la détection du problème ;
- ✓ La maintenance (ready to go) ;
- ✓ Le stockage de l'équipement réparé à la base d'approvisionnement pour qu'il soit prêt à l'emploi. [35]

Sur site :

L'installation au large des côtes doit être conçue et équipée de manière à en permettre la surveillance, la maintenance et l'inspection périodique, notamment grâce à :

- ✓ L'identification et le marquage précis des zones à inspecter ;
- ✓ L'accès en toute sécurité aux zones à inspecter et à l'espace suffisant pour leur inspection ;
- ✓ Des espaces réservés à l'entreposage et à l'utilisation de l'équipement de plongée ;

- ✓ Des moyens destinés à faciliter le travail des plongeurs lorsqu'ils doivent procéder à une inspection ;
- ✓ Des moyens destinés à aider le personnel de maintenance, y compris celui de maintenance sous-marine, à effectuer son travail efficacement et en toute sécurité ;
- ✓ Dans le cas d'une plate-forme mobile au large des côtes qui n'est pas censée être périodiquement mise en cale sèche, des moyens destinés à faciliter l'inspection sur place de la coque. [07]

Le but ;

Après avoir terminé workshop, le candidat pourra :

- ✓ Effectuer indépendamment une inspection de base du Rig (visuelle) ;
- ✓ Décrivez les principaux critères d'inspection pour les équipements principaux ;
- ✓ Identifiez les principaux éléments qui ont un impact sur la sécurité et le fonctionnement du Rig ;
- ✓ Reconnaître les indicateurs de l'état général du Rig de forage ;
- ✓ Énumérer les normes approprié (telles que l'API) et leurs implications pour l'équipement de forage ;
- ✓ Comprendre les bases des équipements installés dans les zones dangereuses ;
- ✓ Évaluer les procédures de maintenance et d'inspection de base sur le Rig pour identifier la conformité au bon workshop et aux normes de l'industrie ;
- ✓ Comprendre les bases de l'opération de l'équipement de contrôle du puits ;

Workshop décrit et explique les principes de fonctionnement des principaux équipements de forage en utilisant des exemples détaillés de notre base de données d'inspection technique. [17]

4. Gestion online des déchets de forage offshore

Le plan de gestion comprend des politiques et procédures de prévention de la pollution et des plans d'intervention en cas d'urgence, d'intervention en cas de déversement et de gestion des déchets. Les rejets qui surviennent durant les travaux de forage comprennent les émissions atmosphériques, l'évacuation à la mer de matériaux traités et, dans le cas des déchets envoyés à terre, leur élimination dans des installations de gestion des déchets à terre approuvées. L'OWTG a défini des cibles de rendement applicables à l'évacuation à la mer de matériaux provenant des activités de forage et de production. Conformément aux exigences de l'OWTG, les rejets seront traités avant d'être évacués à la mer, le cas échéant. Tous les produits chimiques utilisés dans les travaux de forage seront sélectionnés conformément à un système de gestion des produits chimiques. [30]

4.1. Domaines d'activités

- contrôle de solides (boue et déblais de forage pétroliers) et récupération de la partie utile et réutilisable de boue à base d'huile online durant les activités de forage :
- ✓ Séparation et récupération des fluides utiles à partir des déblais de boue à base d'huile (OBM) ;
- ✓ Clarification des fluides utiles pour réutilisation ;
- ✓ Traitement online des déchets résiduels.

- Collecte, transport, stockage, traitement et dépôt des déchets dangereux issus des activités pétrolières et des pollutions accidentelles :
- ✓ Les boues, déblais, eaux et tous les résidus contaminés issus des activités de forage pétrolier Onshore et offshore ;
- ✓ Les eaux de production pétrolière ;
- ✓ Les sédiments et fonds de réservoirs de stockage pétrolier ;
- ✓ Les boues des stations de déballastage ;
- ✓ Les sols, déchets et plages pollués par les hydrocarbures.
- Nettoyage des tanks de stockage d'hydrocarbures et des bateaux de services (Supply boats);
- Nettoyage et restauration des sites pollués par les hydrocarbures :
- ✓ Les sols pollués par les hydrocarbures ;
- ✓ Les plages polluées par les hydrocarbures ;
- Commercialisation des produits de dépollution ;
- Mesure et évaluation des gaz de combustion et établissement de bilans annuels ;
- Ségrégation et transport des déchets domestiques à une décharge autorisée.

Et à travers sa filiale Eco Présence :

- Les Études d'Impacts sur l'Environnement des risques, les audits, l'évaluation et les expertises environnementaux des sites pétroliers et industriels ;
- Les Études de Sécurité et de Dangers ;
- L'Élaboration de Procédures et de Systèmes de Management Santé Sécurité Environnement ;
- L'établissement de Plans d'Urgences ;
- La conduite d'audits et d'expertises sécurité ;
- L'assistance pour la conduite des travaux à risques et le commissioning des équipements de sécurité et de sauvetage [32]

4.2. Description du Procédé de contrôle des solides et de gestion des déchets de forage online

4.2.1. Présentation du procédé online

Dans les opérations de forage, il est important de noter que :

- À chaque baril de solide (déblais de forage) rejeté à la sortie des tamis vibrants est associé environ 1 baril de boue WBM (boue à base d'eau) ou OBM (boue à base d'huile) ;
- La teneur typique en eau dans la boue à base d'eau est d'environ 70% à 90% ;
- Le rejet de la boue à base d'huile (OBM) exige de prendre en considérations les exigences réglementaires et environnementales, et, ce en plus du coût élevé des quantités de boue perdues avec les déblais et de leur traitement tant que déchets fortement contaminés ;
- En tenant compte de ces facteurs, et pour aider les opérateurs à réduire le coût des projets et atteindre les objectifs environnementaux, mise en place d'un procédé online de contrôle de solide, et de gestion des déchets de forage ;
- Ce procédé est basé sur le principe de récupération online des fluides de forage utiles et valorisables (boue à base d'eau, boue à base d'huile), ce qui permet de les réutiliser au lieu de les rejeter et réduire ainsi le volume total des déchets ;
- Ce procédé est considéré aussi comme première étape du traitement des déchets de forage.

Le procédé est résumé comme suit :

Online Offshore

- Récupération online des déchets de forage (déblais de WBM, déblais d'OBM) issus des tamis vibrants à l'aide d'une vis convoyeuse ;
- Extraction des fluides de forage valorisables (WBM ou OBM) à partir du mélange déblais et boue, par le système VORTEX Dryer (système de séparation déblais sec/boue) ;
- Clarification des fluides de forage sortant du Dryer à l'aide d'une centrifugeuse à vitesse variable pour leur éventuelle réutilisation.

Gestion des déchets de forage en Onshore

- Stabilisation et solidification des déchets solides secs ;
- Déshydratation des boues à base d'eau (WBM) évacuée en fin de phase d'utilisation, par le système "Dewatering unit"/centrifugeuse, permettant la séparation entre les solides, par coagulation, floculation, centrifugation et clarification des eaux pour leur réutilisation ou rejet ce qui réduit les quantités de déchets ;
- Clarification des eaux de nettoyage par une unité de traitement et de filtration pour leur réutilisation ou rejet.

Bénéfices et avantages du procédé

Ce procédé a des avantages significatifs, notamment :

1. Bénéfices et avantages économiques

- Réduction significative du volume des solides à traiter de l'ordre de 20 à 50 % du volume total des déchets de forage à traités habituellement ;
- Récupération et réutilisation des fluides de forage valorisables particulièrement l'OBM, ce qui permet de réduire les quantités et le coût des fluides de forage à préparer pour compenser les pertes.

2. Bénéfices et avantages écologiques

- Réduire l'impact environnemental des opérations de forage ;
- Réduire le degré de contamination des déblais de forage d'OBM en récupérant les boues à base d'huile ;
- Réduire les quantités des déchets de forage à traiter et à décharger ;
- Assurer un environnement de travail propre. [32]

4.3. Présentation du cas de gestion online des déchets de forage du puits offshore

4.3.1. Établissement des plans de modification et d'installation des équipements

L'arrangement des équipements de contrôle de solides et de collecte des déchets se présente comme détaillé aux plans suivants (voir Fig.28) :

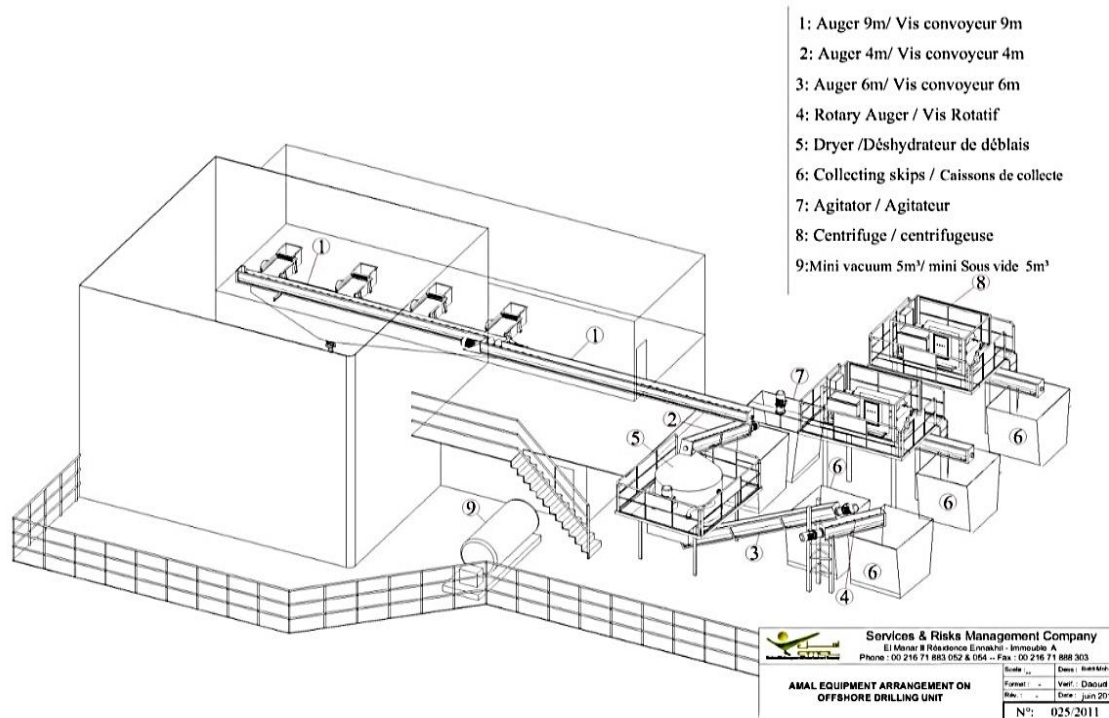


Fig.28. plan de modification et d'installation des équipements. [32]

4.3.2. Schéma de gestion en ligne (online) des déchets de forage sur l'unité de forage (voir Fig.29)

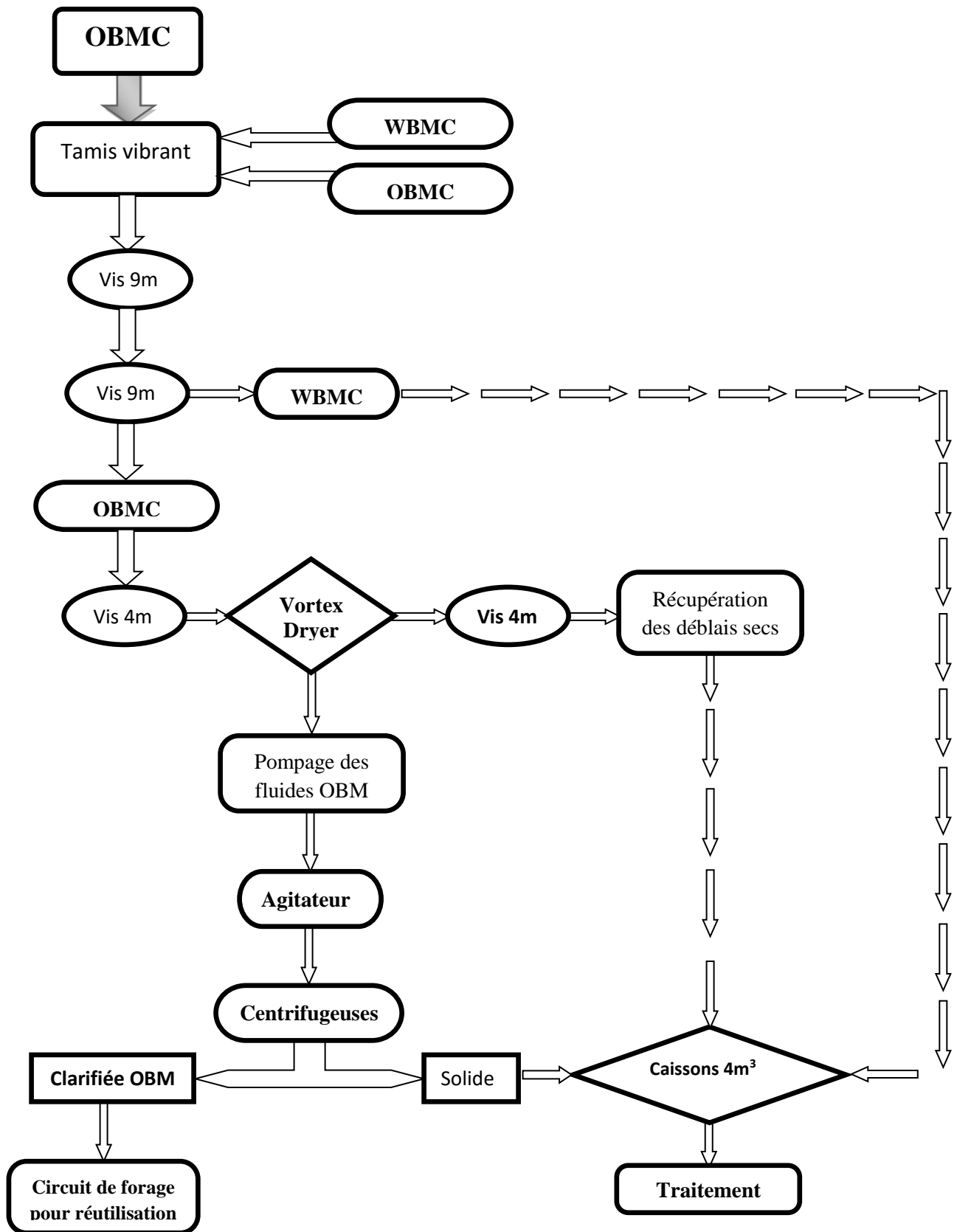


Fig.29. Schéma de principe du procédé de collecte des déchets solides. [32]

4.3.3. Procédé de gestion en ligne (online) des déchets de forage de boue à base d'eau (WBM) en offshore

Les déchets solides (voir Fig.30) (déblais de forage et la boue à l'eau qui lui est associée) issues des équipements de contrôle de solides (1), en particulier des tamis vibrants et des conditionneurs de boue, sont acheminés, via des vis convoyeuses (2) et (3), vers des caissons de collecte de 4m³ certifiés (4).

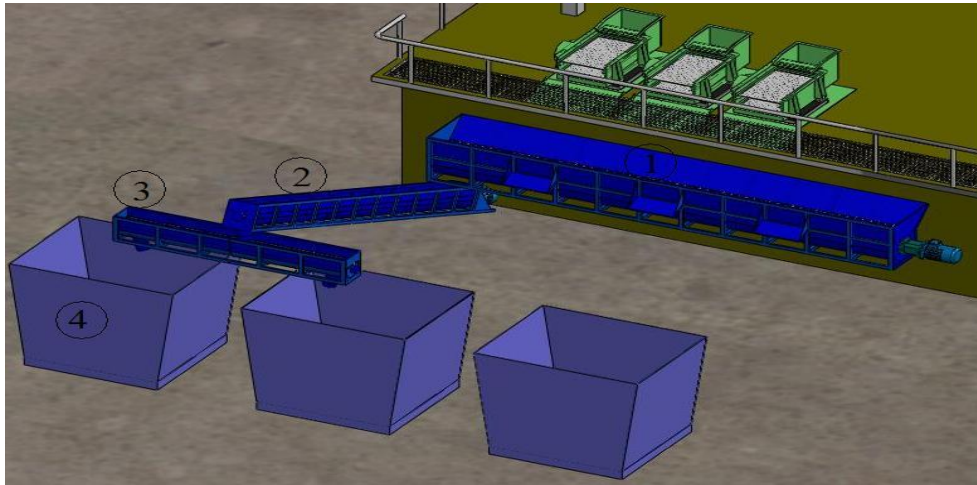


Fig.30. procédé de gestion des déchets en ligne de WBM. [32]

4.3.4. Procédé de gestion en ligne (online) des déchets de forage de la boue à base d'huile (OBM) en offshore et de récupération des fluides de forage utiles (OBM)

Les solides de forage (déblais de forage/cuttings) de la boue à l'huile issus des équipements de contrôle des solides (1), en particuliers des tamis vibrants et des conditionneurs de boue, sont acheminés vers le vortex dryer via des vis convoyeuses (2). Les solides entrent au Vortex Dryer (3) par le haut et sont séparés à l'intérieur du Dryer. La boue de forage à l'huile récupérée (OBM, WBM) à la sortie du Dryer est acheminée à un bac de collecte de boue à l'huile (4). La boue à l'huile récupérée est transférée vers une centrifugeuse de décantation (5) pour la clarification finale, et transférée ensuite vers le système de boue actif pour réutilisation (6). Les déblais secs dégagés du Dryer par le bas et les solides sortants de la centrifugeuse seront collectés dans des caissons de 4m³ (7) (voir Fig.31).

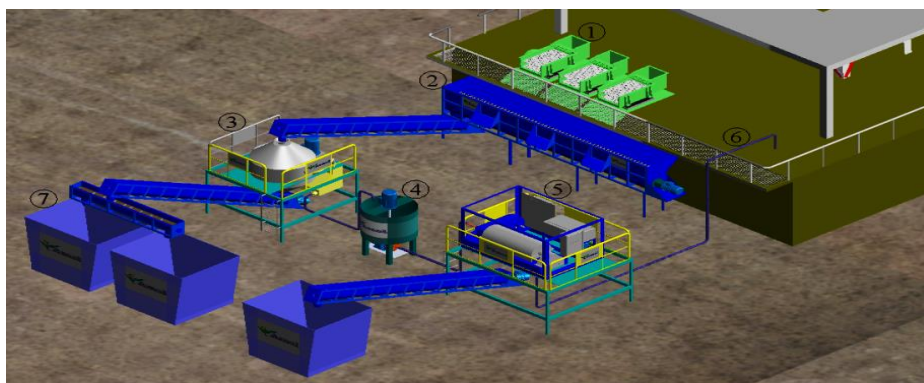


Fig.31. procédé de gestion des déchets en ligne d'OBM. [32]



Fig.32. les équipements de traitements des déchets en ligne. [32]

4.3.5. Collecte des fluides de forage de boues à base d'eau

La boue à l'eau (WBM), sortant du système de circulation de la boue actif, est transférée à l'aide d'une pompe à membrane ou un mini vacuum aux réservoirs du bateau de service, pompée et transportée par camions sous vide à partir du bateau de service vers la base de traitement.

Pour éviter de mobiliser le bateau de service au port, l'excédent de fluide, non pompé par les camions sous vide, est transféré des bateaux de services et stocké dans l'un des deux bacs de capacité 80m³ placés sur le quai du port. [32]

4.3.6. Manutention et transport des déchets de forage (solides et fluides)

La manutention des caissons pleins sur le site et leur chargement sur le bateau de service se fait à l'aide des grues de l'unité de forage (voir Fig.33).

Chaque caisson est muni de ses propres élingues certifiées.



Fig.33. Manutention et transport des déchets de forage (solide et fluide). [32]

4.3.7. Transport des déchets solides à la base

A partir du port d'attache, le transport des caissons de collecte des solides de forage déchargés du bateau de service, est assuré par des camions plateaux, vers la base de traitement.

Après le nettoyage, les caissons sont vérifiés et réparés, si nécessaire, et retournés au port (voir Fig.34).



Fig.34. transport des déchets solides à la base. [32]

4.3.8. Transport des déchets fluides à la base

Au port d'attache, les fluides sont pompés des citernes du bateau de service (supply boat) par des camions sous vides de 25m3 et transportés à la base pour traitement (voir Fig.35).



Fig.35. transport des déchets fluide à la base. [32]

4.3.9. Stockage des déchets de forage à la base

- Stockage des déchets solides : Les déblais contaminés issus des travaux de forage sont stockés à leur réception à la base dans des bacs (demi-coquilles en acier de capacité interne 60m³), placés sur une plateforme en béton entourée par des rigoles de drainage pour éviter et maîtriser tout déversement accidentel.
- Stockage des déchets liquides : Les eaux / fluides contaminés issus des travaux de forage et de nettoyage ont été stockés à leur réception à la base dans des bassins de stockage en béton armé.

4.3.10. Traitement des déchets solides de forage à la base

- Le procédé consiste à consolider et rendre inerte les déchets solides contaminés par les métaux lourds et non contaminés ou légèrement contaminés par les hydrocarbures.
- À partir des bassins métalliques de stockage, les déblais/ boues/ solides sont transférés à l'aide d'un poclain à benne preneuse ou à l'aide d'une pelle mécanique vers les mixeurs, ou vers des bacs de chargement qui pourraient être utilisés pour alimenter les mixeurs à l'aide de convoyeurs.
- Les proportions appropriées des additifs de traitement (ciment, disilicate de sodium, chaux, tuf ou sable) sont ajoutées dans les mixeurs à l'aide de convoyeurs, à partir de silos de stockage, et mélangés avec les déblais/ boue/ solides à traiter jusqu'à l'obtention d'un mortier inerte. Les produits traités sont acheminés à l'aide d'un convoyeur à vis directement dans un bassin métallique de réception.
- Les produits traités, ayant des résultats d'analyses conformes à la Norme, seront déposés dans une décharge autorisée (voir Fig.36). [32]

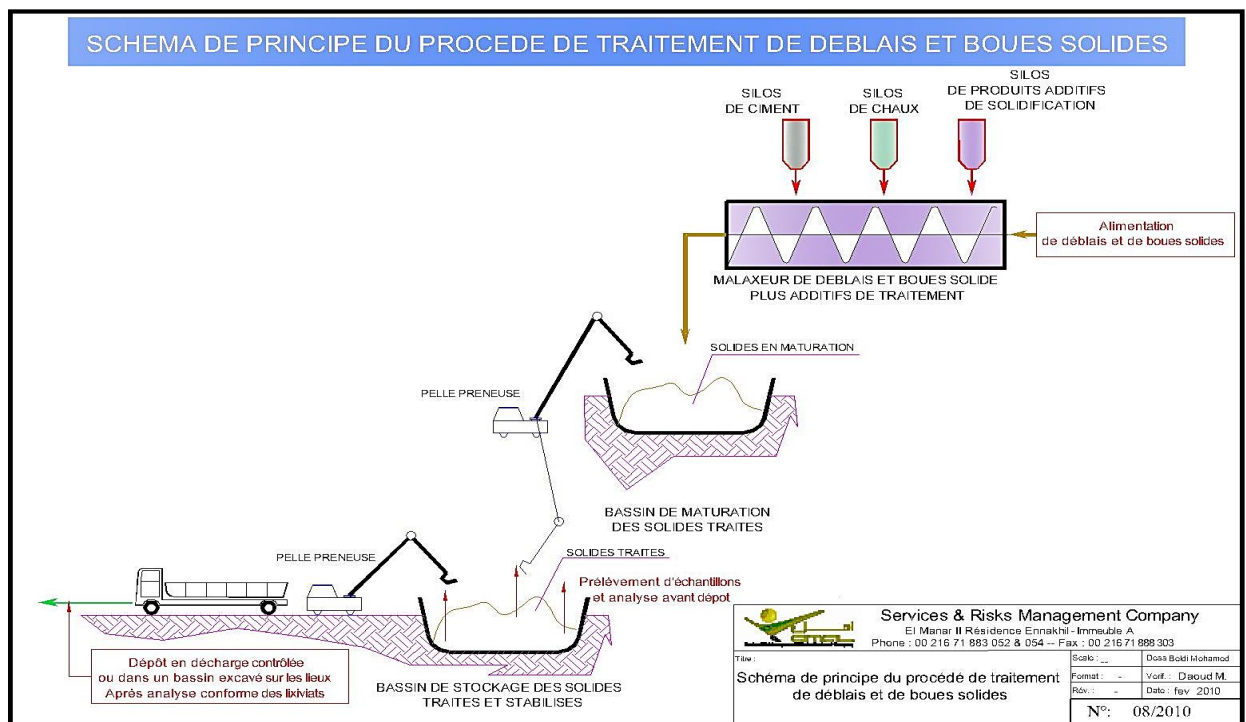


Fig.36. Traitement des déchets solides à la base. [32]

4.3.11. Traitement des déchets liquides de forage à la base

Le procédé consiste à séparer et épurer l'eau du solide et de réduire la quantité du déchet au solide récupéré : 10 à 30% du volume total du déchet liquide. Les fluides (boue à base d'eau ou eau trouble contaminée) sont passés à travers une unité automatique de séparation eau/solide (dewatering unit).

Le contrôle des paramètres des fluides (densité, pH...) le dosage des produits additifs de traitement et mixage se fait automatiquement et en continue.

La séparation entre eau et solide ne se fait pas par décantation mais par une centrifugeuse performante. L'eau à la sortie de la centrifugeuse passe par une filtration jusqu'à 5ppm de manière à rendre l'eau conforme à la Norme de rejet dans le milieu hydrique (voir Fig.37-38).



