

N° Ordre/Faculté FHC/UMBB/2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DEPARTEMENT GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS

**Mémoire fin d'études en vue de l'obtention du diplôme
MASTER**

Présenté par :

AGYEMANG BOATENG Gilbert

AKRONG Joseph

Filière : Hydrocarbures

Option : forages du puits

Thème

Simulation du contrôle des venues de forage sous-marin

Devant le jury :

MELLEK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
AZRIL Nadjat	Enseignante	UMBB	Examinatrice
BOUBEKEUR Zine El Abidine	Enseignant	UMBB	Examineur
BOUDOUR Rafik	Superviseur	IAP	Encadrant

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciements

Tout d'abord, on remercie le bon Dieu de nous avoir donné la chance d'étudier et le courage pour finir nos études.

Au terme de ce modeste travail, on remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce présent mémoire en particulier :

Notre promoteur M. Rafik Boudour, chef département forage et production à l'institut d'Algérie pétrolier (IAP) SONATRACH, pour son aide, sa disponibilité, son discernement et son sérieux.

On remercie également M. Sofiane Aitabdelkaoui, Enseignant well control à IAP et Madame Assia Tiliouine, assistante de centre de simulation à IAP qui nous a beaucoup aidés par leurs connaissances, leurs critiques et leurs conseils pendant notre stage pratique à IAP SONATRACH.

Notre remerciements à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation à l'Université de Boumerdes.

Dédicaces

AKRONG Joseph

Je dédie ce mémoire à mes chers parents, M. Jonathan Akrong et Madame Selina Adomah pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

Aussi, à mes chères sœurs Jennifer Naa Koowah Akrong et Georgia Akrong pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral.

AGYEMANG BOATENG Gilbert

Je dédie ce mémoire à mes parents, M. Stephen Boateng et Mme Rebecca Frimpomaa pour leurs soutiens, prière, amour dans ma vie.

Aussi à ma grand-mère Georgina Fordjour pour sa prière et aussi mes oncles Michael Kofi Oteng et Philip Baffour Awuah.

Et mes tantes Stella Nyarko, Joséphine Serwaa.

SOMMAIRE

Remerciement.....	i
Dédicaces.....	ii
Sommaire.....	iii
1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Généralité.....	2
1.2 Contrôle de venue	2
1.2.1 Contrôle de puits primaire ($H_{mud} > P_f$)	2
1.2.2 Puits de contrôle secondaire ($H_{mud} < P_f$)	2
1.3 Classification de contrôle des venues.	3
1.4 Puits sous-marin	3
1.5 Simulateur	4
2 CHOKE LINE FRICTION (PERTE DE CHARGE DANS LA CHOKE LINE)	5
2.1 Définition.....	6
2.1.1 Choke Line Friction Loss	6
2.1.2 Méthodes pour enregistrer le choke line friction loss.....	6
2.2 RISER MARGIN/ RISER LOSS (PERTE DE RISER).....	10
2.2.1 Comment Trouver Le Riser Margin.....	11
3 LES EQUIPEMENTS DE CONTROLE DES PLATES-FORMES PETROLIERES OFFSHORE.	14
3.1. Introduction	15
3.2. Type de plateforme de l'offshore.....	15
3.2.1. Les plateformes fixes.....	15
3.2.2. Les plateformes mobiles et unités flottantes.....	16
3.3. Les équipements de contrôle sous-marins offshore.....	17
3.3.1. Riser system et lower riser assembly.....	18
3.3.2. Obturateur ou BOP (Blow out preventor)	27
3.4. Les équipements de contrôle de la surface offshore.	29
3.5. Les séquences des équipements de contrôles offshore.	36

3.5.1. Séquence de fermeture.....	36
3.5.2. Séquence d'ouverture.....	37
3.5.3. Séquence de bloc.....	38
3.5.4. Changement de séquences de pod.	38
3.6. Les équipement extra.....	39
4 METHODES DE CONTROLES EN CONDITIONS OFFSHORE.....	45
4.1 Introduction.....	46
4.1.1 Règles à respecter.....	46
4.2 DRILLER'S METHOD.....	46
4.2.1 Calcul de la densité requise dr pour tuer le puits.....	48
4.2.2 Première circulation : évacuation de la venue.....	48
4.2.3 Évolution des pressions durant l'évacuation du gaz avec la boue d1.....	50
4.2.4 Cas particulier des puits en eaux profondes.....	51
4.2.5 Deuxième circulation : remplacement de la boue.....	52
4.2.6 Résumé de la phase d'injection de da boue dr.....	53
4.2.7 Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (DM)	54
4.3 Wait and Weight method.....	54
4.3.1 Résumé de la phase d'injection de da boue dr (W & W).....	55
4.3.2 Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (W & W).....	57
4.4 Comparaison Driller's et W&W method Onshore et Offshore.....	57
4.4.1 Conclusion.....	60
4.4.2 Bilan des pressions subsea.....	60
5.1 Introduction.....	62
5.2 Détection de Venues.....	62
5.3 Kick Tolérance.....	62
5.4 Shut In procédure.....	62
5.4.1 Méthode de fermeture.....	63
5.5 Procédure d'hang-off.....	63

5.6 Mouvement du rig	64
5.7 Expansion de gaz dans l'annulaire.....	64
5.8 Overburden Pressure.....	65
5.9 Evolution de la résistance de la formation en fonction de la tranche d'eau.....	65
5.10 Nota sur la Padm en subsea.....	68
5.11 Gaz de surface.....	68
5.12 Gaz piégé.....	69
5.12.1 Élimination du gaz piégé du BOP.....	70
5.13 Déconnexion du Riser avant la fin de l'opération de remise sous contrôle (Grande lignes).....	72
5.14 Gaz dans le riser.....	73
5.15 Ecrasement du riser.....	74
5.16 Hydrates.....	77
5.16.1 Pourquoi sont-ils importants ?	77
5.16.2 Où se forment-ils ?	77
5.16.3 Comment éviter les hydrates ?	77
6: PARTIE PRATIQUE.....	78
6.1PARTIE 1.	79
6.1.1 Configuration sur simulateur Drillsim.....	79
6.1.2 Sélection de plateforme.....	79
6.1.3 Géométrie du puits.....	79
6.1.4 paramètre de casing.....	80
6.1.5 Profil du puits.....	80
6.1.6 Installation des tiges.....	81
6.1.7 géologie de formation.....	81
6.1.8 Somme de géologie.....	82
6.1.9 sélection de système boue.....	83
6.1.10 équipement de plateforme.....	84
6.1.11 Subsea BOP (SBOP)	85

6.1.12 Accumalateur de subsea	86
6.1.13 Pompes de boue.....	86
6.1.14 Equipement de puissance.....	87
6.1.15 Système de levage.....	88
6.1.16 Séparateur de boue-gaz.....	88
6.2 Partie 2.....	89
6.2.1 simulation de kick Tolérance.....	89
6.2.2 Kick Tolérance.....	89
6.2.2.1 Kick Tolerance de Driller’s Method.....	89
6.2.2.2 Kick Tolerance of the W&W Method.....	89
6.2.3 Discussion sur les résultats.....	90
6.2.4 Conclusion	91
Bibliography.....	vii

Chapitre 1 : INTRODUCTION

1.1 Généralité

Le 20 avril 2010, une explosion soudaine et un incendie se sont produits sur la plate-forme pétrolière. L'accident a causé la mort de 11 travailleurs et a provoqué une marée noire massive et continue dans le golfe du Mexique. La plate-forme était située à environ 50 miles au sud-est de Vénice, en Louisiane, et avait à son bord un équipage de 126 membres.

Entre autres catastrophes sur les plates-formes pétrolières offshore sont ;

La catastrophe de la mer du Nord sur Piper Alpha reste la pire catastrophe jamais survenue sur une plate-forme pétrolière. L'événement tragique a coûté la vie à 167 personnes le 6 juillet 1988.

Le 27 mars 1980, Alexander L. Kielland était une plate-forme semi-submersible, toujours en mer du Nord.

Plate-forme de Mumbai High North le 27 juillet 2005, un incendie s'est déclaré qui a fait 22 morts.

Ces accidents et d'autres sur les plates-formes pétrolières sont généralement causés par une erreur humaine ou machine ou une formation insuffisante des travailleurs.

Ainsi, dans notre mémoire, nous discuterons des méthodes pour éviter ou réduire ces accidents qui sont le contrôle des puits sous-marins (subsea well control) et les simulations de contrôle des venues sous-marins à l'aide de DrillsIM.

1.2 Contrôle de venue

La technologie se concentrait sur le maintien de la pression sur les formations ouvertes (c'est-à-dire exposées au puits de forage) pour empêcher ou diriger l'écoulement des fluides de la formation dans le puits de forage. Cette technologie englobe l'estimation des pressions des fluides de formation, la résistance des formations souterraines et l'utilisation de la densité du tubage et de la boue pour compenser ces pressions de manière prévisible. Sont également incluses des procédures opérationnelles pour arrêter en toute sécurité un puits de couler en cas d'afflux de fluide de formation. Pour effectuer les procédures de contrôle des puits, de grandes vannes sont installées au sommet du puits pour permettre au personnel du site de fermer le puits si nécessaire.

1.2.1 Contrôle de puits primaire ($H_{mud} > P_f$)

Il s'agit du maintien d'une charge hydrostatique de fluide suffisante dans le puits de forage (H_{MUD}) pour équilibrer la pression exercée par les fluides dans la formation en cours de forage (P_f). Cependant, il convient de noter que l'équilibrage de la pression de formation est un minimum théorique exigence ; les bonnes pratiques de forage exigent qu'un excès suffisant de charge hydrostatique pression de formation, être maintenue en tout temps pour tenir compte des imprévus. Cette tête en excès est généralement appelé « Trip Margin » ou « Overbalanced ».

1.2.2 Puits de contrôle secondaire ($H_{mud} < P_f$)

Si, pour une raison quelconque, la hauteur de chute effective dans le puits de forage tombe en dessous de la pression de formation, un afflux de fluide de formation (kick) dans le puits de forage se produirait. Si cette situation se produit le

Les dispositifs anti-éruption (BOP) doivent être fermés aussi rapidement que possible pour empêcher ou réduire le perte de boue du puits.

Le but du contrôle secondaire du puits est de rectifier la situation soit :

- a) laisser le fluide envahissant s'échapper sans danger à la surface, ou
- b) fermer le puits, c'est-à-dire fournir une pression de surface pour rétablir l'équilibre entre pressions à l'intérieur et à l'extérieur du puits de forage.

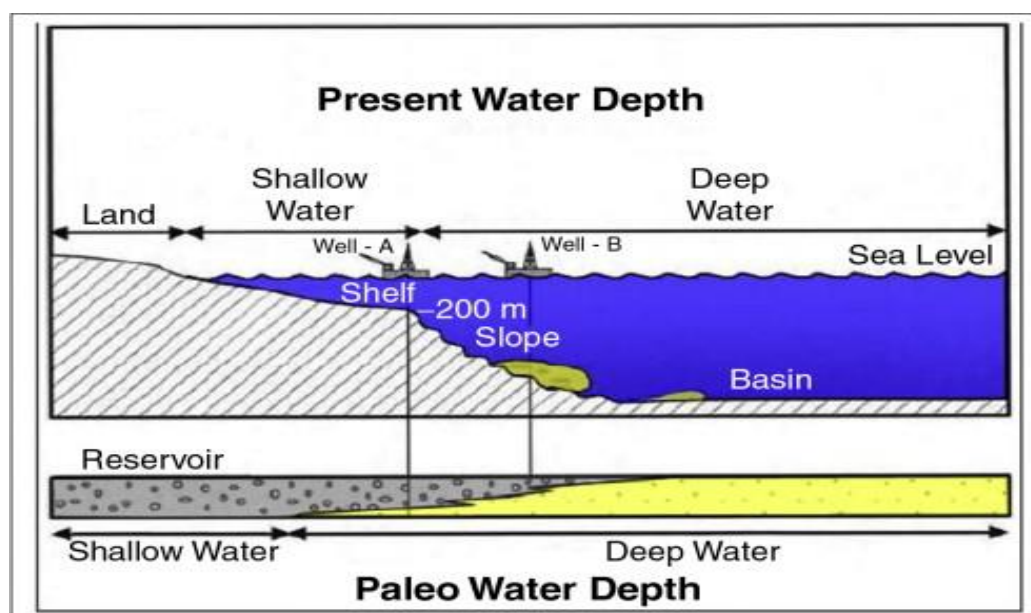
Cette dernière procédure empêche tout nouvel afflux de fluide de formation et permet à l'un des variété de méthodes de « retrait de coup de pied » à appliquer, restituant ainsi une charge hydrostatique suffisante de fluide dans le puits de forage. Cela rétablit la situation privilégiée de contrôle de puits primaire.

1.3 Classification de contrôle des venues.

Il existe deux classes de contrôle des venues ;

1. Contrôle des venues de surface
2. Contrôle des venues de sous-marin

Le contrôle des venues de surface est fait sur le terrain jusqu'au eau peu profonde moins de 200m, au-delà de 200m le contrôle de venues de sous-marin est utilisé.



Dans ce mémoire on a fait étude sur le contrôle de venues sous-marin

1.4 Puits sous-marin

Un puits sous-marin est un puits dans lequel tous les systèmes de production sont situés sur le fond marin. Les installations qui sont sous l'eau sont essentiellement appelées « Subsea ».

Par contrôle de puits, on entend les méthodes utilisées pour minimiser le potentiel d'écoulement ou de ruissellement (kick) du puits et pour maintenir le contrôle du puits en cas d'écoulement ou de ruissellement. Le contrôle de puits s'applique aux opérations de forage, de complétion de puits, de reconditionnement de puits, d'abandon et d'entretien de puits.

1.5 SIMULATEUR

Un simulateur est défini comme un appareil ou une pièce d'équipement qui reproduit un processus physique ou une opération sur certains niveau de fidélité. La simulation n'est pas liée à l'équipement et est la réplique numérique ou logique d'un processus, d'une opération ou d'un phénomène.

Le forage est l'une des opérations les plus coûteuses dans l'exploration de pétrole et développement. L'inflation est en partie responsable de la spirale des coûts, mais il existe d'autres facteurs.

Le niveau d'expérience de la décision des opérations de forage fabricant ainsi que l'entrepreneur de forage et la main-d'œuvre de soutien est faible. La rotation du personnel et le nouveau climat sociologique du travail peuvent engendrer des problèmes opérationnels qui n'existaient pas auparavant. Exploration dans des environnements plus hostiles, programmes de puits plus complexes, puits plus profonds, et les pressions environnementales contribuent toutes à l'augmentation en frais de forage. De nouveaux équipements sophistiqués sont utilisés sur certaines plates-formes, ce qui ajoute des coûts globaux supplémentaires à l'opération de forage. Dans ce mémoire, nous avons utilisé le DrillSim 5000 au niveau de IAP pour toute la simulation de travail. Le DrillSIM fournit une simulation de forage et de contrôle de puits polyvalente et abordable selon une norme mondiale.



Figure 1 Drillsim 5000

CHAPITRE 2 : Choke Line Friction (perte de charge dans la choke line)

2.1. Définition

Choke line friction (perte de charge dans la choke line) est la pression ou la perte de charge qui est générée lors de la circulation de la boue à travers le choke line ou la kill line. Pour l'empilement de surface, la perte de charge dans la choke line est négligeable car la choke line est courte, donc la perte de charge est si faible. Cependant, la perte de charge en off-shore ou eau profonde a un effet important sur la pression de fond du trou. Tuer le puits sans tenir compte de la perte de charge du choke line ajoutera une pression excessive et augmentera le risque de formation de fracturation au niveau du sabot de tubage ou n'importe où dans le puits.

2.1.1. Choke Line Friction Loss

Si pression en tête annulaire ou SICP (shut-in casing pressure) est maintenu constant jusqu'à ce que la kill rate soit atteint, BHP (Bottom Hole pressure) ou la pression du fond sera augmenté d'une quantité égale à choke line friction loss (CLFL) ou perte de charge dans la choke line. Pour obtenir un BHP constant, une méthode doit être utilisée tout en amenant la pompe à boue au kill rate.

Sur une plate-forme flottante, les kicks seront diffusés à la surface à travers le choke line. Il est donc important que les pertes par frottement soient connues et enregistrées.

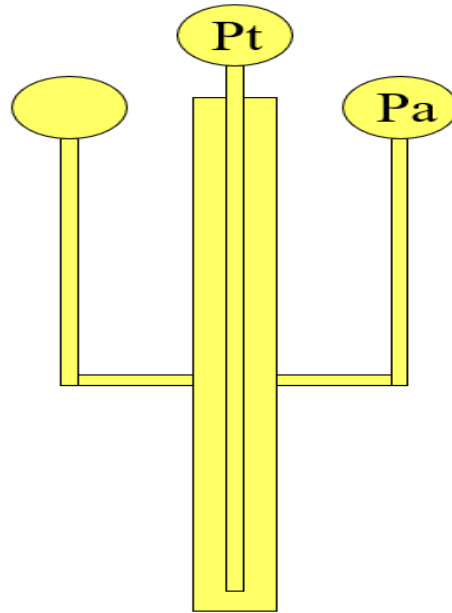
Les CLFL sont fonction de :

- La longueur du choke line.
- La taille du choke line.
- Les propriétés du fluide en circulation, c'est-à-dire, densité du fluide, viscosité, etc.
- La vitesse de la pompe

Les CLFL doivent être déterminées à divers slow circulating rates (SCR) et les pressions enregistrées

Pt : pression en tête de tige ;

Pa : pression en tête annulaire



2.1.2. Méthodes pour enregistrer le choke line friction loss

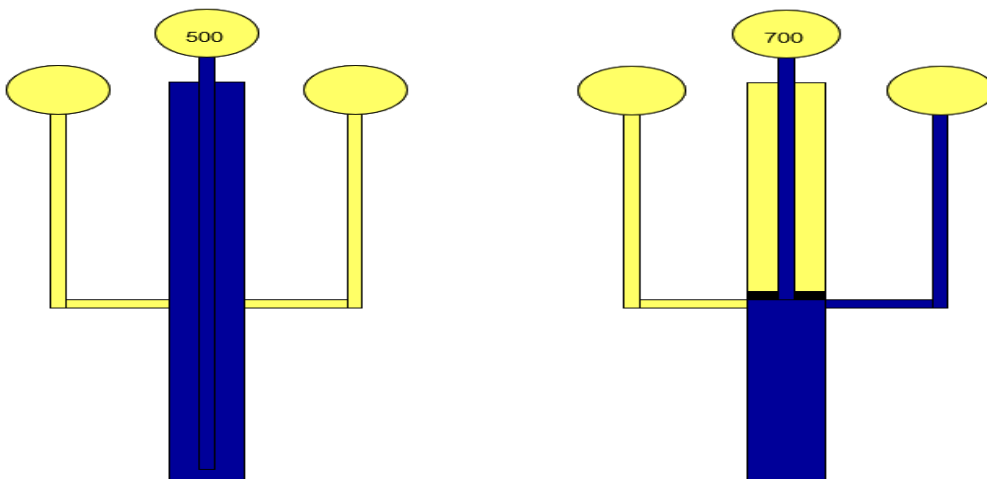
Il existe quatre méthodes reconnues pour enregistrer les pertes de charges du choke line à des débit réduit de 1 à 5 bbl / min.

a. Première méthode

Généralement on suit ces étapes suivantes ;

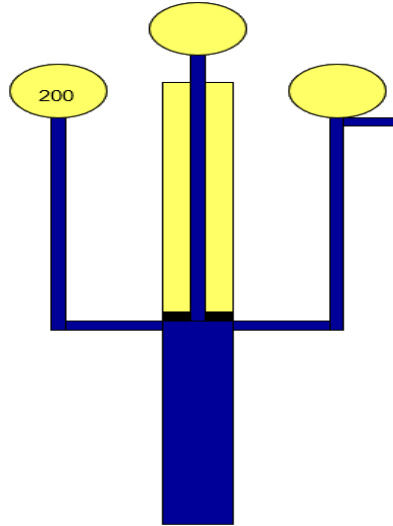
1. Enregistrer la pression nécessaire pour faire circuler la boue de forage dans le puits à travers le montant marin (marine riser) avec le BOP (obturateur) ouvert. 500 PSI dans ce cas.
2. Enregistrer la pression nécessaire pour circuler la boue de forage à travers un choke entièrement ouverte. Dans ce cas, 700 psi.

Les pertes de charge dans le choke = $700 - 500 = 200$ psi



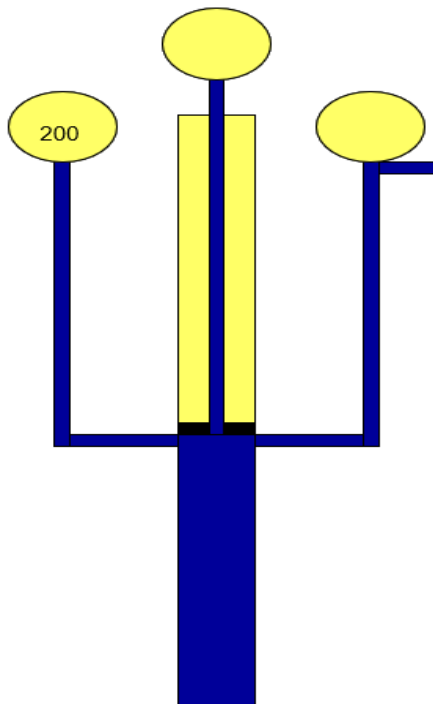
b. Deuxième méthode

Faire circuler la boue de forage dans le puits à travers le choke pleinement ouvert avec le BOP fermé et enregistrant la pression sur la kill line statique. La pression de la kill line reflètera la perte de charge de choke line. Dans ce cas 200 psi.



c. Troisième méthode

Circuler en bas du choke line et haut du marine riser avec le BOP ouvert. La pression requise pour la circulation est un reflet direct de la perte de charge du choke line. Dans ce cas 200 psi.



d. Quatrième méthode

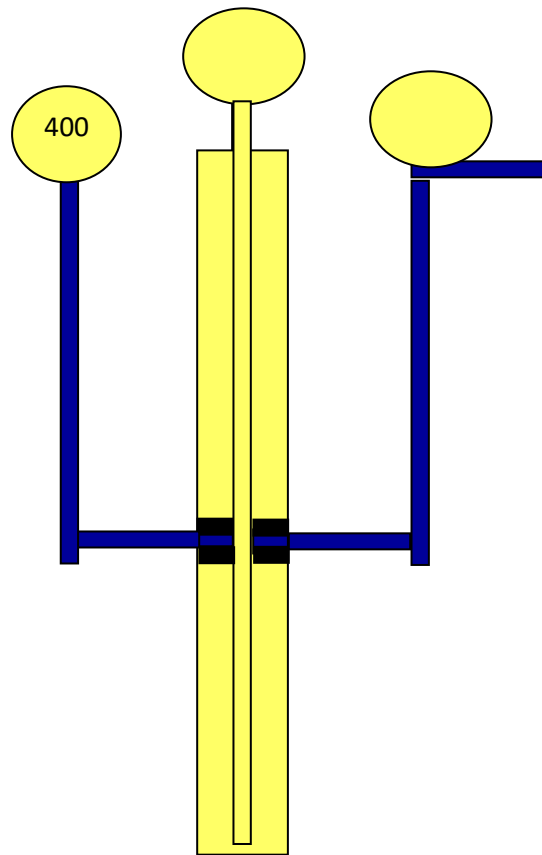
Circulez-le bas de la kill line en prenant les retours à travers un choke complètement ouverte avec le puits de forage et le riser isolé n fermant les obturateurs (BOP).

La pression observée est le double de la CLFL :

Dans ce cas 400 psi / 2

CLFL= 200 psi

CLFL (choke line friction loss) = perte de charge dans le choke line.

**2.2 RISER MARGIN/ RISER LOSS (PERTE DE RISER)**

Des considérations de sécurité exigent qu'un poids de boue supplémentaire soit inclus pour le forage en mer, pour pouvoir contenir la pression du puits dans une situation où vous perdez le riser, qui à son tour conduirait à la perte de la colonne de boue dans la colonne montante fournissant initialement le support hydrostatique.

Riser margin est le poids de boue supplémentaire minimum qui peut être utilisé pour compenser la perte de boue hydrostatique dans le riser remplacée par de l'eau de mer hydrostatique, si le riser était déconnecté ou si le connecteur était défectueux.

Certains incidents causant la perte de la colonne montante sont :

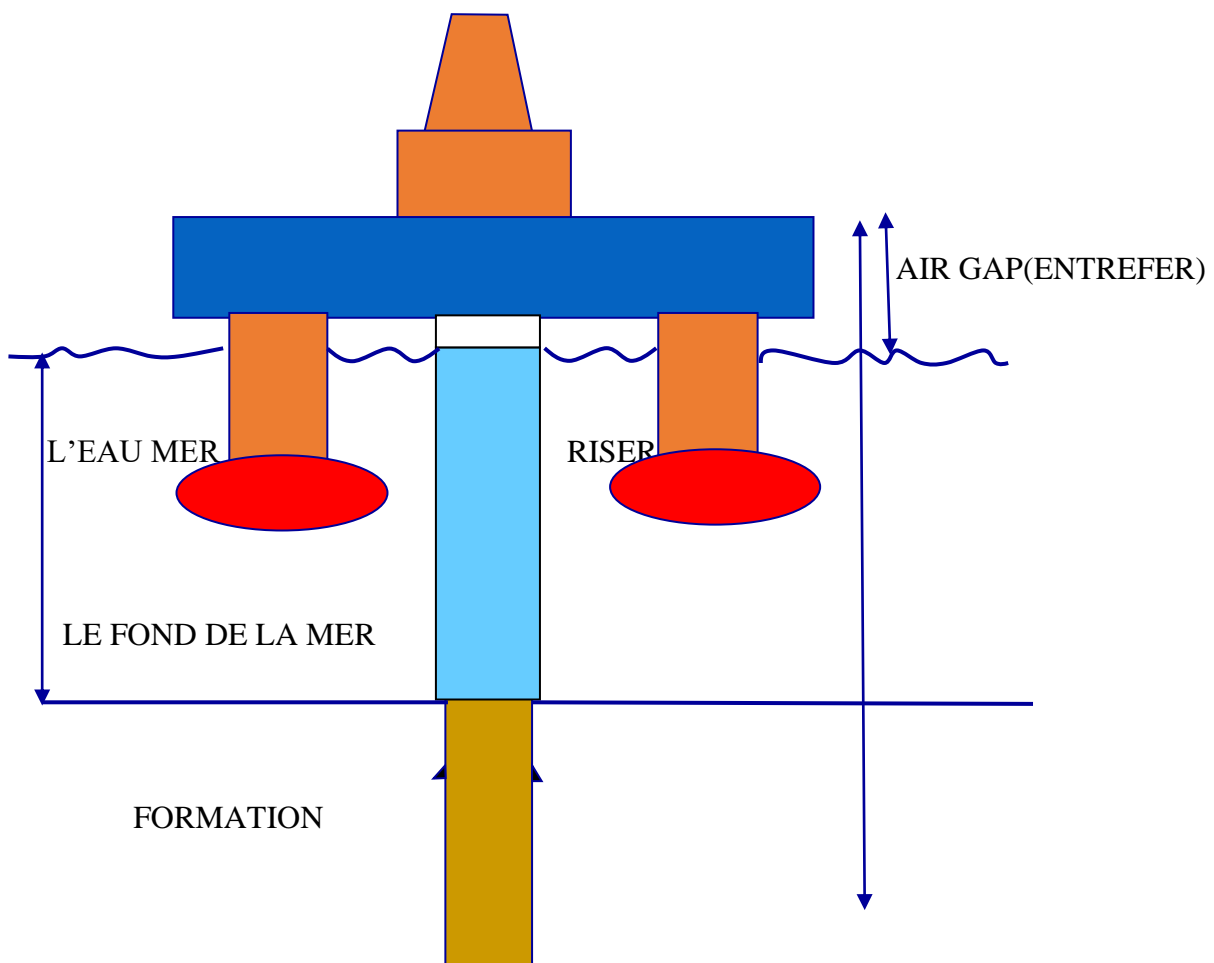
1. Démarrage d'urgence
2. Rupture de chaîne d'ancre
3. Dérive du navire

En cas de perte de riser, il y aura une diminution de la pression hydrostatique en raison de la colonne verticale de liquide au-dessus de la tête de puits car la densité de l'eau de mer est généralement inférieure que celle de la boue de forage.

Cette chute de pression hydrostatique sur le puits de forage :

1. Est égal au différentiel hydrostatique entre le fluide dans le riser et l'eau de mer.
2. L'hydrostatique de l'entrefer (air gap) est perdu.

L'APPAREIL DE FORAGE



2.2.1 COMMENT TROUVER LE RISER MARGIN

$$HP = \frac{TVD \times d}{10.2}$$

Où

HP est pression hydrostatique en bars

TVD est true vertical depth (profondeur) en mètre

d est la densité de boue en kg/l

Pour calculer le riser margin ;

On doit calculez la réduction de BHP (Bottom Hole Pressure) si la colonne montante est arrachée :

1. L'hydrostatique de l'entrefer (air gap) perdu :

$$HP(\text{air gap}) = \frac{L_{\text{air gap}} \times d_{\text{boue}}}{10.2}$$

2. Différentiel hydrostatique dans le riser (DH) :

$$DH = \frac{L_{\text{mer}} \times (d_{\text{boue}} - d_{\text{mer}})}{10.2}$$

3. Réduction de BHP = HP (air gap) + DH (riser)

4. Riser margin:

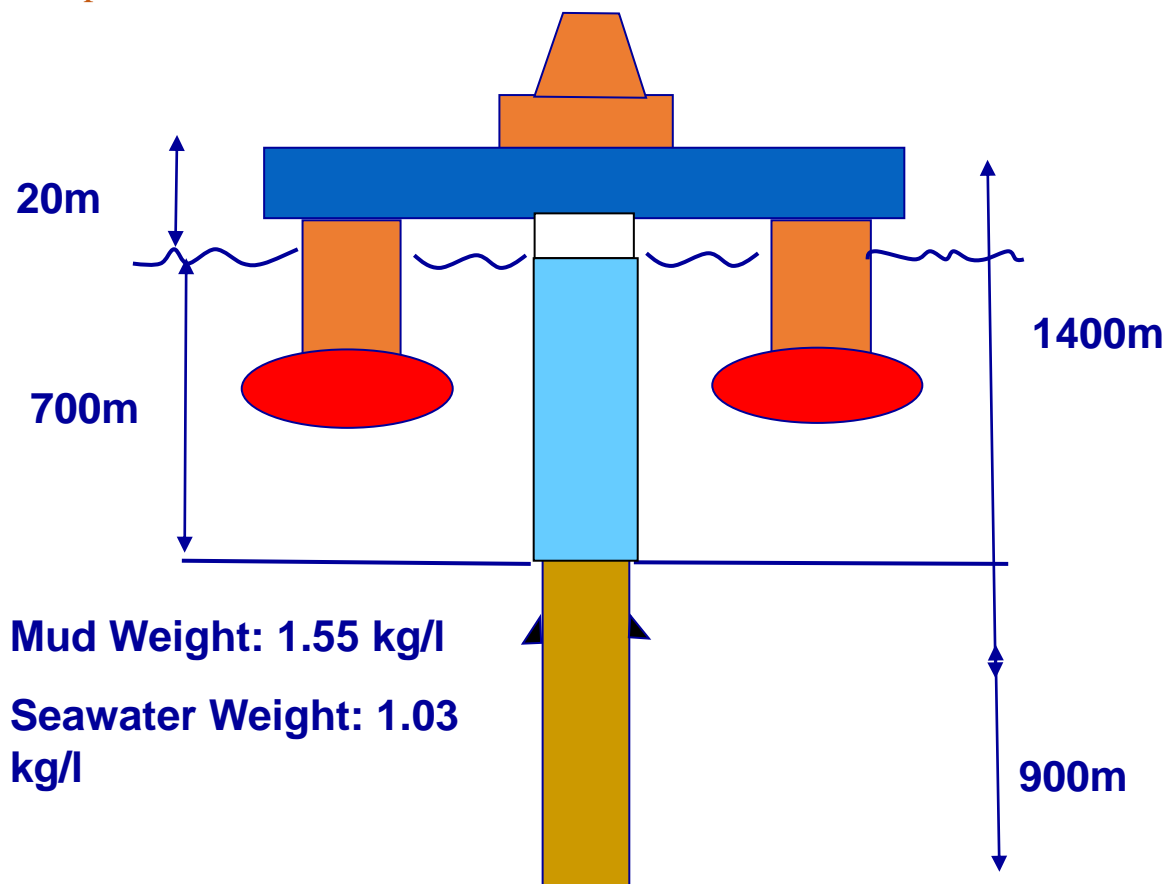
$$\text{Riser Margin} = \frac{\text{REDUCTION DE BHP} \times 10.2}{(TVD - L_{\text{mer}} - L_{\text{air gap}})}$$

Avec

1. L_{mer} = profondeur de l'eau mer

2. $L_{\text{air gap}}$ = air gap

Exemple :



La réduction de BHP (Bottom Hole Pressure) ;

1. L'hydrostatique de l'entrefer (air gap) perdu (HP) :

$$\frac{20 \times 1.55}{10.2} = 3.03 \text{ bar}$$

2. Différentiel hydrostatique dans le riser (DH) :

$$\frac{700 \times (1.55 - 1.03)}{10.2} = 35.68 \text{ bar}$$

3. Réduction de BHP = HP (air gap) + DH (riser)

$$3.03 + 35.68 = 38.71 \text{ bar}$$

4. Riser Margin = $\frac{38.71 \text{ bar} \times 10.2}{(2300 - 700 - 20)} = 0.25 \text{ kg/l}$

Densité de boue + Riser Margin = **1.55 + 0.25 = 1.80 kg/l**

Donc 1.80 kg/l est la densité de boue pour assurer le puits en sécurité si le riser est arraché.

CHAPITRE 3 : LES EQUIPEMENTS DE CONTROLE DES PLATES-FORMES PETROLIERES OFFSHORE.

3.1. Introduction

Une plateforme pétrolière est une unité permettant d'extraire, produit ou stocke le pétrole et/ou le gaz situé en haute mer à des profondeurs parfois très importantes.

Elle supporte principalement les dispositifs nécessaires pour la phase de forage ou d'extraction du pétrole. Elle peut également inclure des équipements destinés à assurer un hébergement du personnel d'exploitation. Certaines plateformes permettent de transformer le pétrole extrait pour le rendre plus facile à transporter.

Les plateformes fixes sont utilisées en mer peu profonde, pour exploiter des gisements situés à moins de 300 m, tandis que les plateformes flottantes servent surtout pour l'exploitation de champs pétroliers dans les grands fonds.

3.2. Type de plateforme de l'offshore

On distingue 3 types de plateformes en fonction d'utilité :

1. Les MODU (Module Offshore Drilling Units) servant uniquement au forage et pouvant loger du personnel ;
2. Les PP (Production Platform) servant à la production et/ou au prétraitement du brut, mais sans logement ;
3. Les LQ (Living Quarters) servant uniquement au logement, et où tout stockage / transit d'hydrocarbures est interdit pour des raisons de sécurité.

3.2.1. Les plateformes fixes

La plupart des plateformes fixes sont utilisées en mer peu profonde (<300 m). Ces plateformes s'appuient sur le fond et peuvent donc être reliées de façon rigide aux têtes de puits et aux pipelines.

A. **Jacket-deck** : structure en acier constituée de membrures tubulaires et fixées au sol par des piles en acier.

B. **Gravitary platform** : tour en béton dont la stabilité est due uniquement à son propre poids sur le fond océanique et sur laquelle s'érigent les superstructures.

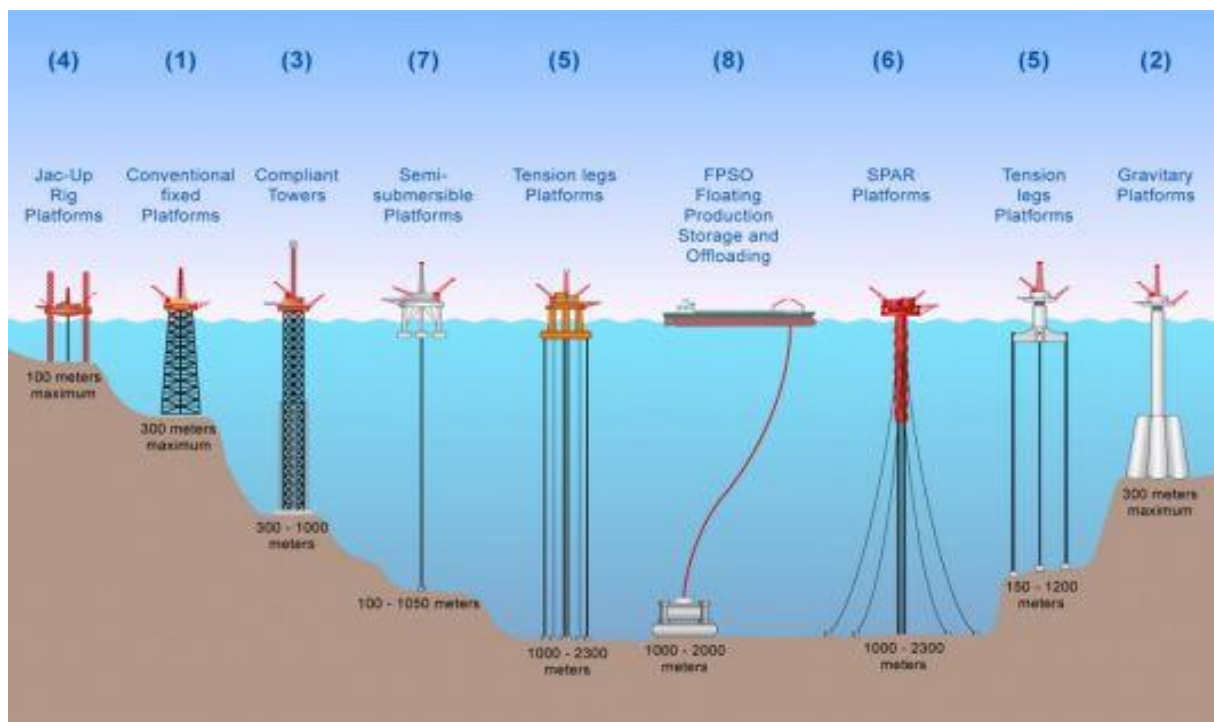
C. **Compliant tower** : structure souple constituée d'un pont flottant ancré au plancher océanique au moyen de longs tuyaux tendus en permanence.

D. **Jack-up rig** : plateformes autoélevatrices composées d'une coque et de jambes, conçues pour les exploitations en eaux peu profondes. La structure peut être déplacée mais aussi élevée ou abaissée. Ainsi ces plateformes peuvent se déployer en de multiples endroits tout en ayant un appui sur le sol.

3.2.2. Les plateformes mobiles et unités flottantes

Les plateformes flottantes sont essentiellement utilisées pour l'exploitation de champs pétroliers dans les grands fonds (supérieurs à 300 mètres environ). Lorsque la plateforme est flottante, les installations de tête de puits lui sont reliées par des conduites flexibles.

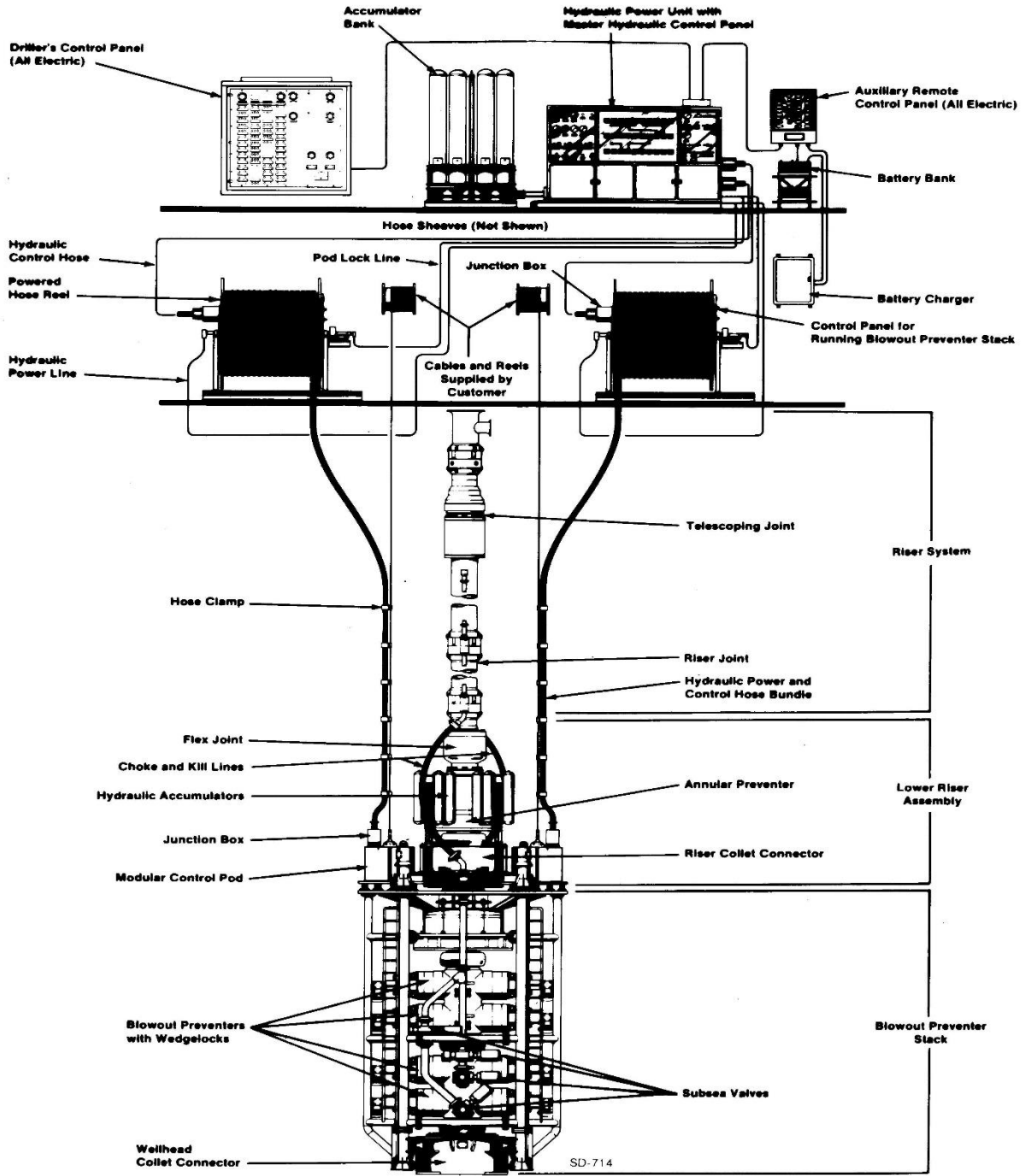
- a. **TLP (Tension Leg Platforms)** : plateformes possédant un excès de flottabilité et maintenues en place par des câbles tendus les reliant au fond.
- b. **SPAR** : plateformes plus classiques qui n'intègrent que la production et sont reliées à des pipelines pour l'exportation du gaz et/ou du pétrole produit. Les SPAR reposent sur un énorme flotteur cylindrique.
- c. **Les plateformes semi-submersibles** : plateformes ballastées par remplissage d'eau lorsqu'elles se trouvent en position, puis ancrées. Cela les rend moins vulnérables à la houle.
- d. **FPSO (Floating Production Storage and Offloading)** : plateformes en forme de coque, qui produisent du pétrole, le stockent temporairement et chargent les navires pétroliers. Elles sont ancrées au fond de la mer.



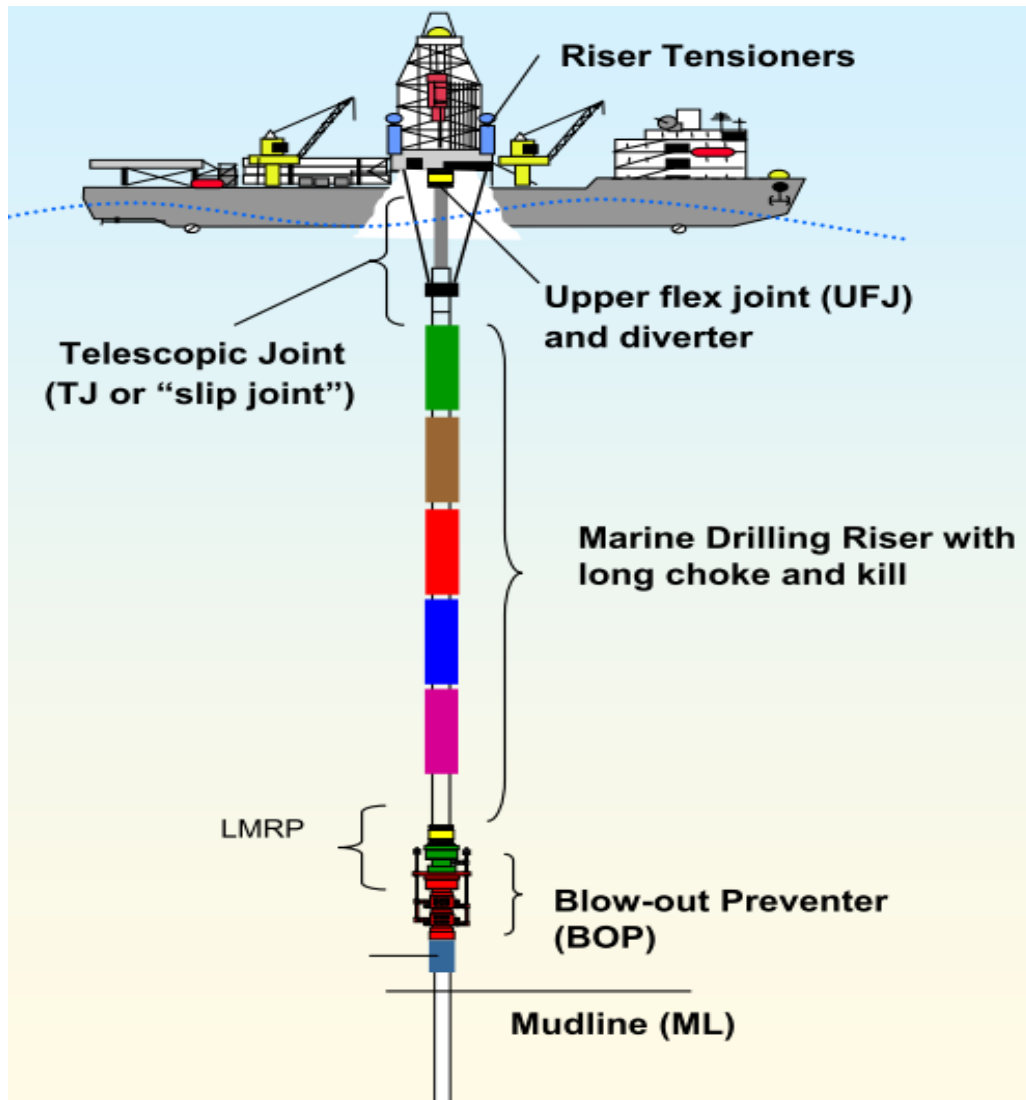
3.3. Les équipements de contrôle sous-marins offshore

Les équipements sous-marins offshore consiste généralement de ;

1. Riser system et Lower riser assembly
2. BOP (blowout preventers) stacks, qui est au fond de la mer.



SD-714

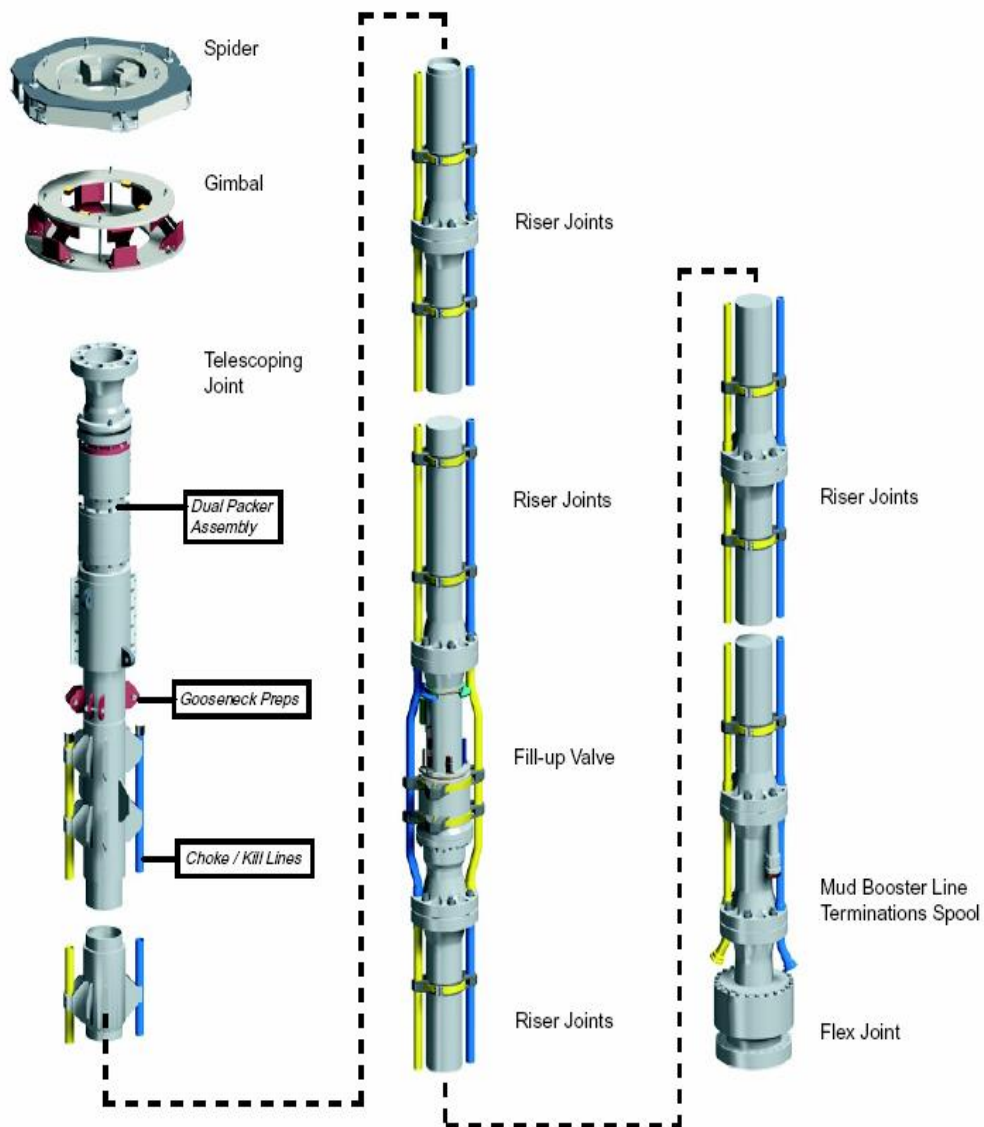


3.3.1. Riser system et lower riser assembly

Le riser system fait partie des les équipements sous-marins qui comprend les composants suivantes ;

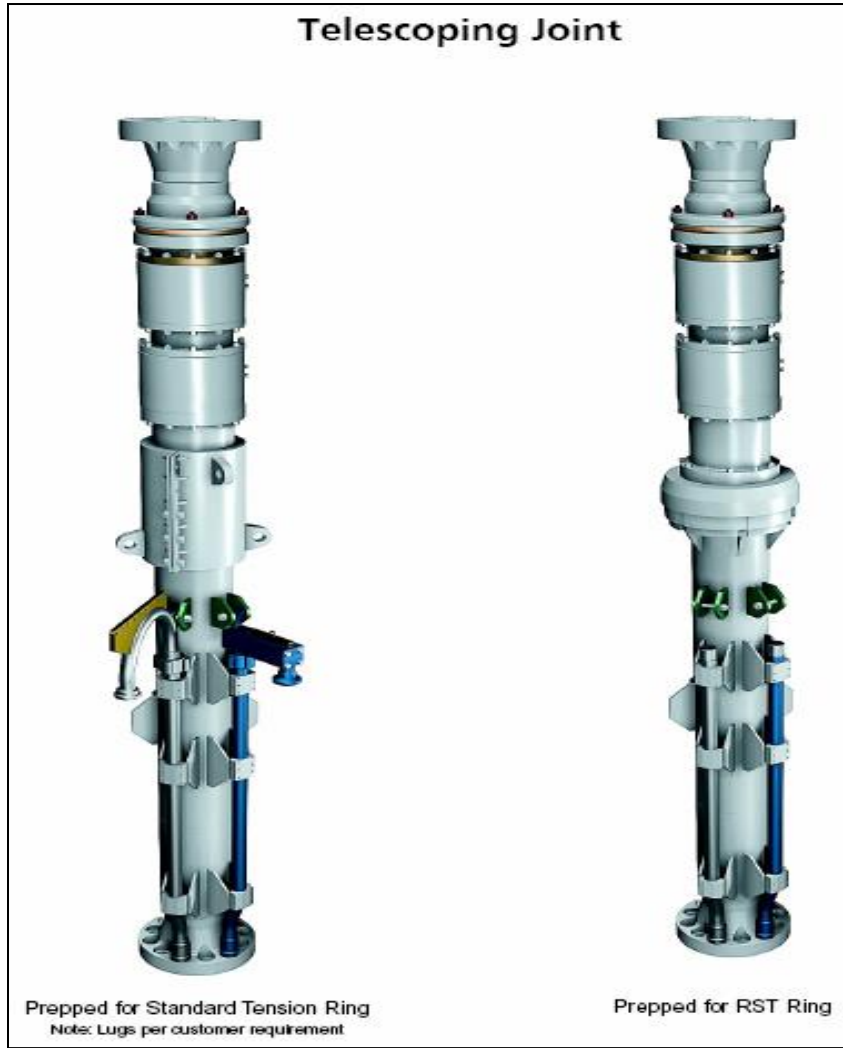
- | | |
|----------------------|-------------------------------|
| a. Telescopic joints | k. Hydraulic accumulators |
| b. Riser joints | l. Modular control pod |
| c. Fill up valve | m. choke/kill lines |
| d. Goosenecks | n. Lower marine package |
| e. Choke/kill lines | o. riser collets connectors |
| f. Flex joints | p. bleed valves |
| g. Booster joints | q. SPM (single point mooring) |
| h. Hydraulic hose | |
| i. Hose clamp | |
| j. Junction box | |

Riser System Overview



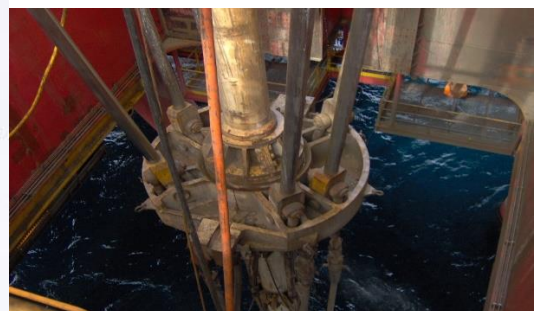
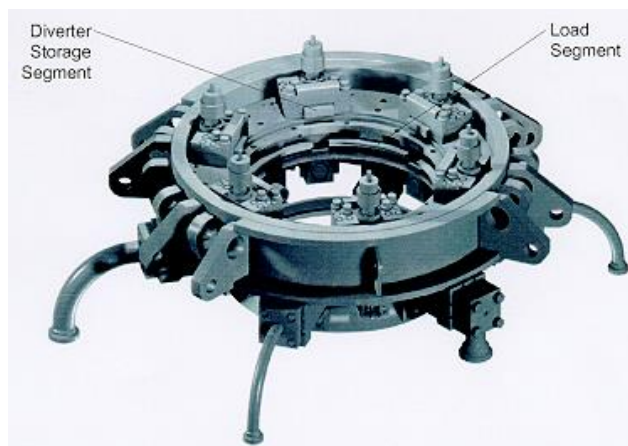
❖ Telescopic joints

- Le Telescopic joint est constitué de deux éléments principaux : l'inner (intérieur) et l'outer (extérieur) barrel.
- Il compense l'effet de l'huile pour maintenir une tension permanente sur les Riser. L'inner barrel étant fixé au diverter puis au rig, et l'outer barrel fixé au Riser, aux bops et donc sea floor.
- Pendant le forage un joint entre les 2 éléments est energisé par une pression d'air ou d'huile de 25 to 30 psi, pour permettre l'étanchéité et donc la remontée de la boue jusqu'au diverter.