Fig.37. équipements de traitement des déchets fluide à la base. [32]

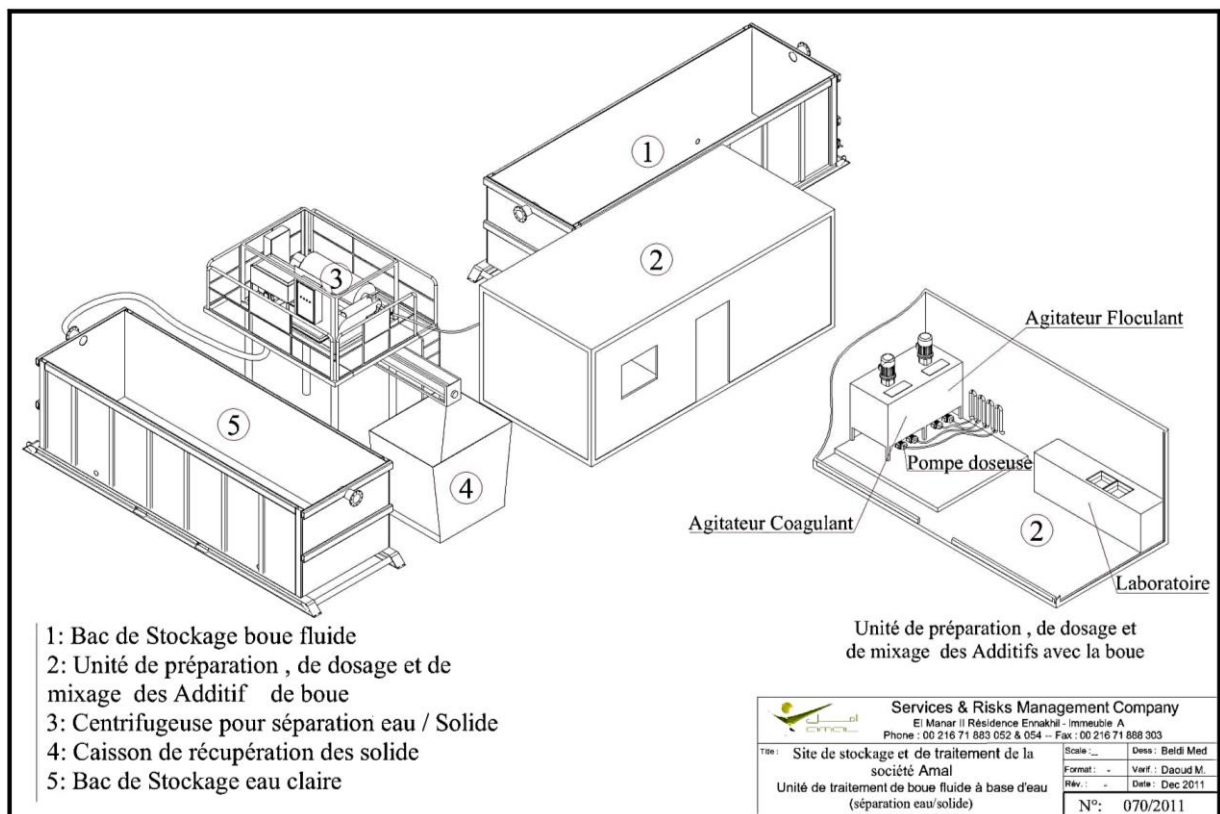


Fig.38. Plan de traitement des déchets fluide à la base. [32]

4.3.12. Déshuilage des eaux et fluides contaminés par les hydrocarbures

Le Procédé utilisé consiste à passer les eaux ou fluides contaminés par les hydrocarbures à travers un déshuileur qui sépare automatiquement les huiles de l'eau par coalescence et les boues accrochées à l'eau par un débourbeur. L'eau à la sortie du déshuileur contient une teneur en hydrocarbures de 5 ppm (voir Fig.39-40). [32]

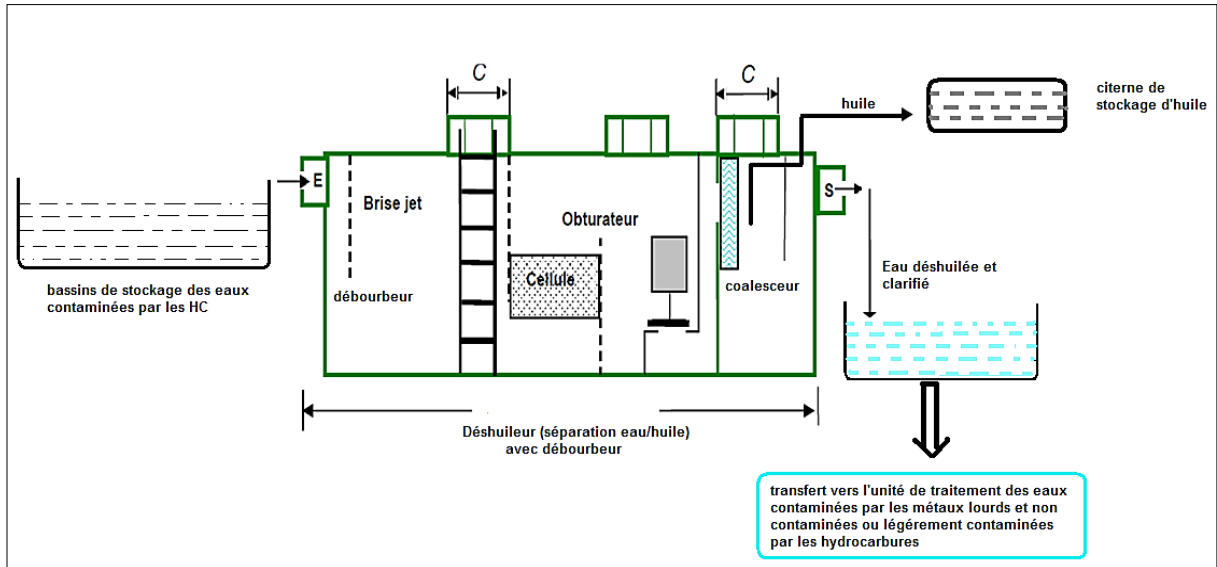


Fig.39. plan de déshuilage des eaux et fluides contaminés par les HC. [32]

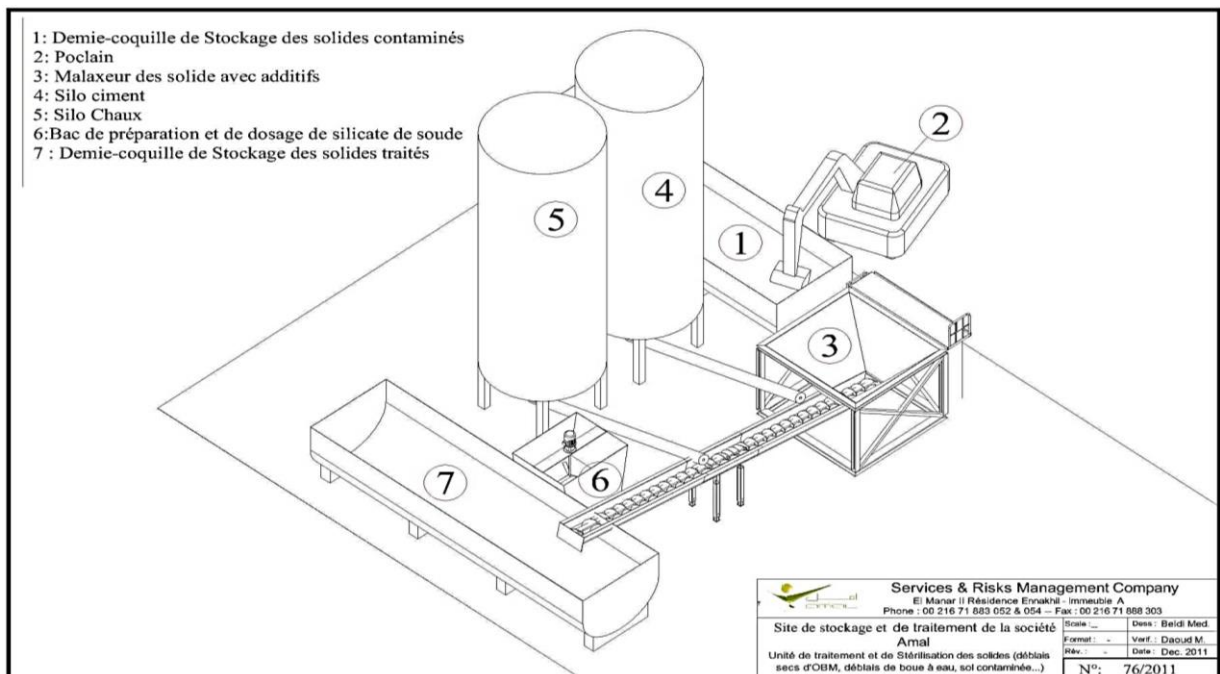


Fig.40. les équipements de déshuilage des eaux et fluides contaminés par les HC. [32]

4.3.13. Dépôt et destination finale des déchets traités

Destination des résidus solides traités et stabilisés

Les déchets solides traités et stabilisés ont eu, comme démontré au tableau ci-dessus, des résultats d'analyses des lixiviats des échantillons prélevés conformes à la Norme, de ce fait ils étaient acceptés et déposés à la décharge autorisée.

Destination des eaux traitées

Les fluides / eaux traitées ont eu des résultats d'analyses conformes à la Norme. Ces eaux ont été stockées puis réutilisées pour les besoins du traitement des déchets solides. L'excédent d'eau traitée a été rejeté dans la station d'épuration.

Les huiles récupérées ont été stockées dans un réservoir étanche approprié puis remis à la société de recyclage. [32]

1. Structure des navires

1.1. Définition

Un navire de forage est un bateau équipé d'un matériel de forage (voir Fig.01). Il est le plus souvent utilisé pour la prospection des hydrocarbures tels que le pétrole ou le gaz naturel, ou à des fins scientifiques. Ce type de bateau est souvent construit à partir d'un pétrolier. De plus, on trouve à bord un système de positionnement dynamique permettant le maintien de la position du bateau durant la phase de forage. [14]



Fig.01. navire de forage à DP (Poseidon). [09]

1.2. Architecture des Drillships

Ces Drillships sont reconnaissables à leur grand pont sans obstruction, leur superstructure tout à l'avant, leur grande largeur qui leur donne parfois un aspect « pataud », et les réserves de flottabilité à l'arrière. [35]

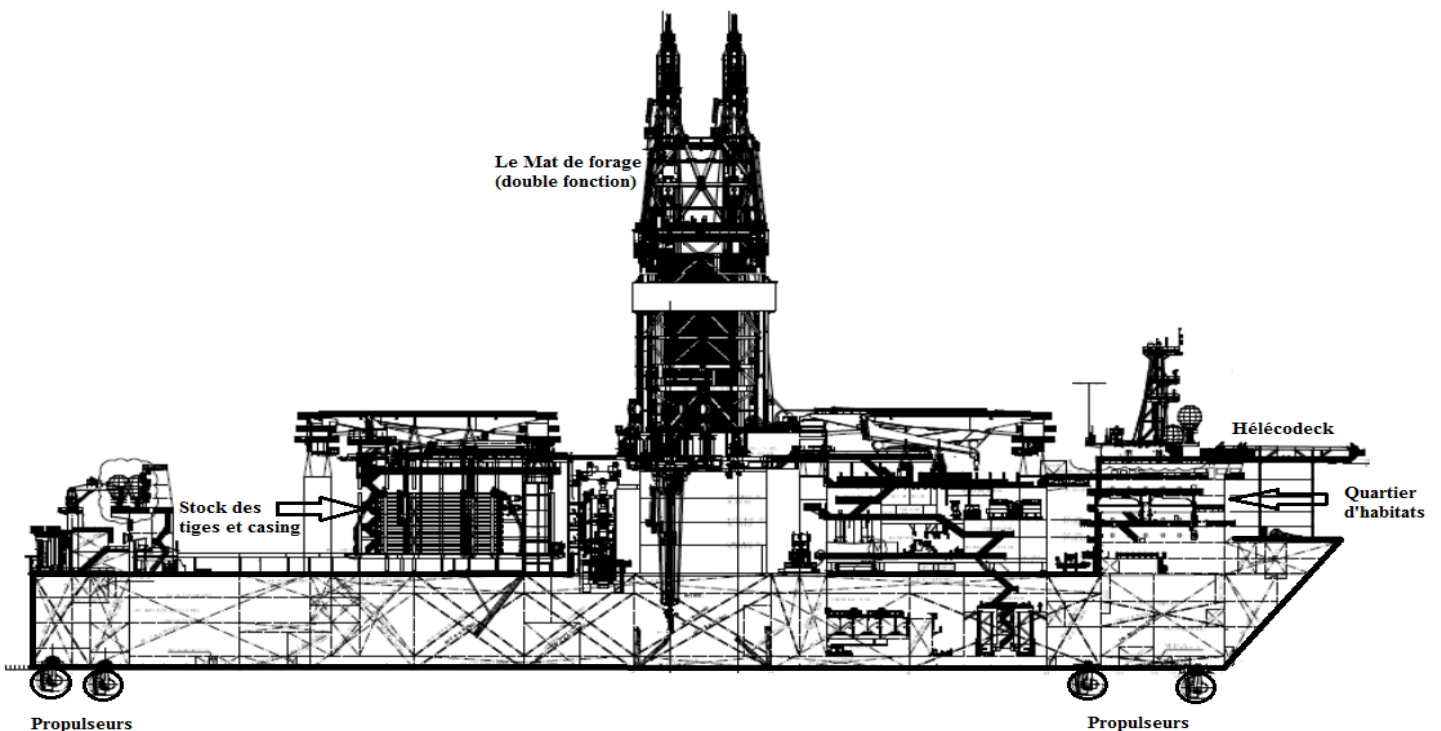


Fig.02. coupe longitudinale du Drillship Poseidon. [09]

Ces réserves permettent de maintenir le navire à plat lors de positionnement. De larges ballasts sont placés dans la coque, permettant d'abaisser et de remonter le navire jusqu'à ce qu'il arrive à un niveau variant du niveau du pont entre 6 m à 16 m pour la poursuite des opérations de forage et de transport (voir Fig.02). [35]

L'apparence générale est unique pour chaque Drillship (en incluant ses sister-ships), ces derniers disposent d'une ouverture centrale (moonpool) où le mat est placé et les opérations de forage se poursuit, une plateformes d'hélicoptère à l'avant, pour assurer le transport du personnel et d'équipements en cas d'urgence avec les bases logistiques par terre, des quartiers d'habitats de l'équipe de travail suffisantes pour 200 personnes, 4 grues de différentes capacité de levage, des différents stocks d'équipements nécessaires pour la poursuite du forage (Drill pipe, casing,), 4 groupes électrogène pour assurer l'alimentation nécessaire pour les opérations de forage, des bacs de réserves de boue et des citernes de carburant aussi des bateaux de sauvetage plongeant (Capsules de sauvetage).

Leur longueur varie de 130 mètres (Super Servant 3) à 238 mètres (Poseidon) ; leur largeur varie de 32 mètres à 42 mètres (Poseidon) ; le tirant d'eau de 6,3 à 10,8 mètres en route, 14,5 à 29,3 mètres en submersion. Le port en lourd va de 14 100 tonnes à 96 000 tonnes, et la puissance propulsive à 4500 kW pour chacun. [21]

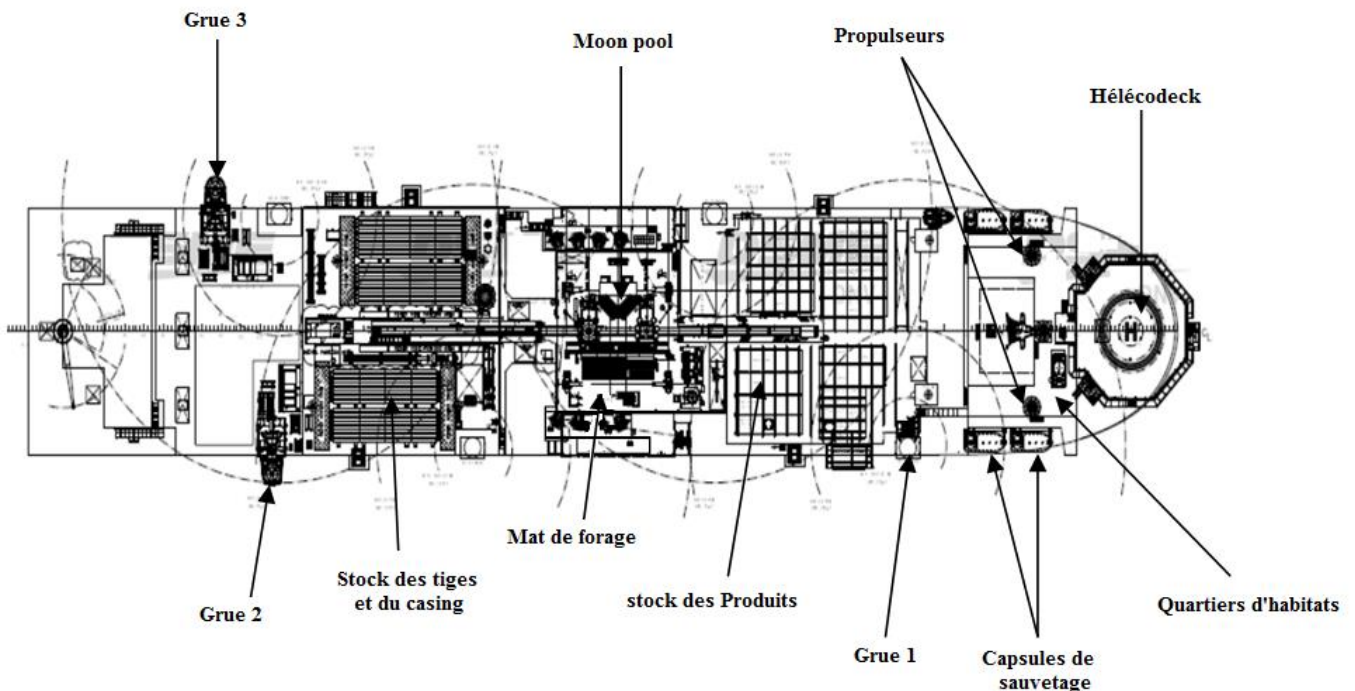


Fig.03. vue aérienne du navire de forage Poseidon. [09]

2. La connexion entre la surface et le fond marin avec le riser marin

2.1. Définition

C'est une conduite qui relie le support au BOP et à la tête de puits située au fond de la mer (voir Fig.04).

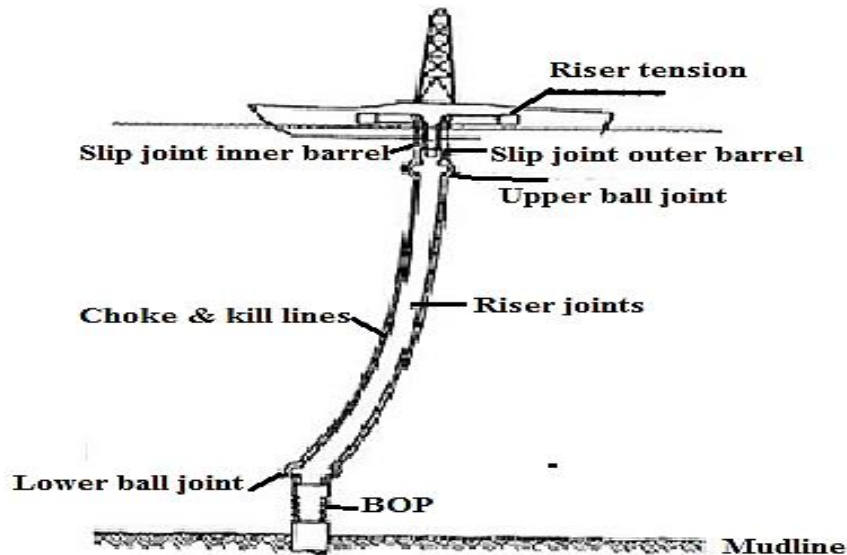


Fig.04. la connexion du fond marin et la surface par l'intermédiaire d'un riser. [25]

Elle comporte plusieurs conduites telles que la kill-line, la choke-line, la booster-line (ligne de surpression) et l'hydraulique de puissance.

Il joue le rôle de canaliser le retour de boue et de guider la descente dans le puits.

Il résiste aux effets océan-météorologiques et les déplacements du support flottant de forage.

Le riser en ensemble, sur 1000 m pèse environ 275 t dans l'air (poids apparent 240 t), pour les grandes profondeurs d'eau, on est conduit à alléger le riser (voir Fig.05) [08]

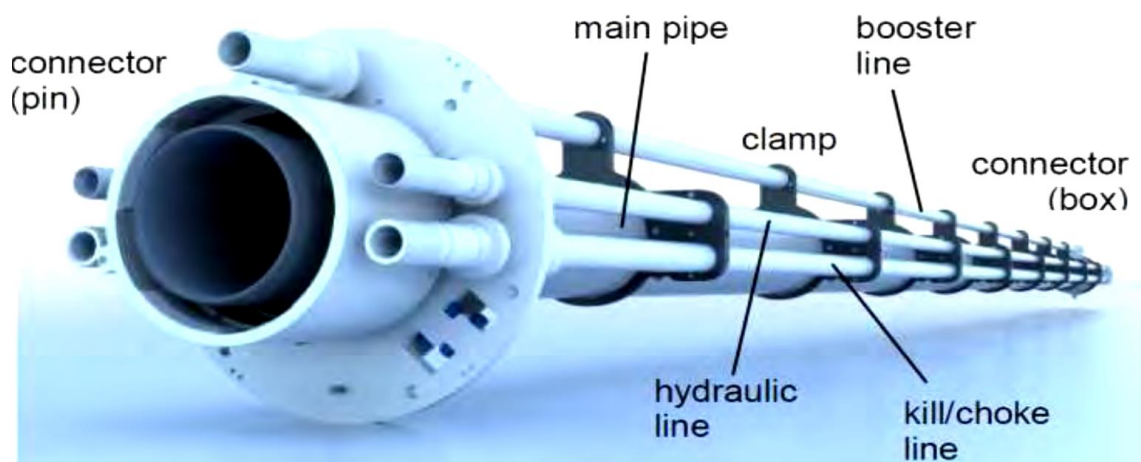


Fig.05. Description d'un joint de riser. [29]

Ses fonctions sont principalement les suivantes :

- ✓ guider et protéger les équipements à introduire dans le trou : garniture de forage, tubage, sondes de diagraphie, etc. ;
- ✓ contenir la boue de forage et permettre la remontée des déblais jusqu'en surface ;
- ✓ servir de moyen de manœuvre pour la descente et la remontée du BOP, dont le poids élevé (plusieurs centaines de tonnes) ne permet pas la descente au bout d'un train de tiges ;
- ✓ servir de support à différentes lignes périphériques intégrées de sécurité et de service : lignes de sécurité du BOP (*choke et kill lines*), lignes hydrauliques de commande du BOP, ligne d'activation pour la remontée de la boue dans le riser (*booster line*).
- ✓ servir de support aux câbles multiplex de commande des BOP. [29]

2.2. Les accessoires du riser (voir Fig.06)

- Riser tensioner ;
- Riser Recoil System ;
- Diverter ;
- Upper flex joint ;
- Slip joint ;
- Riser connector ;
- Lower Flex Joint ;
- LMRP ;
- Riser Hang-off ;
- Chok / kill line design ;
- Boost line ;
- Hydraulic line. [25]

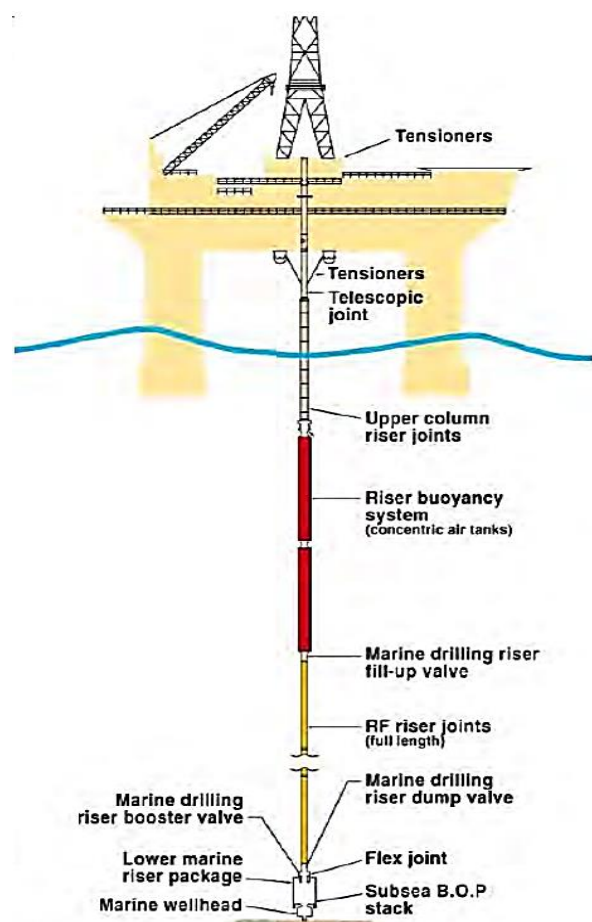


Fig.06. Schéma de principe d'un riser [29]

2.2.1. Riser tensionner

Le système riser tensionner est installé au sein des supports flottant afin de maintenir la verticalité présélectionné. Lorsque le navire est provoqué par l'un des mouvements (pilonnement, roulis) due aux vents et aux vagues, un système de câblage est mis en place pour combattre ses mouvements afin d'assurer la stabilité du riser et de le garder en tension (voir Fig.07). [25]

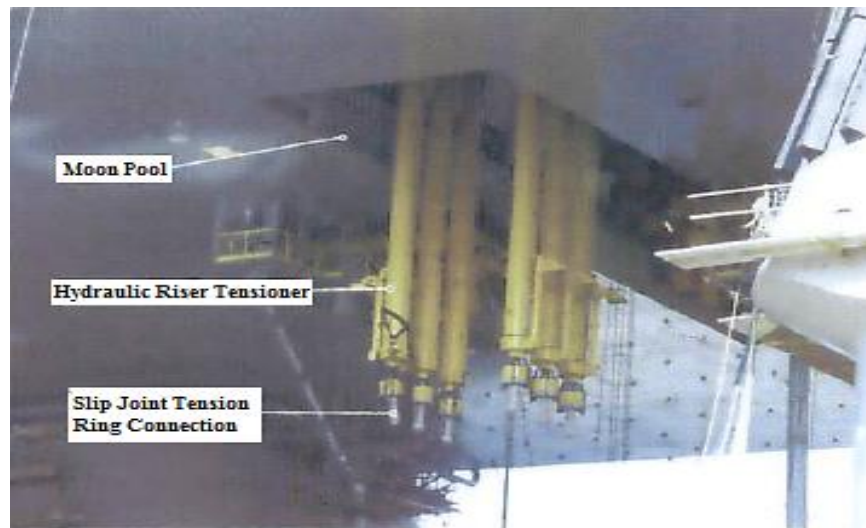


Fig.07. les tensionneurs Riser. [25]

2.2.2. Diverter System

Le CSO (Complete Shut-off) Diverter est utilisé dans les supports flottant afin de dévier les petites quantités de gaz existantes dans l'eau avant la mise en place de BOP. Une fois le BOP est installé, le Diverter est utilisé pour conduire le gaz à l'intérieur du riser, Au-dessus du BOP. Le modèle CSO possède également l'opportunité de fermer sur les drills pipe ou en open hole.