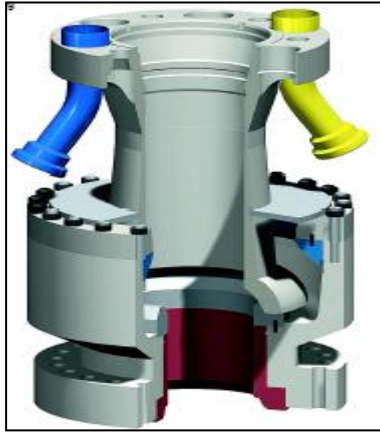
❖ Gooseneck

Permet d'éviter de connecter manuellement les câbles des risers tensioners et les flexibles d'injection sur le système riser.



❖ Flex joint

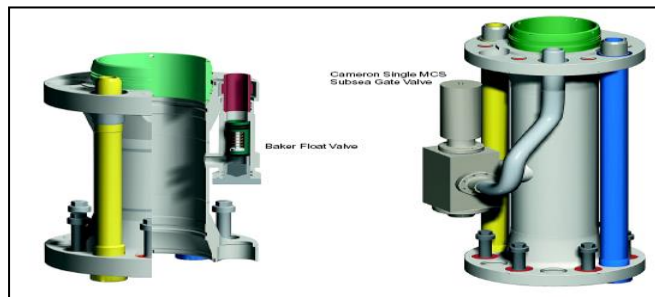
Il est installé au-dessus du BOP et un second sous le Diverter (en surface), pour accepter les mouvements latéraux d'un appareil de forage flottant.



❖ Le booster joint

Il est installé juste au-dessus du flex joint du bop.

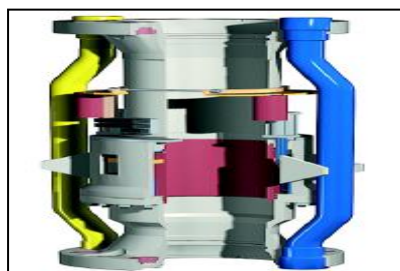
On utilise cette ligne pour y pomper la boue et augmenter la vitesse de remontée des cuttings quand ils arrivent dans les risers.



❖ Riser fill-up valve

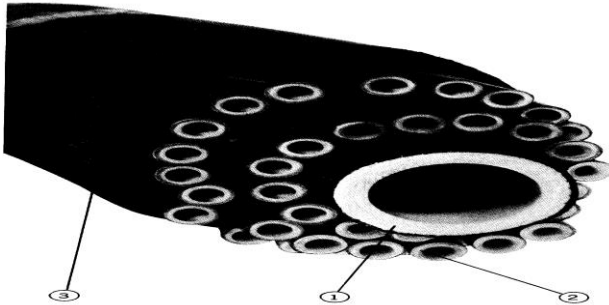
Il est prévu pour éviter de collapser le riser en cas de chute importante du niveau de boue (cas de perte totale).

Le riser fill-up valve s'ouvre automatiquement quand la pression dans le riser descend de 225-325 psi sous la pression hydrostatique créée par l'eau de mer. Quand la vanne s'ouvre, l'eau de mer entre dans le riser et assure le remplissage permanent en évitant de collapser le riser. Le riser fill-up valve peut être fermé depuis la surface.



❖ Hydraulic hose

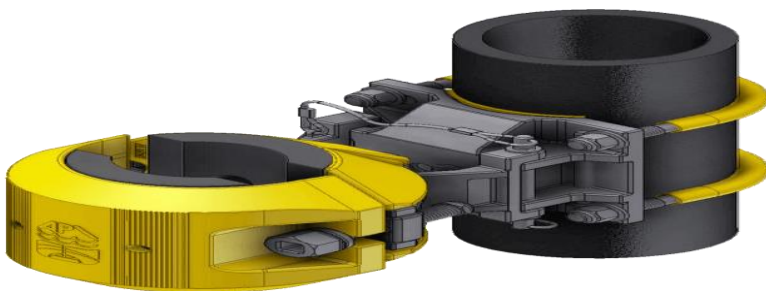
Un tuyau hydraulique transporte le fluide hydraulique vers ou entre les composants hydrauliques. Les composants comprennent les vannes, les outils et les actionneurs. Le tuyau hydraulique est généralement flexible et renforcé. Le tuyau est souvent composé de plusieurs couches de renfort.



1. 1" I.D. Supply Hose
2. 3/16" I.D. Pilot Hose
3. Outer Protective Jacket

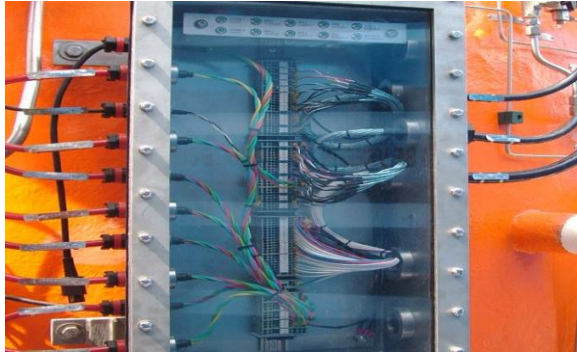
❖ Hose clamp

Un collier de serrage (hose clamp) est un accessoire qui se fixe sur un raccord de tuyau tel qu'un mamelon ou une barbe. Le but de ces dispositifs est d'aider à sceller et à stabiliser toute configuration de tuyau. En fin de compte, les pinces aident à empêcher le fluide en mouvement de s'échapper d'une configuration.



❖ Junction box

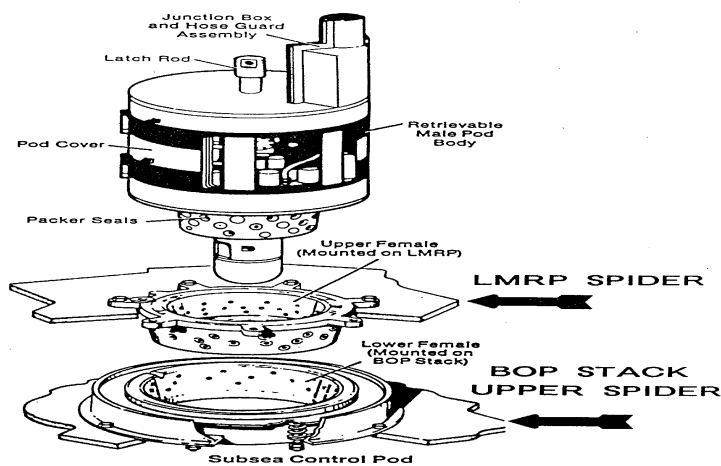
Les boîtes de jonction (junction box) jouent un rôle indispensable dans vos opérations onshore et offshore, à la fois en tant que source continue de communication de données et en tant que source d'alimentation électrique. De toute évidence, cela nécessite l'intégrité continue de votre boîte de jonction.



❖ Control pod

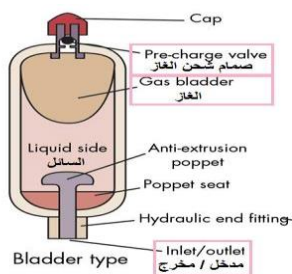
La nacelle de commande (control pod) est l'interface entre les lignes de commande, fournissant l'énergie hydraulique et électrique et les signaux de l'installation hôte, et l'équipement sous-marin à surveiller et à contrôler.

CONTROL POD AND FEMALES



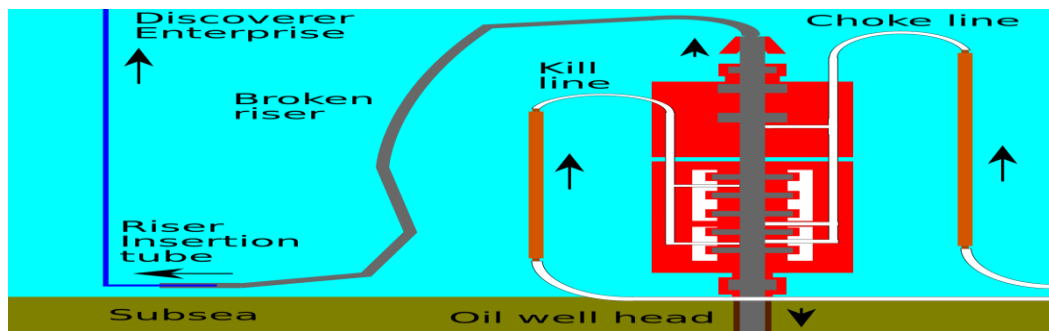
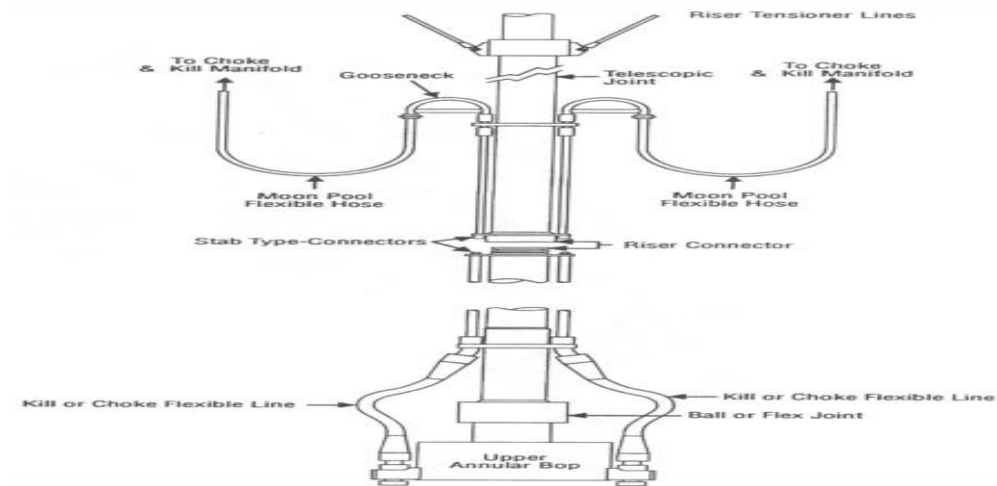
❖ Hydraulic accumulators

Un accumulateur est un dispositif de stockage d'énergie utilisé dans les systèmes hydrauliques pendant les processus de forage. ... L'appareil emmagasine de l'énergie en comprimant une vessie à gaz qui est un peu chargée (pré-chargée) par le fluide hydraulique.



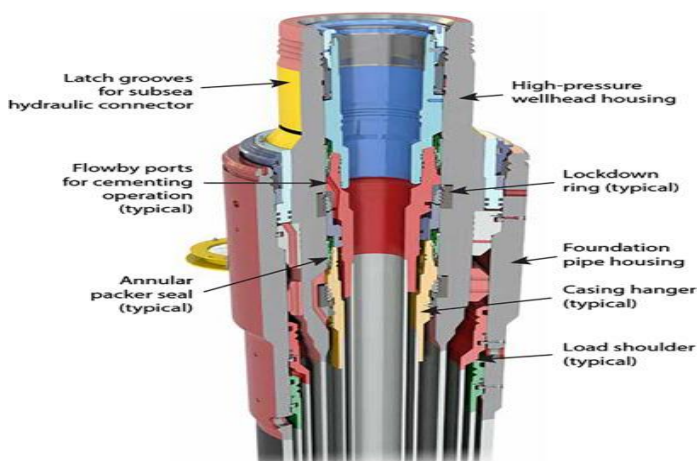
❖ Choke/kill lines

Dans les opérations offshore flottantes, les choke line et kill line sortent de la pile BOP sous-marine, puis longent l'extérieur de la colonne montante de forage jusqu'à la surface. Les effets volumétriques et de friction de ces longues choke line et kill line doivent être pris en compte pour contrôler correctement le puits.



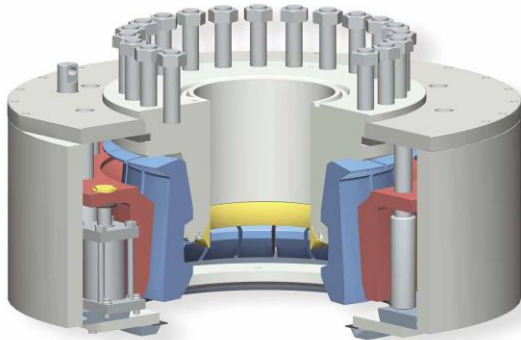
❖ Lower marine riser package (LRMP)

Le Lower Marine Riser Package (LRMP) est un dispositif mécanique de protection d'un puits de pétrole situé sous l'eau (sous-marine) et est utilisé lors d'une intervention sur un puits de pétrole.



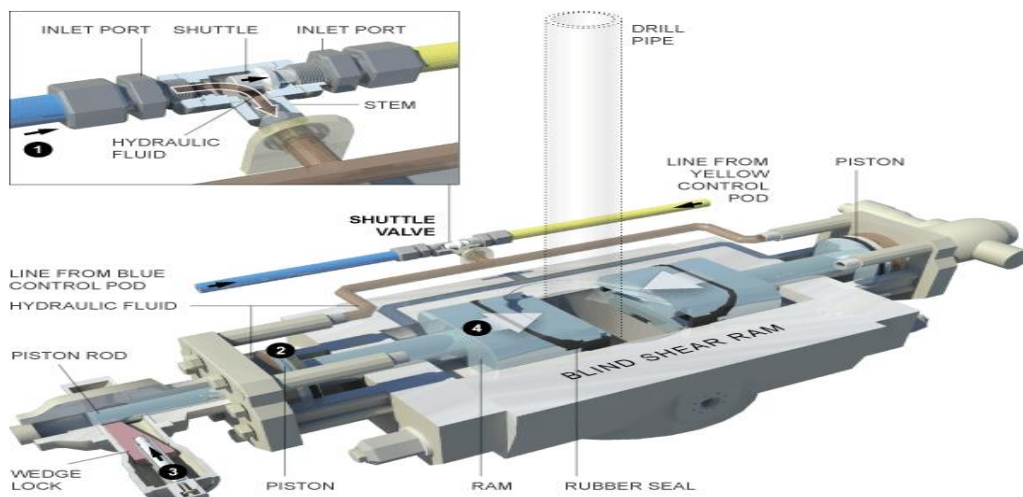
❖ Riser collet connectors

Les connecteurs à pince sont généralement utilisés pour la connexion de la pile BOP à la tête de puits et pour sécuriser la colonne montante inférieure.



❖ Shuttle valves

Les vannes navettes isolent le système de fluide de commande entre la nacelle sélectionnée et la nacelle redondante. Le fluide de puissance de la nacelle sélectionnée déplacera la vanne navette.

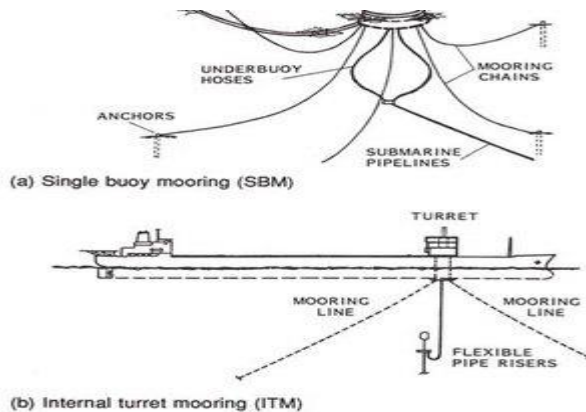


❖ Bleed valves

Une vanne de purge (bleed valve) est une vanne à vis qui est utilisée pour libérer toute vapeur ou liquide piégé d'un système. Ces vannes sont de petite taille et sont généralement installées sur des obturateurs de soufflage, des canalisations, des réservoirs de stockage et des pompes. Ils garantissent que les pics de pression à l'intérieur des équipements de forage, des tuyaux et des réservoirs sont réduits ou éliminés en évacuant les gaz et les liquides.

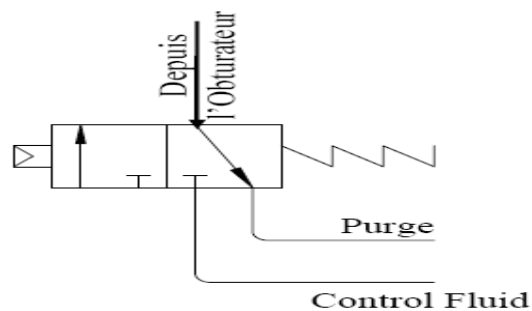
❖ S.P.M (Single point mooring) et SPM valve

L'amarrage à point unique (SPM) est une bouée/jetée flottante ancrée au large pour permettre la manutention de cargaisons liquides telles que des produits pétroliers pour les navires-citernes. La SPM est principalement utilisée dans les zones où une installation dédiée au chargement ou au déchargement des cargaisons liquides n'est pas disponible.



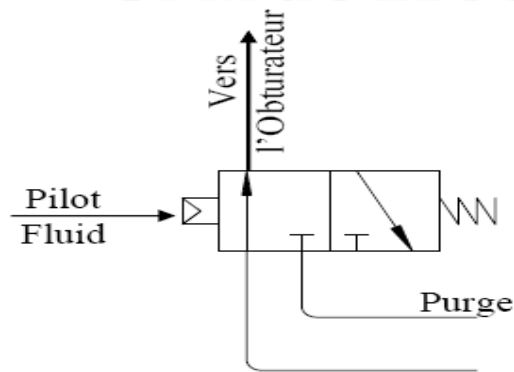
Au repos, un ressort permet de faire basculer le distributeur permettant ainsi de mettre à la purge la ligne reliant la SPM à l'obturateur.

SPM au repos



Activée par du fluide de pilotage, la SPM bascule, permettant le passage du fluide de puissance (control fluide) et ainsi d'alimenter l'obturateur.

SPM activée



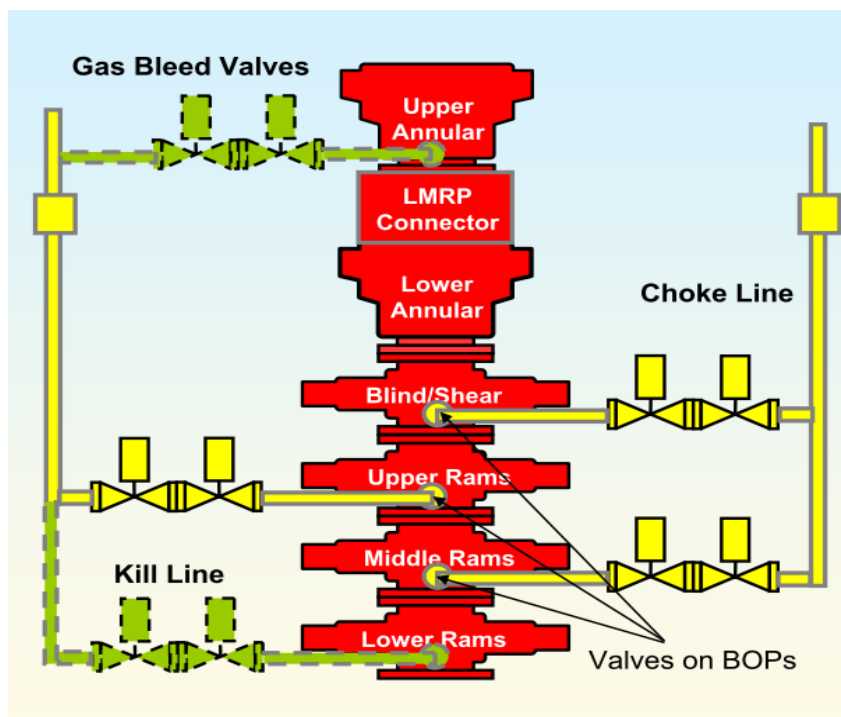
Les SPM valves sont des vannes « failsafe close », c'est-à-dire qu'elles restent en position fermée tant qu'elles ne sont pas activées par le pilot pressure.

En position fermée (SPM non activée) le control fluid est isolé et la ligne de sortie est purgée à la mer. Le retour de la fonction opposée sera donc purgé à la mer.

Pour résumer, on active une fonction depuis le remote panel, le pilot pressure ouvre la SPM valve, et le control fluide peut passer et activer la fonction du BOP.

3.3.2. Obturateur ou BOP (Blow out preventor)

Un obturateur anti-éruption, ou BOP, est une grande unité spécialisée pesant jusqu'à 400 tonnes qui est utilisée pour empêcher un déversement de pétrole de se produire. Il fonctionne comme une vanne pour fermer un puits de pétrole, semblable à un plombier fermant une vanne dans un tuyau, et s'est avéré très efficace pour assurer la sécurité des puits.

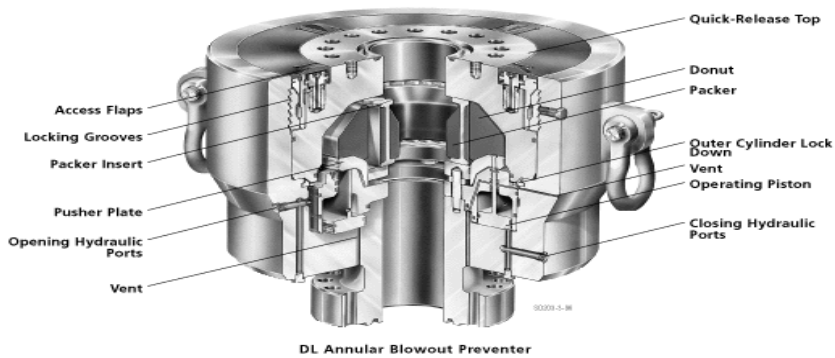


Les éléments généralement de base de BOP sont ;

- Annular preventer
- blind rams
- shear rams
- blind shear rams
- Pipe rams.
- Bleed valves

❖ Annular preventer

L'obturateur annulaire est responsable de l'étanchéité de l'espace autour de la tige de forage (espace annulaire). Il y parvient en régulant le flux d'air pour éviter la boue, garantissant que le système fonctionne efficacement. Le BOP annulaire est généralement placé au-dessus de la pile BOP pour un contrôle efficace du flux d'air dans le système.



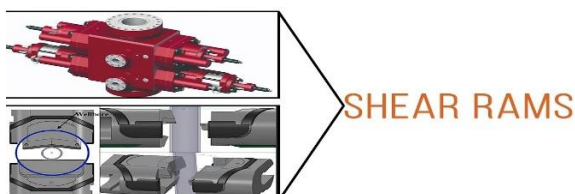
❖ Blind rams

Le blind rams isole à la fois le tuyau et l'espace annulaire en écrasant le tuyau et en le pinçant lorsqu'il est fermé.



❖ Shear rams

Le shear rams isole à la fois le tuyau et l'espace annulaire en cisillant le tuyau lorsqu'il est fermé.



❖ Blind shear rams

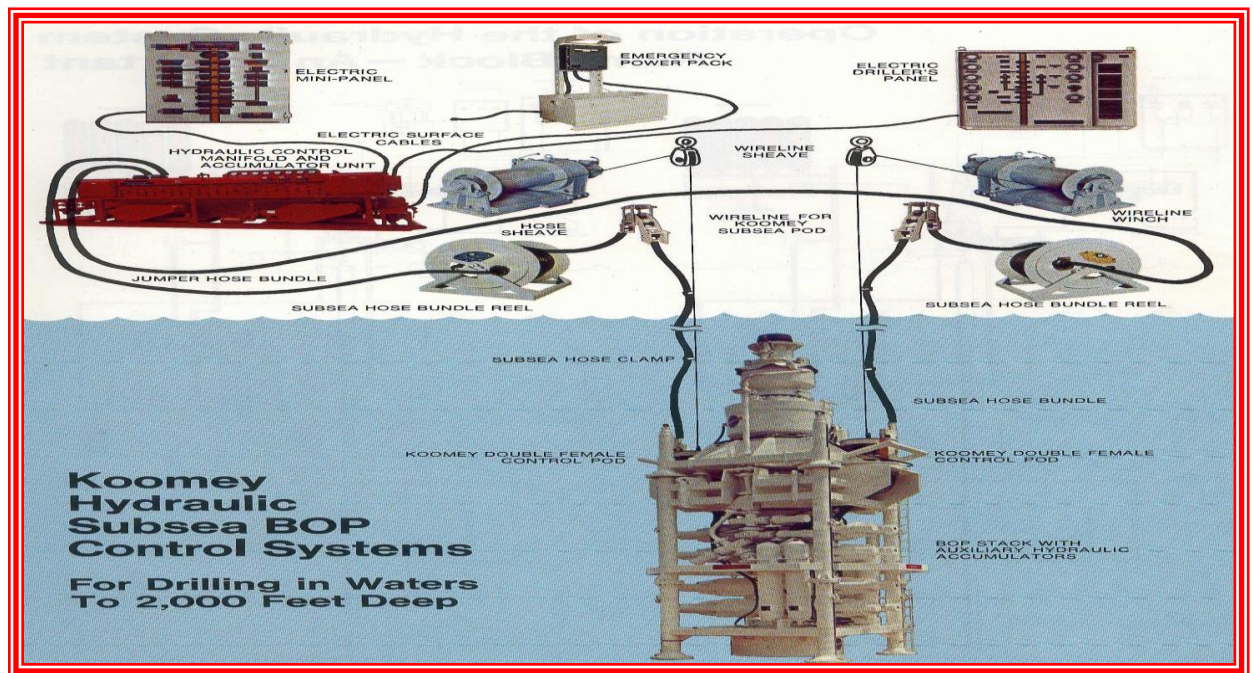
Le blind shear rams isole à la fois le tuyau et l'espace annulaire en cisillant et en écrasant le tuyau lorsqu'il est fermé.

❖ Pipe rams

Pipe rams isoler l'espace annulaire en l'enroulant autour du tuyau lorsqu'il est fermé.



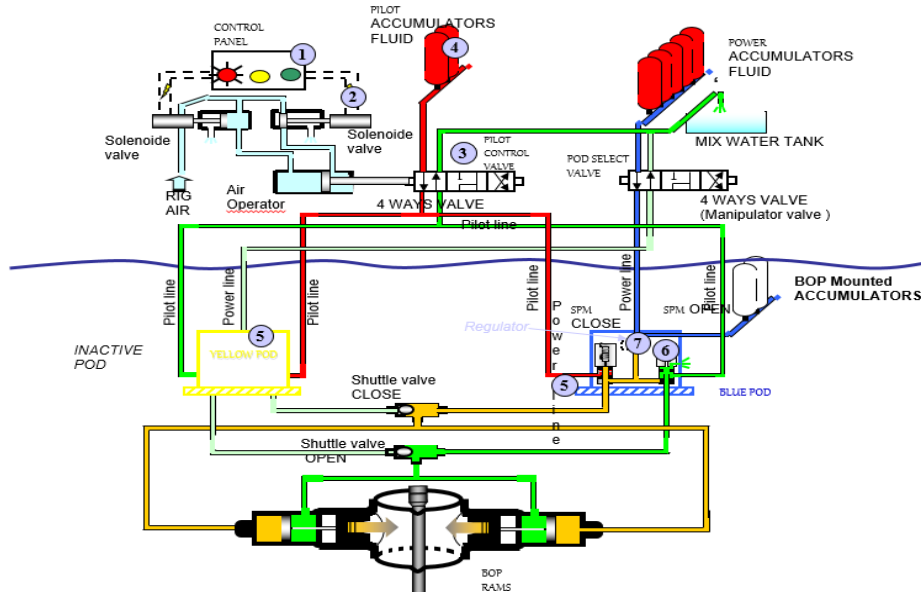
3.4. Les équipements de contrôle de la surface offshore.



Les équipements de surface de contrôle offshore inclus généralement ;

1. Hydraulic power unit
2. Surface accumulators (accumulateur de surface)
3. Electric drillers panel
4. Mini electric panel
5. Central hydraulic manifold
6. Hose reel and hose bundle

7. Emergency power pack
8. Wireline sheaves and winch
9. Manipulator valves
10. Solenoid valves
11. Selector valves



❖ Hydraulique power unit (HPU)

L'unité de puissance hydraulique est un arrangement de composants interconnectés, qui contrôle l'énergie hydraulique (Produit et stocke le fluide à base d'eau sous pression). Les unités de puissance hydraulique sont utilisées par lesquelles l'énergie est transmise, contrôlée et distribuée en utilisant un fluide liquide sous pression comme moyen.



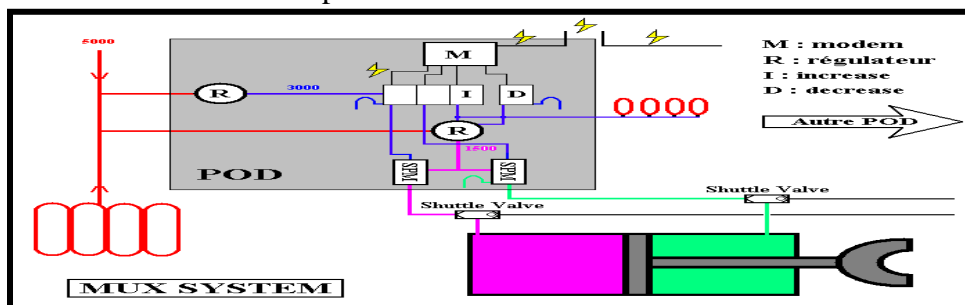
❖ Surface accumulators (accumulateur de surface)

L'accumulateur hydraulique permet de comprimer et stocker de l'huile hydraulique sous pression. Cette huile est utilisée pour manipuler les BOP et les vannes latérales le plus rapidement possible. Même en cas de perte de puissance sur le chantier Cet accumulateur comprend un réservoir d'huile hydraulique à pression atmosphérique, des systèmes de compression de l'huile, des réducteurs de pression, des commandes à distance pour les BOP et HCR, des manomètres de pression. Le fabricant principal de ces unités est Koomey.



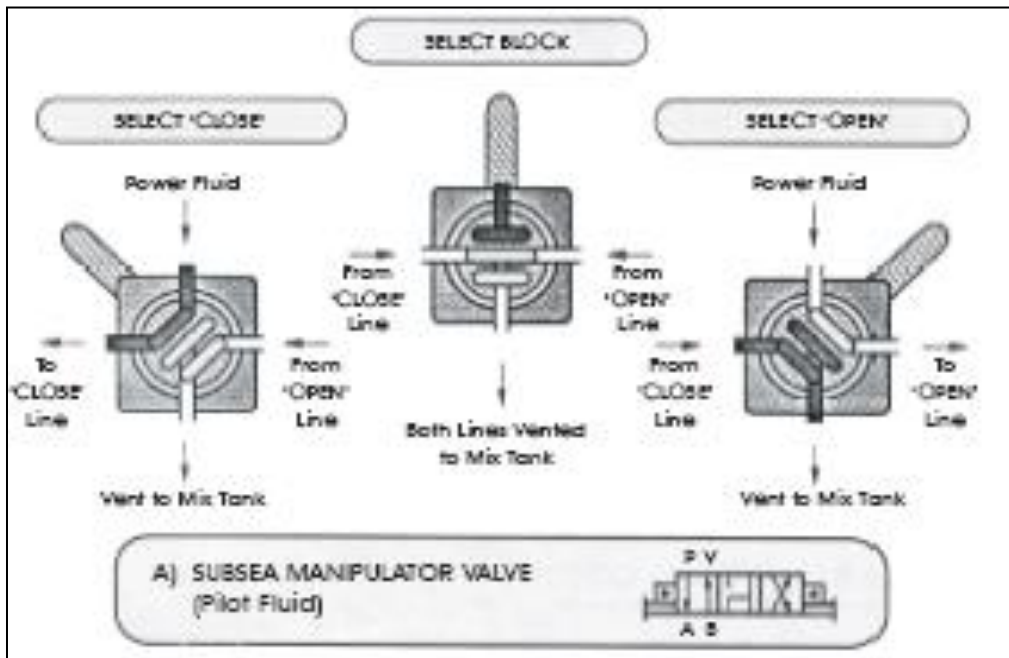
❖ Driller panel

Il envoie des signaux au CPU qui va traiter la demande et l'envoyer au BOP (au niveau des Subsea Electronic Module (SEM), modem qui agira sur les solenoides afin d'envoyer le fluide sous pression vers les SPM correspondante).



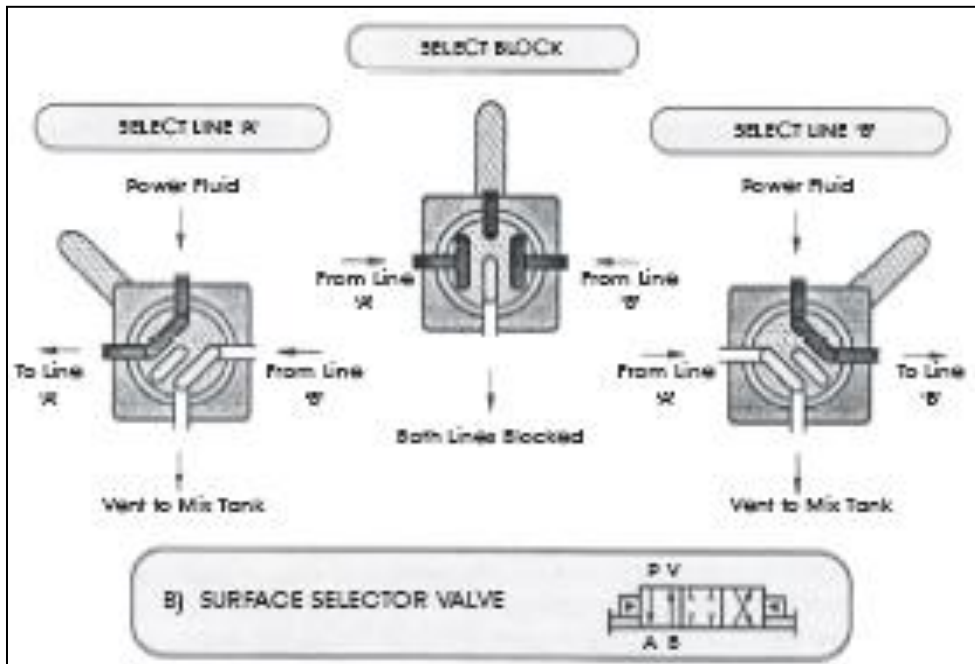
❖ Manipulator valve

Vanne 4 voies / 3 positions qui en position centrale bloque l'arrivée de pression et purge les autres voie.



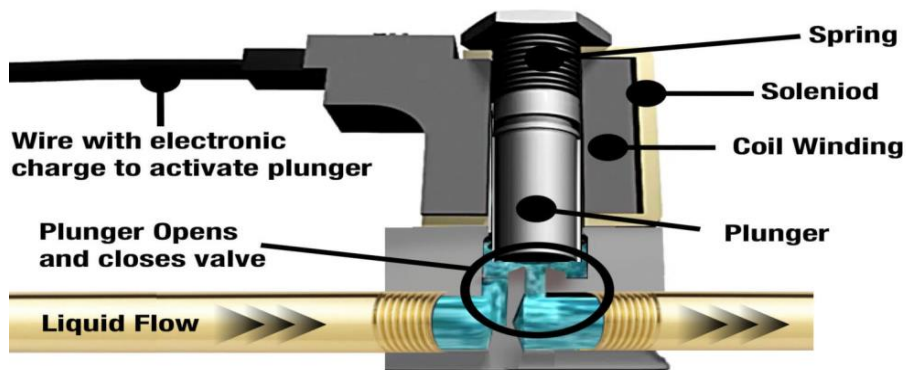
❖ Selector valve

Vanne 4 voies / 3 positions qui en position centrale bloque tous les ports.



❖ Solenoid valve

Les électrovannes (Solenoid vannes) pour les industries du pétrole, du gaz et de la pétrochimie sont conçues pour contrôler les systèmes de combustion pilote et les applications principales de carburant et de ligne de commande. Les électrovannes typiques pour carburant, gaz et huile sont disponibles en fonction universelle à 2 voies normalement fermées, 2 voies normalement ouvertes, 3 voies normalement fermées, 3 voies normalement ouvertes et 3 voies avec servopilote assisté par pression, action directe ou levage / coup de pied assisté opération pilote.



Parts of a Solenoid Valve

❖ Hydraulic manifold

Les manifolds hydrauliques sont largement utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour la distribution de fluides de traitement tels que le pétrole, le gaz et l'eau. Les manifolds sont conçus pour fusionner plusieurs jonctions en un seul canal ou diviser une ligne d'écoulement en plusieurs sorties. La taille d'un manifold est choisie par les ingénieurs de procédés en fonction du débit traversant le collecteur. Les manifolds utilisés dans l'industrie offshore sont fabriqués en duplex 22Cr au lieu d'acier au carbone pour économiser de l'épaisseur et du poids.



❖ Hose reels and bundles

Les tuyaux et flexibles sont utilisés pour l'extraction et le traitement du pétrole, le transfert, le chargement et le déchargement de produits pétroliers liquides (par exemple les pétroliers dans les ports, les camions-citernes, les wagons-citernes), la distribution d'huiles et de carburants

ainsi que le ravitaillement (par exemple, la pompe à essence flexibles, flexibles de refoulement de mazout)



❖ **Emergency power pack**

Le système d'alimentation de secours est installé sur la plate-forme pétrolière dans le cadre d'un projet d'expansion à long terme. Au cours de toute future panne de courant, les systèmes d'alimentation de secours seront en place pour fournir l'énergie nécessaire aux processus de production essentiels.



❖ **Wireline sheaves and winch**

Le wireline fait généralement référence à l'utilisation d'un câble multiconducteur, mono conducteur ou lisse, ou « filaire », comme moyen de transport pour l'acquisition de données pétro physiques et géophysiques souterraines et la prestation de services de construction de puits tels que la récupération de tuyaux, la perforation, la pose de bouchons et bien le nettoyage et la pêche. Les informations géophysiques et pétro physiques du sous-sol permettent de décrire et d'analyser la géologie du sous-sol, les propriétés du réservoir et les caractéristiques de production.

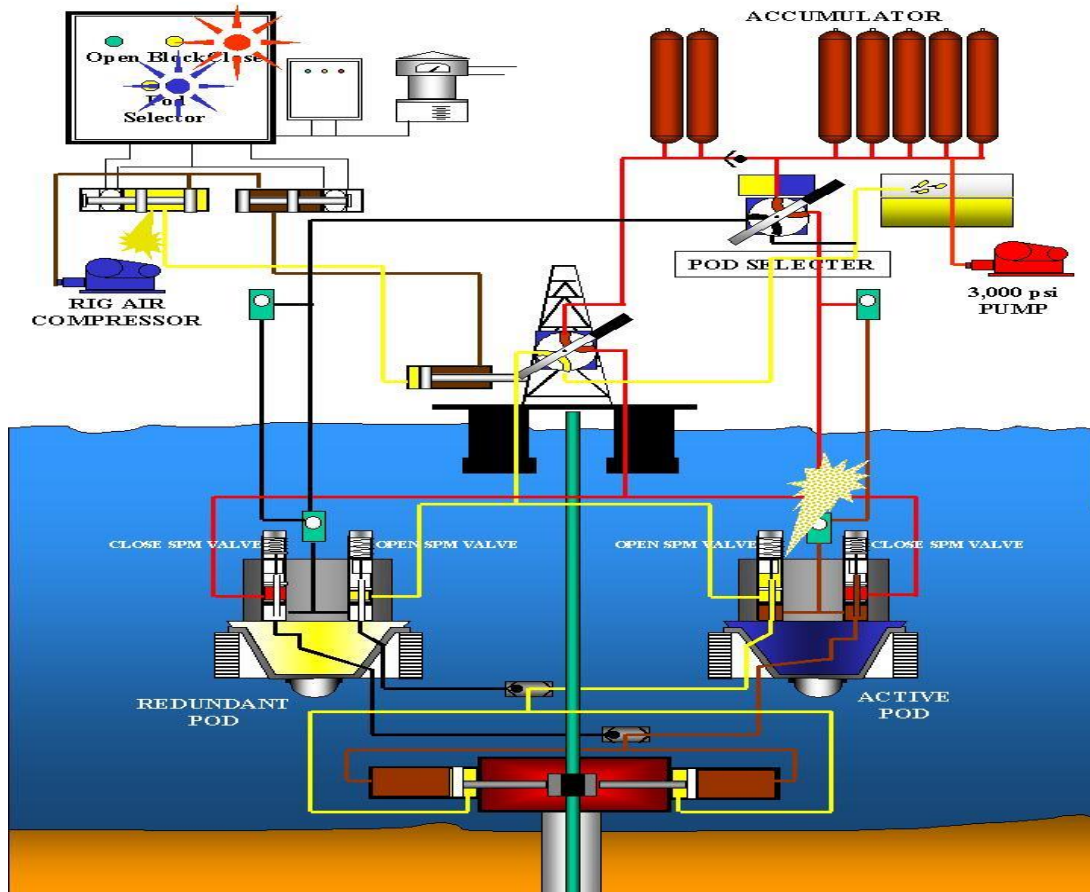


3.5. Les séquences des équipements de contrôles offshore.

On a séquences d'ouverture, séquence de fermeture, séquences de blocs et changement de séquences de pod.

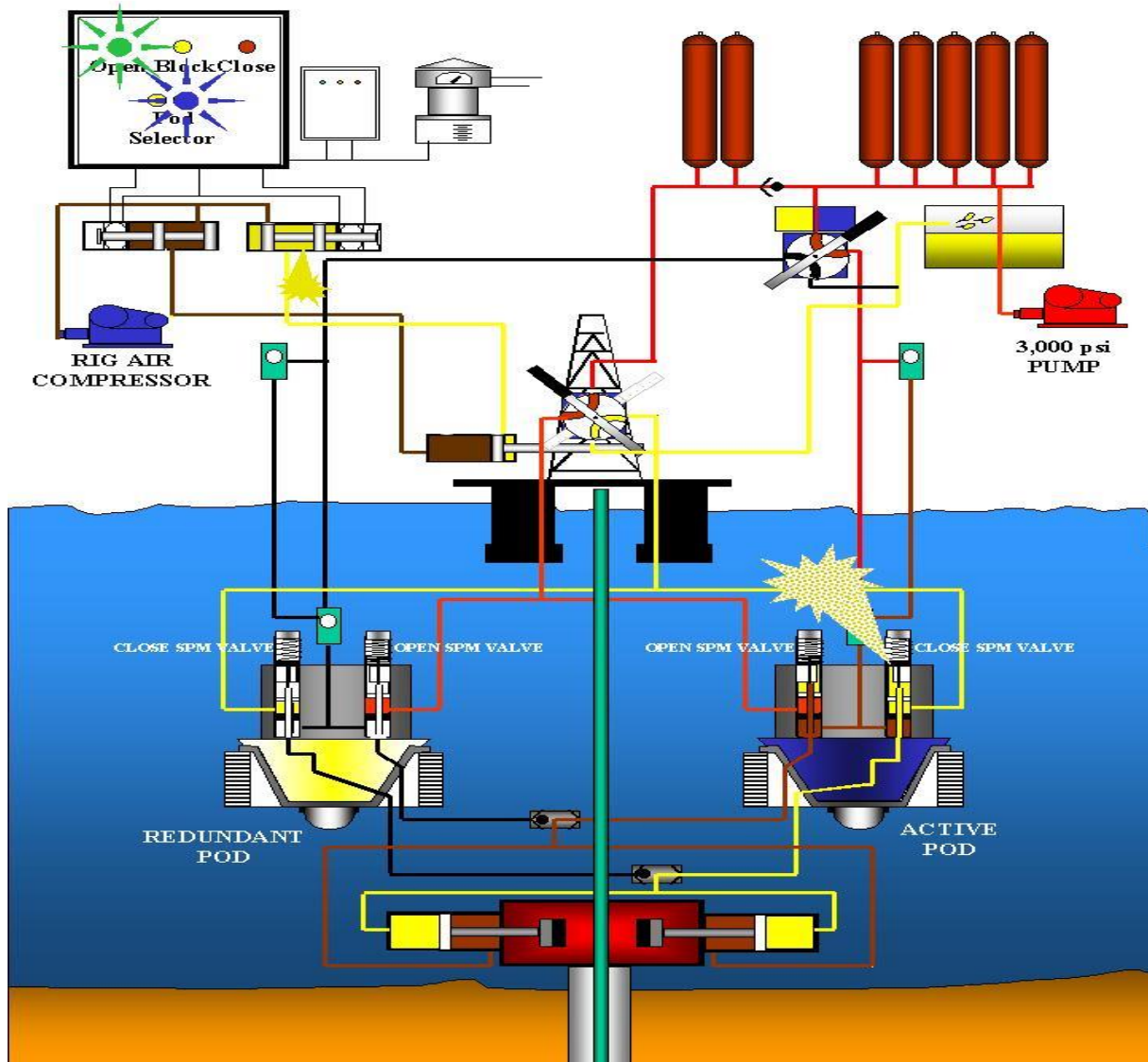
3.5.1. Séquence de fermeture

- 1) Fermez les BOP depuis le panneau à distance.
- 2) Activer l'électrovanne.
- 3) Vanne Shift 3 positions 4 voies.
- 4) Envoyer un signal pilote à la vanne SPM fermée sur les deux modules avec 3000 psi.
- 5) Fermer la vanne SPM shift sur le pod bleu sélectionné.
- 6) Le fluide d'alimentation des bouteilles sous-marines est capable de s'écouler et de se fermer en fonction du BOP.
- 7) Le fluide de la chambre d'ouverture est évacué vers la mer par la vanne SPM ouverte.
- 8) L'accumulateur pompe la pression de tous les accumulateurs et bouteilles BOP à 3000 psi.



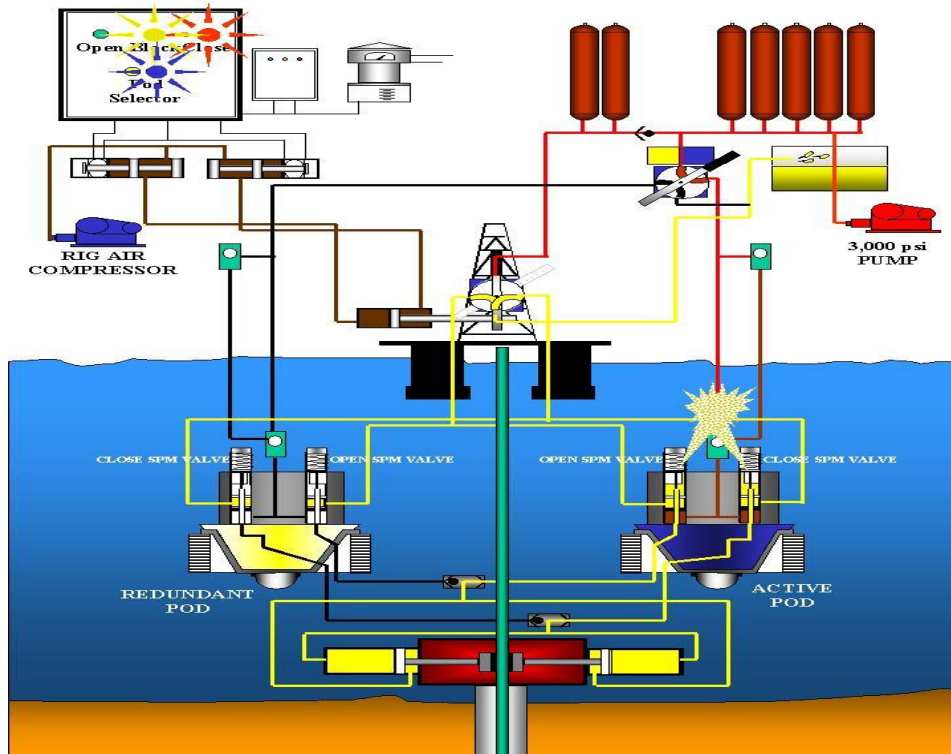
3.5.2. Séquence d'ouverture

- 1) Ouvrez le BOP à partir du panneau à distance.
- 2) Activer l'électrovanne.
- 3) Vanne Shift 3 positions 4 voies.
- 4) Envoyez un signal pilote à la vanne SPM ouverte sur les deux modules avec 3000 psi.
- 5) Ouvrir le changement de valve SPM sur le pod bleu sélectionné.
- 6) Le fluide d'alimentation des bouteilles sous-marines peut s'écouler et s'ouvrir en fonction du BOP.
- 7) Le fluide de la chambre de fermeture est évacué vers la mer par la vanne SPM de fermeture.
- 8) L'accumulateur pompe la pression de tous les accumulateurs et bouteilles BOP à 3000 psi.



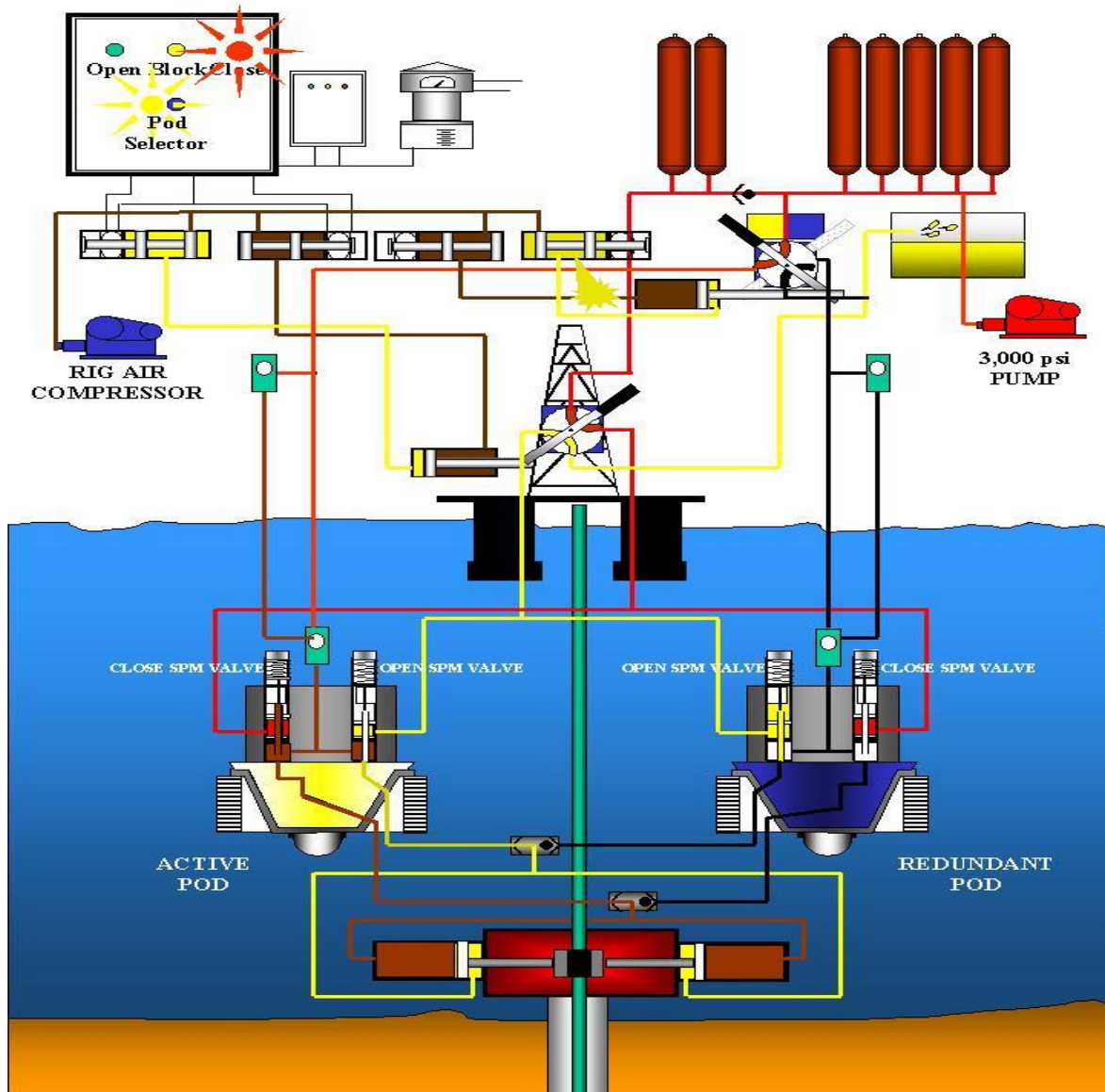
3.5.3. Séquence de bloc

- 1) Bloquer les BOP à partir du panneau distant.
- 2) Activer les électrovannes.
- 3) Déplacer la vanne 4 voies à 3 positions dans le bloc.
- 4) Relâchez la pression sur les conduites de pilotage, le liquide de pilotage est renvoyé vers le réservoir.
- 5) La vanne SPM sur le pod bleu sélectionné passe en position fermée.
- 6) Permettant de relâcher la pression de la fonction BOP, le fluide moteur est évacué vers la mer à travers la vanne SPM.



3.5.4. Changement de séquences de pod.

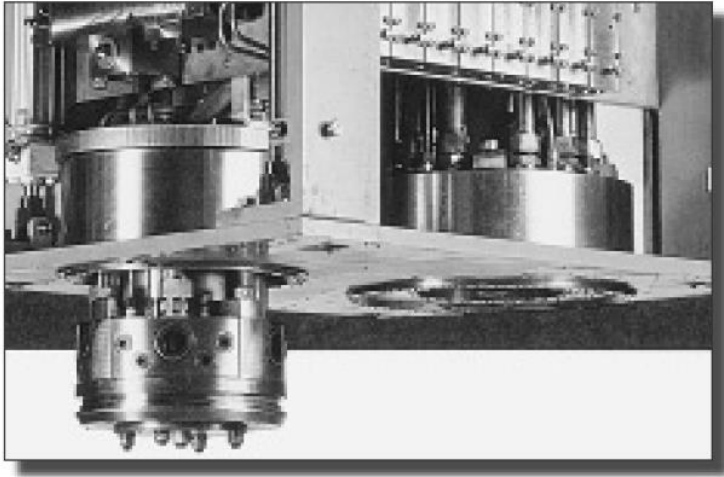
- 1) Sélectionnez le module jaune à partir du panneau à distance.
- 2) Activer l'électrovanne.
- 3) Shift vanne 3 positions 4 voies sur cosse jaune.
- 4) Fermez les BOPs depuis le panneau à distance.
- 5) Activer l'électrovanne.
- 6) Vanne Shift 3 positions 4 voies.
- 7) Envoyer un signal pilote à la vanne SPM fermée sur les deux modules avec 3000 psi.
- 8) Fermez la vanne SPM sur le changement de dosette jaune sélectionné.
- 9) Le fluide de puissance des bouteilles sous-marines peut s'écouler et la vanne navette peut se déplacer, ce qui permet au fluide de puissance de faire pression sur la fonction de fermeture du BOP.
- 10) L'accumulateur pompe la pression de tous les accumulateurs et bouteilles BOP à 3000 psi.