- Accepte n'importe quel dimensionnement du diamètre du riser ;
- La fermeture sur les pipe/open hole dure 10-15 seconde ;
- Système à haute capacité permet de supporter la suspension du riser string dans les cas d'urgence (voir Fig.08).

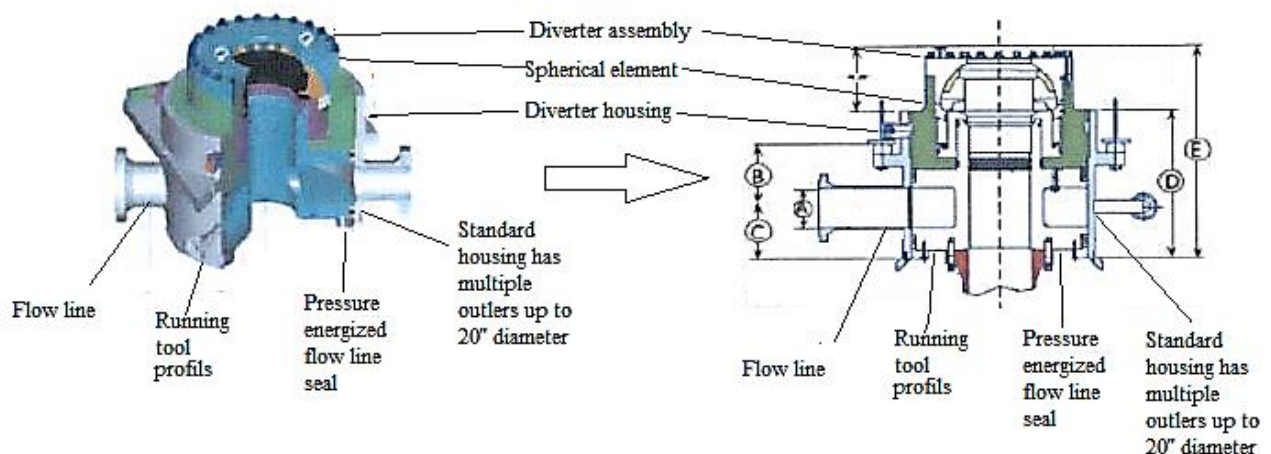


Fig.08. Diverter détails. [25]

2.2.3. Riser Recoil

Parce que le riser est toujours maintenu en tension par système des tensionneurs, qu'est ce qu'il arrive au riser durant une déconnexion d'urgence ou en cas de panne ?

Le système de riser recoil est un système de vapeur avec des soupapes construites pour le système de tensionneur, ce système est activé automatiquement, et la force de recoil est dissipée par la diminution de l'extension du tensionneur.

2.2.4. Riser Hang-off

On devrait envisager de pouvoir suspendre le riser lorsqu'il est déconnecté. L'utilisation d'un système d'accrochage (Hang-off) éliminera le potentiel de décrochage du riser, du système de tensionneur ou ses câbles, d'une poulie à cause du choc due à la charge excessive dans les mers lourdes. La nécessité d'un tel système peut être confirmée par les analyses du riser (voir Fig.09). [05]

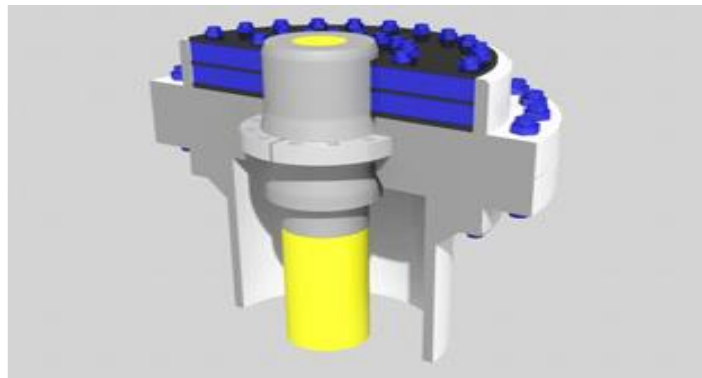


Fig.09. Hang-off. [13]

2.2.5. Slip joint/telescopic joint

Le premier joint en tête du riser est le joint télescopique (*slip joint*). Ce joint, assorti d'un système de tensionneurs (sortes de vérins), permet d'amortir les mouvements du support liés à la houle et d'éviter que le riser subisse en conséquence des contraintes de traction ou de flambage trop importantes. [29]

La forme de cet équipement nous donne l'opportunité de connecter les conduites du choke/kill line ainsi que hydraulic line au riser (voir Fig.10). [25]

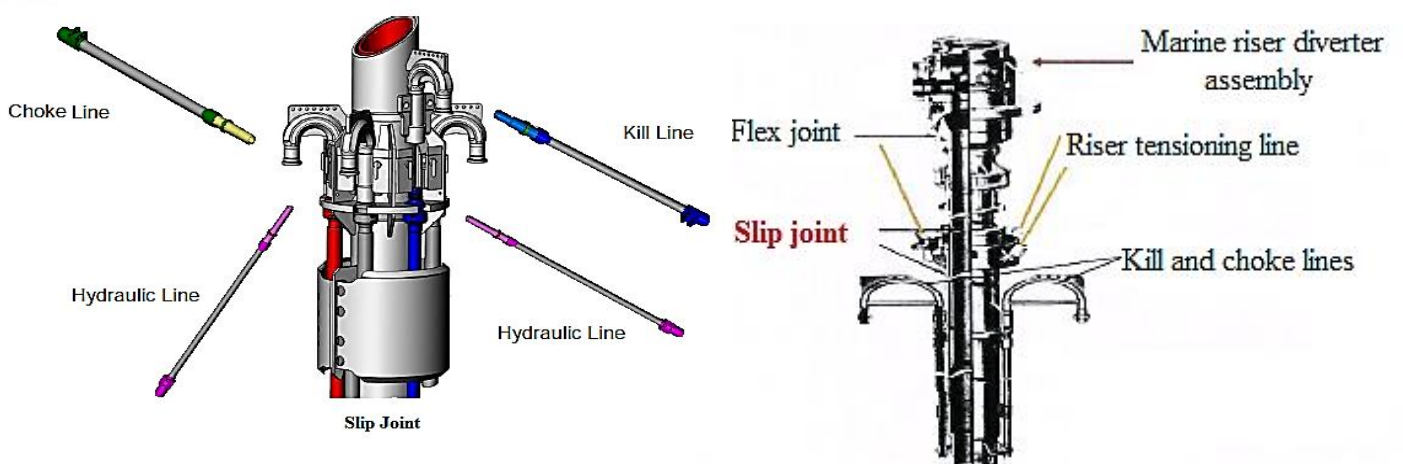


Fig.10. Slip Joint. [25]

2.2.6. Flex joint

Le dernier joint en pied du riser est un joint articulé (Flex joint) (voir Fig.11), qui permet au riser de s'incliner d'un certain angle par rapport à la verticale du puits. Sous ce joint articulé et le BOP se trouve un élément appelé Lower Marine Riser Package (LMRP). [29]

Le flex joint est composé de :

- Upper Wear Sleeve ;
- Customer Specified Connector ;
- Retainer Ring ;
- Flex Element ;
- Housing ;
- Lower Wear Sleeve.

Le flex element est protégé de l'extension et de tension de charge par un wear ring intérieure. Upper/Lower Wear Sleeve sont remplaçables en protégeant le ID du Flex Joint du phénomène d'abrasivité. [25]

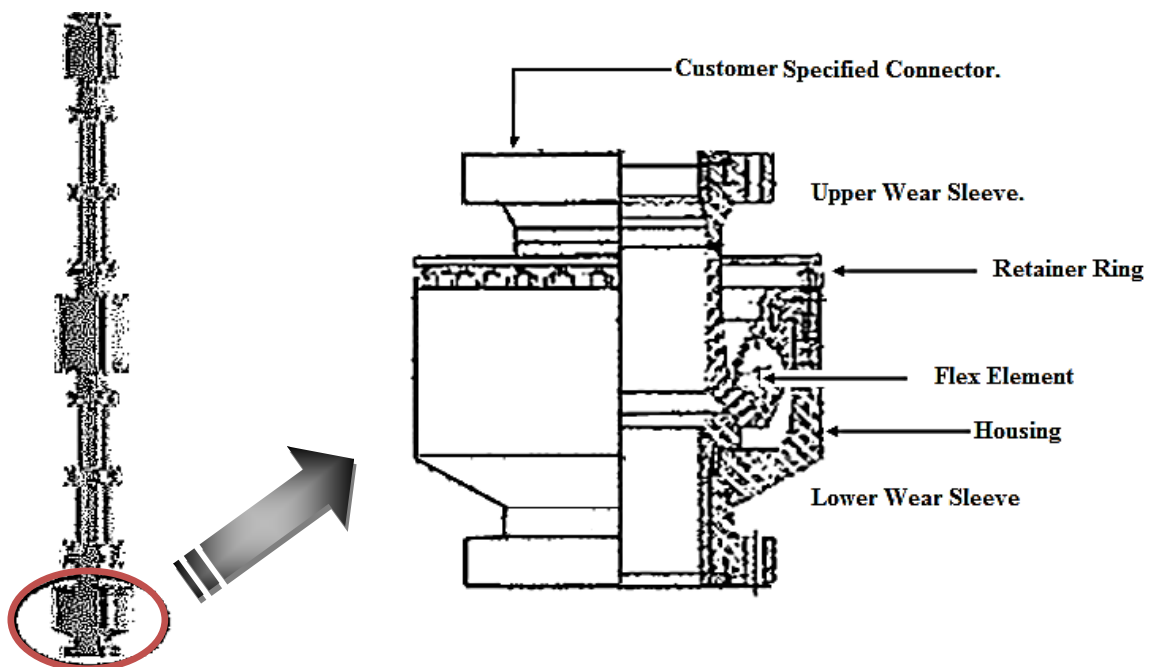


Fig.11. Flex joint. [25]

2.2.7. Drilling Riser Connector

Il existe deux types de connecteur selon leur design, Dog et Flange (voir Fig.12).

Flange connector résiste bien à la tension, mais sa mise en place est très délicate et nécessite beaucoup de temps : 1 à 2 joints/heure.

Dog connexion est moins résistant, mais il est plus sécurisé et plus rapide dans sa mise en place : 4 à 5/heure.

Actuellement, la dernière génération des Dog connectors sont comparables avec les Flange connectors, [25]

Exemple : Vetco Gray MR-6H SE estimé à 3.5 million lb (API 16R Class H).

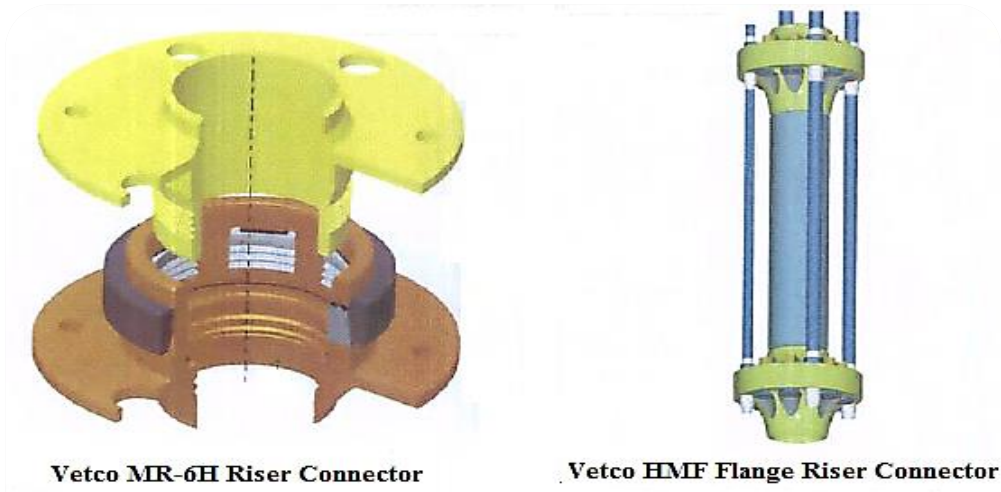


Fig.12. Les type des connecteurs. [25]

2.2.8. Lower Marine Riser Package (LMRP)

LMRP a pour fonction essentielle la commande du BOP et la déconnexion au puits [29].

L'assemblage de LMRP (voir Fig.13) se situe à l'extrémité inférieure du riser, il est composé du haut en bas :

- Lower riser adapter ;
- Flex/ball joint ;
- Bypass lines pour choke, kill et auxiliary lines ;
- Lower Flex/Ball joint.

Hydraulic connector (riser connector) pour l'accouplement du riser au BOP Stack. [25]

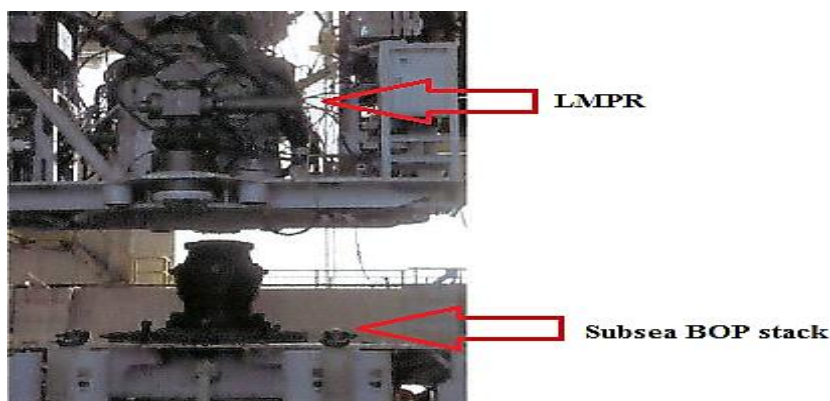


Fig.13. LMRP déconnecté du BOP stack. [25]

2.3. Les conduites périphériques du riser

Il existe cinq conduites le long de la ligne du riser (voir Fig.14). [01]

Tab.01. les conduites périphériques du riser

Conduite	Diamètre(ID)	W.P Pression(Psi)	nombre
Choke line	4" ½	15000	1
Kill line	4" ½	15000	1
Boost line	4"	5000	1
Hydraulic line	1" 7/8	5000	2
Total	/	/	5

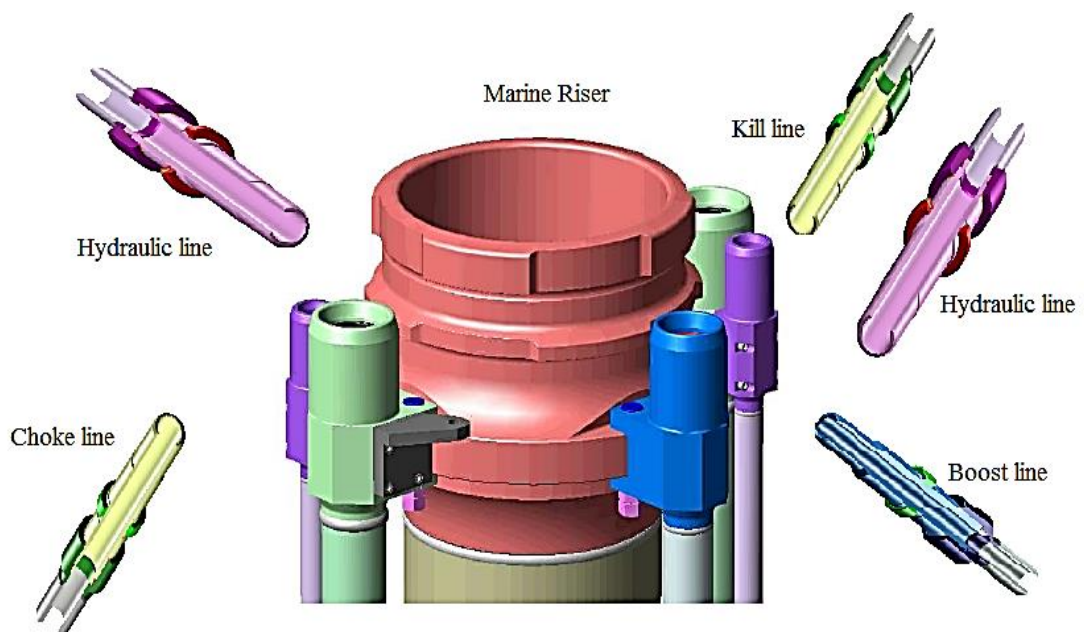


Fig.14. Les conduites périphériques du riser. [01]

Remarque

Un des points dont le foreur doit constamment s'assurer est que l'angle du riser à ses deux extrémités ne soit pas trop important, afin de ne pas entraver par frottement la rotation du train de tiges à l'intérieur du riser et d'autre part, ne pas trop solliciter les deux joints situés aux extrémités (joint télescopique et joint articulé). Les règles métier (API RP 16Q, ISO 13624) imposent que l'angle maximal en tête et en pied du tube prolongateur soit de 2° en moyenne et de 4° en pic.

Le foreur dispose de 2 moyens pour contrôler ces angles. D'une part, augmenter la tension (dans des limites admissibles) pour redresser le riser et diminuer l'angle aux deux extrémités. D'autre part, il peut modifier la position du support (en modifiant le point de

consigne dans le cas d'un support à positionnement dynamique ou en modulant la tension sur les lignes d'ancrage dans le cas d'un support ancré).

Une étude préalable (*global riser analysis*) est réalisée afin de déterminer, pour des conditions données de forage (densité de la boue, tension en tête, force du courant, houle, etc.), les cercles de départ du support à l'intérieur desquels les angles restent inférieurs aux limites mécaniques des équipements. Si le support flottant ne parvient pas à rester à l'intérieur de ces cercles (voir Fig.15), du fait par exemple d'une dérive du support (*drift off*), les opérations de forage sont arrêtées, le puits est mis en sécurité (par fermeture du BOP) et le riser et le LMRP sont déconnectés en attendant que la cause de l'interruption soit maîtrisée. [29]

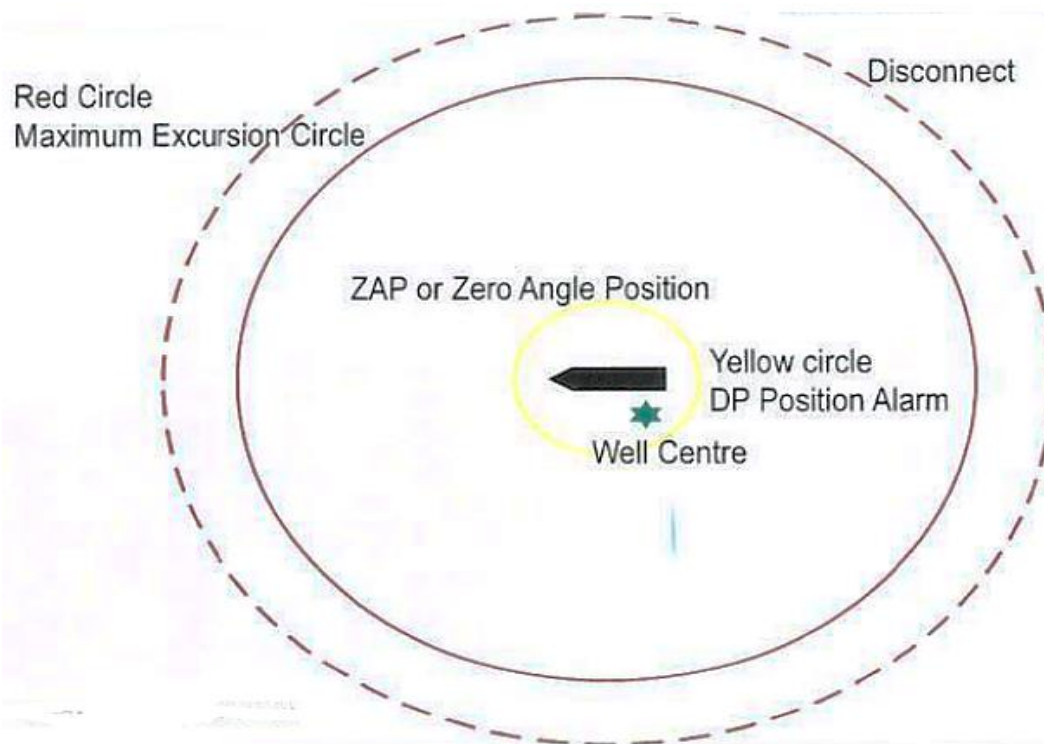


Fig.15. les lignes de limites dans le positionnement dynamique [22]

3. Le système BOP

3.1. Définition

Le bloc d'obturation de puits (B.O.P) représente l'élément essentiel de la sécurité du puits dans différentes conditions de forage, principalement en cas de contrôle d'éruption ou en cas de déconnexion.

Ces différents obturateurs (ram et obturateur annulaire d'étanchéité) et les différentes vannes du circuit des lignes de contrôle et de sécurité (kill et choke-line) sont situés sur une structure connectée sur la tête de puits au fond de la mer (B.O.P stack assembly). Ces obturateurs et ces vannes sont actionnés hydrauliquement. L'accroissement des profondeurs a nécessité de disposer, au fond de la mer, au-dessus des B.O.P, de la puissance hydraulique et des vannes de commande d'ouverture et de fermeture (stab assembly), et à

cause de l'éloignement croissant des postes de contrôle et de commande de surface, d'un système de télécommande rapide et fiable.

C'est la conception électro hydraulique multiplexes de la télécommande qui a été développée et mise au point. Ce système, offrant une fiabilité accrue, permet une télétransmission des ordres et des mesures à cadence élevée, un contrôle et un dialogue de deux chaînes (redondance) et une localisation de panne entre la surface et le fond, évitant ainsi la manœuvre inutile de remontée du riser et du B.O.P stab.

La nécessité de réduire au maximum les manœuvres longues et coûteuses du riser et du B.O.P a conduit à la conception, la mise au point et la réalisation d'un outil de remplacement de joint d'étanchéité, entre le B.O.P stack et la tête de puits ou entre le B.O.P stack le B.O.Pstab, outil de pose manipulé par la tourelle de plongée (voir Fig.16). [26]

L'empilement du BOP à mâchoire est composé généralement de :

- Deux mâchoires à fermeture sur tige (pipe ram) ;
- Des mâchoires cisailantes (shear Blind ram) ;
- Une mâchoire variable (variable ram) ;
- Une mâchoire cisailante de casing (casing shear ram). [08]

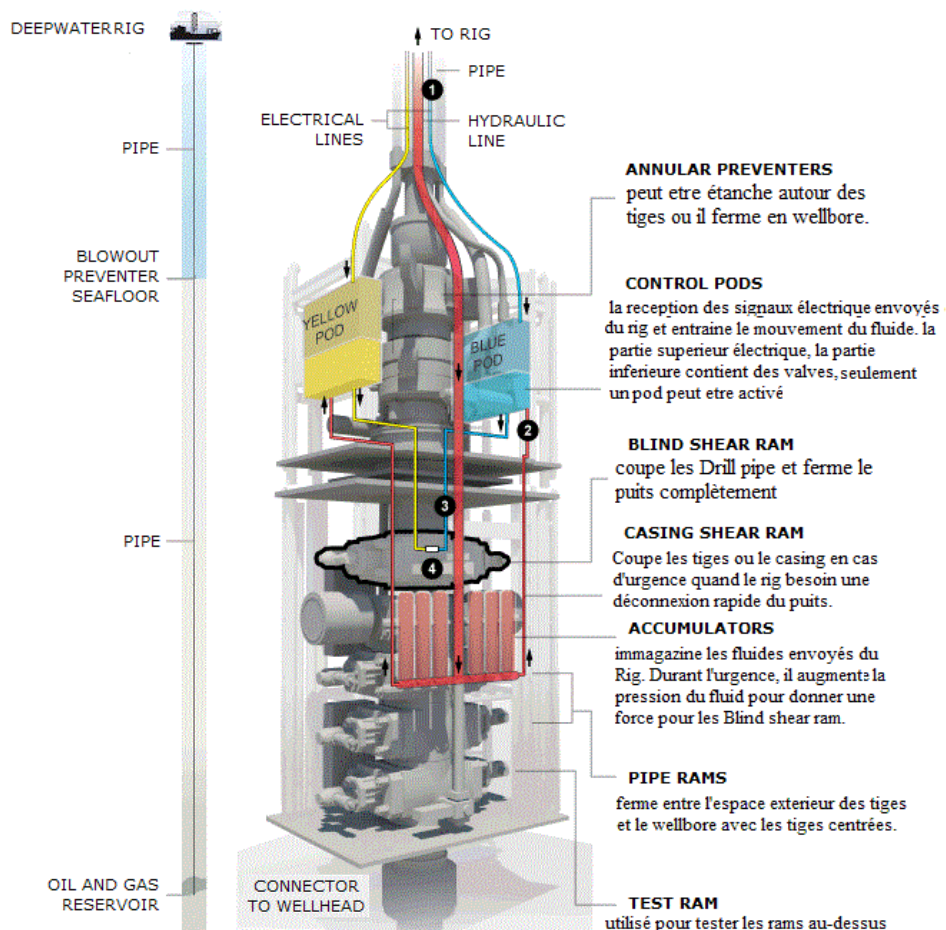


Fig.16. les composantes du BOP. [18]

Remarque :

Cette configuration n'est pas unique et peut varier avec les maîtres d'œuvres. Les sorties latérales sont en générale toutes raccordées deux à deux sur la choke-line et la kill-line. Les vannes sont doublées pour des raisons de sécurité de fonctionnement (fail safe), elles sont mécaniquement fermées par un ressort, en ne s'ouvrant que sous l'action de la pression hydraulique.