3.6. Les équipement extra

❖ POD Stinger

Il permet de faire la continuité hydraulique tout en permettant la déconnexion entre la LMRP et le BOP stack.

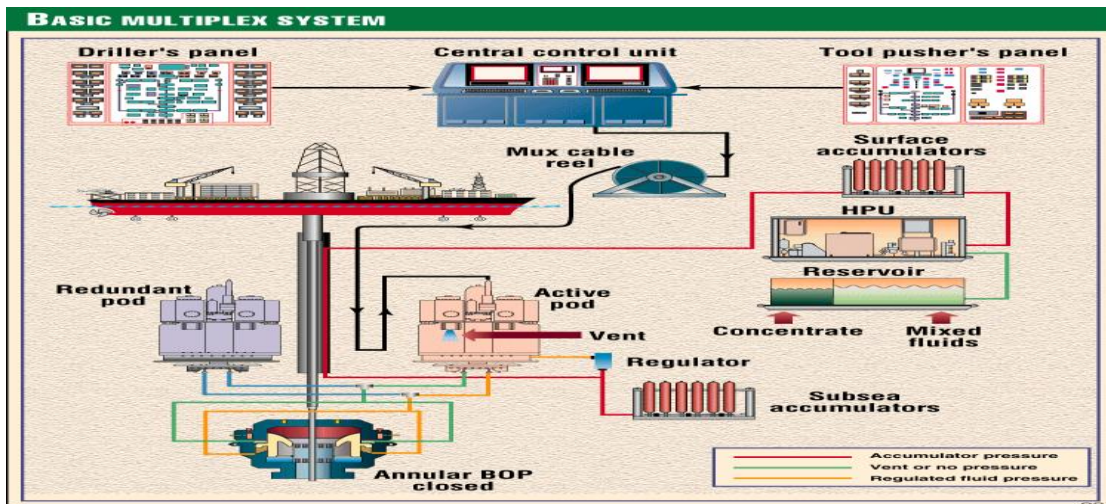


BOP stack connector stinger retracted and riser stinger extended, normal position for running or retrieval of the lower riser package.

❖ Système Multiplexé

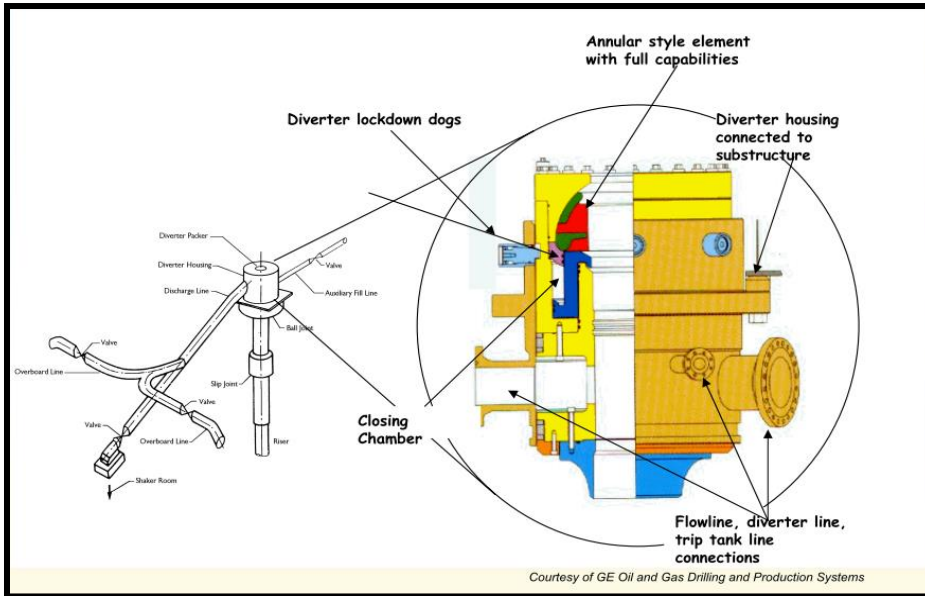
Multiplex (MUX) désigne simplement que le système de communication entre la surface et les PODs « transporte » plusieurs signaux (ou commandes) sur un même canal (electrique ou optique)

Il permet de réduire le temps nécessaire pour activer les fonctions (surtout en eau très profonde où le temps de réponse est critique pour réaliser des déconnexions en urgence (EDS). Fonctionne généralement avec 5000psi au lieu des 3000psi pour les systèmes hydrauliques. Il comporte plusieurs backups system



❖ Système diverter

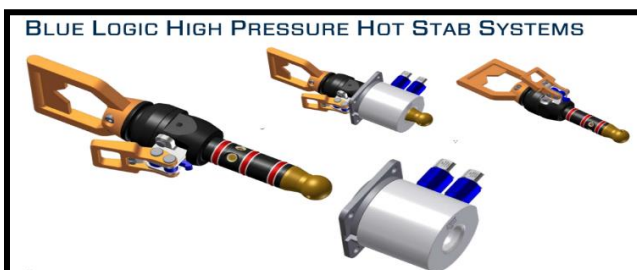
Il fonction principale est de « traiter » le gaz dans le riser, il sera conçu pour ne pas pouvoir fermer le puits.



❖ ROV Hot stabs

Réceptacles situés sur le BOP dans la ROV Intervention Panel, permettant au ROV, au moyen d'un stinger adapté, de fournir du fluid hydraulique (ou de l'eau de mer).

Ils peuvent être conçus pour faire deux fonctions à la fois, comme fermer un Ram et le Verrouiller)



❖ Acoustic Backup System

Utilisé pour réaliser des fonctions prédéterminées si le système de contrôle primaire vient à faillir.

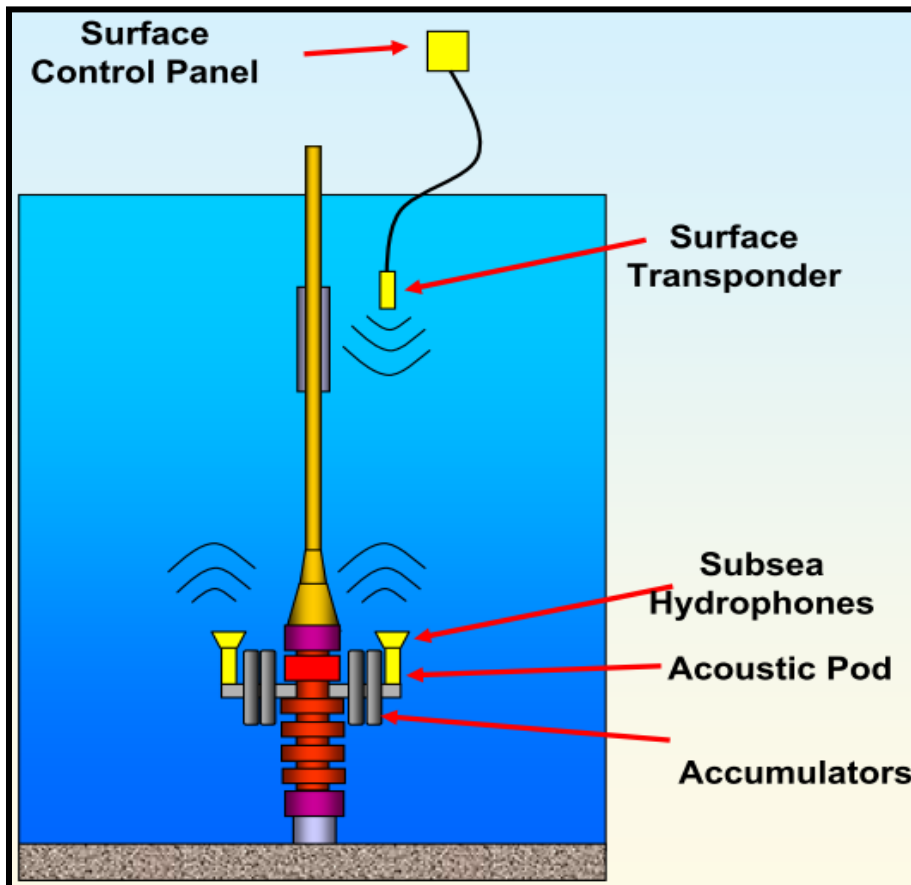
Un signal acoustique est envoyé depuis la surface vers un système composé d'Hydrophones et de batteries qui alimentent un ensemble électronique.

Les signaux acoustiques sont convertis en électriques qui activeront des solenoid valves dans le mini-POD acoustique.

Du fluide situé dans des accumulateurs dédiés sera envoyé directement à la fonction concernée, qui peut être ;

- 1) Hang-Off Rams Closed
- 2) Blind Shear Rams Closed
- 3) Ram Lock engage
- 4) LMRP connector Unlatch

Les accumulateurs ont un volume en générale de 1.5 fois le volume requis à 3000psi pour faire ces fonctions.



❖ AutoShear / Dead Man

Système pouvant être, ou pas, en fonction selon la préférence de l'opérateur.

Le deadman. Par définition, il ferme le puits lors de perte de toutes puissances électriques et hydraulique sur les 2 PODs Le fluide en Back Up est stocké dans des bouteilles dédiées à ces systèmes.

L'Autoshear sera automatiquement activée si la LMRP est déconnectée.

Fonctions typiques concernées par ses systèmes :

- 1) -Fermeture des Blind Shear Rams et/ou Casing Shear Rams
- 2) -Fermeture Rams locks
- 3) -Fermeture des vannes sur kill et Choke Lines



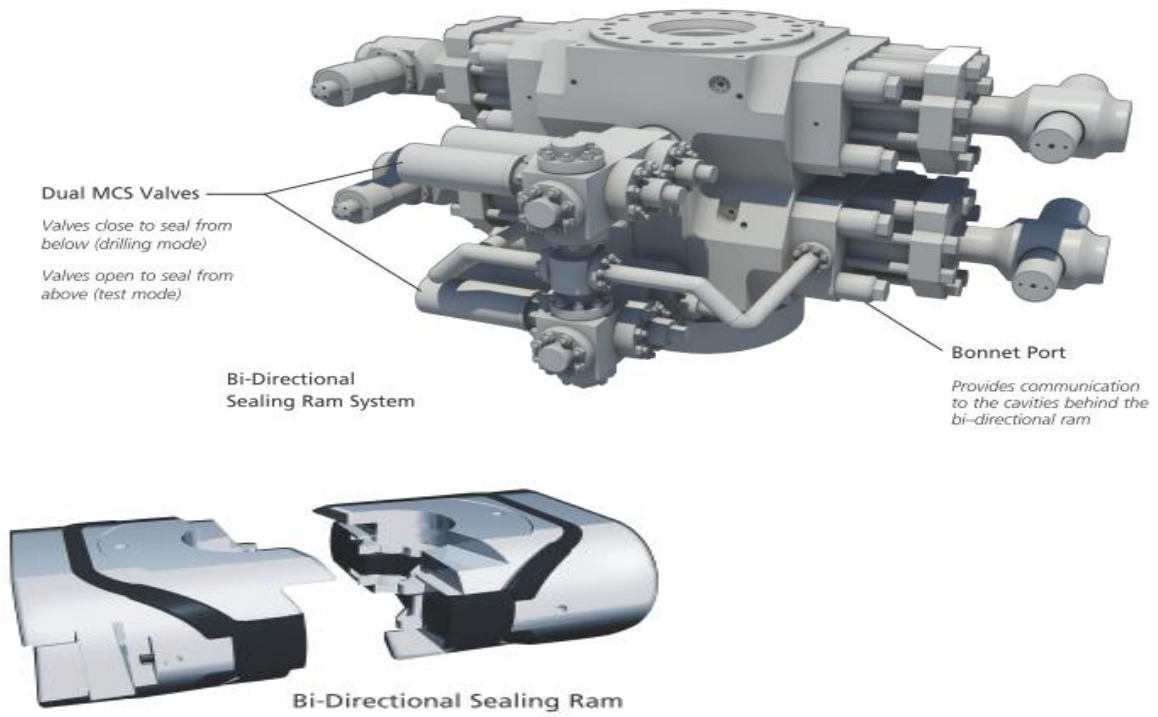
❖ Bi Directionnal Pipe Ram

En pratique, pour réaliser un test routinier du BOP, il y a deux façons de faire

La première consiste à remplacer la garniture de forage par une garniture comportant un « test tool ». Cette méthode est chère.

La seconde méthode consiste à équiper le BOP à mâchoires inférieure d'un bloc spécial, généralement un BOP standard monté upside-down (mais de rajouter une cavité augmenter le poids et la hauteur du BOP stack), mais on peut aussi utiliser un block bidirectionnel qui tiendra la pression dans les deux sens (la ram pourra être utilisé comme un variable normal (du moins avec un Cameron), pas de modification du BOP...)

Note : Lors de l'utilisation de pipe rams inversés (inverted pipe rams), il faut prendre en considération que l'on perd une barrière (pour le contrôle d'une éruption), que l'on ne pourra pas tester la connexion (Well Head / BOP) et que la garniture lors du test sera maintenue en tension et que la pression limite d'écrasement des tiges en sera réduite.



CHAPITRE 4 : METHODES DE CONTROLES EN CONDITIONS OFFSHORE

4.1 Introduction

Lorsqu'une venue se déclenche, l'opération en cours doit être immédiatement arrêtée et le puits sécurisé. Il est nécessaire de neutraliser le puits avant d'ouvrir le BOP et reprendre les opérations.

Pour neutraliser le puits, plusieurs méthodes sont disponibles, et il faut choisir celle qui convient à la situation en cours. Le contrôle d'une venue consiste à :

1. Évacuer l'effluent en circulant sous duse, en appliquant sur le fond une pression suffisante pour contrebalancer la pression de pore et éviter l'intrusion d'un autre bouchon, tout en évitant la fracturation au niveau de la zone la plus fragile du découvert.
2. Remplacer la boue dans le puits par une autre de densité égale ou légèrement supérieure à la densité équivalente de réservoir.

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées pour traiter diverses situations de venues. Elles ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression sur le fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle, et différentes les unes des autres par la procédure de mise en œuvre et le nombre de cycles.

4.1.1 Règles à respecter

Quelle que soit la méthode de contrôle utilisée, il est nécessaire de maintenir la pression appliquée sur le fond égale ou légèrement supérieure à la pression de formation. Durant toute l'opération, il faut veiller à ne pas fracturer la zone fragile, située sous le sabot. Il est nécessaire, durant tout le contrôle, de suivre attentivement la vitesse de la pompe, les pressions en tête et le gain pour détecter toute anomalie et intervenir dans l'immédiat pour ne pas avoir une autre venue ou fracturer la zone la plus fragile.

Dans ce chapitre, nous discuterons de 2 méthodes de contrôle de venue et elles sont :

1. Driller's method offshore
2. Wait and weight method (W &W)

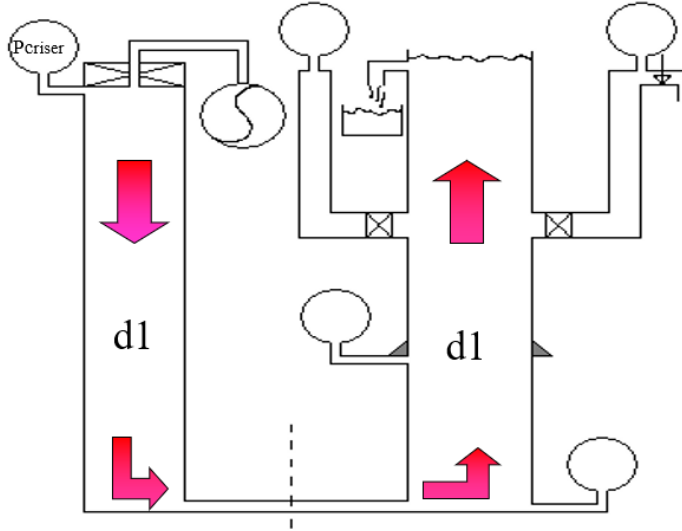
4.2 DRILLER'S METHOD

Dans cette méthode, le contrôle se fait en deux circulations :

1. Circulation sous duse pour évacuer la venue avec la densité de boue initiale,
2. Remplacement de la boue initiale par la boue de densité requise pour équilibrer la pression de pores.

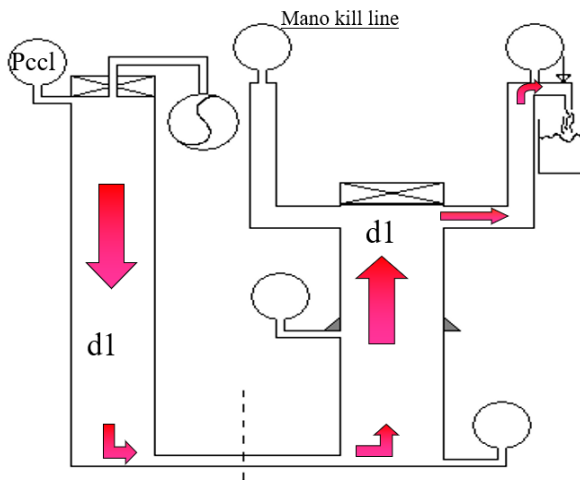
- Le puits est plein de boue de densité d_1 , densité initiale.

- Les côtes verticales du fond Z_f et du sabot Z_s sont précisément connues.
- Comme à chaque début de poste, le chef de poste enregistre les SCR's.
- Le chef de poste circule d'abord au débit réduit choisi puits ouvert au droit du riser et enregistre les pertes de charge riser P_{criser} .



Note : on considère les pertes de charge annulaire comme nulles

- Il ferme ensuite son BOP et circule au même débit mais cette fois-ci en passant au travers de la choke line, duse grande ouverte. Il prend les pertes de charges totales par la choke line P_{ccl} .



- En soustrayant ensuite les pertes de charge riser P_{criser} aux pertes de charge choke line P_{ccl} , on obtient les pertes de charge dans la choke line uniquement, ΔP_{ccl} .

$$\Delta P_{ccl} = P_{ccl} - P_{criser}$$

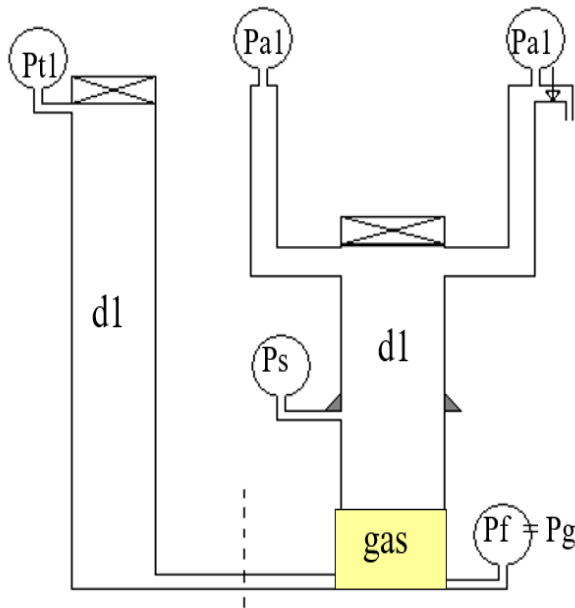
Remarque : on peut directement lire cette pression en lisant le manomètre kill line.

Une fois qu'une venue est détectée, le puits est fermé et les pressions sont stabilisées. On a :

$$P_{a1} > P_{t1}$$

$$P_g = P_{t1} + P_{hint}$$

$$P_s = P_{a1} + P_{hs}$$



Avec :

$$Phint = \frac{Zf \times dl}{10.2}$$

$$Phs = \frac{Zs \times dl}{10.2}$$

Pa1 = Pression stabilisée en tête de tige
 Pt1 = Pression stabilisée en tête d'annulaire
 Pg = pression de gisement
 Ps = pression au fond de sabot
 Phint = pression hydrostatique intérieur de tige
 Phs = pression hydrostatique au sabot
 Phea = Pression hydrostatique d'espace annulaire

- **Remarque :** Une fois les pressions stabilisées, $Pf = Pg$. On a : $Pf = Phint + Pt1$ et $Pf = Phea + Pa1$
 $Phint > Phea$ due à la présence de gaz dans l'espace annulaire.
 Donc, pour une même pression de fond et afin de compenser la pression hydrostatique plus faible dans l'espace annulaire on a : $Pa1 > Pt1$

4.2.1 Calcul de la densité requise dr pour tuer le puits

Pressions stabilisées, vous décidez d'appliquer une sécurité S sur le fond durant le contrôle de venue. Vous choisirez cette sécurité en fonction de la marge entre votre Pa1 et la Padm- ΔPcl .

La densité requise sera alors égale à :

$$dr = \frac{(Pg + S) \times 10.2}{Zf}$$

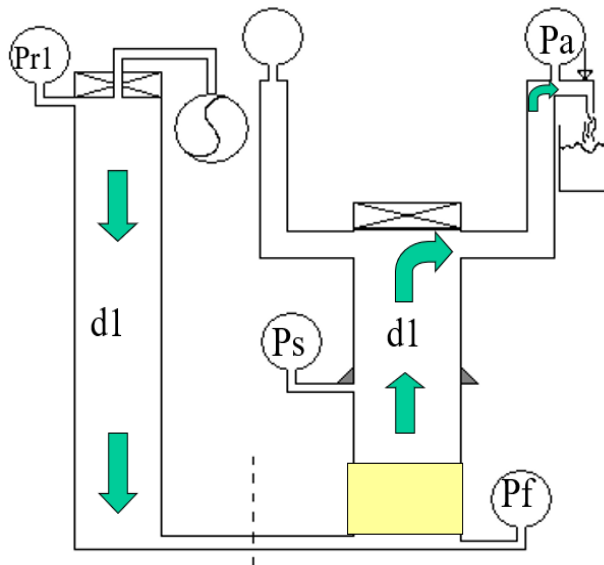
4.2.2 Première circulation : évacuation de la venue

1. Démarrer le contrôle en ouvrant légèrement la duse et démarrant la pompe par paliers jusqu'à atteindre le débit de contrôle (Qr) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale ou légèrement supérieure à la valeur de la pression stabilisée en tête d'annulaire (Pa1),
2. Une fois le débit de contrôle atteint, la pression de refoulement (lue en tête des tiges) doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de circulation initiale calculée (PR1),

- Continuer à circuler à débit constant jusqu'à l'évacuation complète de la venue tout en ajustant la duse pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à la pression de circulation initiale.

La pression de refoulement initiale est : $Pr1 = Pcriser + Pt1 + S$

Cette pression devra être maintenue constante tout au long de l'évacuation du gaz dans l'espace annulaire.



N.B : Au démarrage, tant que la pompe n'a pas atteint le débit réduit choisi, il faut maintenir Pa constante et égale à :

$$Pa1 + S - \Delta Pcl$$

Ne jamais descendre sous $Pa1 - \Delta Pcl$

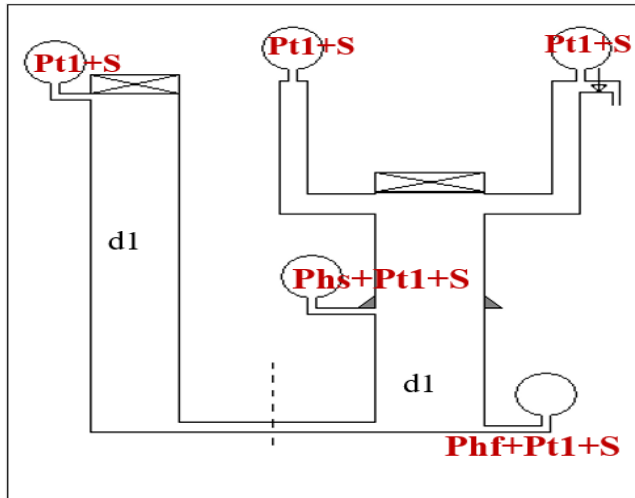
Ne jamais dépasser $Padm - \Delta Pcl$

- Durant la circulation de la venue, Pa augmentera progressivement jusqu'à atteindre sa valeur maximale lorsque le top du bouchon arrive sous les BOP, puis commence à diminuer avec l'évacuation du gaz.
- Après évacuation de tout le bouchon de gaz, et s'il n'y a pas un autre bouchon intrus, on doit lire :

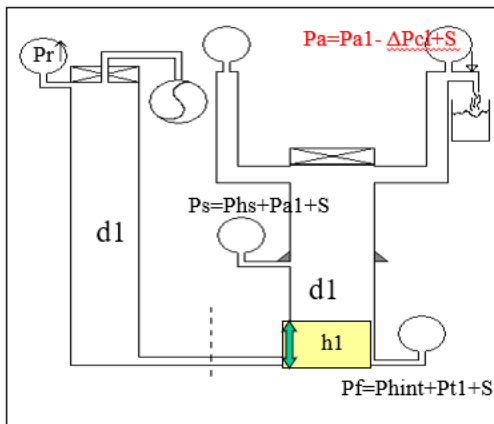
$$Pa = Pt1 + S$$

- Si la circulation est arrêtée, on doit lire :

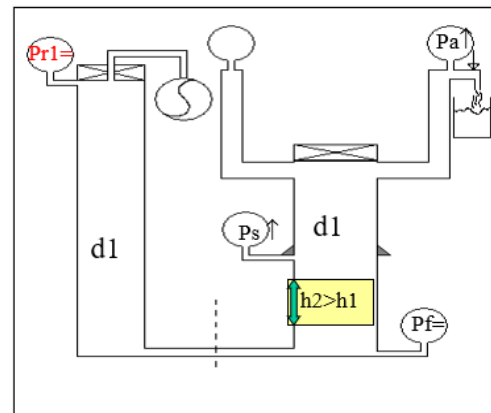
$$Pa = Pt = Pt1 + S$$



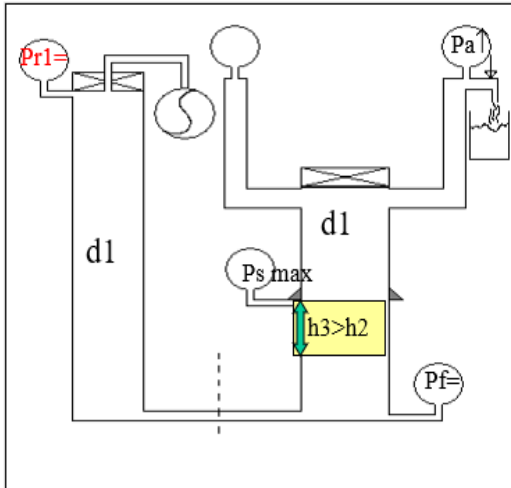
4.2.3 Évolution des pressions durant l'évacuation du gaz avec la boue d1



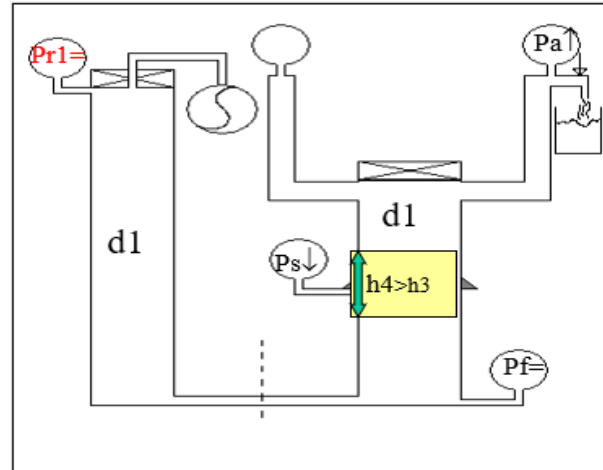
Démarrage de la pompe, débit non stabilisé.