Les kill-line et choke-line remontent jusqu'au support de forage par des tubes de hautes pression intégrés à chaque élément de riser. La circulation sera possible à puits fermé à l'aide d'un manifold en surface de support flottant.

Cet ensemble est couronné par deux BOP annulaires, séparé par un connecteur hydraulique: un fait partie du BOP stack et l'autre de ce qui appelé lower marine riser package. [08]

3.2. Les fonctions primaires des BOPs sous-marin

- Well control ;
- Permet le remplacement des pertes de pression hydrostatique pendant la déconnexion du drilling riser ;
- d'assurer la fermeture du puits en cas de venue ;
- De permettre la circulation de façon à reconditionner la boue et évacuer le fluide ayant pénétré dans le puits (c'est la procédure de contrôle de venues). [24]

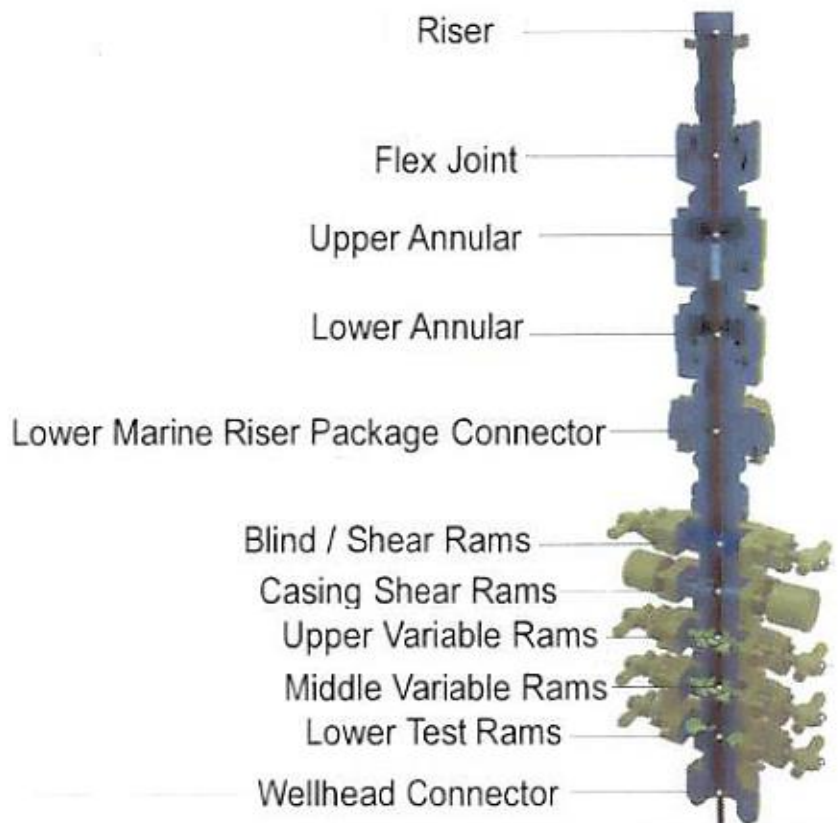
3.3. Les composants du BOP (voir Fig.17)

Fig.17. les composants du BOP. [24]

3.4. La configuration du BOP Stack

Le lower BOP stack (voir Fig.18) contient plusieurs types de rams et il est possible d'avoir un BOP annulaire, Ces éléments peuvent inclure :

- Fixed pipe rams désigné pour fermer sur les pipes ;
- Variable bore rams pour fermer sur les pipes ;
- Shearing rams désigné pour couper les pipes dans les délicates situations de fermeture ;
- BSRs désigné pour couper les drills pipes ou les tubings et fermer le wellbore. [24]

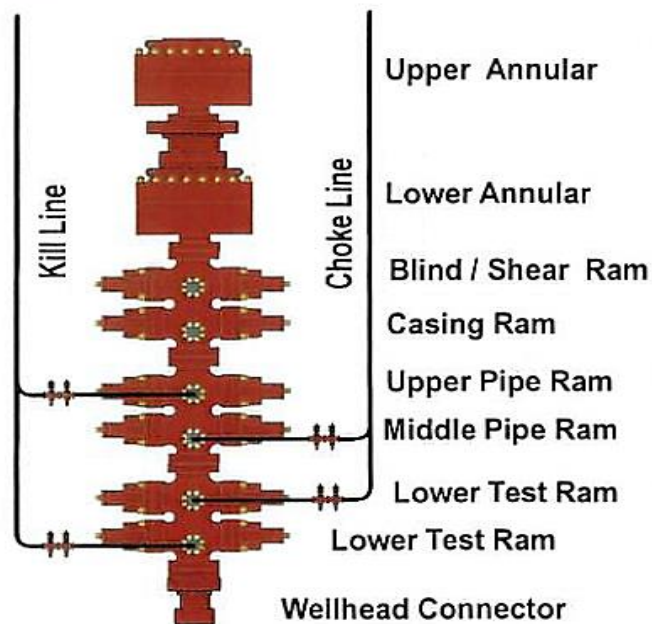


Fig.18. le BOP stack. [24]

3.4.1. Choke/kill lines

Choke et kill line sont des conduites occupant l'entier du riser et son extrémité inférieure est fixée au BOP. Sont utilisées pour le well control et les tests du BOP Stack.

Les mouvements produits entre les éléments du riser provoquent une instabilité au niveau des conduites choke/kill line (voir Fig.19), pour cela, la mise en place des flexibles bypass est primordiale.

Auxiliary lines peut servir une variétés de but, incluent :

- Boost Line pour la circulation du fluide de forage ;
- Rigid Conduit fournit au BOP un fluide pour tester son fonctionnement, elle permet aussi d'injecter l'air pour assurer la flottation du riser.

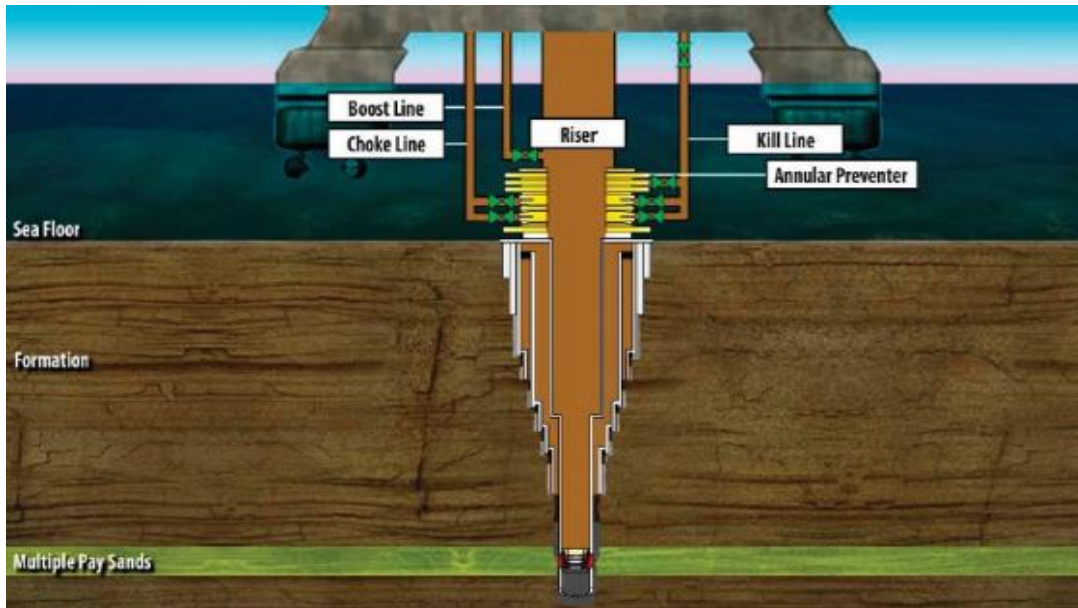


Fig.19. la connexion des conduites choke/kill line. [36]

3.4.2. BOP rams

Ces obturateurs ferment l'espace annulaire autour des tiges par le déplacement d'une paire de 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 cisailer si elles sont présentes (voir Fig.20). [08]

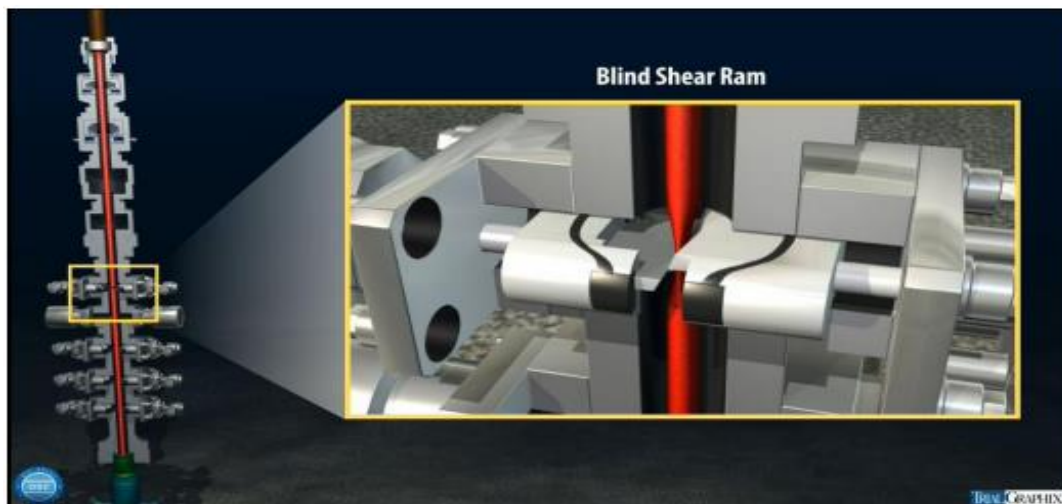


Fig.20. Blind-shear Rams (les mâchoires à fermeture cisailante). [36]

- 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 (voir Fig.21).

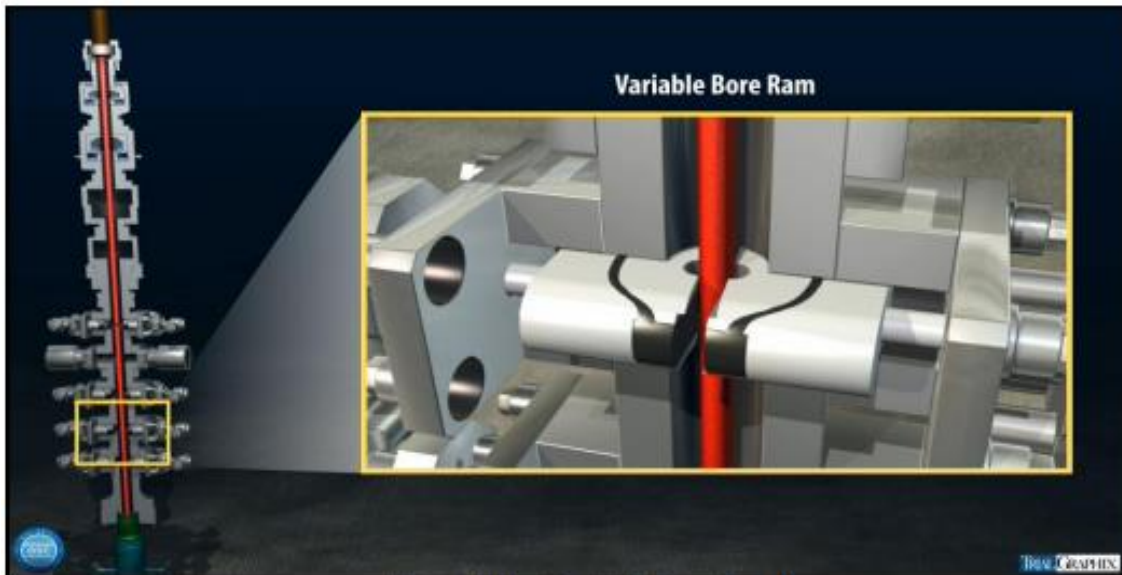


Fig.21. Variable Bore Rams (les mâchoires à diamètre variable) [36]

3.4.3. Les obturateurs annulaires

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 (voir Fig.22). [08]

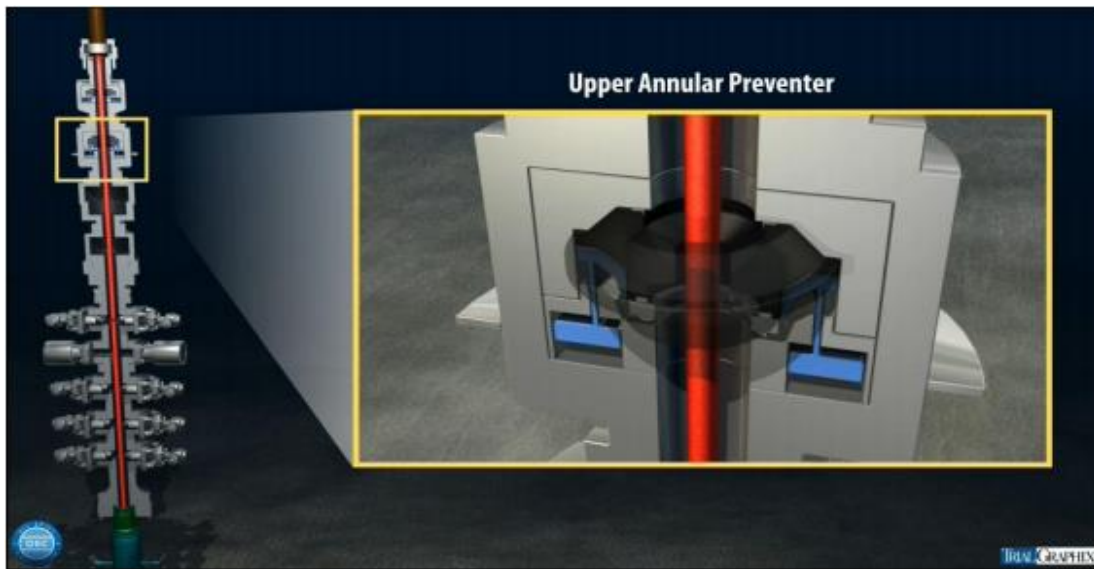


Fig.22. BOP annulaire. [36]

3.5. Système de contrôle des BOPs

Le système de contrôle des BOPs sous-marin est piloté hydrauliquement ou par un signal électrique, ce pilotage est considéré comme un moyen primaire de communication entre la station de contrôle en surface et le BOP.

Pour approuver l'augmentation de la fiabilité de l'un des systèmes de contrôle, deux control pods indépendants sont mis en place qui permettent le contrôle du chemin sélectionné par l'intermédiaire du panel de contrôle en surface. Le chemin de contrôle sélectionné permet l'activation des fonctions du BOP soit par le blue pod ou par yellow pod au BOP sous-marin.

Le système de pilotage hydraulique est moins complexe, il est généralement utilisé pour les systèmes de BOP en eaux peu profondes, mais son utilisation dans les puits en Deepwater rend la transmission du signal limitée.

La plupart des Deepwater Rigs utilise le système électronique du contrôle de BOP fondé sur MUX communication protocoles qui transmettent les signaux en milliseconde. MUX Systems est assez complexe, et ses interfaces multiples hydraulique/électrique nécessitent des tests et des maintenances. Pour certains systèmes, le maintien de la puissance des batteries dans le pod est important. [24]

3.5.1. Panel de contrôle de BOP

Au moins un panneau de commande à distance devrait être en place (voir Fig.23). La position centrale est appelée la position "neutre". Ceci assure qu'il y a au moins deux endroits où toutes les fonctions du système peuvent être opérées. Le panneau à distance devrait être accessible par le driller pour opérer les fonctions pendant les opérations de forage.

La représentation du panneau de commande à distance du driller devrait être physiquement une représentation graphique du stack BOP. Il devrait inclure :

- La commande de toutes les fonctions hydrauliques qui opèrent les BOP et les vannes de choke/kill lines ;
- Montrer la position des vannes de commande et indiquer lorsque la pompe électrique tourne (pour les unités offshore uniquement) ;
- Avoir une commande pour régler le régulateur du BOP annulaire ;
- Avoir une commande de la vanne du régulateur du manifold ou avoir une commande directe pour le réglage du régulateur de pression. [35]



Fig.23. Panel de commande du BOP. [24]

3.5.2. Unité de pompage hydraulique (HPU)

L'unité de pompage hydraulique est montée sur un seul skid, elle fournit une pression hydraulique aux différents composants du système de contrôle pour le bon déroulement des opérations du BOP. [24]

3.5.3. SubSea Control Pod

Le SSCP (voir Fig.24) reçoit des signaux électriques/sonic envoyés du Rig, qui permet de transférer le fluide hydraulique par des pipes (hose bundle) au subsea stack.

Il est composé de trois parties :

- Retrievable Valve Block ;
- Upper Female Receptacle
- Lower Female Receptable

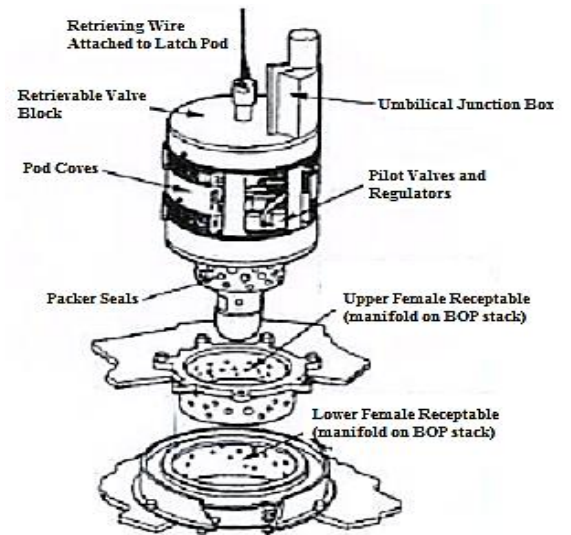


Fig .24. La structure du pod [24]

3.6. ROV (Remote Operated Vehicle)

Les ROVs sont utilisés dans les activités en eau profonde avant la mise en place de BOP stack (voir Fig.25), il permet l'activation du BOP stack, ainsi que les activités de complétion et d'abondement, équipé d'un bras manipulateurs télécommandé depuis le support flottant. Dans certaines opérations, plusieurs ROV sont utilisées pour permettre la continuité des activités en cas de panne d'un ROV. [23]

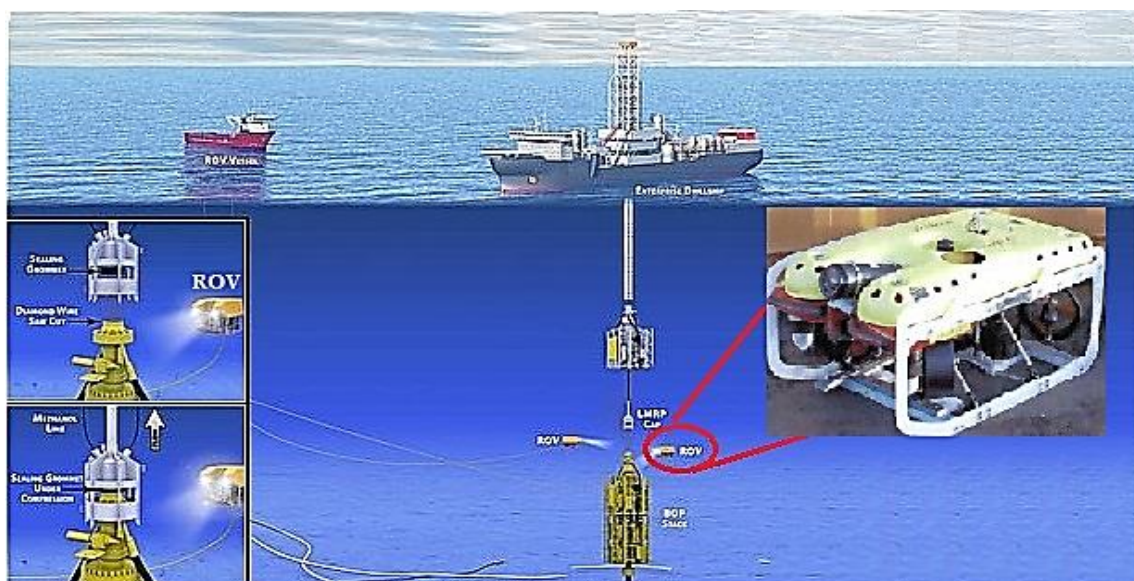


Fig.25. Les ROVs. [19]

3.6.1. Les opérations des ROV

Un ROV peut assurer les fonctions suivantes :

- Caméra de haute qualité pour la bonne vision et d'inspection des équipements de riser et du BOP durant les différentes opérations ;
- Le pompage de l'eau de mer, d'un fluide anticorrosion et l'activation des rams de BOP par une pompe hydraulique ;
- Fluid bladder (vessie) permet le pompage de fluide anticorrosion pour la tête de puits ;
- Sonar pour la détection des objets ;
- Bras multifonctions permet la rotation des crochets pour le verrouillage/déverrouillage des objets et tirer/réinstaller des bouchons ;
- Installer, désinstaller et remplacer les joints au niveau de la tête de puits sous-marine et LMPR ;
- Une haute capacité de cisaillement ;
- L'élimination des hydrates ;
- La suppression des hydrates par le pompage du glycol ou le méthanol. [23]

3.6.2. Performance

La possibilité de travailler sous des différents types d'environnements et de conditions.

3.6.3. Classification des ROV

- Classe I : observation ROVs ;
- Classe II : observation ROVs avec Payload option ;
- Classe III : work-class vehicles ;
- Classe IV : Towed and Bottom Crawling Vehicles ;
- Class V : Prototype or Development Vehicles.

Tab.02. les taches et les outils des ROVs [23]

Les tâches des ROVs	Les outils des ROVs
Observation.	Video cameras.
Surveillance.	Non-Destructive Testing (NDT).
Inspection.	Sensors.
Construction.	Acoustic and Tracking Sensors.
Intervention.	Cleaning Devices.
	Vehicle Station Keeping and Attachment Devices.
	Work Tools.

1. Les acriages en hydrocarbures de l'Algérie

Le domaine minier en Algérie est très riche en Hydrocarbures (voir Fig.41), répartis presque dans tous le territoire national. Les anciens gisements se trouve au sud (HMD, Berkine, Rhoudnoss, Illizi, Berkaoui, Insalah, Hassi-r'Mel), les nouveaux gisements découverts se situent au sud-ouest et au Nord du pays (Adrar, Bechar, Bouira, Tébessa), aussi d'autres gisements demandés à la prospection au Nord-est et en Offshore (Bejaia-Annaba, Mostaganem-Oran).

Les bassins de l'Offshore, qui s'étalent d'est en ouest sur une longueur de 1 200 km se sont formés lors de la dynamique allant de l'Oligocène au Pliocène qui fut suivie par des conditions de stabilité relative du Pliocène terminal et du Quaternaire.

Ces bassins de l'Offshore couvrent une superficie de 95 000 km² environ. Ce domaine est découpé en quatre vastes blocs d'exploration (N° 143, 144a, 144b et 145). [35]

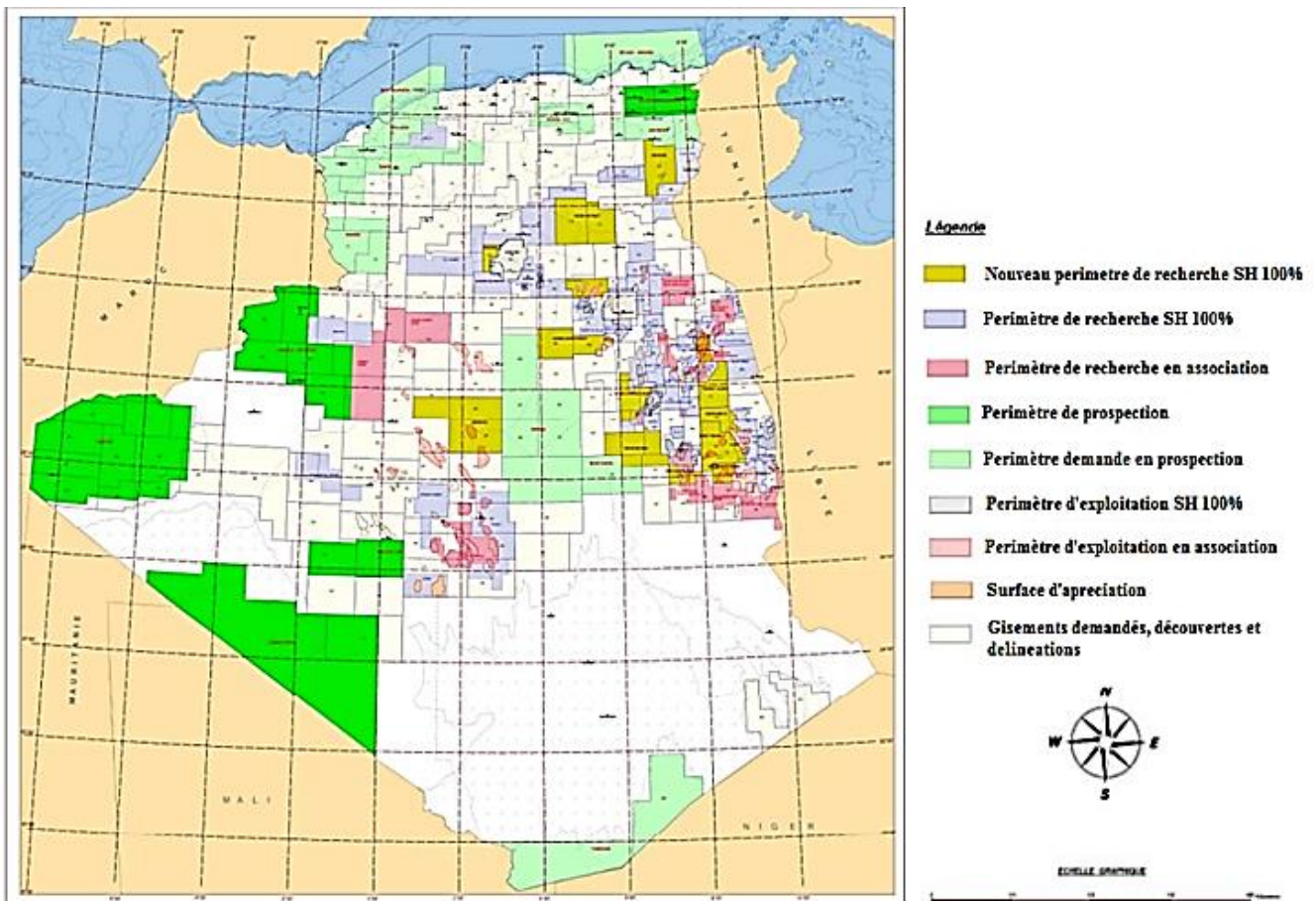


Fig.41. carte de situation du domaine minier en Algérie. [02]

2. La météorologie de la zone du projet

2.1. Les températures atmosphériques

Seltzer (1946) souligne que dans le nord de l'Algérie, la température moyenne est de :

- Novembre à avril inférieure (9,5 °C) à la moyenne annuelle (17,57 °C) ;
- Supérieure à la moyenne annuelle de mai à octobre (29,5 °C).

Les températures minimales négatives sont absentes le long de la côte en raison de la présence de la mer, qui adoucit les températures et relève le degré hygrométrique et les températures maximales, situées en juillet ou en août, sont généralement liées au Sirocco (de Belair, 1990).

Ces observations permettent de diviser l'année en deux périodes thermiques :

- Une période froide d'octobre à avril ;
- Une période chaude de mai à septembre.

La température annuelle, calculée sur 30 ans (1960-1990) est de 18,32 °C (Données de l'Office Nationale de la Météorologie), où les variations inter – annuelles oscillent entre 16,33°C (1980) et 19,38°C (1990). [33]

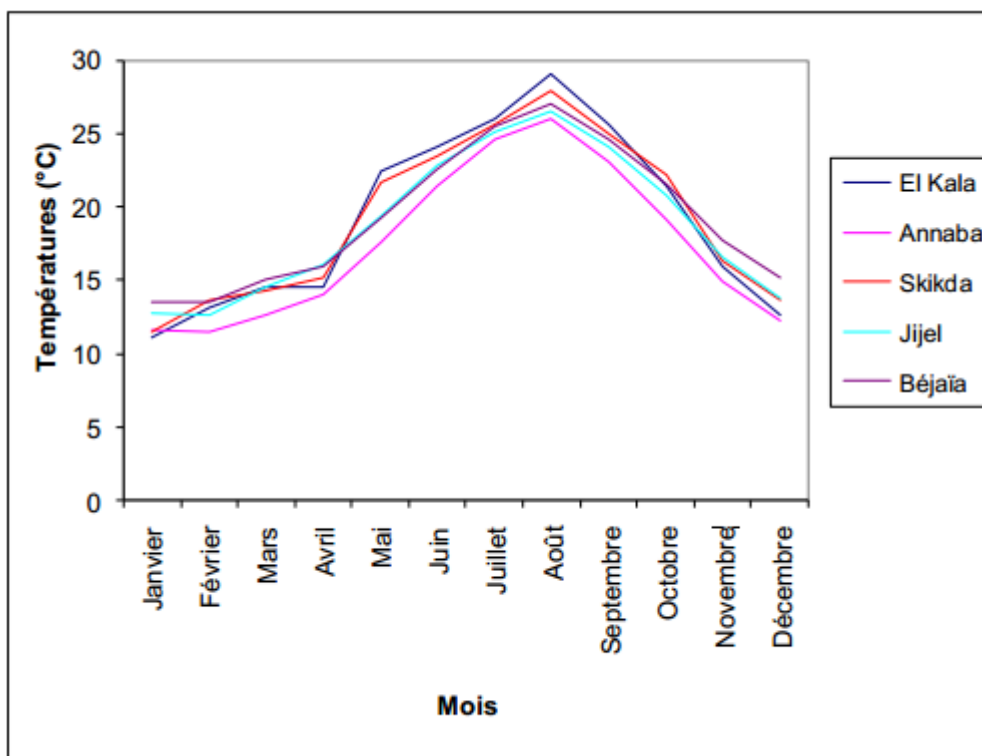


Fig.42. Moyennes mensuelles des températures atmosphériques (2000 – 2005) enregistrées aux niveaux des différentes régions du secteur oriental de la côte algérienne (Données l'Office National de la Météorologie). [33]

Une comparaison, des températures moyennes mensuelles entre les différentes régions du secteur oriental de la côte algérienne, fait ressortir une amplitude thermique élevée, calculées entre 2000 et 2005 (voir Fig.42), varient de 12,6°C (janvier) à 25,6°C (août) soit deux périodes thermiques :

- une période chaude de mai à septembre
- une période froide d'octobre à avril (voir Fig.42).

La mise en évidence de ces deux périodes thermiques coïncide parfaitement avec les observations réalisées par Seltzer (1946) sur le climat du nord de l'Algérie.

2.2. Le régime des vents

Les observations réalisées par les stations météorologiques d'El Kala (36°54' N – 8°27'E), de Annaba (36°50'N – 7°49'E), de Skikda (36°53'N – 6°54'E), de Jijel – port (36°49'N – 5°43'E) et de Béjaïa – port (36°45'N – 5°06'E) entre 2000 et 2005, permettent de définir la répartition mensuelle moyenne des directions du vent. Les fréquences relatives mensuelles sont reportées sous formes d'une rose des vents mensuelles, elle indique la prédominance absolue des vents du nord-ouest, particulièrement en période hivernale, où on remarque une légère diminution de la fréquence des vents en printemps et en été. Cette diminution de la fréquence des vents de secteur nord-ouest est compensée par une augmentation des vents du nord-est en période estivale (voir Fig.43).

Ces résultats confirment les observations réalisées par Seltzer (1946) :

- Les vents de secteur ouest nord-ouest apportent les pluies de la période froide (automne – hiver).
- Les vents de secteur nord nord-est sont liés aux périodes de hautes pressions et donc de beau temps.

L'analyse de l'intensité relevée des vents entre 2000 et 2005 indique des vitesses moyennes de 3,7 m/s où les vents pour :

- des vitesses inférieures à 4 m/s représentent 39,9 % ;
- des vitesses comprises entre 5 et 9 m/s représentent 32,8 % ;
- des vitesses comprises entre 10 et 14 m/s représentent 4,5 % ;
- des vitesses supérieures à 15 m/s représentent 0,3 %.

D'autre part, plus de 85 % des coups de vent supérieurs à 16 m/s ont une origine nord-ouest avec une prédominance pendant la période automne – hiver.

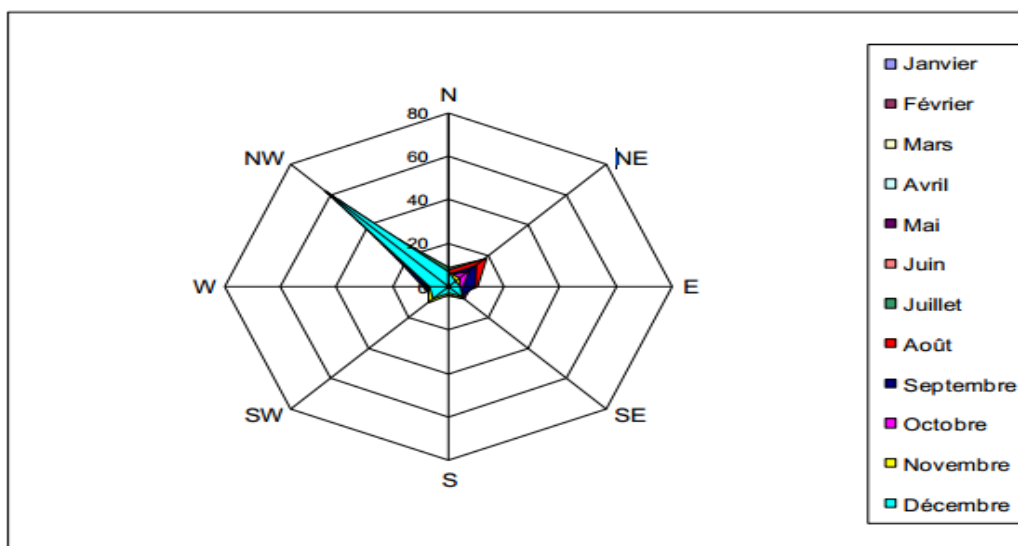


Fig.43. Rose des vents en fréquences relatives (%) des moyennes mensuelles entre 2000 et 2005 du secteur oriental de la côte algérienne (Données Office National de la Météorologie). [33]

2.3. Évolution saisonnière de la salinité

La salinité de surface est légèrement élevée en hiver qu'aux autres saisons, à cause des vents froids évaporant l'eau et augmentant la salinité. Les valeurs pour les 4 saisons varient en général entre 36,4 à l'Ouest et 37,6. À l'Est (voir Tab.03), les valeurs de salinité sont faibles par rapport à l'Ouest car ils représentent les caractéristiques des eaux qui viennent de l'Atlantique de faible salinité (MAW). [34]

Tab.03. la salinité moyenne dans les côtes algériennes. [33]

Radiales	1°W	3°E	6°E	8°E
Hiver				
Surface	36.55	36.64	36.79	36.83
200m	37	37.9	38.3	38.2
500m	38.4	38.45	38.4	38.59
1000m	38.4	38.45	38.4	38.45
Eté				
Surface	36.32	36.8	36.8	37.27
200m	38.2	38.3	38	38.4
500m	38.4	38.48	38.45	38.5
1000m	38.43	38.4	38.4	38.4

2.4. Courantologie générale

La circulation générale le long de la côte algérienne est dominée par la circulation de l'eau d'origine atlantique. C'est une branche du grand tourbillon anticyclonique de la partie orientale de la mer d'Alboran, qui quitte la côte espagnole aux environs d'Almeria pour rejoindre la côte algérienne.

Le caractère instable de ce courant se manifeste par la formation de méandres : des tourbillons cycloniques éphémères et de tourbillons anticycloniques, qui se forment et se propagent d'ouest en est le long de la côte algérienne, qui engendrent des remontés d'eau du fond vers la surface (upwellings) par divergence des deux tourbillons, et entraînent de l'eau du large vers la côte par convergence d'un tourbillon cyclonique et d'un tourbillon anticyclonique.

En effet, les vieux tourbillons anticycloniques dont l'extension verticale est supérieure à 1000 m atteignant même 2000 m de profondeur sont susceptibles de dériver à proximité de la pente continentale de la Sardaigne. Lors du déclin des tourbillons anticycloniques, ils arrachent des fragments de l'eau intermédiaire levantine, qui coule le long des côtes sardes formant des lentilles dans tout le bassin algérien y compris le long des côtes algériennes (voir Fig.44). [33]

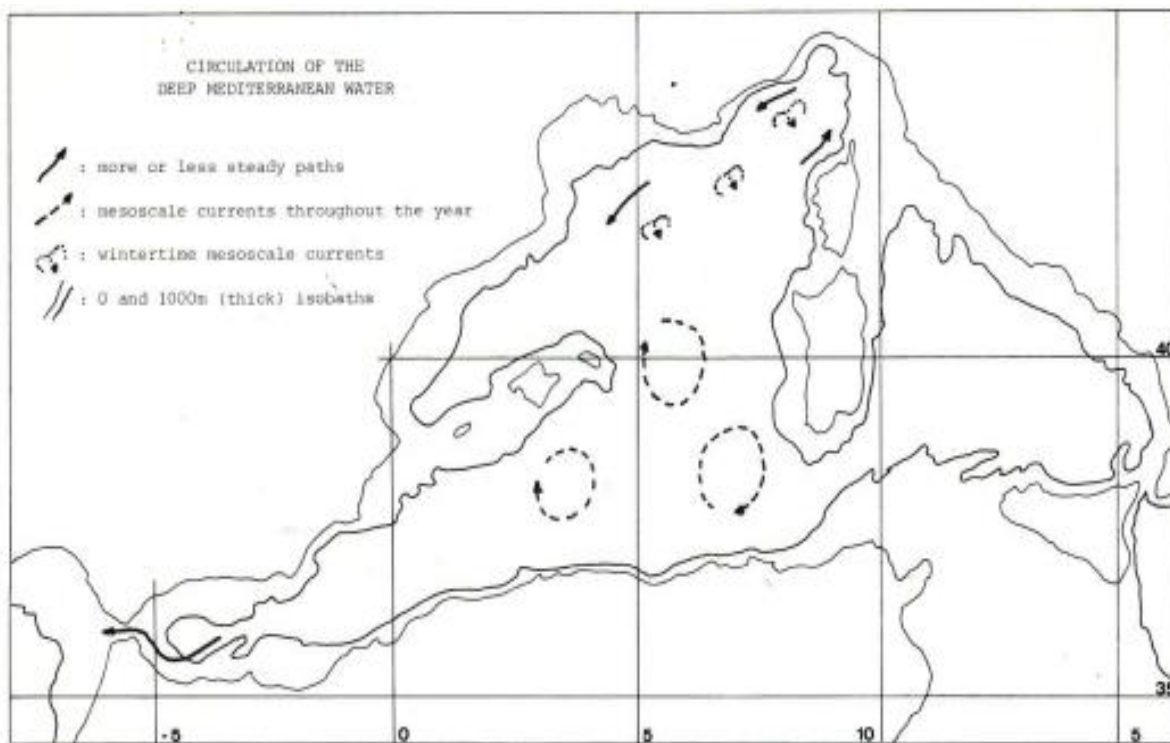


Fig.44. Circulation de l'eau profonde. [33]

2.5. Houle

Des données des houles ont été réalisées à partir des observations effectuées par US Naval Weather Service Command (1970) entre 1963 et 1970 au large des côtes algériennes.

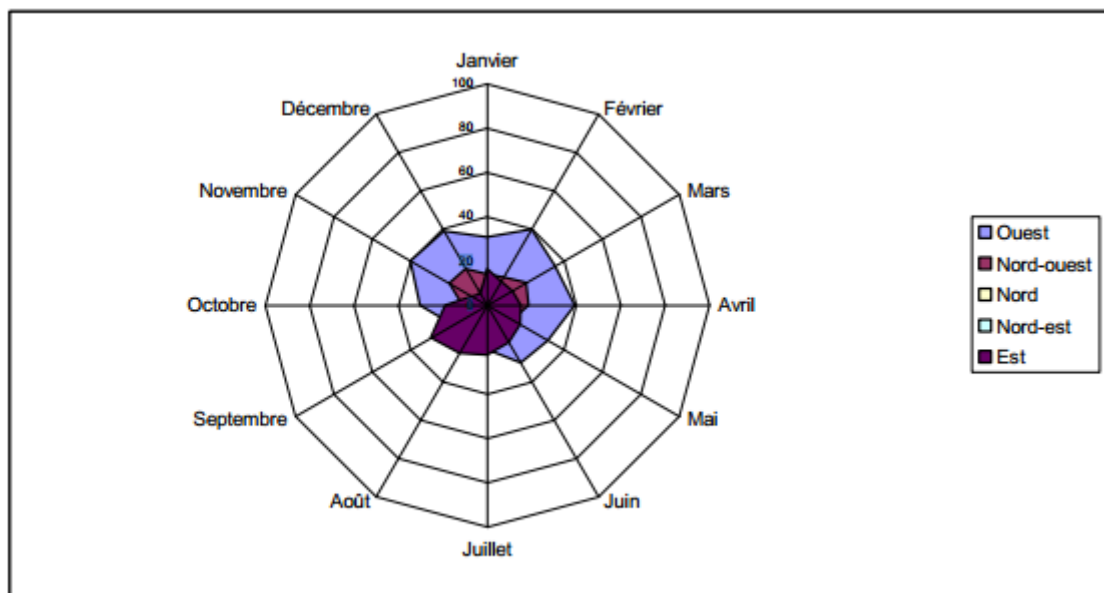


Fig.45. Rose des houles mensuelles du secteur est de la côte algérienne. [33]

Une comparaison, des houles mensuelles entre les différentes régions du secteur oriental de la côte algérienne (Fig.45), fait ressortir une amplitude des houles élevée entre juillet et octobre, la valeur maximale de la houle est atteinte au mois de septembre. Une amplitude des houles basse est enregistrée le reste de la saison.

D'après la figure illustrée ci-dessus, on constate que les houles du secteur occidental sont largement supérieures aux houles du secteur oriental.

3. Les zones à intérêt Offshore en Algérie

La couverture sédimentaire qui repose sur un socle métamorphique ou volcanique s'étend de l'Oligocène au Quaternaire. Ce vaste domaine minier est très peu connu, il n'a été investigué que par un seul forage (HBB-1) et trois core drills (ARZ-1 et ALG-1 et BAD-1 à 5-à Annaba), soit une densité de forage de 4 forages pour 100 000 km² (voir Fig.46).

Sur le plan scientifique ce domaine a fait l'objet de quelques investigations par forage réalisés dans le cadre du Deep Sea Drilling Program (DSDP- Leg 42A, Sites 371 et 372).

Ce domaine (bassin algéro-baléare) a également fait l'objet de levés gravimétriques ou magnétiques réalisés par différentes institutions (SONATRACH, IFP/CNEXO, etc.). Ce domaine correspond aux bassins Alboran à l'ouest et Algéro-Provençal dans ses parties centrales et orientales.

Les roches mères sont situées dans les intervalles transgressifs du Miocène (Serravalien, Tortonien, Messinien) et du Pliocène inférieur. [04]

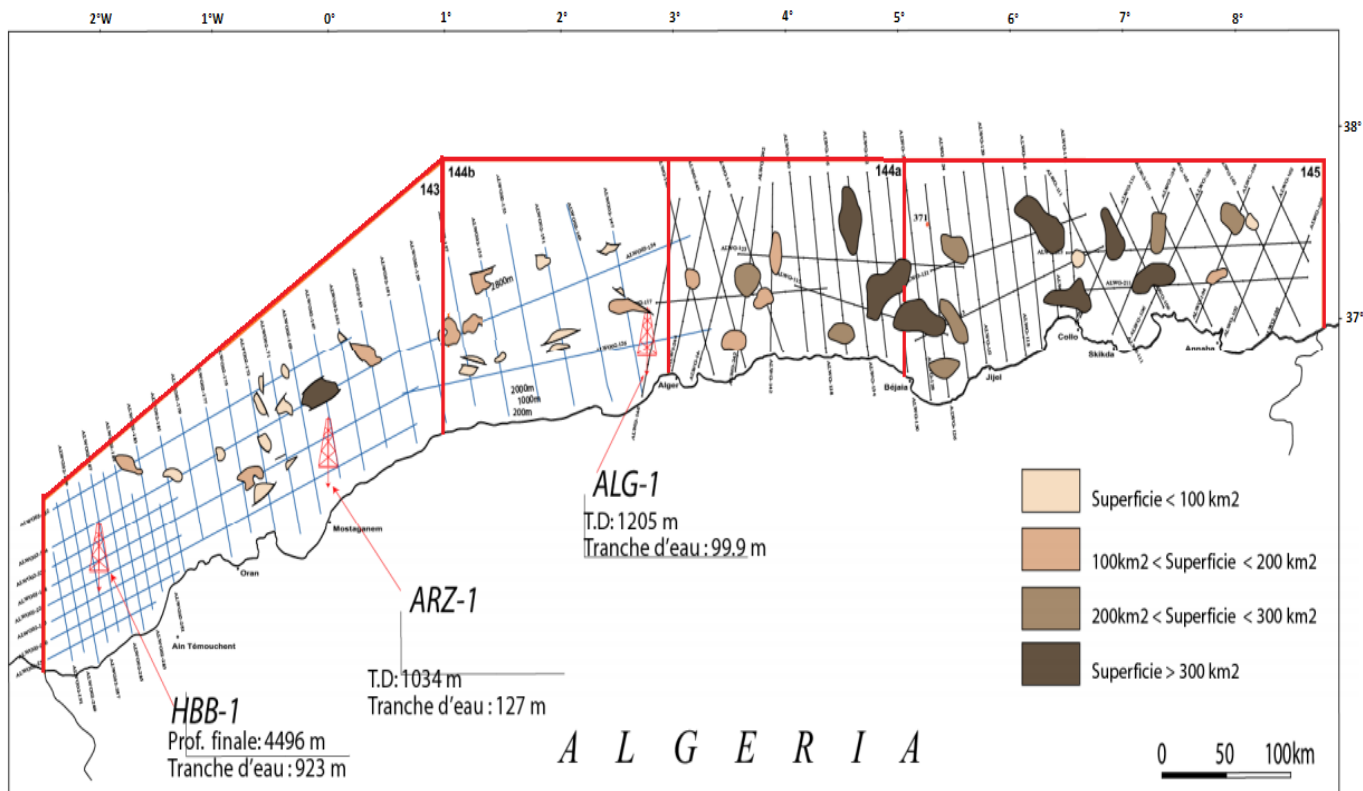


Fig.46. La situation géographique des zones d'intérêts offshore en Algérie. [02]

4. Le système géologique de la partie occidentale du littoral Algérien

Le traitement sismique de la zone occidentale du littoral Algérien a donné la géologie de la zone. La probabilité pour une coupe lithologique de cette zone est présentée dans la figure ci-dessous (Fig.47), elle a été confirmée par la réalisation des forages HBB-1 et le core drill ARZ-1. La roche mère est des Marnes, les réservoirs sont des Grès. D'après la coupe lithologique trois zones productrices existent qui sont :

- Miocène (Tortonien) de 26 m d'épaisseur et de porosité moyenne 10 % ;
- Miocène (Langhien Serravalien) de 48 m d'épaisseur et de porosité moyenne 3% ;
- Oligo-Miocène (Numidien) de 26 m d'épaisseur et de porosité moyenne de 5%. [04]

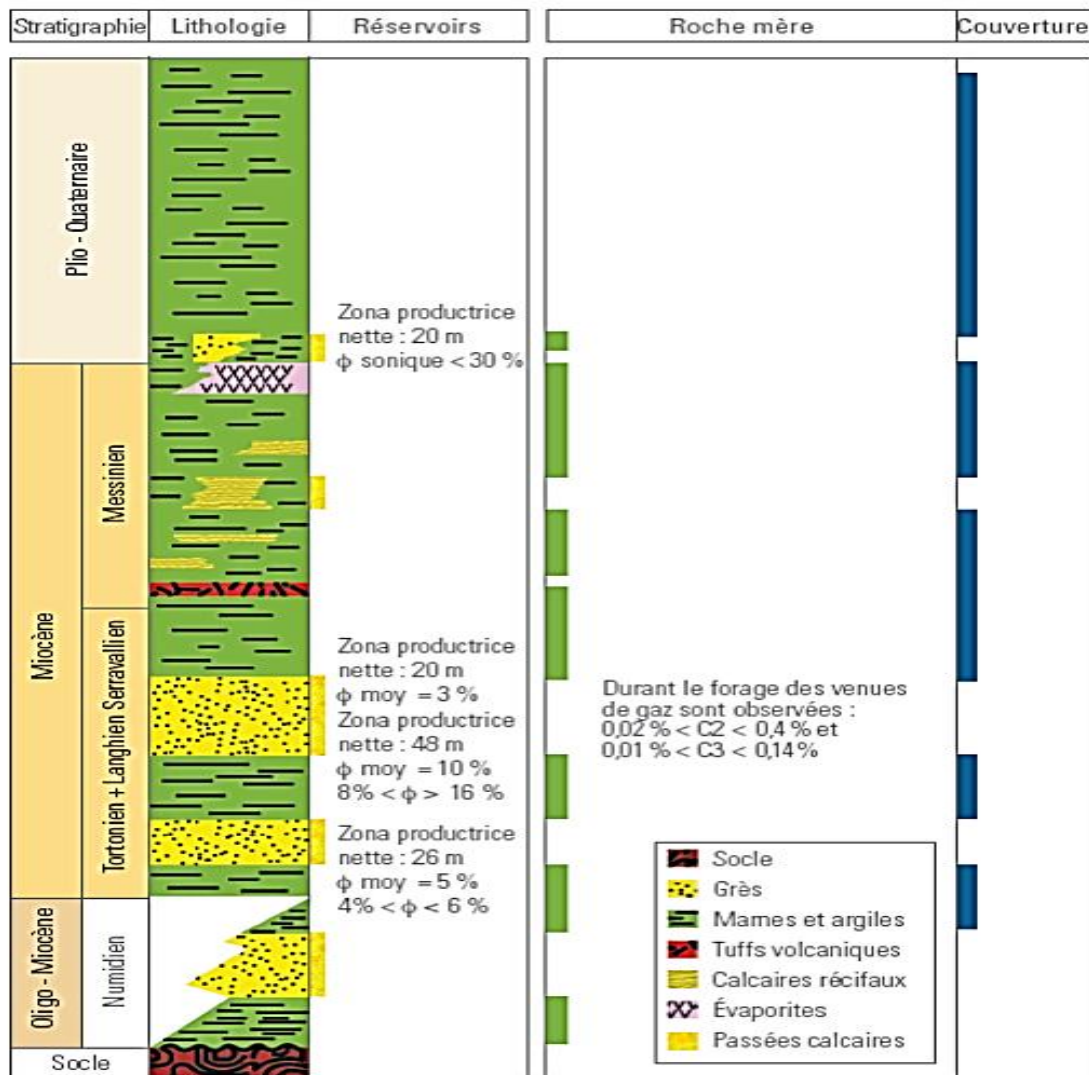


Fig.47. La colonne stratigraphique synthétique et systèmes pétroliers de l'offshore occidental HBB-1. [04]

5. Les réservoirs de la zone western Algérienne

Les réservoirs pouvant être des objectifs sont dans le Miocène et le Pliocène inférieur. La couverture sismique 2D est de l'ordre 29 500 km linéaires, soit un taux de 0,31 km/km².