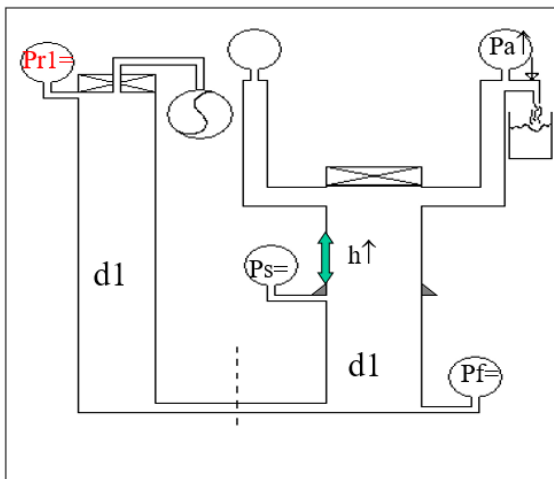
Débit stabilisé, gaz remonte dans espace annulaire.



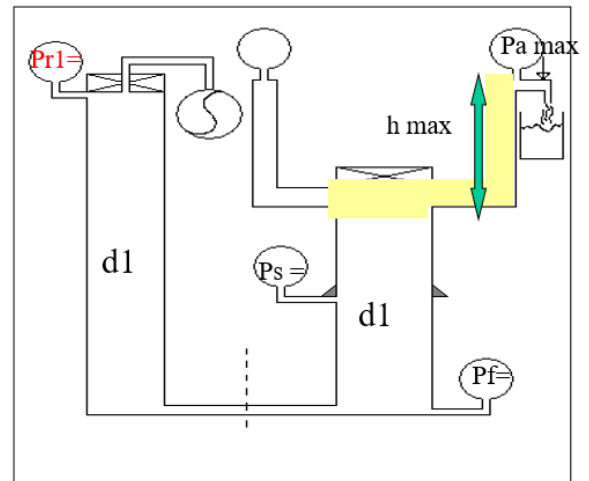
Gaz sous le sabot, Ps max.



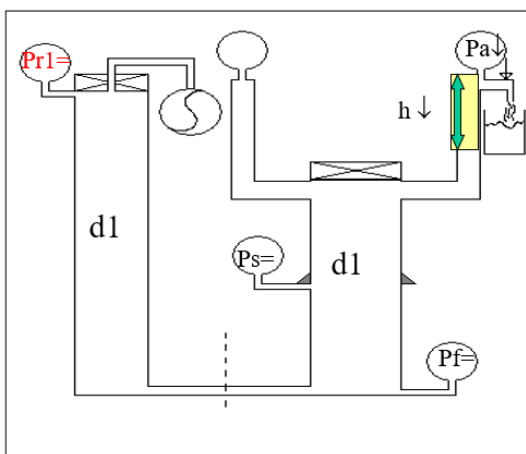
Gaz passe le sabot, Ps chute.



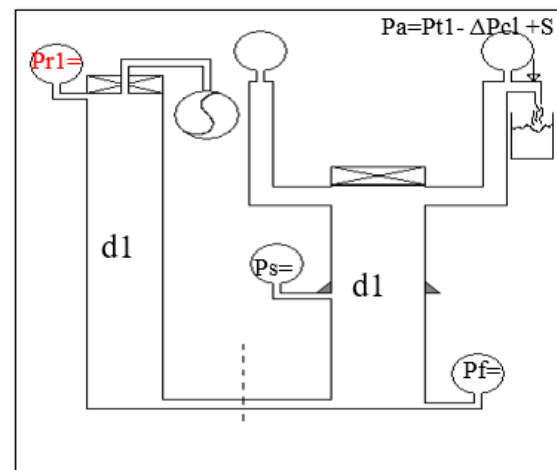
Gaz au dessus du sabot, Ps constante.



Gaz dans la choke line, Pa maximum.



Gaz en train de sortir, Pa chute.



Gaz entièrement évacué, Pa constante.

4.2.4 Cas particulier des puits en eaux profondes

En réalité, particulièrement sur les puits en eaux profondes, on ne pourra pas appliquer cette recommandation.

En effet, dans ce cas, les ΔP_{cl} seront plus élevées que la sécurité que l'on aura choisie (P_{adm} faible et choke line très longue). Donc, si nous appliquons P_a constante et égale à $P_{a1} + S - \Delta P_{cl}$, nous aurons $P_a < P_{a1}$ et $P_f < P_g$.

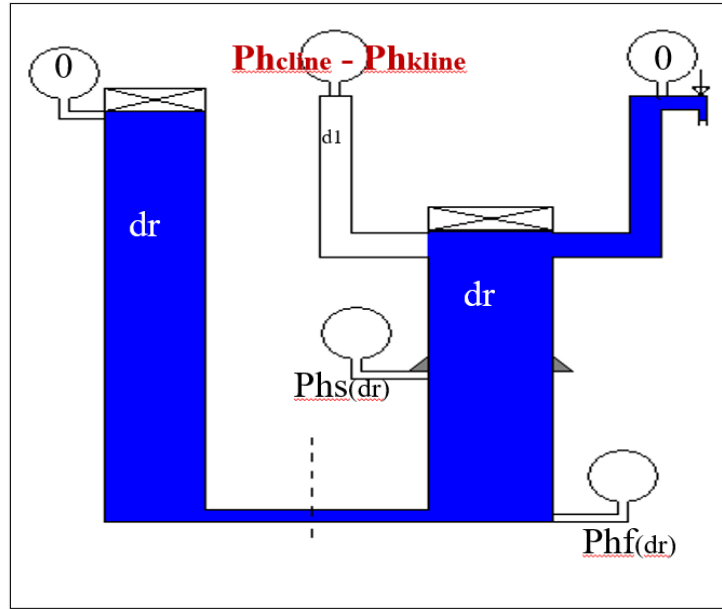
Dans ce cas, au démarrage et tant que le débit réduit choisi n'est pas atteint, nous maintiendrons P_a égale à P_{a1} . Sachant que nous générons des pertes de charge dans l'espace annulaire qui s'appliquent sur le fond (bien qu'on les néglige en contrôle), en maintenant P_{a1} , nous aurons $P_f > P_g$.

Une fois le débit atteint, il nous suffira de corriger P_r et de la maintenir à $P_{criser} + P_{t1} + S$, pour assurer une pression de fond constante.

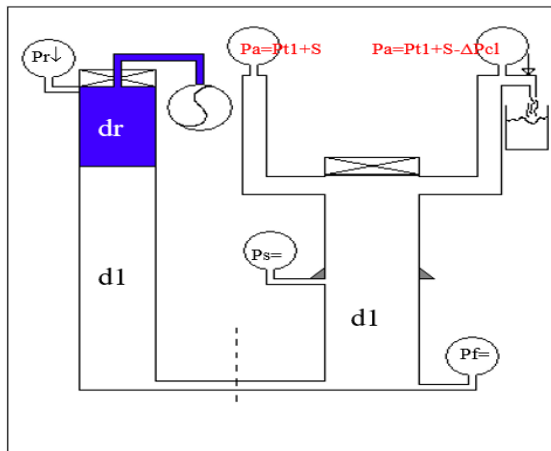
4.2.5 Deuxième circulation : remplacement de la boue

Le puits est « propre », sans gaz, il va maintenant falloir injecter la boue de densité requise d_r pour finir le contrôle.

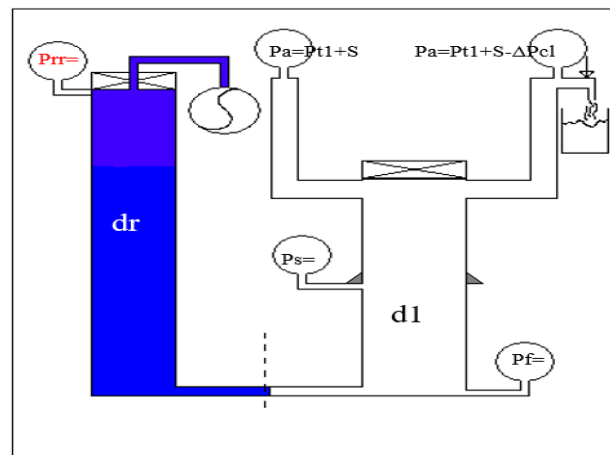
- Démarrer la pompe par paliers jusqu'à atteindre le débit de contrôle en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à $P_{t1} + \Delta P_{cl} + S$,
Si nous lisons les valeurs du manomètre kill line nous tiendrons : à $P_{t1} + S$
Ceci car nous ne circulons pas au travers de la kill line et nous n'avons donc pas de perte de charge.
- Lors de cette injection, la pression de refoulement, par effet de tube en U, va chuter jusqu'à la pression finale de circulation P_{rr} , correspondant à la pression de refoulement lorsque la boue d_r aura juste franchi l'outil.
Cette pression est égale à : $P_{rr} = P_{criser} \times (d_r/d_1)$
- Une fois que la boue lourde aura franchi l'outil et commencera à remonter dans l'espace annulaire elle influencera la pression de fond.
Durant cette phase, nous tiendrons constante cette fois la pression de refoulement égale à la valeur que nous avons calculé P_{rr}
- Lorsque la boue d_r passera dans la choke line, les pertes de charge en seront affectées et augmenterons.
Les nouvelles pertes de charge dans la choke line remplie de boue d_r seront :
 $\Delta P_{cl} \times (d_r/d_1)$
- Arrêter la circulation, fermer complètement la duse et observer les pressions en tête des tiges et de l'annulaire qui doivent être nulles,



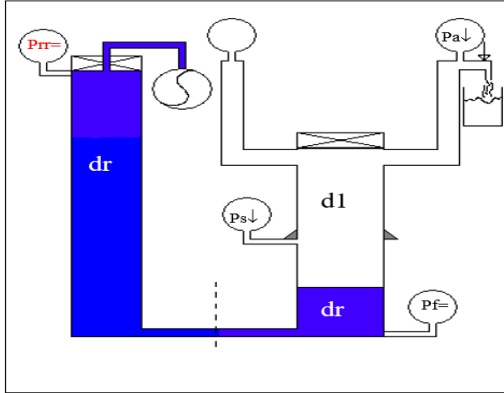
4.2.6 Résumé de la phase d'injection de la boue dr



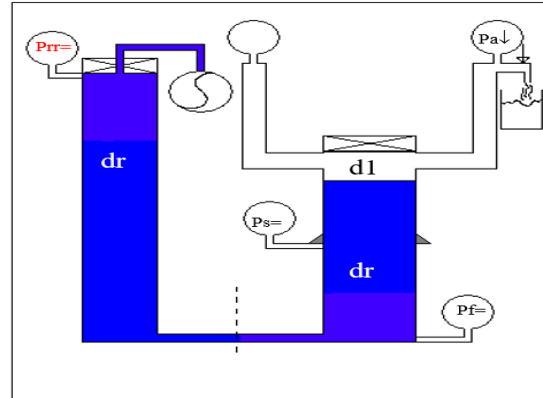
Injection de la boue dr.



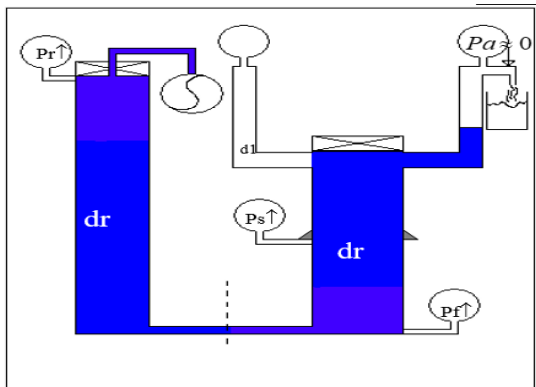
La boue dr passe l'outil.



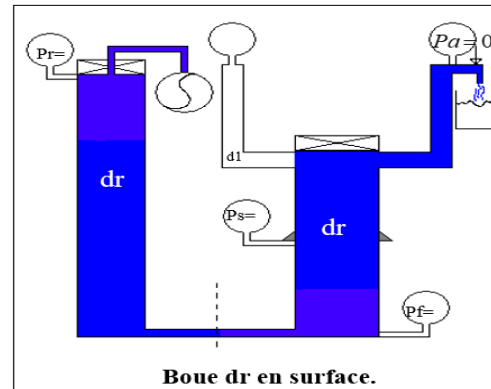
Boue dr remonte dans l'annulaire, Pa et Ps chutent.



Boue dr au dessus du sabot, Pa chute et Ps constante.



Boue dr remonte dans la choke line.
Pf, Ps et Pr augmentent, Pa chute à 0.



Boue dr en surface.
Pr, Pf, Ps et Pa constantes.

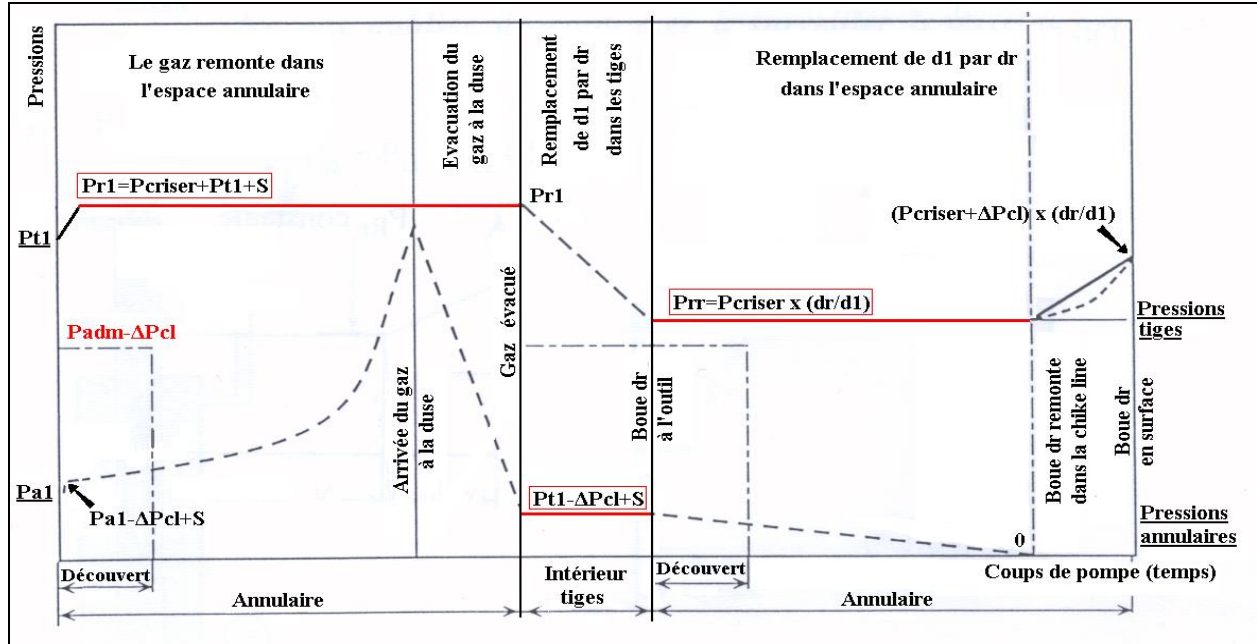
La pression de refoulement lorsque la boue dr sera en surface est alors égale aux pertes de charges par le circuit choke line avec la nouvelle densité dr :

$$(P_{criser} + \Delta P_{cl}) \times (dr/d1)$$

La pression de fond est donc égale à : $Ph_f(dr) + \Delta P_{cl} \times (dr/d1)$

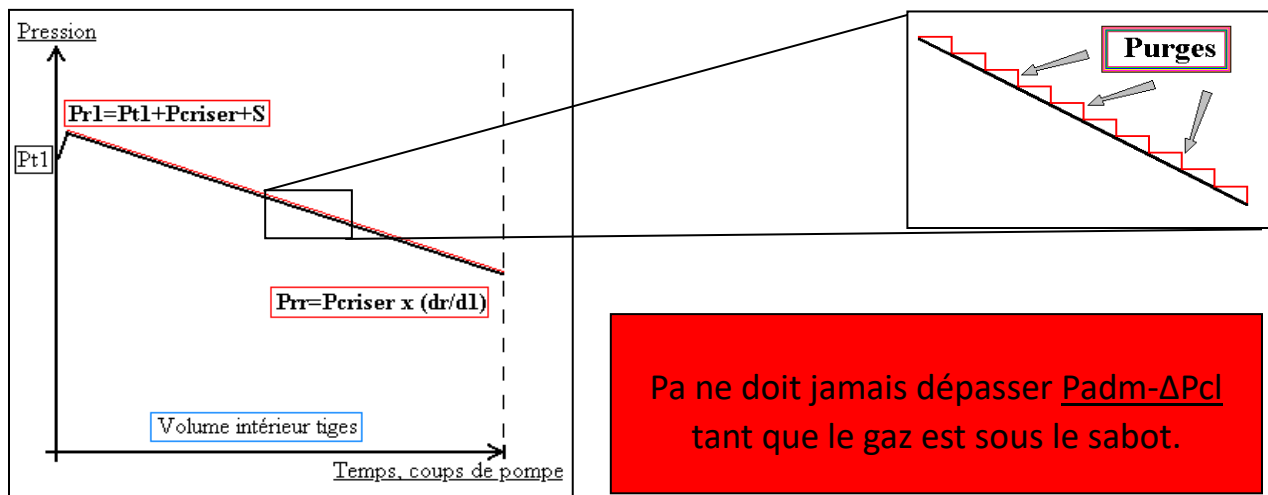
Et la pression au sabot : $Ph_s(dr) + \Delta P_{cl} \times (dr/d1)$

4.2.7 Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (DM)



4.3 Wait and Weight method

- La W&W method consiste en l'évacuation du gaz en même temps que l'on injecte la boue de densité requise d_r .
- Tous les calculs (P_g , P_{r1} , P_{rr} , d_r etc.) sont les mêmes que pour la driller's method.
- La différence majeure entre les deux méthodes est que nous ne pourrions pas garder une pression de refoulement constante lors de l'évacuation du gaz.
- Pour la première phase du contrôle, l'injection de la boue d_r dans les tiges, il va donc falloir suivre, avec la pression de refoulement P_r , le diagramme d'injection suivant :



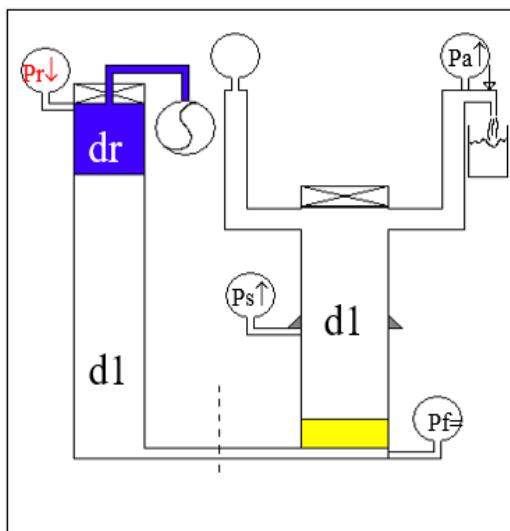
Pa ne doit jamais dépasser $P_{adm} - \Delta P_{cl}$ tant que le gaz est sous le sabot.

Par purges successives, on s'efforcera de garder P_r sur ligne d'injection. Les paliers seront choisis en fonction de la P_{adm} .

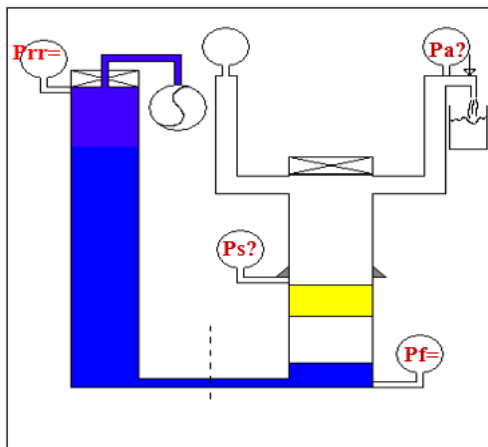
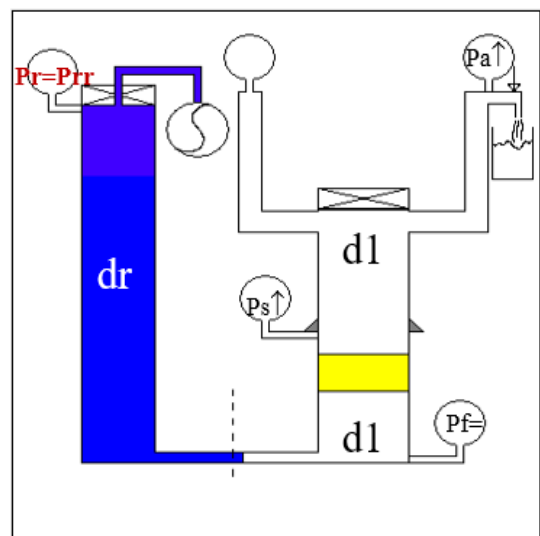
- Lorsque la boue d_r Passe l'outil et remonte dans l'espace annulaire, il suffit de maintenir P_r constante : $P_{rr} = P_{criser} \times (d_r/d_1)$
- La suite du contrôle est la même que pour la driller's method.

4.3.1 Résumé de la phase d'injection de la boue d_r (W & W)

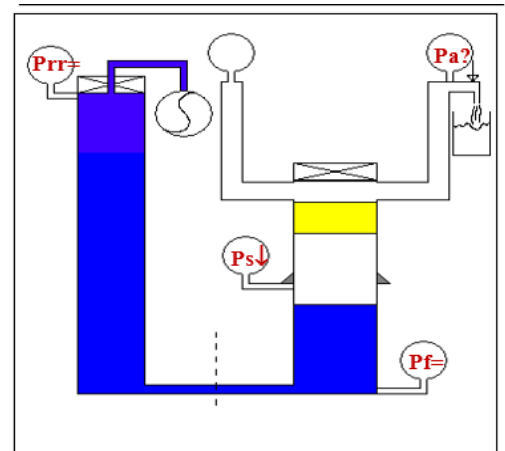
La boue d_r descend dans les tiges



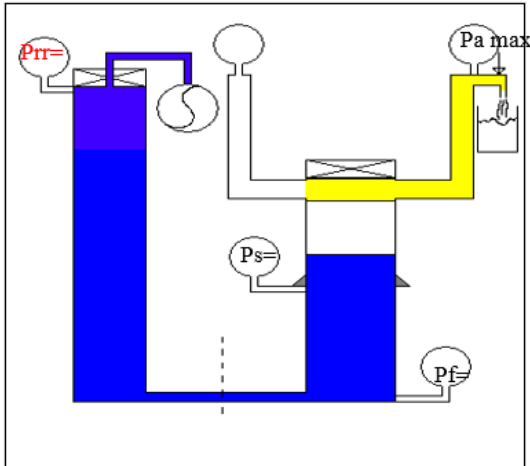
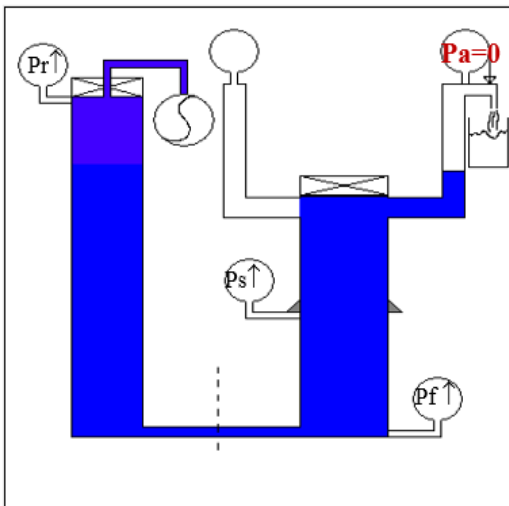
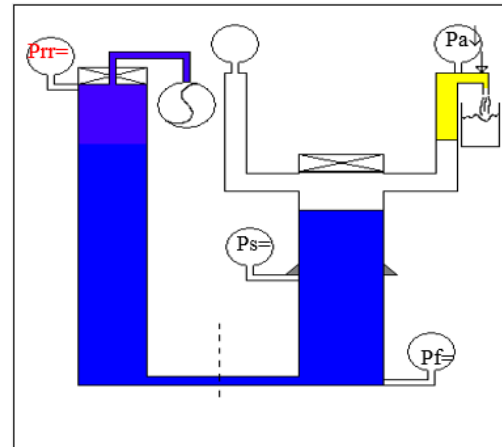
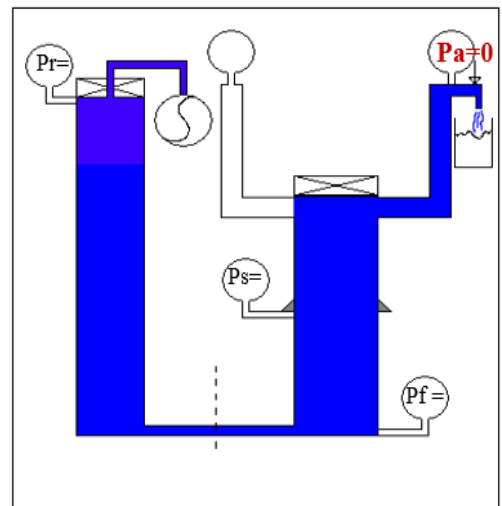
La boue d_r franchi l'outil



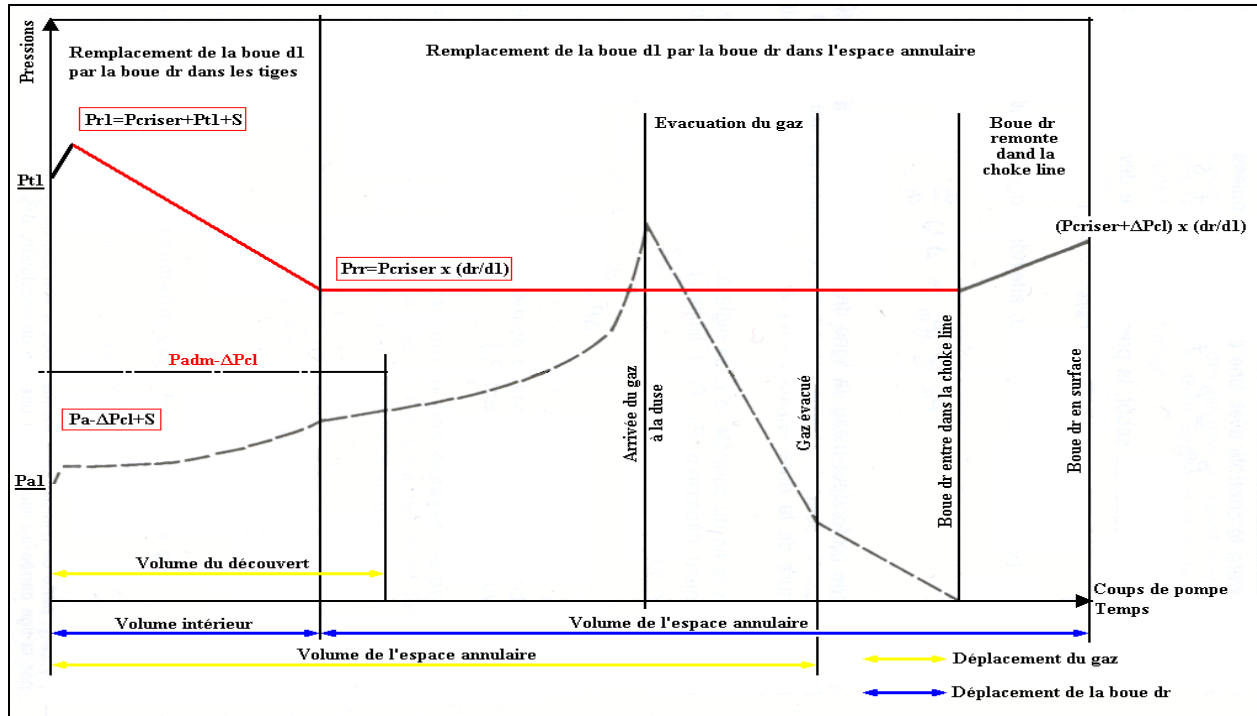
La boue d_r remonte dans l'annulaire



La boue d_r remonte dans l'annulaire

Gaz arrive à la duseGaz sort par la duseBoue dr remonte dans la Choke lineLa boue dr en surface

4.3.2 Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (W & W)



Note importante

- Comme pour la Driller's method, il est très important de tenir compte du volume des équipements de surface. En effet, on ne pourra commencer à suivre le diagramme d'injection qu'une fois que la boue lourde aura rempli les lignes de surfaces.