9 000 km de sismique 2D ont été acquis durant la période 2000 – 2002 dans le cadre d'un partenariat (étude non exclusive) entre la SONATRACH et Western Geco. L'interprétation des différentes lignes sismiques montre des résultats forts intéressants, notamment en termes de géométrie des bassins et d'épaisseur de la couverture sédimentaire (voir Fig.48-49). [04]

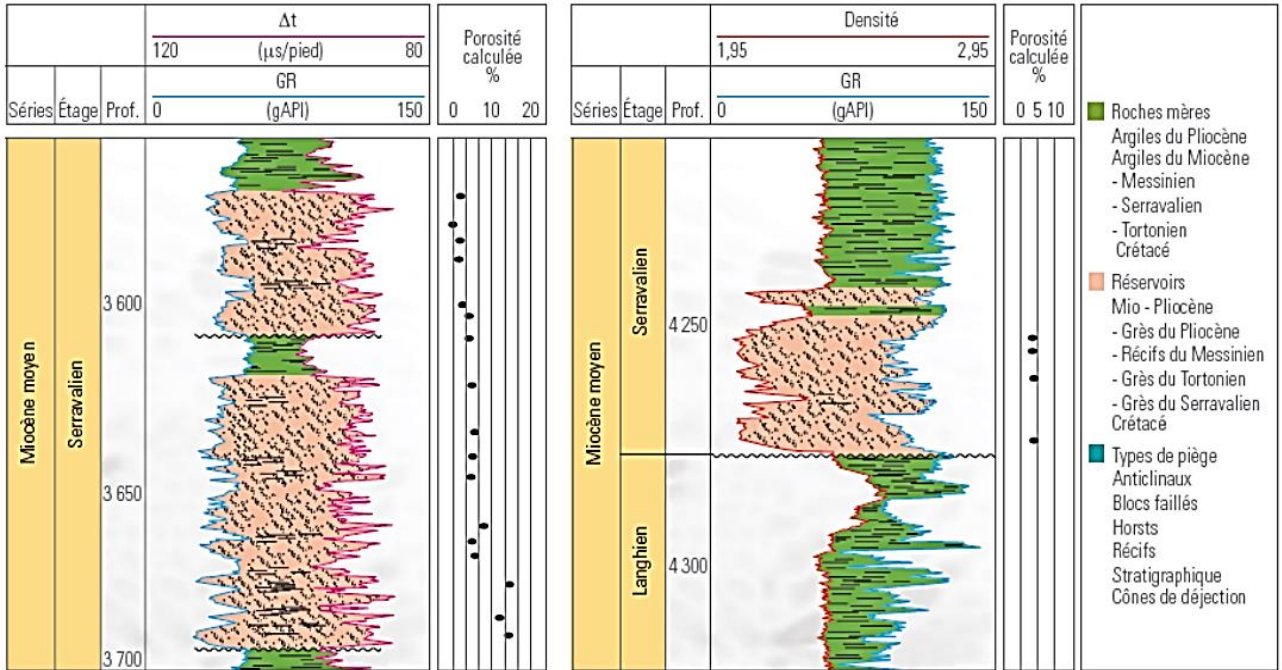


Fig.48. les réservoirs du miocène reconnus à HBB-1. [04]

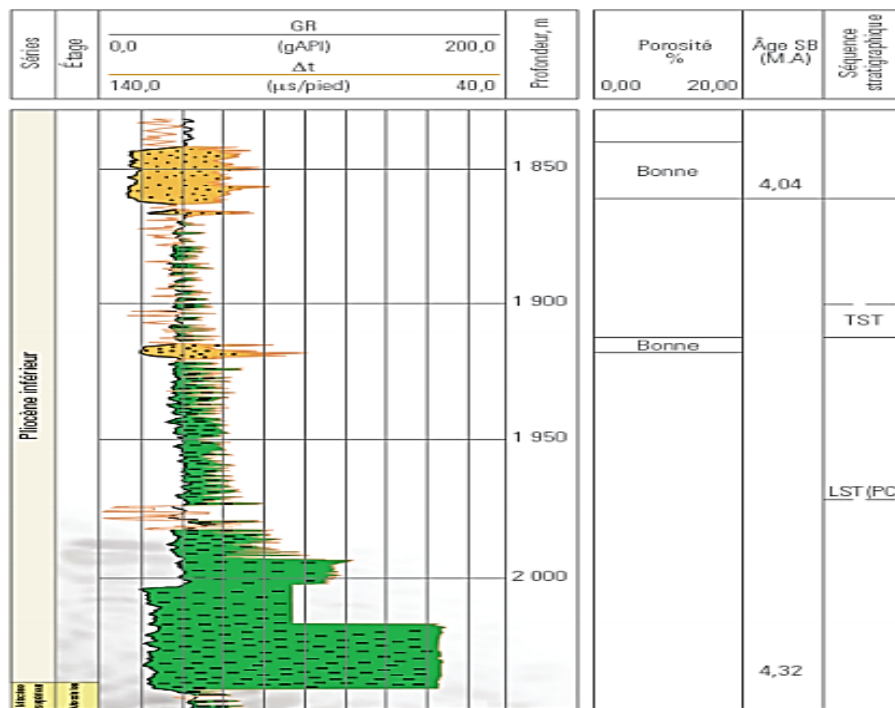


Fig.49. Les réservoirs du pliocène et leurs environnements à HBB-1. [04]

6. Système pétrolier

6.1. Modèles structuraux

Les modèles structuraux du domaine offshore algérien peuvent être décrits comme suit :

6.1.1. Région occidentale

Le style structural de la région occidentale est montré par les sections sismiques passant par le forage HBB-1. Ces schémas montrent un plan de décollement N-S auquel sont rattachés des accidents d'effondrement du socle durant le Miocène moyen à supérieur. Ils montrent également que HBB-1 est situé dans une zone haute par rapport au nord et à l'est des sections respectives.

Les événements géologiques majeurs ayant affecté la Méditerranée à l'échelle régionale sont datés, d'après l'étude réalisée dans le cadre d'une convention Sonatrach/Anadarko44 comme suit :

- Au Lutétien : il s'est produit la collision alpine optimale qui s'est matérialisée par la subduction vers le NO de la plaque Africaine sous la plaque Européenne.
- À l'Aquitainien : ouverture E-O du rift du golfe de Valence-Provence.
- Au Burdigalien : formation de la croûte océanique méditerranéenne.
- Au Tortonien : épisodes d'extensions mineures.
- Au Messinien : période de tectonique calme et de confinement de la Méditerranée.
- Enfin, au Pliocène supérieur : inversion tectonique de la Méditerranée occidentale.

Il y a lieu de noter la présence du volcanisme du Plio-Quaternaire qui pourrait (par son voisinage) contribuer à jouer un rôle positif dans la maturation thermique des roches mères du Pliocène inférieur (immatures à HBB-1), ainsi que la présence et le diapirisme des épaisses couches de sel du Messinien.

6.1.2. Région orientale

Le style structural de la région orientale centrée sur Bejaïa peut être observé sur le schéma défini par l'interprétation des sections sismiques où des structures anticlinales faillées, des structures contre failles, sont observées sur la section sismique nord-sud de l'Offshore oriental.

6.1.3. Roches mères

Les principales roches mères connues dans l'offshore sont du haut vers le bas :

- Celles du Pliocène inférieur : bien que leur COT soit à peine moyen, $0,23 \% < \text{COT} < 2,71 \%$, elles montrent un potentiel pétrolier très encourageant ($\text{PP} = 14,08 \text{ kg HC/tonne de roches}$), mais elles sont immatures au voisinage de HBB-1. Au voisinage de la MFS (Maximum Flooding Surface), identifiée au Pliocène inférieur, les analyses géochimiques ont montré les valeurs suivantes :
 - ✓ COT : 2,71 % et PP : 14,08 kg hydrocarbures/tonne de roche, à la cote 1 695 m ;
 - ✓ COT : 1,12 % et PP : 2,88 kg hydrocarbures/tonne de roche à la cote 1 590 m.
- Celles du Miocène : le potentiel pétrolier est plus faible que le précédent, avec des valeurs de COT qui varient de 0,23 % à 1,13 %, et un potentiel pétrolier pouvant atteindre des valeurs supérieures à 5 kg HC/tonne de roches.

La matière organique analysée est mature et se situe dans la phase de la fenêtre à huile. Des niveaux argileux de la base de l'Oligocène peuvent également constituer des roches mères potentielles dans la partie orientale de l'offshore algérien.

6.1.4. Réservoirs

Le forage HBB-1 a rencontré plusieurs niveaux gréseux dans le Miocène.⁴⁴ Ces niveaux gréseux sont bien mis en évidence par le log composite. Les valeurs de porosité sont de l'ordre de 5 à 18 % pour les intervalles détritiques du Miocène.

Dans les grès turbiditiques du Pliocène inférieur à 2, les valeurs de porosité sonic sont proches de 30 % et l'analyse séquentielle de ces turbidites montre la présence de dépôts associés à des Systèmes de Bas Niveau, des Systèmes de Haut Niveau recouverts par des Systèmes Transgressifs caractérisés par des Surfaces d'Inondation Majeures. D'autres niveaux réservoirs, tels que les grès du Numidien, ont été observés dans la partie orientale de l'Offshore algérien (core drills de Bou Abed (BAD-1 à 5) réalisés dans la zone côtière d'Annaba).

6.1.5. Couvertures

Le problème de la couverture ne se pose pas, l'étanchéité peut être assurée par les épaisses séries argileuses du Pliocène moyen et supérieur, du Tortonien et du Serravalien reconnues à travers l'Offshore algérien et qui, par leur puissance et leur extension, constituent des roches couvertures suffisantes.

6.1.6. Pièges

Le nombre important de leads identifiés par l'interprétation de la sismique réalisée confirme la présence de pièges (anticlinaux, contre failles et mixtes).

6.2. Spécificités

L'intérêt de l'Offshore occidental réside dans le fait qu'il présente des objectifs pétroliers récents, Miocène et probablement Pliocène. Certes il est peu connu, mais il pourrait être rehaussé par des résultats pétroliers positifs dans le bassin du Chelif qui se prolonge en mer. Dans la partie orientale, en Onshore (Constantinois), des résultats forts intéressants (indices actifs d'huile) sont observés dans les flyschs du Numidien (Oligo-Miocène) et dans l'Eocène. Ces séries numidiennes peuvent se prolonger en mer et constituer un substrat pour le Miocène post-flysch numidien (autochtone).

6.3. Résultats et perspectives

Le domaine offshore algérien demeure peu exploré bien que prospectif.

L'interprétation sismique met en évidence plusieurs « leads » de tailles pouvant dépasser 400 km² de superficie. Les quelques core drills réalisés montrent que des niveaux pouvant présenter des caractéristiques de roches réservoirs, de roches mères et de roches couvertures existent. Il s'agira de combiner ces données avec d'autres informations et analyses pour construire des plays qui pourraient, dans le futur, faire l'objet d'un forage de reconnaissance.[04]

7. La situation géographique de la zone du projet Algérien BEJ1

BEJ-1 se trouve au large de la côte est du littoral Algérien (voir Fig.50-51), a une distance de 40 km de la ville de Bejaia et 80 km de la ville de Jijel, avec les coordonnées 37°5'38''Nord, 5°9'51''Est. La profondeur totale du puits est 6010 m (y compris 2100 m comme tranche d'eau). [10]



Fig.50. la situation géographique de la zone du projet BEJ-1 par Google Earth.

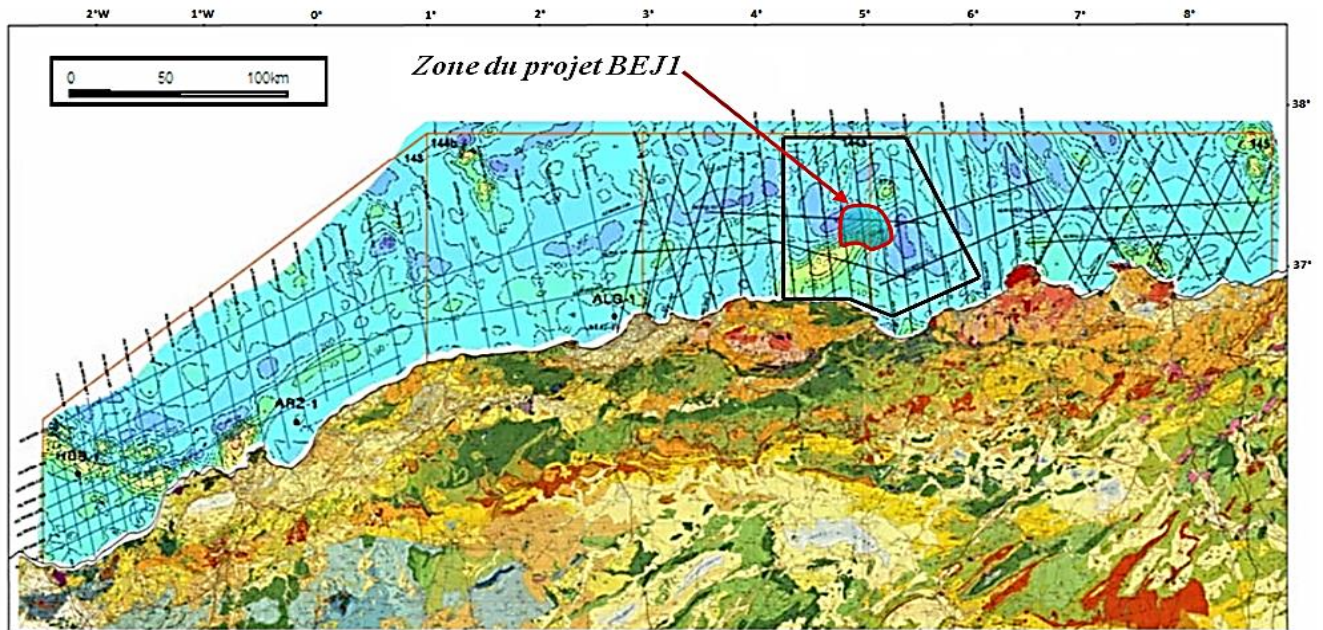


Fig.51. la situation géographique de l'emplacement du BEJ-1 Maps avec les détails des chemins du lavage sismique. [02]

8. La formation géologique et la coupe lithologique du projet BEJ-1

8.1. Système des hydrocarbures offshore en Algérie

8.1.1. Réservoirs

- Serravallian-Tortonian turbidites HBB-1 (porosité : 5-15%).
- Oligo-Miocène (Numidian Flychs) dans la partie extrême est.
- Lower Pliocene turbidites (une bonne Porosité)

8.1.2. Les roches mères

- Miocène Argile (TOC 1.5%).
- Serravallian-Tortonian Shales.
- Messinian Marne dans le puits HBB-1.

8.1.3. Les roches couvertures

- Messinian Evaporitic (Regional couverture)
- Argile et Marne (Miocène et Pliocène). [04]

8.2. La sismique du littoral de Bejaia (BEJ-1)

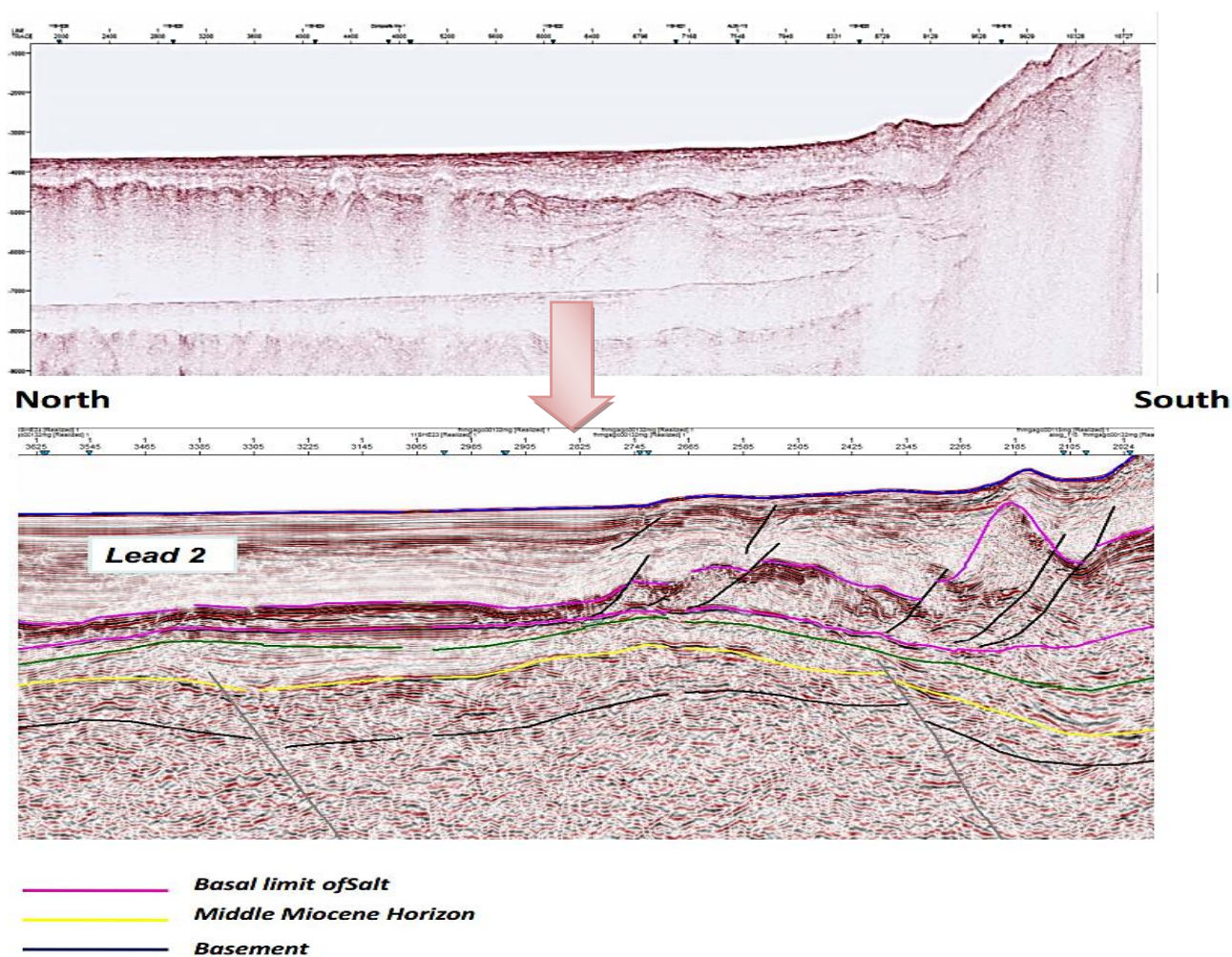


Fig.52. résultats sismique avec détermination des limites des couches. [02]

Le traitement des résultats sismique précédents nous a guidés à faire une carte en 2D du littoral de Bejaia, où les couches apparaîtrais bien séparés, la zone de traitement comme il est présenté au côté supérieur à l'adroite du chemin suivi par le bateau du traitement sismique.

La présentation de la carte se montre inversé par rapport à celle au-dessus, la partie sud au côté gauche c'est la partie de la croute terrestre dès qu'en avance vers le coté droite la profondeur d'eau augmente (voir Fig.52).

Dans cette carte ou le réservoir (Miocène) apparait de sa forme anticlinale avec sa couverture de Méssinien au-dessus (voir Fig.53). [35]

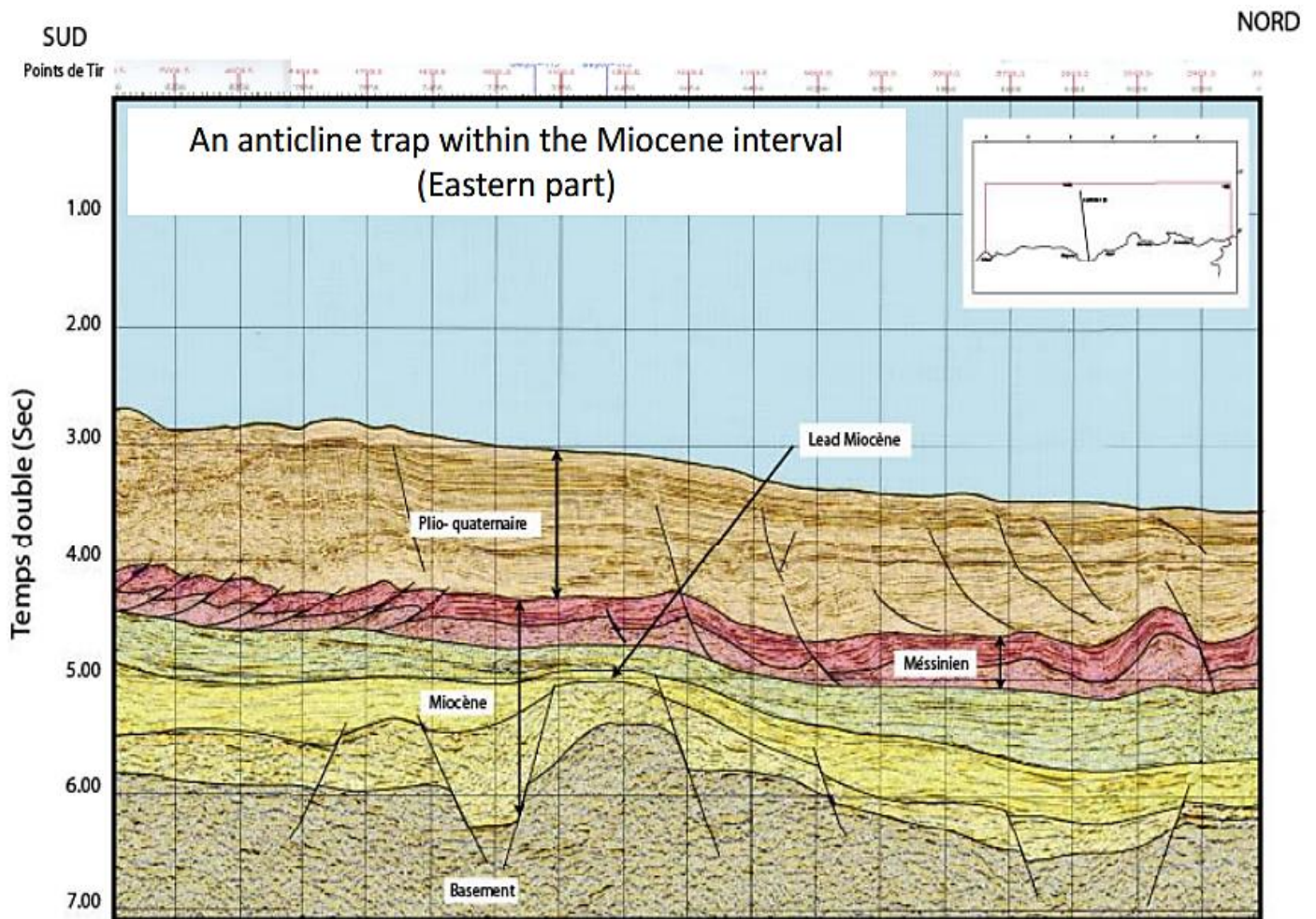


Fig.53. la coupe géologique de la zone Orientale (zone Bejaia BEJ1) d'après la sismique. [02]

8.3. La colonne stratigraphique de la zone Eastern

La stratigraphie de la partie orientale du littoral Algérien, se montre dans la figure ci-après, après l'analyse et l'interprétation des carottes obtenu du core Drill effectué au niveau de la partie orientale (voir Fig.54).

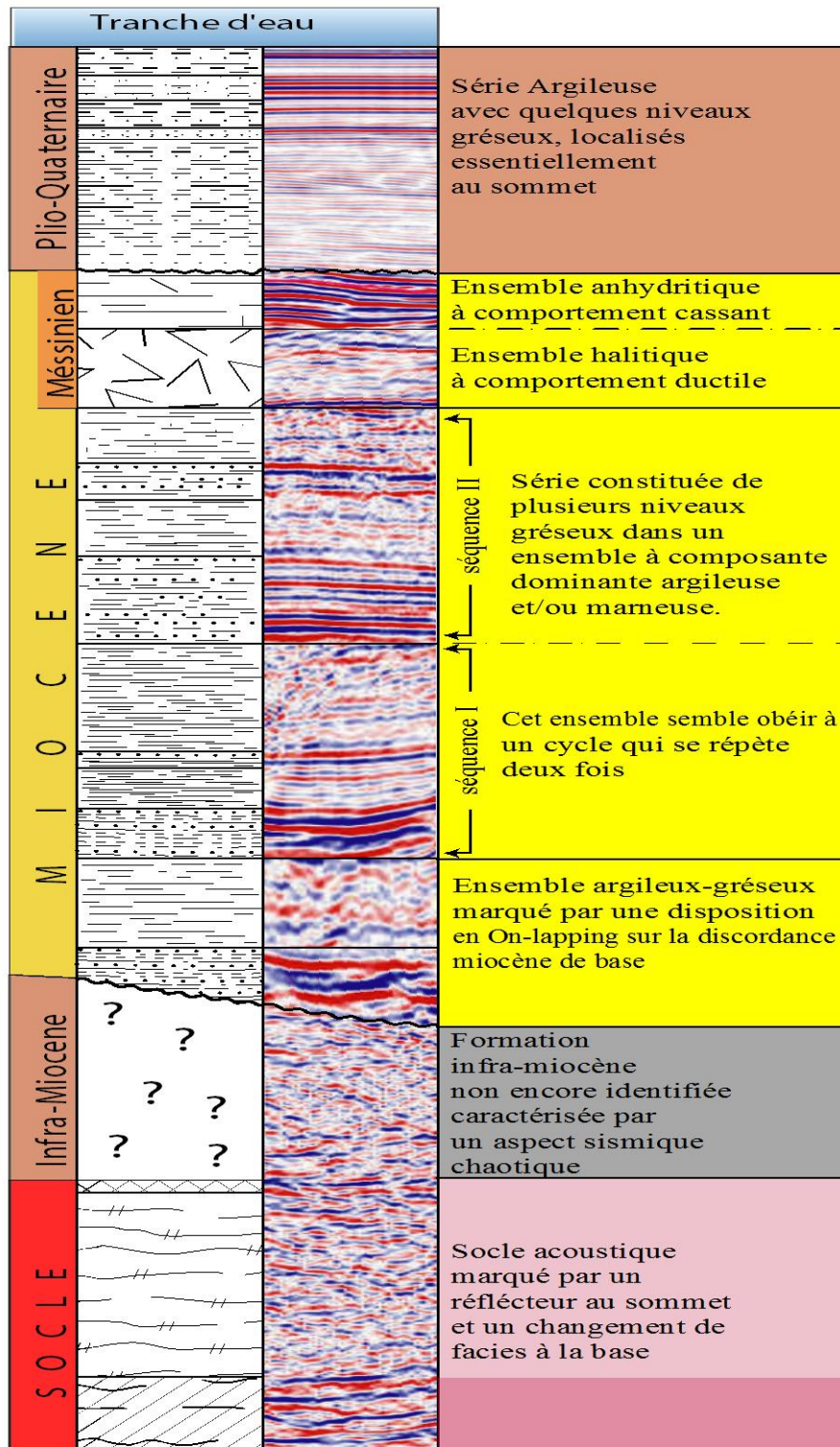


Fig.54. la colonne stratigraphique et lithologique de la zone du projet. [03]

9. Programme de forage du puits BEJ-1

DRILLING PROGRAM

Well Name: BEJ-1
 Water Depth: 2100 m
 Well Depth: 6000 m

Location: Littoral de Bejaia (Bloc 144a & 145)
 Coordonnées UTM: X=692348.63, Y=4104563.37
 37°5'38.546N, 5°9'51.233E

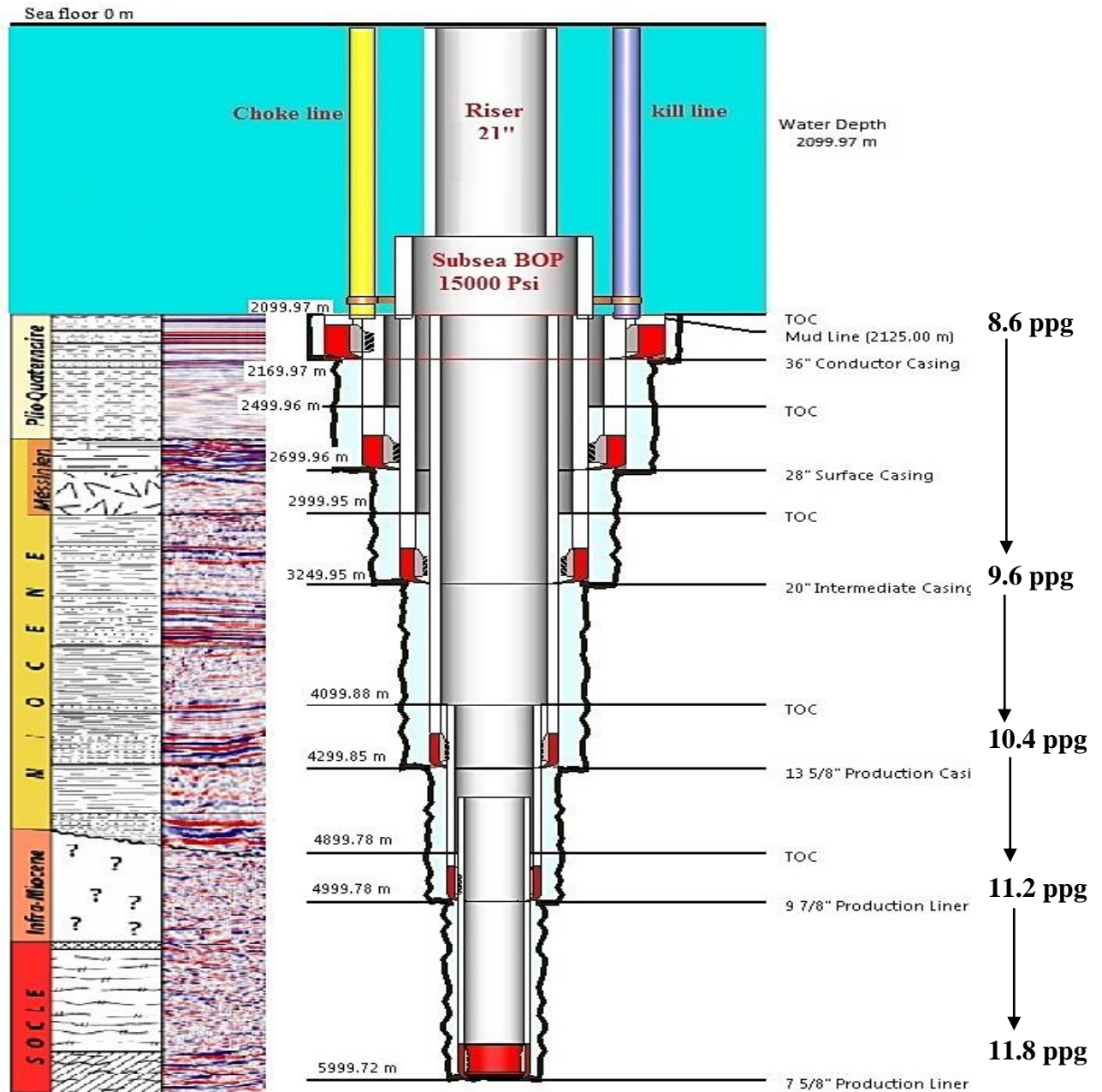


Fig.55. Programme de forage du puits BEJ-1. [20][02]

9.1. Reconnaissance préalable du fond de la mer

Avant l'amenée de l'unité de forage sur la zone, un relevé bathymétrique précis du fond marin doit être réalisé, ainsi qu'un relevé au sonar pour détecter l'éventuelle présence d'obstacles ou d'épaves.

Une reconnaissance des sédiments et des formations superficielles est également nécessaire, afin de :

- ✓ S'assurer, pour tous les types de supports, que le fond marin ne présente pas de risque de glissement de terrain pouvant mettre en péril l'intégrité de la tête de puits et des cuvelages superficiels ;
- ✓ Évaluer, pour tous les types de supports, le risque de présence de gaz à faible profondeur (prélevé un échantillon en éloignant 50 m du point d'implantation du puits).

Cette reconnaissance est effectuée par des tirs sismiques, des prises d'échantillons, des sondages carottés ou encore des essais de pénétrométrie.

Par ailleurs, il convient de mener une campagne de mesure des paramètres météo-océanographiques de la zone d'opération (vents, courants, vagues) pendant une durée assez longue (la plus grande vague pendant 100 ans) pour confirmer les statistiques d'observations disponibles ou acquérir ces paramètres.

Lorsque la zone a été reconnue comme propice au déroulement des travaux, l'unité de forage est acheminée et positionnée à la verticale du point de forage. [29]

9.2. Architecture du puits BEJ1

Le puits BEJ-1 sera réalisé en six (06) phases comme suite (voir Fig.55) :

- Forage 38" puis tubage 36"
- Forage 32" puis tubage 28"
- Forage 24" puis tubage 20"
- Forage 17 1/2" puis tubage 13 5/8"
- Forage 12 1/4" puis tubage 09 7/8"
- Forage 8 1/2" puis tubage 7 5/8". [10]

Les opérations dérouleront comme suit :

Phase 38"

Lorsque les opérations sont menées à partir d'un support flottant, un outil de forage de gros diamètre (34") est d'abord descendu au bout d'un train de tiges à l'intérieur du tube conducteur de diamètre 36". Un forage est réalisé avec l'outil à jetting (on obtient un trou de 38") avec l'augmentation de la pression de circulation, jusqu'à la côte du pose du tube guide (70 m). Le forage est effectué à l'eau de mer (Spud Mud). Cette phase est forée en perte totale (Riserless) c'est-à-dire sans retour de circulation en surface pour les raisons suivantes (voir Fig.56): [29] [35]

- le retour en surface pendant le forage sera difficile lorsque le facteur de fracturation est faible.
- Aucun gaz n'existe dans les formations forées au début de forage.

La cimentation de la colonne jusqu'au BML. [38]

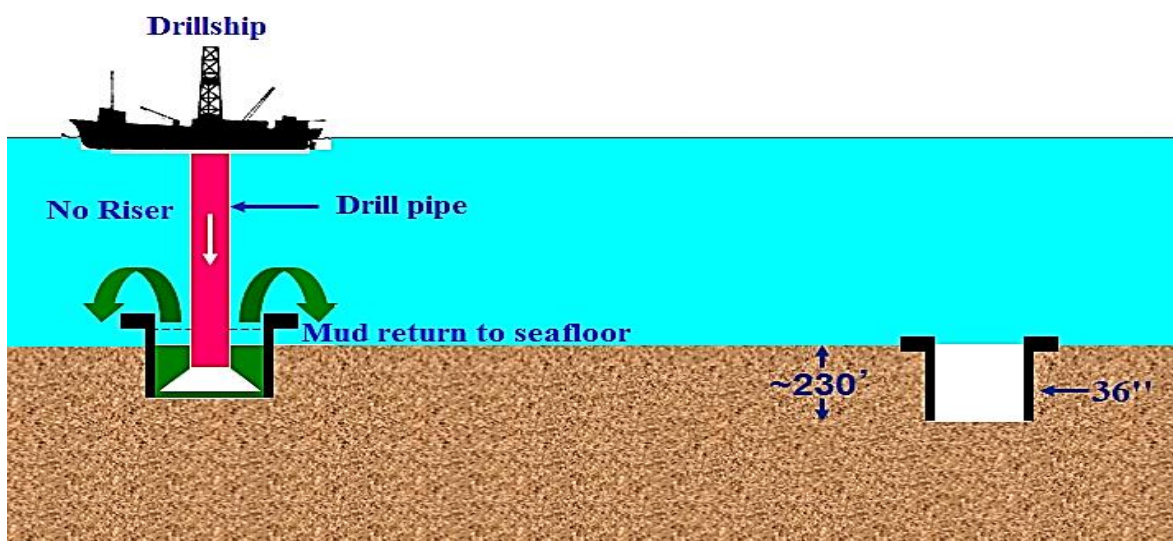


Fig.56. le forage de la phase 38". [38]

Phase 32"

Cette phase est généralement forée en diamètre 32", en perte totale (Riserless) (voir Fig.57).

Remarque :

La décision de connecter le riser dès cette phase de forage peut être justifiée si par exemple, un risque de gaz à faible profondeur est identifié.

- Utilisation de la boue à base d'eau de mer (Spud Mud)
- La profondeur forée peut atteindre 600m (1968 ft) à partir de BML.
- Descente d'une colonne du tubage de 28".
- Cimentation de la colonne jusqu'au BML. [35] [38] [20]

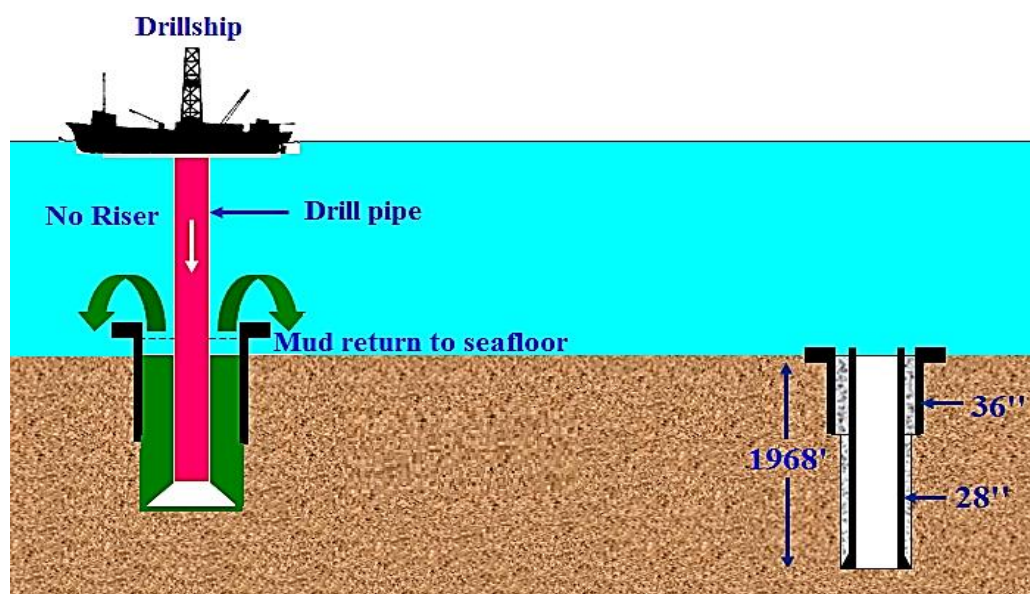


Fig.57. forage de la phase 32". [38]

Phase 24" (voir Fig.58)

- Cette phase est forée en diamètre 24", en perte totale (Riserless).
- Utilisation de la boue à base d'eau de mer (Spud Mud)
- La profondeur de forage atteint 1150 m (3772 ft) à partir du BML.
- Descente d'un casing de 20".
- Cimentation de 750m (2460 ft) de la colonne. [20]

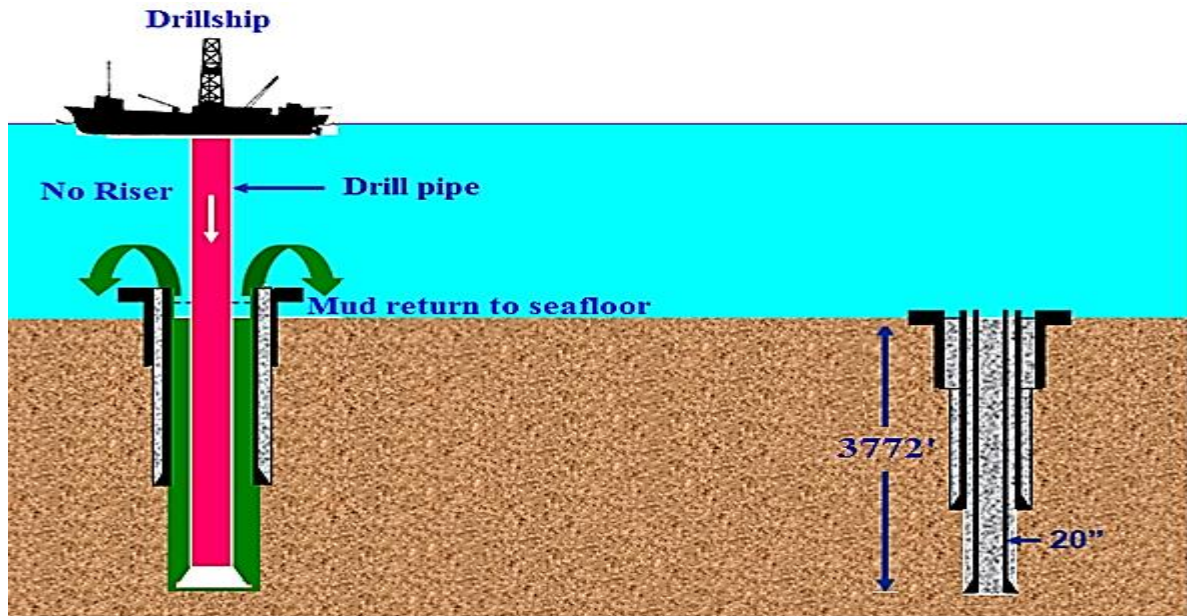


Fig.58. forage de la phase 24" [38]

Phase 17 1/2" (voir Fig.59)

- Exécution de riser et BOP stack ;
- Forage de la phase 17'' 1/2 jusqu'à la côte de 2200 m (7216 ft) à partir du BML ;
- Retour vers la surface ;
- Descente de la colonne de tubage de 13'' 5/8 ;
- Cimentation de 1300 m (4264 ft) de la colonne ;
- Fluide de forage LTOBM (Low Toxicity Oil Based Mud). [20]

Remarque

Le BOP est descendu au fond de la mer, surmonté du LMRP et du Riser. Au cours de la descente, des tests en pression des lignes périphériques du Riser sont régulièrement effectués, afin de vérifier l'intégrité hydraulique des lignes de sécurité et de commande du BOP, une fois le BOP est connecté à la tête de suspension des tubages (HP casing head).

C'est une opération délicate, qui s'effectue à vue, grâce aux caméras du ROV, et qui requiert de très bonnes conditions météo-océanographiques. [29]

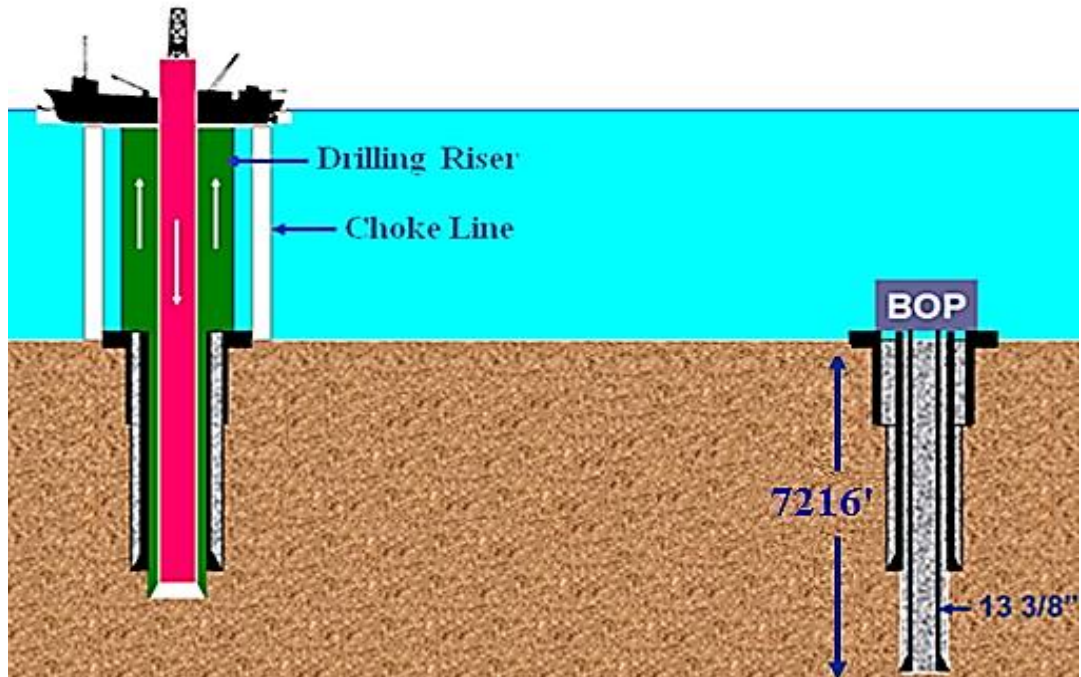


Fig.59. forage de la phase 17 1/2". [38]

Phase 12 1/4" (voir Fig.60)

- Forage de la phase 12 1/4" jusqu'à la côte de 2900m (9512 ft) à partir du BML ;
- Retour vers la surface ;
- Descente de la colonne de tubage de 9 5/8" ;
- Cimentation de 900m (2952 ft) de la colonne
- Fluide de forage LTOBM (Low Toxicity Oil Based Mud). [20]

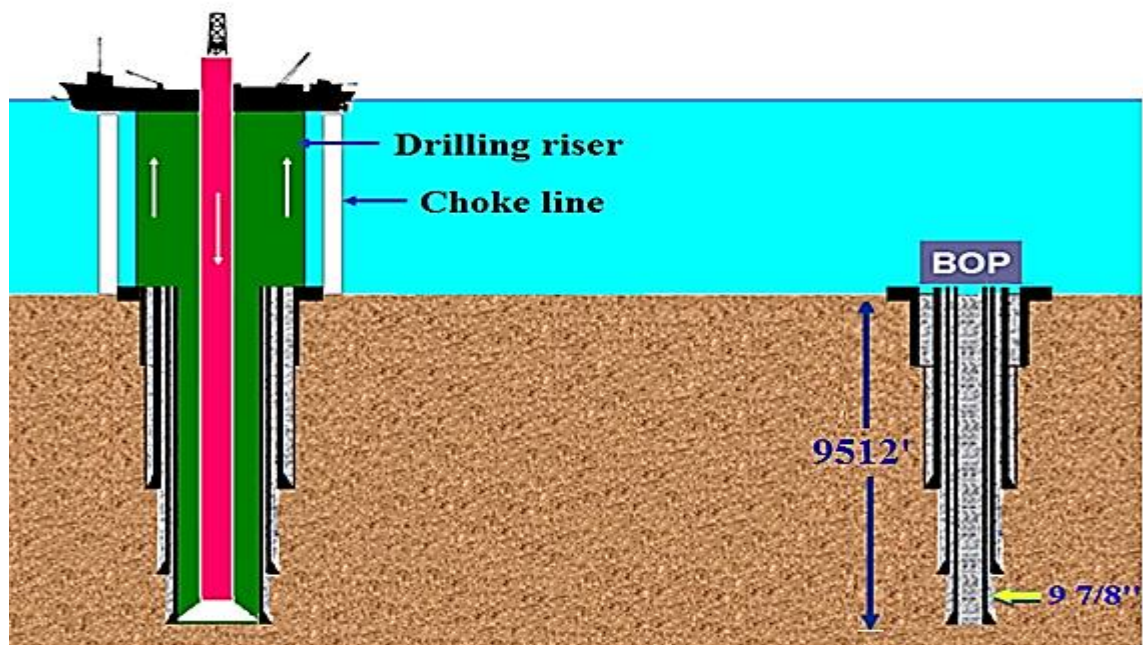


Fig.60. La phase 12''1/4. [38]

Phase 08 1/2" (voir Fig.61)

- Forage de la phase 8''1/2 jusqu'à la cote de 3900m (12792ft) à partir du BML ;
- Retour vers la surface ;
- Descente de la colonne de tubage de 7 5/8'' à une côte de 13120ft ;
- Cimentation de 1100m (3610 ft) de la colonne du tubage ;
- Fluide de forage LTOBM (Low Toxicity Oil Based Mud). [20]

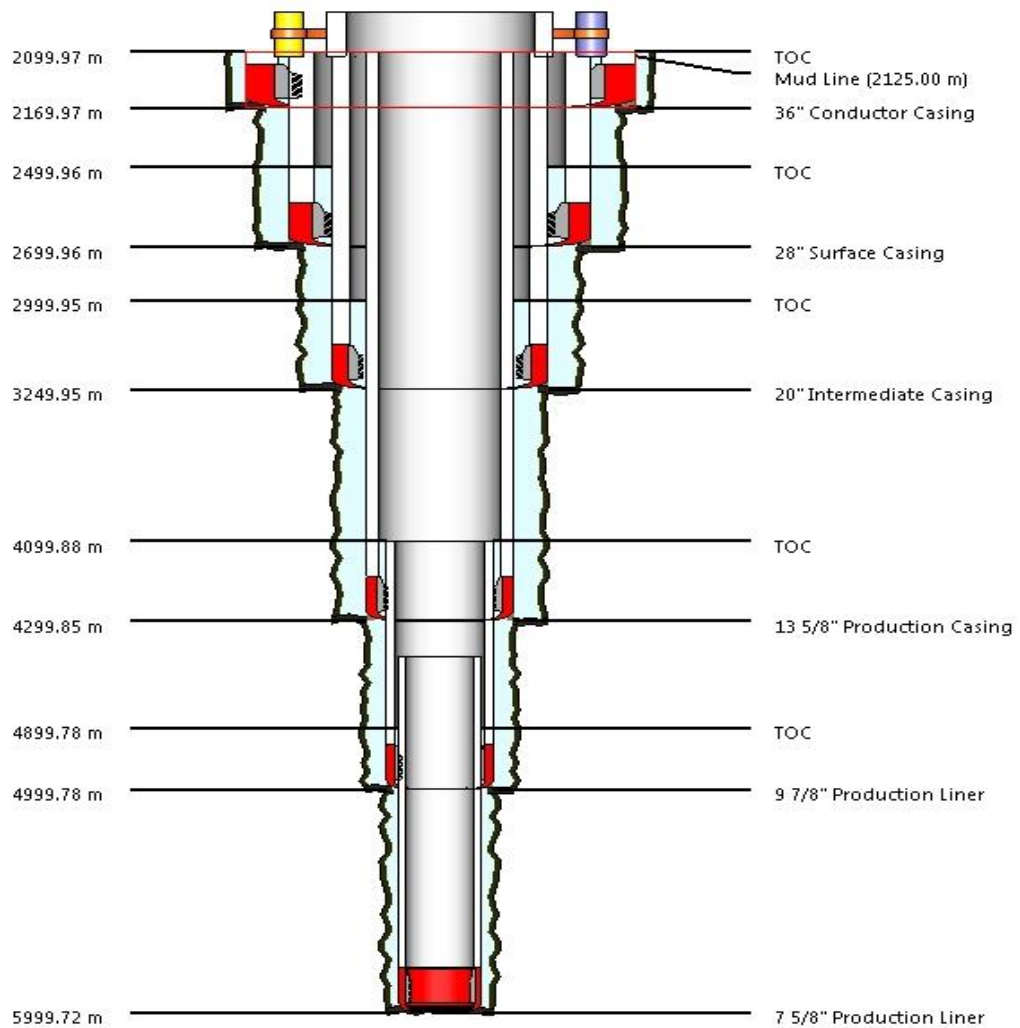


Fig.61. La phase finale du puits 8''1/2 [20]

Remarque

L'outil de forage peut être donc descendu à travers le riser, la tête de puits et le casing de surface

9.3. Programme de la boue

Tab.04. tableau de boues utilisées durant les différentes phases de forge du Puits BEJ-1. [10]

Hole Size (in)	Measured Depths (m)			Mud at Shoe (sg)			
(in)	Hanger	Shoe	TOC	Shoe (sg)	Base Fluid	Type	
38	2100	2170	2100	1,03	Water	Spud mud	PAD (pump and dump) Mud
32	2100	2700	2100	1,03	Water	Spud mud	PAD (pump and dump) Mud
24	2100	3250	2500	1,15	Water	Spud mud	PAD (pump and dump) Mud
17,5	2100	4300	3000	1,25	Oil	LT OBM	Low Toxicity Oil Based Mud
12,25	4100	5000	4100	1,35	Oil	LT OBM	Low Toxicity Oil Based Mud
8,5	4800	6000	4900	1,42	Oil	LT OBM	Low Toxicity Oil Based Mud

Le forage du puits sera commencé par Spud Mud avec la méthode PAD (Pump & Dump) à base d'eau de mer (voir Fig.62), ce type PAD de sorte que son principe de base est de pomper l'eau de mer jusqu'au fond du trou à l'intérieur du train de tiges avec puissance puis il port la masse du cuttings du fond du trou au fond marin, comme il est présenté dans la figure ci-après.