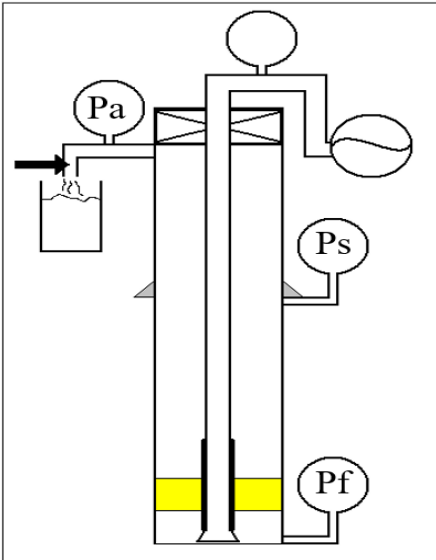
4.4. Comparaison de Méthodes de Driller's et W&W Onshore et Offshore

- La Driller's method a l'avantage d'être extrêmement simple du fait que pour chaque phase du contrôle, il suffit de suivre la pression de référence et de la tenir constante.
- La W&W method a elle l'avantage de contrôler la venue en un cycle, d'où un gain de temps non négligeable.
- De plus, dans certaines conditions, elle diminue les surpressions sur le sabot comme nous allons le voir.
- Dans les différentes méthodes de contrôle, nous savons que tant que le gaz n'est pas passé au-dessus du sabot, P_s est déterminée par la pression hydrostatique plus la pression en tête d'annulaire plus les pertes de charge au-dessus du sabot :

$$P_s = P_{hs} + P_a + P_{ctubage} + \Delta P_{cl} \text{ (Offshore)}$$

Nous savons aussi que dans ces conditions, les pertes de charge au-dessus du sabot sont constantes. Enfin, P_a variera uniquement du fait de la perte de pression hydrostatique dans l'espace annulaire due à l'expansion du gaz.

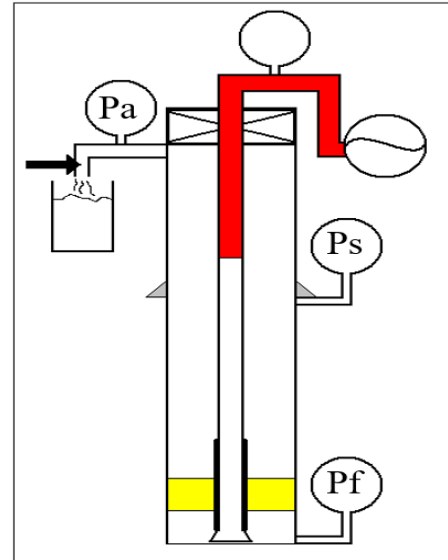
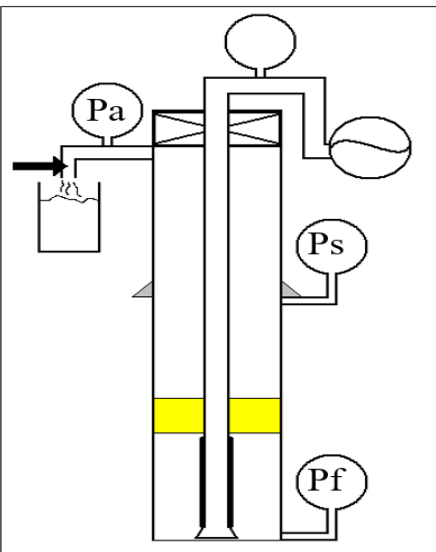
Nous pouvons donc en déduire facilement que si l'on alourdi l'espace annulaire (augmentation de la pression hydrostatique), pour une pression de fond constante, il faudra ouvrir la duse et donc diminuer P_a et par conséquent P_s .

Driller's method

$$P_a \uparrow = P_a \uparrow$$

$$P_s \uparrow = P_s \uparrow$$

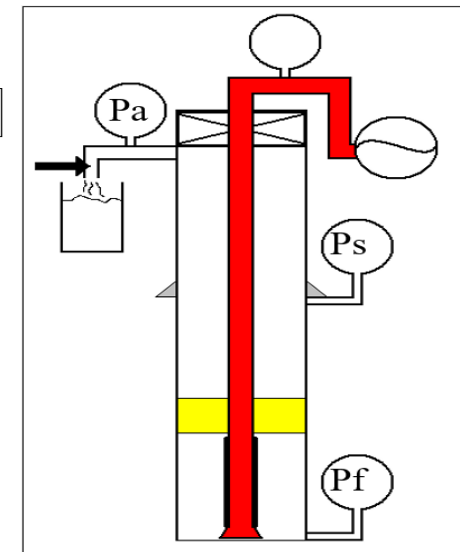
$$P_f = P_f$$

W&W methodDriller's method

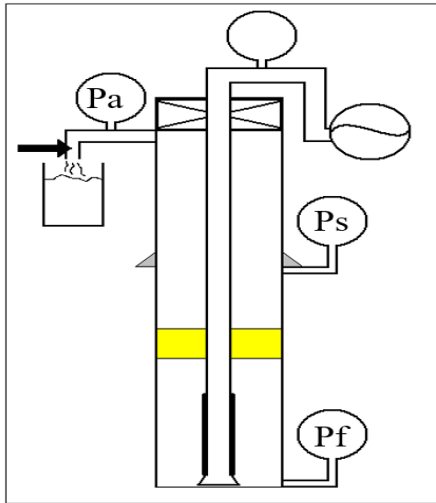
$$P_a \uparrow = P_a \uparrow$$

$$P_s \uparrow = P_s \uparrow$$

$$P_f = P_f$$

W&W method

Driller's method

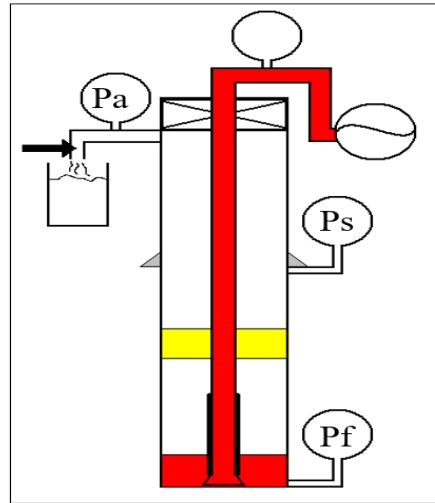


$$Pa \uparrow > Pa?$$

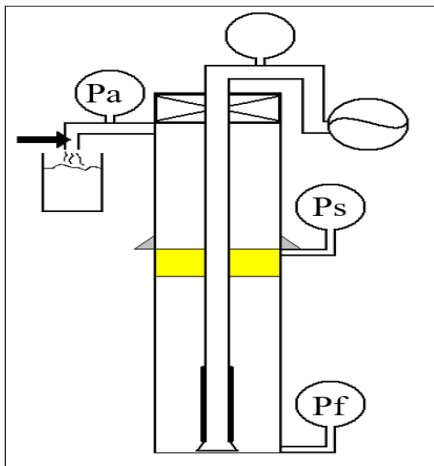
$$Ps \uparrow > Ps?$$

$$Pf = Pf$$

W&W method



Driller's method

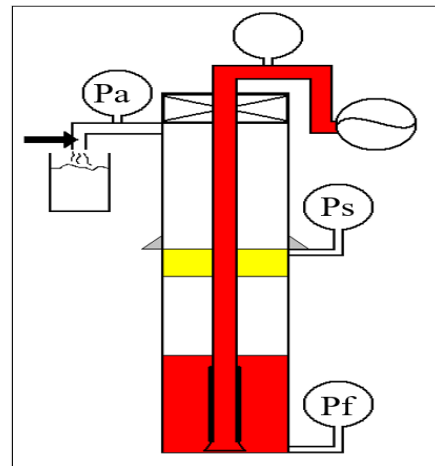


$$Pa \uparrow > Pa?$$

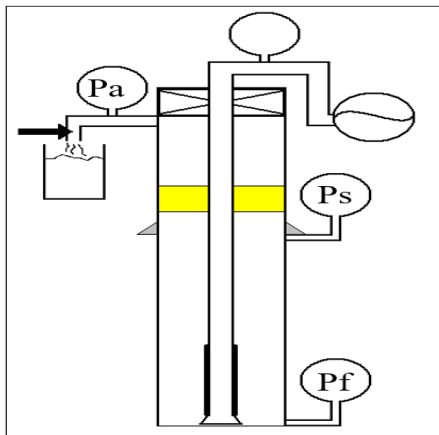
$$P_{smax} > Ps?$$

$$Pf = Pf$$

W&W method



Driller's method

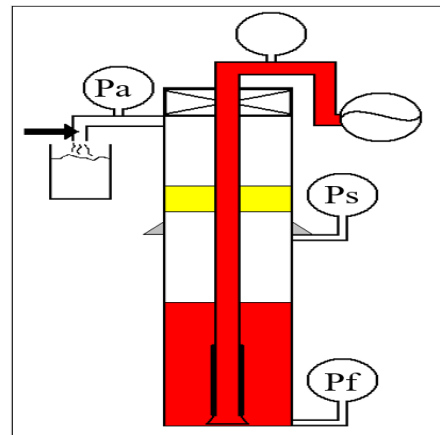


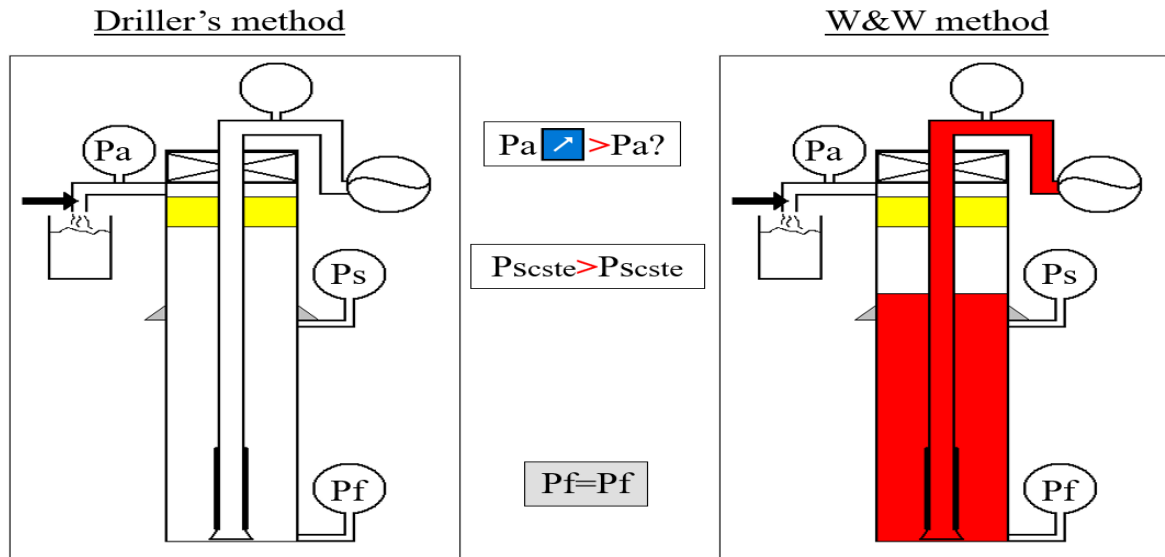
$$Pa \uparrow > Pa?$$

$$P_{scste} > Ps \downarrow$$

$$Pf = Pf$$

W&W method

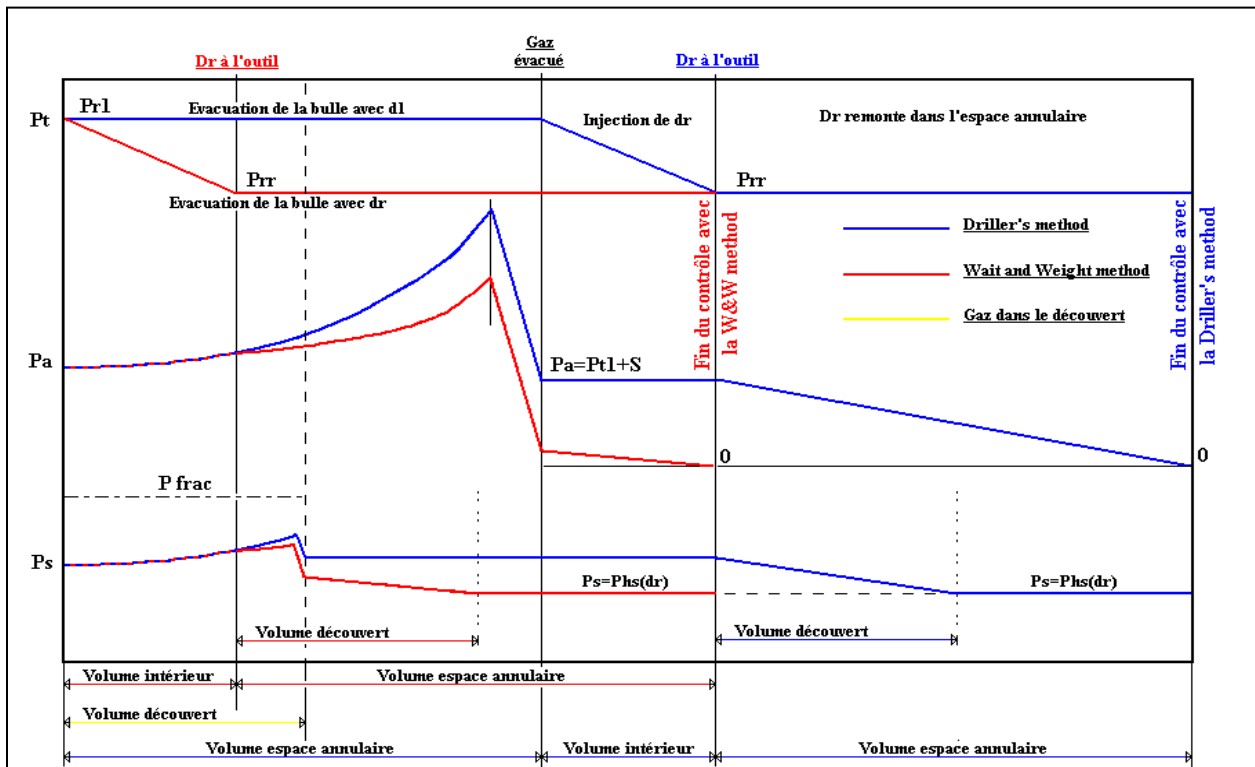




4.4.1 Conclusion

Si le volume intérieur des tiges est inférieur au volume annulaire du découvert, la Wait and Wait method minimisera donc les surpressions au sabot.

4.4.2 Bilan des pressions subsea



Chapitre 5 : PROBLEMES SPECIFIQUES

5.1 Introduction

Le contrôle de venues sur une plate-forme flottante peut présenter des problèmes particuliers qui ne sont pas rencontrés sur terre ou gréements à fond fixe.

Ces problèmes peuvent être résumés comme suit.

- Détection de venues
- Gradient de fracturation.
- L'impact d'une déconnexion de la riser sur l'hydrostatique overbalance.
- La kick tolérance est réduite.
- Perte de charge dans le choke line et kill line.
- Change de pression dans le choke lorsque le gaz pénètre dans le choke line.
- Gaz piégé dans l'ensemble de BOP.
- Complexité des risers d'intervention

5.2 Détection de Venues

La détection de venues est compliquée par le mouvement du navire. Les plates-formes semi-submersibles modernes sont dotées de systèmes sophistiqués de compensation de la houle qui permettent aux opérations de se dérouler par mer agitée. Cependant, le problème de la montée de la saumure dans les flow lines et du mouvement des fluides dans les puits demeure. Les niveaux de fluides sont plus difficiles à lire avec précision lorsque le navire se déplace, et donc la détection de venues devient plus difficile, surtout si le volume est petit.

5.3 Kick Tolérance

Étant donné que l'écart entre la pression de pore de la formation et la pression de fracturation de la formation se rétrécit à mesure que la profondeur de l'eau augmente, la taille maximale de l'afflux qui peut circuler en toute sécurité hors du puits sans fracturer la formation sera également réduite.

5.4 Shut In procédure

Les méthodes de fermeture sont semblables, que l'on soit en condition BOP de surface ou BOP sous-marin. La différence tient du fait que les mouvements verticaux du Rig vont créer soit des surpressions (en descendant) soit une dépression (en remontant), faussant donc toutes lectures de pression. D'où la nécessité de poser la garniture sur les Pipe-Rams => Hang Off.

On prendra évidemment soin de choisir des Hang Off Rams qui permettent de couper la garniture facilement (positionnement des tools joints en face des Shear Rams à proscrire)

5.4.1 Méthode de fermeture

Il y a deux méthodes de fermeture

a. Hard shut In

- Arrêter le forage
- Positionner la garniture (en faisant sonner l'alarme et penser à la position des tool-joints dans le BOP)
- Arrêter le pompage
- Faire un flow check

Si le puits débite,

- Fermer l'obturateur annulaire
- Ouvrir les vannes de la choke-line
- Notifier le tool pusher et l'OIM
- Noter le temps, SIDPP, SICP et pit gain
- Ajuster la pression annulaire pour permettre de stripper la garniture au travers de l'annulaire (check space out)
- Procéder à la procédure d'Hang-Off

b. Soft shut In

- Positionner la garniture (en faisant sonner l'alarme et penser à la position des tool-joints dans le BOP)
- Arrêter le forage
- Arrêter le pompage
- Faire un flow check

Si le puits débite,

- Ouvrir les vannes de la choke-line
- Fermer l'obturateur annulaire
- Fermer la duse hydraulique
- Notifier le tool pusher et l'OIM
- Noter le temps, SIDPP, SICP et pit gain
- Ajuster la pression annulaire pour permettre de stripper la garniture au travers de l'annulaire (check space out)
- Procéder à la procédure d'Hang-Off

5.5 Procédure d'hang-off

Procédure d'hang-off avec un compensateur

- Positionner le tool-joint au-dessus de l'obturateur choisi
- Fermer les Hang Off Rams
- Descendre gentiment la garniture afin de poser le tool-joint sur le Pipe Ram
- Réduire la pression dans le compensateur afin de compenser approx. la moitié du poids de la garniture au-dessus du BOP plus un peu d'Overpull, pour avoir les tiges en tension en cas de cisaillement.
- Attendre que les pressions stabilisent
- Déterminer le volume d'influx
- Continuer avec les calculs pour évacuer et tuer le puits.

5.6 Mouvement du rig

Les mouvements de la plateforme liés à un support flottant, ou mouvements induits par l'utilisation des grues, entraînent des complications suivants ;

- Détection de la venue (1m de pilonnement résulterait en plus ou moins 200 litres approx.), donc un flow check hasardeux à mener.
- Risques de surpression ou dépression (pistonage), si on n'a pas de compensateur dit « actif »
- Obligation de poser la garniture sur Pipe Ram pour éviter les variations de pression dans le puits

Il faudra donc prendre toutes les mesures afin de minimiser l'impact du mouvement (anticiper les opérations avec les grues, éviter les transferts de boue, ...)

5.7 Expansion de gaz dans l'annulaire

Il y a plusieurs origines possibles d'expansion de gaz dans l'espace annulaire ;

- ⇒ Détection trop lente et fermeture avec du gaz dans le riser
- ⇒ Solubilité du gaz dans la boue avec détente rapide en surface
- ⇒ Réouverture d'un BOP, sans précaution préalable et présence de gaz piégé entre obturateur et la ligne choke line

Exemple : si on ferme un BOP et qu'il présente 100 litres de gaz à 200 bar, ce volume une fois en surface représentera $100 \times 200 / 1 = 20000$ litres, soit une hauteur de 111 m (avec capacité annulaire riser à 180 l/m), et une chute de pression de fond qui sera du même ordre.

Intérêt de l'utilisation du système diverter pour limiter les risques au plancher.

5.8 Overburden Pressure

La pression des morts-terrains (overburden pressure) est la pression exercée à une profondeur donnée par le poids des sédiments ou des roches et le poids des fluides qui remplissent les espaces interstitiels de la roche.

Généralement considéré comme étant de 1 psi/ft sur terre alors que la partie marine de ce mort-terrain est remplacée par environ 0,65 psi/ft.

5.9 Evolution de la résistance de la formation en fonction de la tranche d'eau

Les gradients de fracture (résistance de la formation) sont fonction des pressions du mort-terrain (overburden) et du fluide de formation. Au fur et à mesure que la profondeur de l'eau augmente, la pression effective du mort-terrain (overburden), telle que mesurée à partir du fond de la plateforme diminue, donc la pression requise pour fracturer la formation diminuera également avec la profondeur de l'eau. L'augmentation des profondeurs d'eau réduit le différentiel de pression entre le poids de boue requis pour contrôler la pression de la formation et la pression qui provoquera des pertes dans les formations.

Illustration

Fig1 montre un puits terrestre d'une profondeur de 1829 m. C'est true vertical depth (TVD) sous la table de rotation. Le puits a un gradient de fracturation de la formation de 0,1787 bar/m, donnant une pression de fracture de la formation de 327 bar. Une boue de 1.43791 kg/l donne une pression hydrostatique de 258 bar. La pression de surface maximale qui pourrait être appliquée avant que la fracturation de la formation ne se produise est 69 bars.

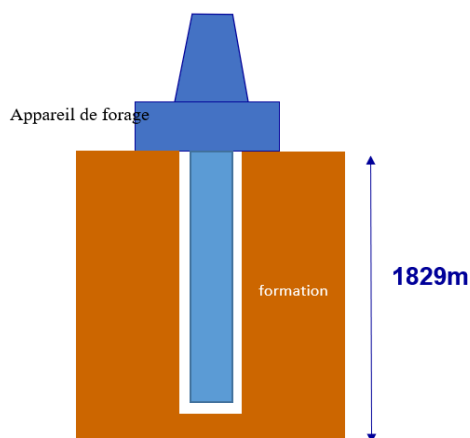


Fig 1

Gradient de fracturation de la formation = 0,1787 bar/m

Pression de fracturation = 0,1787 x 1829 = 327bar

Boue de forage = 1,4379kg/l

Profondeur = 1829m

Pression hydrostatique = $\frac{1829 \times 1.4379}{10.2} = 258 \text{ bar}$

Pression maximale de surface pour provoquer une fracturation = 327 – 258 = 69bar.

Fig. 2 montre ce qui arrive à la pression de rupture si un 1829m TVD de puits est foré à partir d'une plate-forme semi-submersible à 274 m de l'eau. La pression de fracturation diminue car il y a moins de morts-terrains (overburden). Le premier 30.5m gradient de fracturation de la formation de 0,1787bar/m a été remplacé par l'air. De plus, de 30.5m TVD au fond marin à 304.5m l'eau de mer à 0.1052bar/m fournit le mort-terrain (overburden), remplaçant la formation plus lourde de 0.1787bar/m. La réduction des morts-terrains est $(304.5 \times 0.1787) - (274 \times 0.1052) = 25.589\text{bar}$. La pression de surface maximale pouvant être appliquée sur une boue de 1,43791 kg/l est réduite de 69 bar à 43 bar.

Gradient de fracturation de la formation = 0,1787 bar/m

Boue de forage = 1,4379kg/l (0,14105bar/m)

Profondeur = 1829m

Gradient de l'eau mer = 0,1052bar/m

Pression maximale de surface pour provoquer une fracturation =

$$(274 \times 0,1052 + 1524 \times 0,1787) - (1829 \times 0,14105) = 43\text{bar}$$

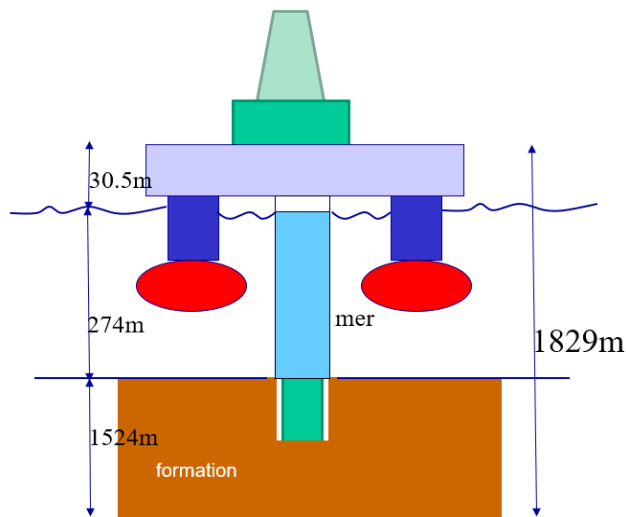
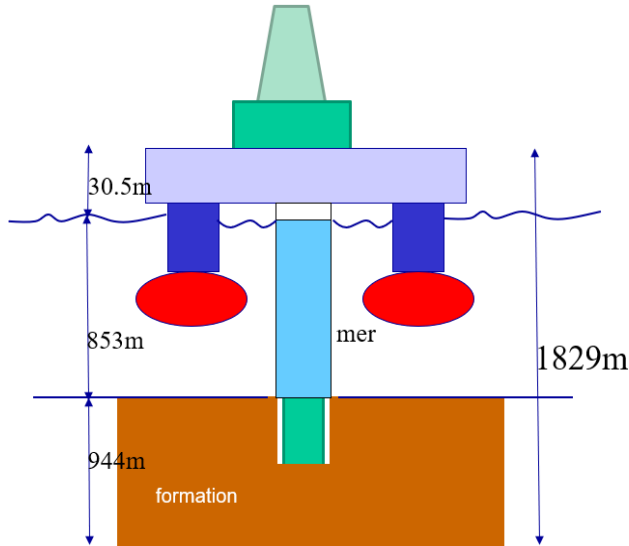


Fig 2

Fig3 montre l'effet de l'augmentation de la profondeur de l'eau à 853m. En théorie, la pression de surface maximale qui pourrait être appliquée à la surface serait de 0,447 bar. En pratique, c'est un trop petit marge, car l'ECD pendant la circulation ferait plus que surmonter la limite de rupture.



Gradient de fracturation de la formation = 0,1787 bar/m

Boue de forage = 1,4379sg (0,14105bar/m)

Profondeur = 1829m

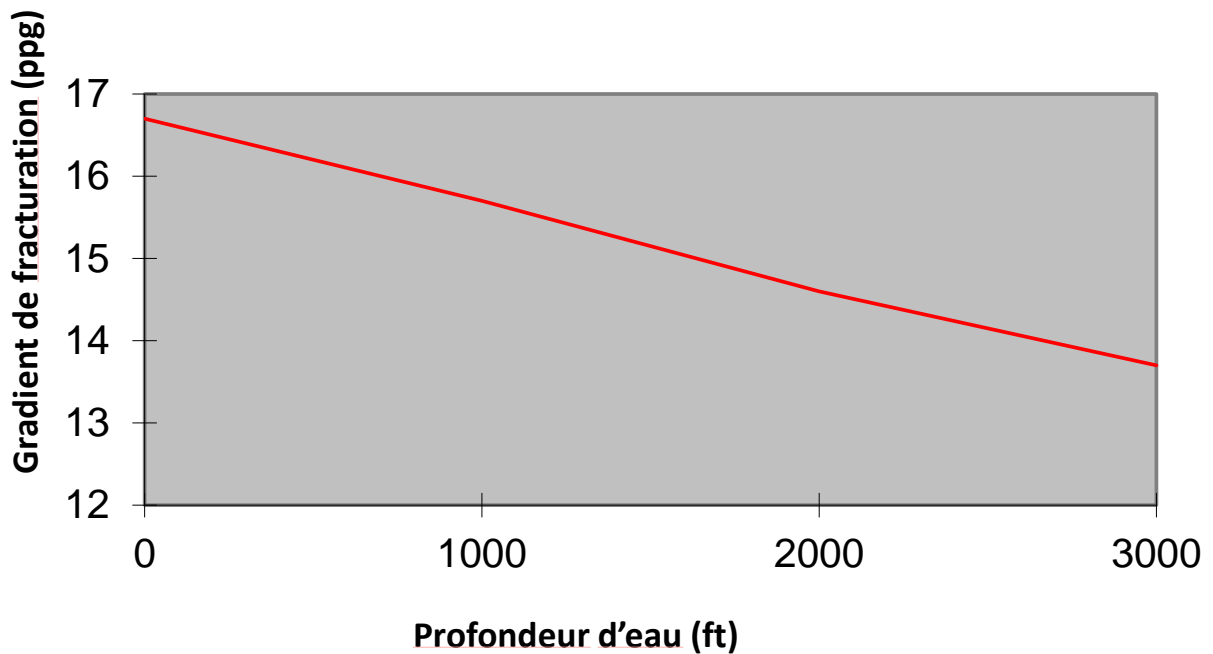
Gradient de l'eau mer = 0,1052bar/m

Pression maximale de surface pour provoquer une fracturation =

$$(853 \times 0,1052 + 944 \times 0,1787) - (1829 \times 0,14105) = 0,447\text{bar}$$

Fig 3

Effet de profondeur d'eau sur gradient de fracturation



5.10 Nota sur la P_{adm} en subsea

La P_{adm} représente, en général, le surplus de pression à appliquer pour provoquer des pertes au niveau du sabot en statique.