Les trois premières phases seront forées par la méthode Pump & Dump avant l'empilage du BOP.

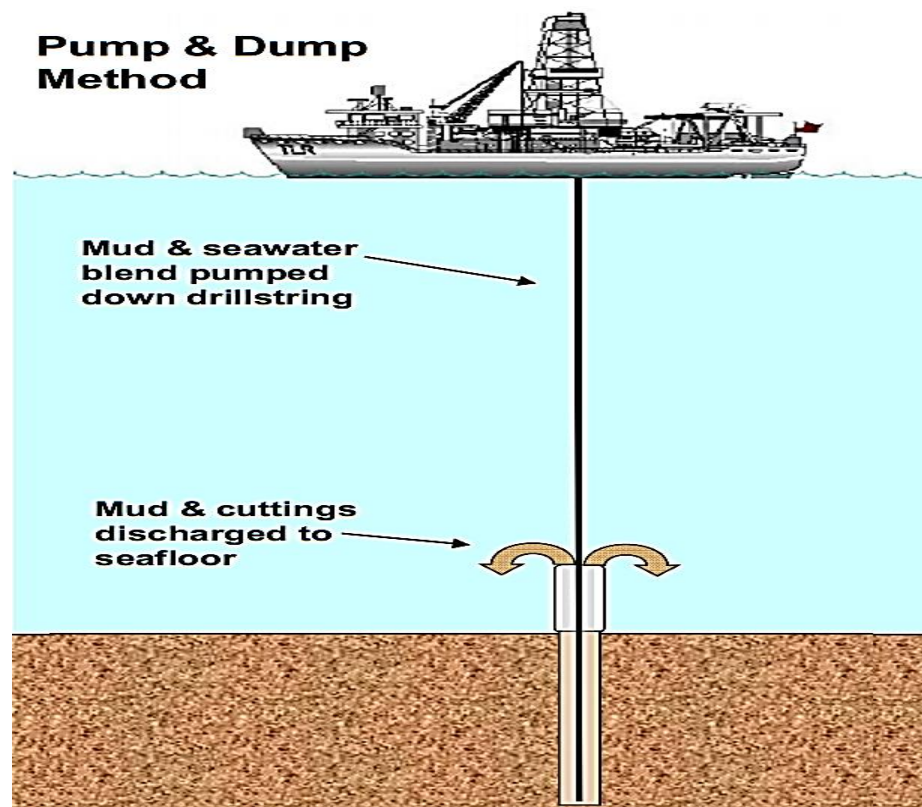


Fig.62. La méthode de Pump and Dump. [28]

Après la mise en place du BOP, la boue utilisée c'est à base d'huile traité moins toxique LTOBM (Low Toxicity Oil Based Mud), pour minimiser le taux de pollution marine. Généralement basée sur le gasoil avec quelques additifs pour maintenir la boue à une densité désirée selon la phase à forer et selon le programme de forage désigné.

Cette boue fabriqué est traitée et mise à une étude au laboratoire, pour voir son influence sur la vie maritime faune et flore. L'échantillonnage sera déroulé par la prise des poissons les plus faibles dans le milieu marin, puis on va mettre ces poissons à l'intérieur de cette boue et on suit le nombre des poissons morts dans des périodes connues 24 heures, 48 heures, 72 heures, 96 heures. Cette courbe appelé le taux de mortalité (Death rate). [35]

10. Le choix de l'appareil de forage offshore Ultra Deepwater pour le projet Algérien BEJ-1

10.1. Choix du Rig

Pour faciliter les choix du Rig pour un projet en offshore, l'ingénieur de forage se trouve devant un nombre de critères qui conditionnent le choix, parmi les on cite :

10.1.1. Type de forage

- ✓ **Le 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
- ✓ **Le forage d'expertise** : (d'appréciation), l'objectif de ce dernier est de préciser ou de compléter les informations fournies par le forage précédent, en déterminant les caractéristiques lointaines du gisement, ses limites, sa rentabilité ... etc.
- ✓ **Le forage de développement** : l'objectif principal de ce type de forage est d'effectuer des puits en service ou en production. [08]

Le forage à réaliser en Algérie est de type d'exploration.

10.1.2. La profondeur d'eau

Tab.05. classification des profondeurs d'eau.

Nom	Profondeur d'eau H [m]
Eaux peu profonde	≤ 200
Eaux moyennement Profond	$200 < H \leq 450$
Grands fonds (Deepwater)	$450 < H \leq 1500/1800$
<i>Ultra Grands fonds (ultra Deepwater).</i>	$1800 < H \leq 2500/3000$

Pour les profondeurs en Ultra Deepwater (projet Algérien), les supports utilisés pour le forage sont des Drillship et des Semi-submersibles. [35]

10.1.3. Type des mers

- Mer difficile (Semi-submersible).
- Mer calme (Drillship, Semi-submersible). [08]

La mer algérienne appartient à la mer méditerranée, où son caractère est le calme.

10.1.4. Type d'ancrage

Une fois le Rig est choisi, les experts du Deepwater passent évidemment au choix du type d'ancrage convenable au support, ce dernier est composé de deux types qui sont :

- Ancrage dynamique ;
- Ancrage funiculaire.

Les deux enclaves sont convenables pour le projet Algérien, mais à l'heure actuelle l'ancrage utilisé souvent est l'ancrage dynamique.

10.1.5. Les conditions météo-océanographiques

- Courant (type des courants et la salinité des mers) ;
- Houle (la houle la plus grande pendant une période de 100 ans) ;
- Glace (la quantité de la glace formée) ;
- Vent (l'intensité du vent et sa direction).

10.1.6. Considérations économiques (coût)

Avant de prendre une décision sur le type du support à utiliser pour la réalisation d'un projet quelconque, il faut réaliser une étude bien précise et approfondie au même temps pour estimer le budget convenable et aussi pour définir approximativement le revient du projet.

Concernant les deux type du support choisi (Semi-submersible et Drillship) du côté économique, les Drillships sont moins coûteux par rapport aux Semi-submersibles (frais de transport –Drillship déplacement autonome, les semi-submersible transportées a site avec des bateaux semi-submersibles). [35]

10.1.7. La sécurité et les performances environnementales

La sécurité environnementale est parmi les facteurs principales pour le choix idéal de support, la sensibilité des milieux marins nous guide à être vigilants et à respecter les lois environnementales pour la vie marine (faune et flore), afin d'éviter les influences inattendus des produits utilisés sur le milieu marin

10.1.8. Disponibilité-fenêtres d'opportunité

La disponibilité du support est parmi les critères principaux pour le bon choix de l'appareil, parce que la disponibilité joue un rôle primordial pour faciliter le transport au site d'implantation et la réduction du cout.

À la zone méditerranéenne tous les types des plates forme sont disponibles (Drillship, Semi-submersible, jack-up), donc la disponibilité des supports n'est plus un obstacle pour un forage dans cette région.

Après avoir terminé les études sur les critères du choix cités ci-dessus, la compagnie pétrolière offshore doit se focaliser beaucoup plus sur les trois critères suivants :

- Le type et la taille du BOP ;
- La capacité du Rig ;
- La pression hydraulique suffisante.

10.1.9. Choix du BOP

Pour trouver le BOP convenable, on doit faire une étude sur les conditions de la formation à forer, cette étude appelée MASP (Maximum Anticipated Surface Pressure), où la pression de la surface étudiée nous montre la taille du BOP convenable à utiliser. La méthode de calcul de cette pression la plus élevée prévue pour être rencontrée à la surface du puits. Cette prédiction de pression doit être basée sur la pression de formation moins un puits rempli de fluide de formation natif dans les conditions actuelles. Si la formation d'informations fluide est inconnue, cette prédiction de pression doit être basée sur la pression de formation moins un puits rempli de gaz sec de la surface à l'intervalle d'achèvement.

En peut traduire ce texte avec l'équation suivante :

$$MASP = [(1.42 \times \rho_{\text{res}} \times H_{\text{res}}) - (1.42 \times \rho_{\text{gas}} \times H_{\text{gas}})]$$

Donc :

$$MASP = [(1.42 \times 1.4 \times 6000) - (1.42 \times 0.24 \times 4000)]$$

$$MASP = 10564.8 \text{ Psi}$$

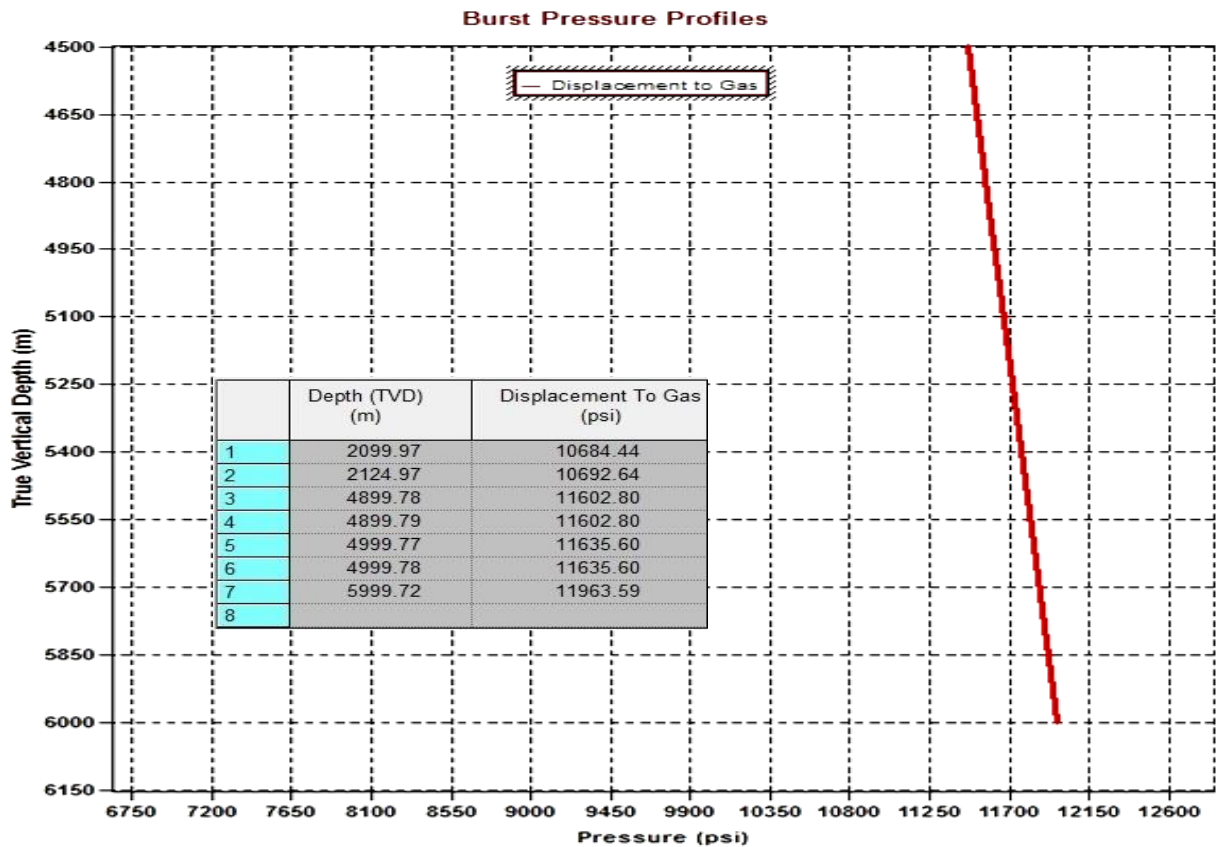
ρ_{res} : densité du réservoir (Specific Gravity).

ρ_{gas} : densité du gaz (pris standard pour le méthane CH₄)

1.42 : facteur de conversion

H_{res} : profondeur du réservoir (m)

H_{gaz} : hauteur de la colonne du gaz (m). [10]



Diag.01. Diagramme de MASP (Maximum Anticipated Surface Pressure). [20]

Résultat

Selon le résultat du MASP et du graphe fait à l'aide du logiciel Land Mark de Haliburton, on trouve que le BOP convenable pour le puits BEJ-1 est le BOP de capacité 15 000 Psi avec une marge de sécurité de 4000 Psi.

10.1.10. Choix de la capacité du Rig

La capacité du Rig (capacité de levage) est choisie selon le train du casing le plus lourd. On procède alors au calcul du poids de tous les casings qu'on veut introduire dans le puits (on considère que le puits est vide, pour avoir le poids maximal comme un coefficient de sécurité), puis on choisit un rig capable de lever le train du casing et aussi de le libérer en cas de coincement.

Le tableau ci-dessous nous résume les poids des casings qu'on veut introduire dans le puits BEJ-1 selon le programme de forage proposé auparavant.

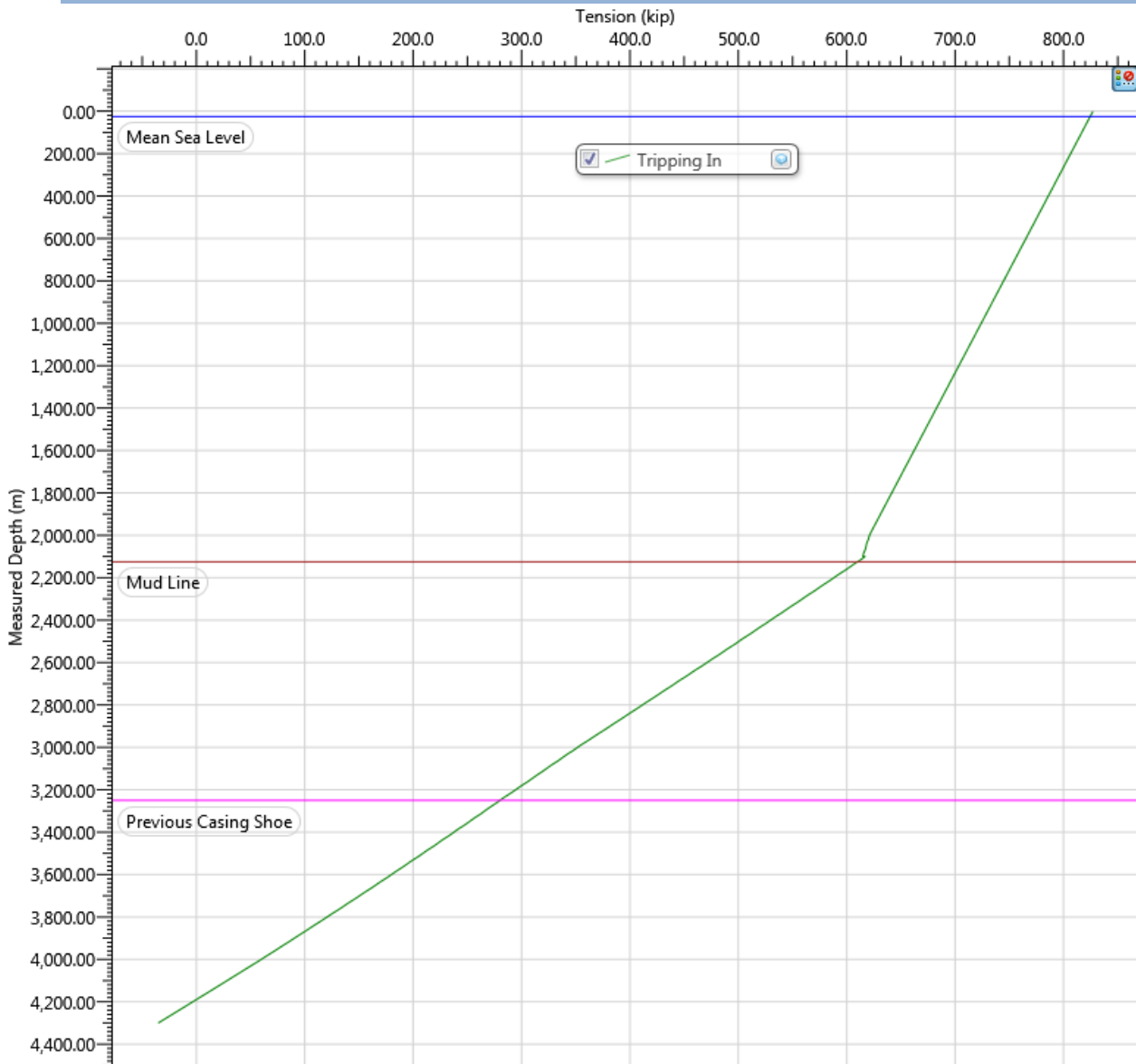
Tableau.06. le poids des trains de casings et des tiges. [10]

Casing OD	Weight (lb/ft)	Lenght (ft)	Total weight (lb)	CSG + DP String WT (lb)	RIG Limit (lb)	Safety factor
36"	282,4	230	64 952,00	255 749,60	<i>2 000 000</i>	7,82
28"	218,2	1968	429 417,60	620 215,20	<i>2 000 000</i>	3,22
20"	166,44	3772	627 811,68	818 609,28	<i>2 000 000</i>	2,44
13,625"	88,2	7216	636 451,20	827 248,80	<i>2 000 000</i>	2,42
9,625"	62,8	2952	185 385,60	376 183,20	<i>2 000 000</i>	5,32
7,625"	59,3	5084	301 481,20	492 278,80	<i>2 000 000</i>	4,06
Drill pipe OD						
6,625"	27,7	6888	190 797,60			

Le graphe ci-après nous montre le poids appliqué sur chaque partie du string (Casing + drill pipe), dans des différentes phases.

Où le poids appliqué sur chaque string se diffère, premier segment au-dessous montre la force de traction appliqué sur le train du casing ou la partie inférieure ne porte que son poids, par contre le casing supérieur porte le poids de tous les casings au-dessous.

On voit que le premier segment a une valeur élevée parce que cette partie montre la phase à partir du seabed jusqu'au Drillship ou on utilise les Drillpipes pour la descente du casing, pour cela, la tension (le poids) la plus grande est appliquée sur la dernière tige du côté supérieur 827 248.80 lb, par contre la plus petite tension est appliquée sur le dernier casing du côté inférieur est nulle (sauf son propre poids). [35]



Diag.02. Diagramme du poids appliqué sur le mat en cours de descente du tubage avec tiges. [20]

Résultat :

Selon les résultats obtenus des calculs, la capacité de levage (Hook Load) est de l'ordre de 2 000 000 lb. La phase 17 1/2" possède le string le plus lourd (tiges + casing 13 3/8") avec un poids de **827 248,80 lb**, par conséquent le safety factor porte une valeur minimale

$$SF = \text{Rig Limit} / WT$$

$$SF = 2\,000\,000 / 827\,248,80$$

$$SF = 2,42$$

Où

SF : Safety Factor ;

WT : Weight Total (casing+ Drill pipe string) (lb) ;

Rig Limit : Capacité maximale de Hook Load (lb).

La capacité de tirage dans ce cas atteint 1 172 751,2 lb (531,256 tonnes). [10]

10.1.11. La capacité hydraulique

L'étude de la capacité hydraulique nous permet de définir la pression maximale qu'on doit utiliser durant les différentes opérations de forage.

La pression totale fournie par les pompes doit être supérieure à la somme des pertes de charge dans tous le cycle de forage (du stand pipe jusqu'à la goulotte).

Commençant du stand pipe passant par les flexibles, et dans le top drive et à l'intérieur de la garniture (tiges et BHA), puis à son retour tout le long de l'annulaire du puits (open hole, cased hole), arrivant au BOP sortant de la goulotte.

Le graphe ci-après nous montre l'étude à la capacité hydraulique pour le puits BEJ-1, selon les paramètres de ce puits on constate que :

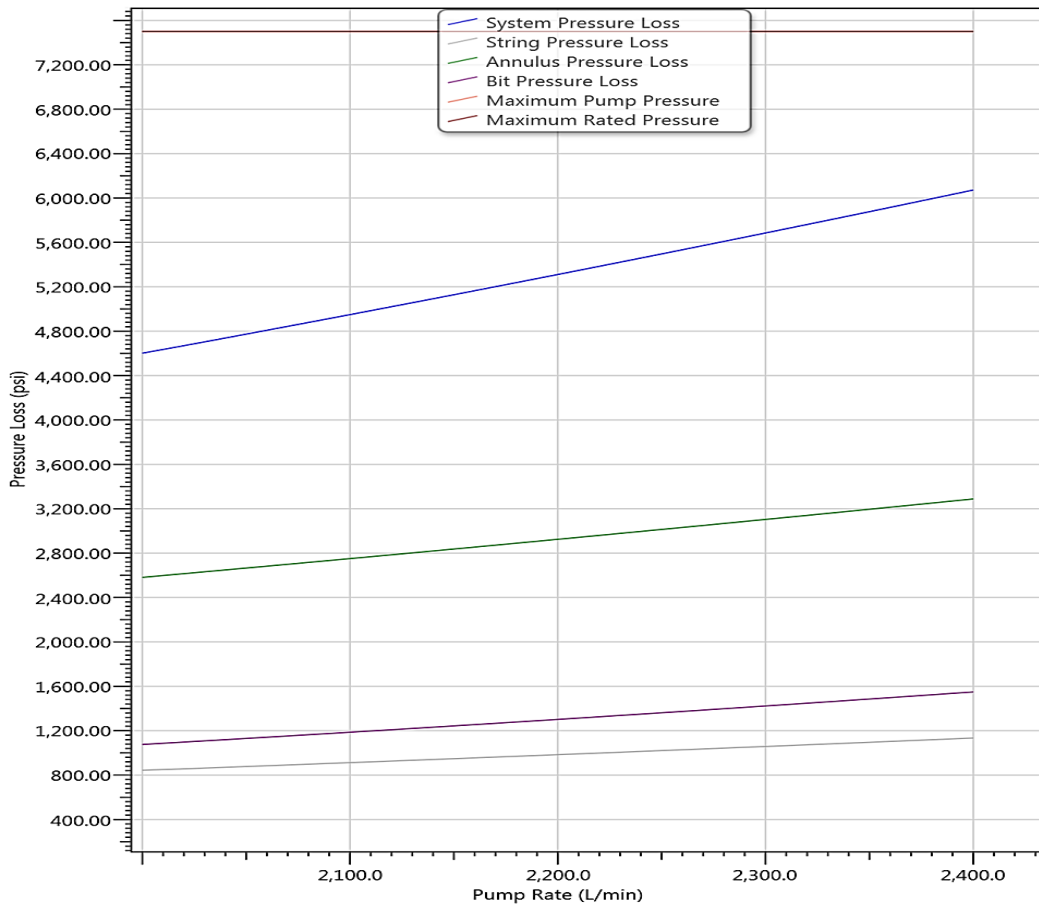
➤ La ligne en couleur bleu qui indique la somme de toutes les pertes de charges dans le circuit de circulation qui vaut à la valeur de 6100 Psi où les pertes sont détaillées comme suite :

- La ligne en gris détermine les pertes à l'intérieur de la garniture, en valeur de 1100 Psi.

- La ligne en violet indique les pertes au niveau de l'outil de forage, en valeur 1600 Psi.

- La ligne en vert montre les pertes tout le long de l'annulaire, en valeur de 3400 Psi.



➤ La ligne en marron indique la pression maximale que les pompes peuvent fournir (la valeur de capacité hydraulique 7500 Psi c'est le système de pression présent dans la 6^{ième} génération des Drillships). Donc les pertes de charges ne doit pas dépasser les 7500 Psi la capacité maximale des pompes disponible. [35]



Diag.03. les pertes de charge dans le circuit de circulation et la puissance hydraulique [20]

11. Le choix de l'appareil pour le projet Algérien

Tab.07. comparaison entre Drillship Poseidon Scarabeo 7 pour le choix d'appareil pour le projet BEJ-1. [09] [31]

Les critères du choix d'appareil convenable pour un projet offshore	Caractéristiques demandées Pour le projet Algérien BEJ-1				
		Deepwater Poseidon Ultra-Deepwater Dual-Activity Drillship		SCARABEO 7 Semi-submersible Drilling Unit	
Le BOP	15 000 Psi	15 000 Psi	✓	15 000 Psi	✓
Système hydraulique	7 500 Psi	7 500 Psi	✓	7 500 Psi	✓
Capacité de levage	2 000 000 lb	4 000 000 lb	✓	1 500 000 lb	✗
Water Depth	2 100 m	3 600 m	✓	1 500 m	✗
Total Depth	6000 m	12 192 m	✓	7 620 m	✓

Résultat de l'étude :

D'après les résultats du tableau ci-dessus, le Drillship **Poseidon** est parmi les MODU qu'on puisse proposer pour le projet Algérien BEJ-1, selon ses caractéristiques satisfaisantes par rapport aux critères demandés, par contre la plateforme de forage **Scarabeo 7** ne peut être choisie, parce que ses critères ne répondent pas aux critères demandés. [35]

Conclusion générale :

Le forage d'exploration en offshore ultra profond, représente un défi potentiel pour les foreurs. Vu la prévoyance des problèmes possibles à rencontrer tels que les changements climatiques sévères possible selon la saison, problèmes techniques au matériel, des pertes de fluide de forage, des venues, des coincements et d'autres problèmes rencontrés lors des opérations de forage.

Il nécessite des techniques et des équipements supplémentaires (support flottant, Riser, BOP sous-marin,... etc) par rapport au forage Onshore. Actuellement l'exploration en offshore a vu une évolution remarquable qui est soutenu par des techniques uniques et des dispositifs spécialisés. La combinaison de ces techniques et de ces dispositifs conduisent à améliorer les performances du forage en offshore et d'augmenter le taux de réalisation des projets.

Le projet BEJ-1 nécessite un navire de forage (Drillship Poseidon) car il répond beaucoup plus aux conditions d'environnement de la mer méditerranée, en exception à nos côtes Easternes, en possédant des caractéristiques satisfaisantes (capacité de BOP, Hook Load, système de boue, profondeur d'eau en ultra profond,...etc).

Nos recommandations se récapitulent en premier lieu à l'enrichissement et l'achèvement de cette base des données (équipements, logistique, HSE, choix du Rig), afin de pouvoir compléter l'étude, en la rendant plus signifiante et efficace. À partir de ça, on peut mettre les doigts sur la meilleure proposition qui permet à l'Algérie d'engager définitivement à l'exploration des sites offshore.