La valeur à ne pas dépasser en surface sera égale à :

P_{adm}-Pertes de charges dans la choke line.

Or avec la tranche d'eau, la P_{adm} diminue et les pertes de charges dans la choke line augmente. Dans certains cas, le simple fait de mettre la circulation en résulte à un dépassement de P_{frac} au sabot.

Si tel est le cas, la solution consiste à réduire la vitesse de circulation, et ainsi diminuer les pertes de charge dans la choke line....

Exemple : P_{adm} en statique = 15 bar

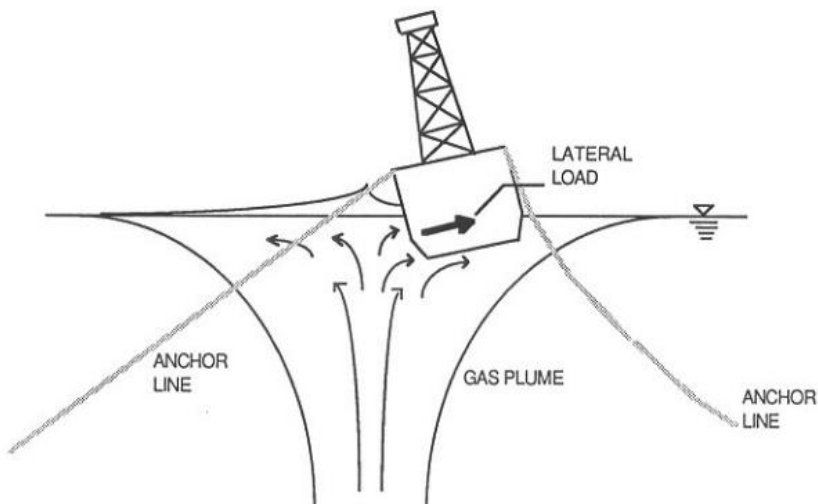
Pertes de charge dans la choke line=20bar

Si on démarre les pompes, on appliquera +20bar au sabot et on dépassera la P_{adm}.

Si on divise le débit par deux, les pertes de charge seront réduites de 4 (approx.), et donc serait de $20/4 = 5$ bar, et ce coup-ci la surpression serait de +5 bar, en dessous de la P_{adm}.

5.11 Gaz de surface

Le risque majeur lié à gaz de surface est perte de la flottabilité de la plateforme.



Lors du forage avec le riser, on doit rester sur location et diverter le gaz de surface par le diverter. On limite les risques liés au gaz sous la plateforme, mais on peut avoir un écrasement du riser (par différentiel de pression) et possibilité de gaz au plancher (si les joints du « Telescopic Joint » fuient)

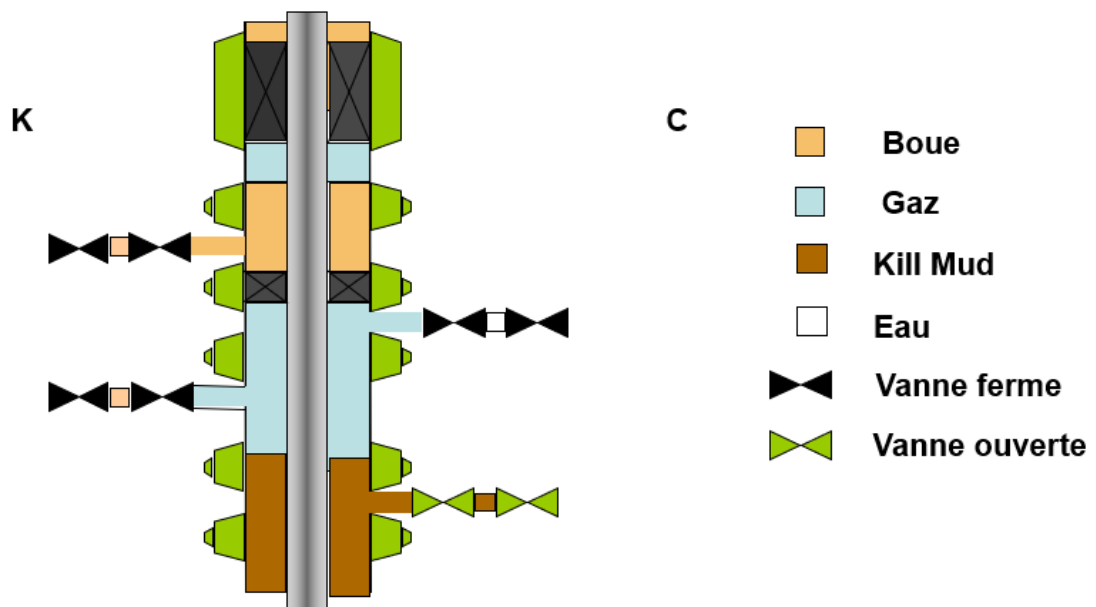
Sans le riser, il est plus facile de quitter rapidement la location ce qui limite les risques de gaz sous le plancher, mais on perd toute possibilité de collecte d'échantillon.

Par précaution, on pourra toujours utiliser les mêmes procédures qu'un chantier de forage (Pilot Hole avec ROP et Débit de pompage modéré, augmenter un peu la densité), mais on pourra faire une surveillance du puits par le ROV au fond et humain en surface

5.12 Gaz piégé

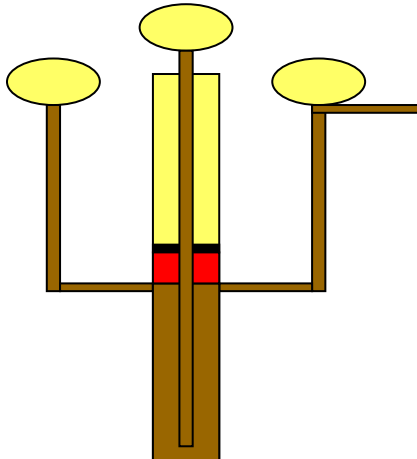
Lors de l'élimination d'un afflux d'un puits, le gaz peut être piégé sous les pipe rams et la kill line. Dans un cas unique, le gaz peut migrer dans l'ensemble de BOP avant d'être détecté et les BOP peuvent être fermés. Cela peut entraîner le piégeage du gaz sous le dispositif d'obturateur annulaire. Ceci est particulièrement important lors du forage en eau profonde, car le volume de gaz expansé lorsqu'il est ramené à la surface sera important.

Le fait de ne pas éliminer le gaz piégé dans des conditions contrôlées pourrait entraîner l'entrée de gaz dans le riser et le déplacement de la boue du riser avec le risque d'écrasement du riser et d'un afflux supplémentaire de fluides de formation.

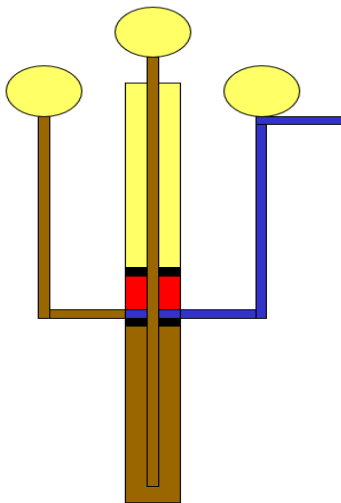


5.12.1 Élimination du gaz piégé du BOP

STEP 1

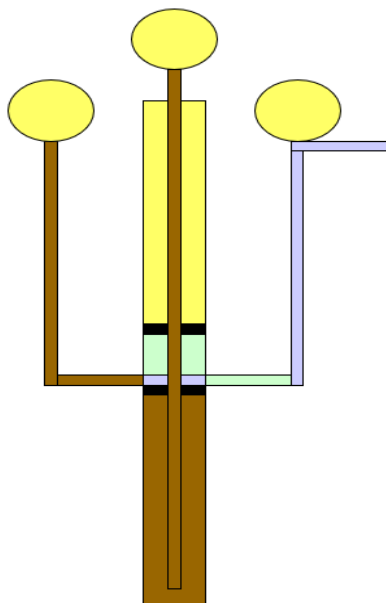


- Isoler le puits avec les ram inférieurs.
- Déplacez la kill line avec la kill mud weight qui remonte la choke line.
- Continuez à faire circuler jusqu'à ce que la kill line et choke line soit remplie de kill mud weight non contaminée.



STEP 2

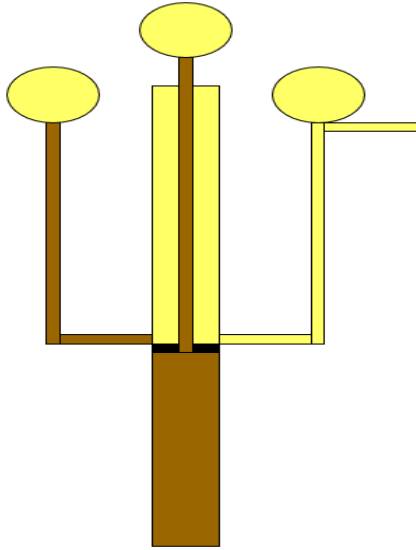
- Déplacez la choke line vers l'eau ou l'huile de base vers l'ensemble de BOP en prenant les retours jusqu'à la kill line.
- Ne pas trop déplacer.
- Fermez les vannes de sécurité sur la kill line.



STEP 3

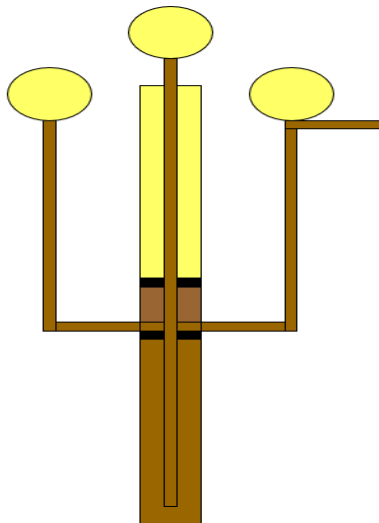
- - Purger la choke line vers le MGS (mud gas separator). Cela déchargera l'eau ou l'huile de base et le gaz dépressurisé.

STEP 4



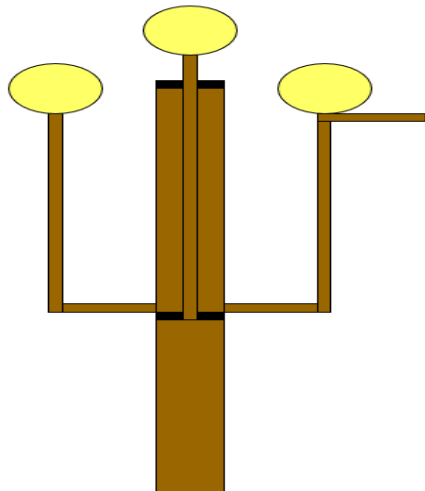
- Ouvrir l'obturateur annulaire et laisser passer la boue dans le U tube du riser dans la kill line.
- Continu à remplir le riser avec boue.

STEP 5

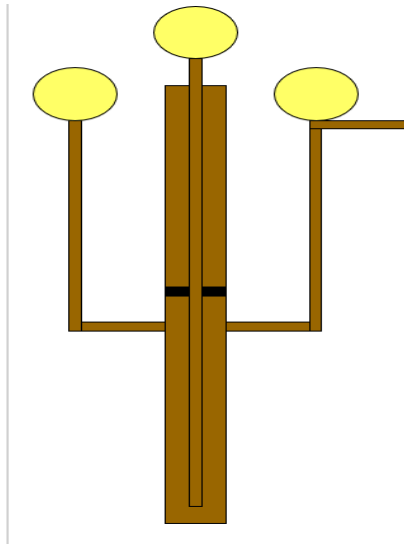


- - Fermez l'obturateur annulaire et déplacez la choke line avec la kill mud weight à travers la kill line.

STEP 6



- - Fermer le diverter et aligner le retour de flux vers le MGS (si possible).
- - Ouvrez l'annulaire et pompez dans la choke line ou utilisez la conduite de suralimentation (si disponible) pour remplir le riser avec le kill mud weight.



STEP 7

- Fermer l'obturateur annulaire
- Ouvrir les pipe rams et surveiller le puits pour débit.
- Si le puits est mort, ouvrir l'annulaire.
- Circulez et conditionnez la boue.

EXEMPLE

4 bbls de gaz piégées sous l'ensemble de BOP

La longueur du riser/choke line est de 1000ft

MW dans le riser 12 ppg

Le kill mud weight est de 14 ppg

La pression atmosphérique est de 14,6 psi

Quel est le volume de gaz à la surface ?

Solution

Utilisant la loi de Boyle ; $P_1V_1=P_2V_2$

$$V_2 = \frac{P_1V_1}{P_2}$$

$$V_2 = \frac{((14 \times 0.052 \times 1000) + 14.6) \times 4}{14.6}$$

$$V_2 = 203.45 \text{ bbls}$$

5.13 Déconnexion du Riser avant la fin de l'opération de remise sous contrôle (Grande lignes)

Si les conditions (temps et météo) le permettent :

- Déplacer le volume de la garniture avec une boue lourde, et installer un clapet anti retour (DICV)
- Purger la pression en tête de tige
- Reprendre le poids de la garniture (sur le pipe ram fermé sur lequel on était posé)

- Fermer l'obturateur annulaire
- Stripper OUT dans le but d'avoir le tool-joint (qui était posé sur les rams) à la surface
- Installer le Hang Off Tool (ou le landing joint si on n'a pas d'hang off tool)
- Stripper IN pour emmener le hang-off tool juste au-dessus de l'obturateur annulaire
- Fermer le Hang-Off Ram, purger la pression entre les obturateurs, et réouvrir l'obturateur annulaire
- Poser le hang-Off Tool sur les Rams
- Relâcher le Hang Off Tool, et remonter afin de pouvoir fermer et serre les blinds shear rams
- Fermer les chokes line, fermer et locker tous les rams (si possibles)
- Remonter la garniture, récupérer le fluide de forage dans le riser, et déconnecter le riser

Si les conditions ne le permettent pas

- Poser la garniture sur RAM
- Déplacer la garniture avec de la boue lourde et pomper la DICV
- Purger la pression en tête des tiges
- Cisailler les tiges, et garder fermés et serres les shear blind rams
Déconnecter le riser

5.14 Gaz dans le riser

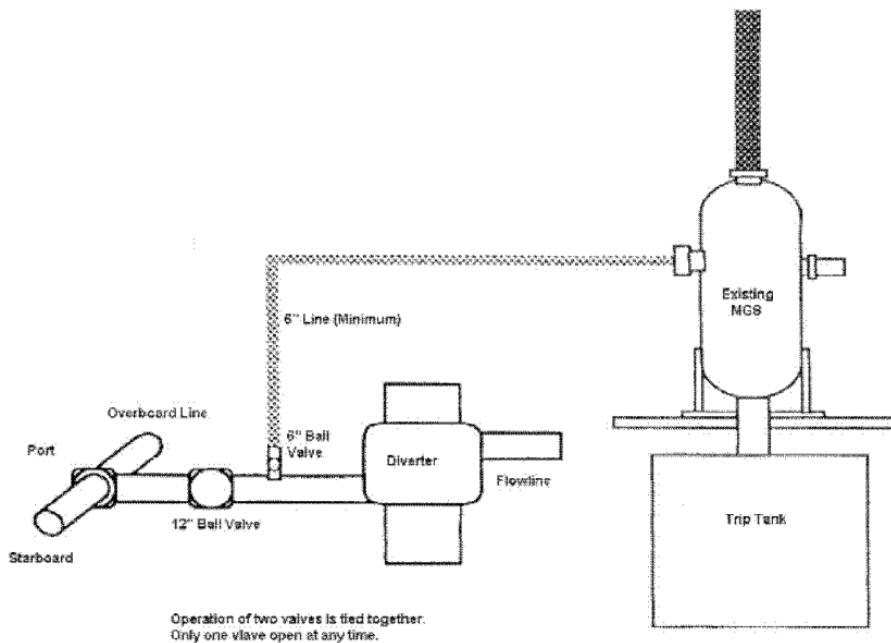
Avec un Marine Riser en place, du fait de la circulation ou de la migration, il se peut que la venue soit dans le riser (en particulier en Ultra Deep Water). Si cela se produit, le choke manifold et le séparateur Boue-Gaz ne seront d'aucune utilité. Avec augmentation du débit au fur et à mesure que le gaz s'approche de la surface.

Pour limiter les risques liés à cette rapide expansion, plusieurs précautions peuvent être prises :
Après avoir fermé le puits, faire une observation (flow check) du riser. L'origine d'un éventuel flux peut indiquer aussi que ce soit le BOP qui fuit.

Volume et débit : Un grand volume de gaz au-dessus du BOP peut augmenter rapidement avec sa remontée en entraînant un grand volume de boue. La clé pour manager ce cas est d'éviter d'avoir un grand volume de gaz dans le riser (!!!). Plus ce volume sera faible (cela sous entendant détection, ...), plus les conséquences le seront (le gaz se dispersa dans la boue).

Exemple d'équipement et de procédure

Equipement : Utilisation du diverter, mais ce système n'est pas conçu pour créer une contre pression, il y pour but d'écarter le gaz du chantier. Néanmoins, il existe des systèmes alternatifs permettant de diriger le flux en dirigeant le mélange boue-gaz vers le séparateur (voir ci-contre)



Exemple de procédure :

Limiter la quantité de gaz au-dessus du BOP (détection rapide, etc.)

Si du gaz est suspecté, stopper les pompes

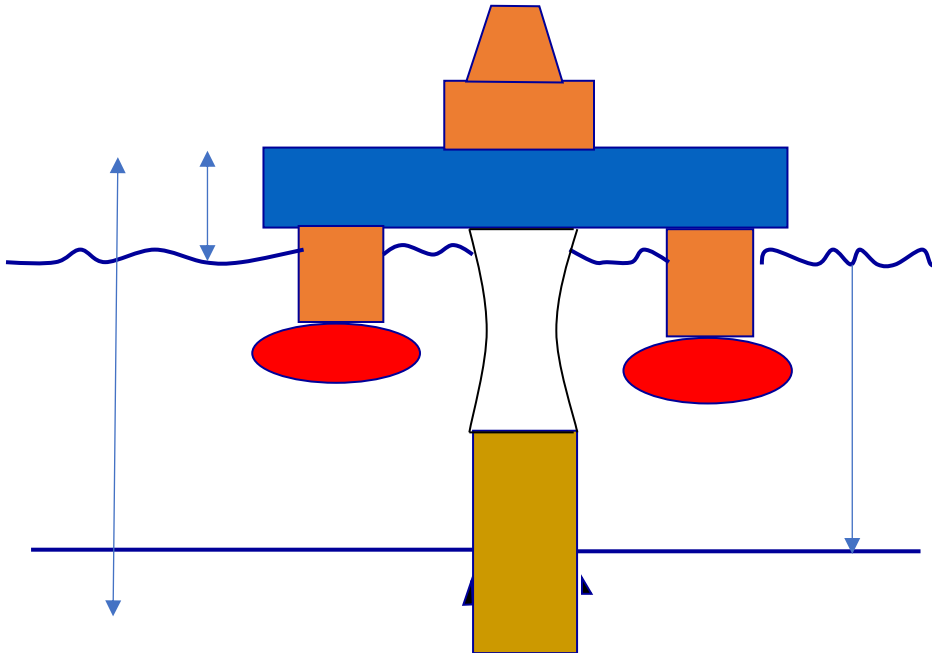
- Fermer le puits
- Réaliser un flow check du riser, s'il y a du flux, diverter (le flux pourra être dirigé vers le MGS si le chantier est équipé de ce genre de système). S'il n'y pas de débit, continuer le monitoring.
- Circuler le riser, en réalisant périodiquement des « flow check » (exemple tous les 100 bbls)
- Si du gaz est visible en surface, arrêter la circulation et laisser le gaz se dépléter.
- Si le débit sortie augmente, se préparer à diverter
- Continuer la circulation par étape et une fois le riser circulé, s'occuper du gaz piégé dans le BOP.

5.15 Ecrasement du riser

À des profondeurs d'eau supérieures à 1500ft (457m), les écrasements du riser peuvent être un problème potentiel lorsqu'un kick de shallow gas est détourné et que tout le fluide est évacué de la riser. La résistance à l'écrasement du riser peut être réduite par les charges de flexion considérables appliquées au riser en raison de la tension, du poids et des forces de courant.

En supposant que le pire des cas soit lors d'une déconnexion d'urgence ou accidentelle de la conduite, la pression au bas du riser serait égale à l'hydrostatique de l'eau de mer. Le niveau de fluide dans le riser chuterait jusqu'à ce que l'équilibre soit atteint.

Si ce problème est considéré comme une possibilité, un joint de riser équipé d'une vanne de remplissage différentielle spéciale peut être utilisé. Cette vanne détecte automatiquement la perte de pression hydrostatique dans le riser et s'ouvre pour laisser entrer l'eau de mer avant que le riser ne s'effondre. Il garantit également que la pression hydrostatique d'une colonne d'eau de mer est toujours appliquée au puits.



$$CP = SW \times \text{Coef} \times DW \times (1 - SW/MW)$$

CP=collapse pressure

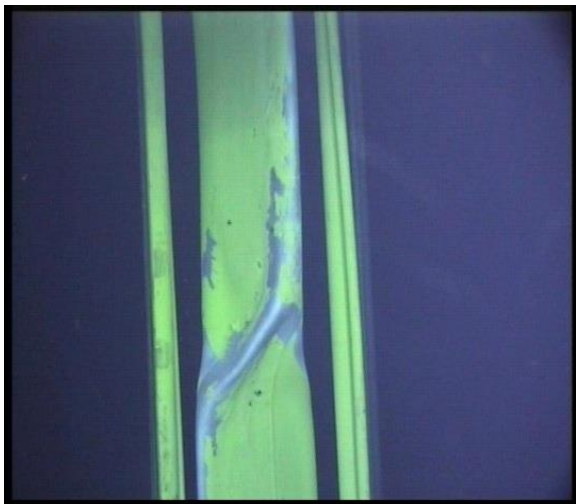
DW= profondeur d'eau

SW= densité de l'eau de mer

MW= densité de la boue

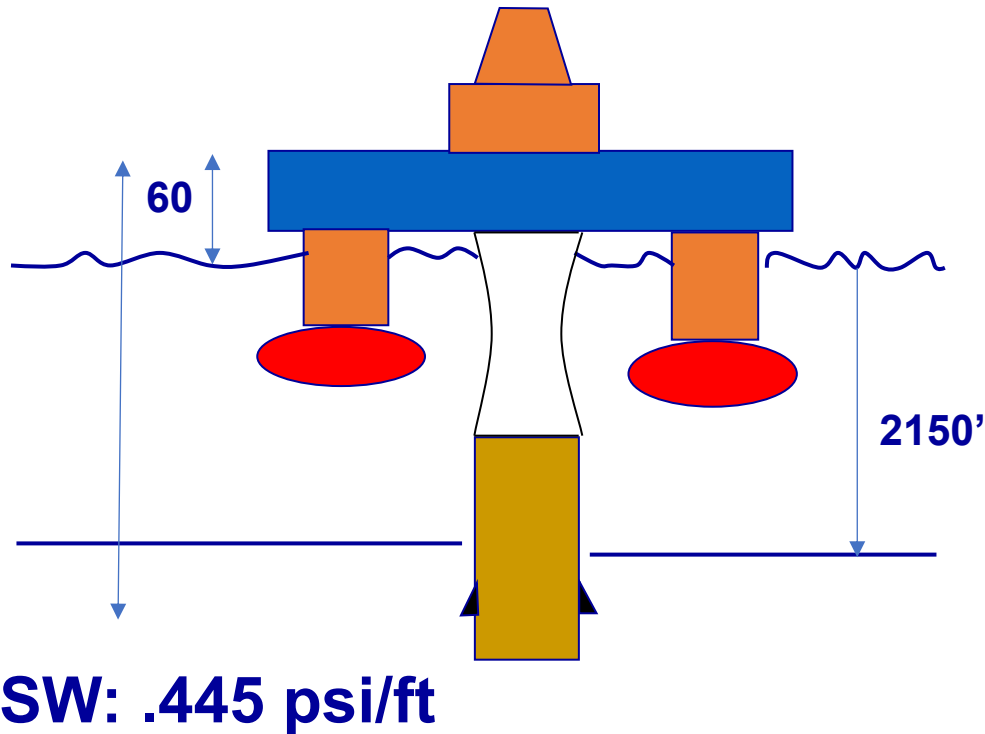
Avec Coef=0.0981 pour des unités bar/litre/m

0.052 pour des unités psi/ppg/ft



Exemple :

Si un riser a une pression d'écrasement de 500 psi, jusqu'où le niveau de boue pourrait-il baisser avant que l'eau de mer ne fasse s'écraser le riser ?



$$\begin{aligned} \text{Niveau de chute de boue pour avoir un effondrement} &= \frac{\text{pression d'écrasement}}{\text{gradient de l'eau mer}} + \text{air gap} \\ &= \frac{500}{0.445} + 60 = 1183 \text{ ft} \end{aligned}$$

Exemple 2 : riser contenant influx

Si un riser a une pression d'effondrement de 500 psi et est remplie de 0,1 psi/ft de gaz, jusqu'où le niveau de boue peut-il baisser avant que l'eau de mer ne fasse s'effondrer le riser ? avec air gap 60ft, profondeur de mer 2150ft et gradient de mer 0,445psi/ft.

Solution

Ecrasement du riser = profondeur de l'eau x gradient SW - (Airgap + profondeur de l'eau) x gradient de fluide du riser

Sois "y" est le profondeur de mer

$$500 = (y * 0.445) - (60 + y) * 0.1$$

$$500 = 0.445y - (6 + 0.1y)$$

$$500 = 0.445y - 6 - 0.1y$$

$$506 = 0.345y$$

$$Y = 1466 \text{ft}$$

Chute de niveau jusqu'au point d'effondrement = 1466 + 60 = 1526 ft

5.16 Hydrates

Les hydrates sont un mélange solide d'eau et de gaz naturel (généralement du méthane). Une fois formés, les hydrates ressemblent à de la glace sale.

5.16.1 Pourquoi sont-ils importants ?

- Les hydrates peuvent causer de graves problèmes en formant un bouchon dans l'équipement de contrôle de venue et peuvent bloquer complètement le chemin d'écoulement.
- Un pied cube d'hydrate peut contenir jusqu'à 170 pieds cubes de gaz.
- Des hydrates pourraient également se former à l'extérieur de l'ensemble de BOP en eau profonde.

5.16.2 Où se forment-ils ?

- Dans le forage en eau profonde
- Pression élevée en tête de puits
- Basse température de tête de puits

IV.16.3 Comment éviter les hydrates ?

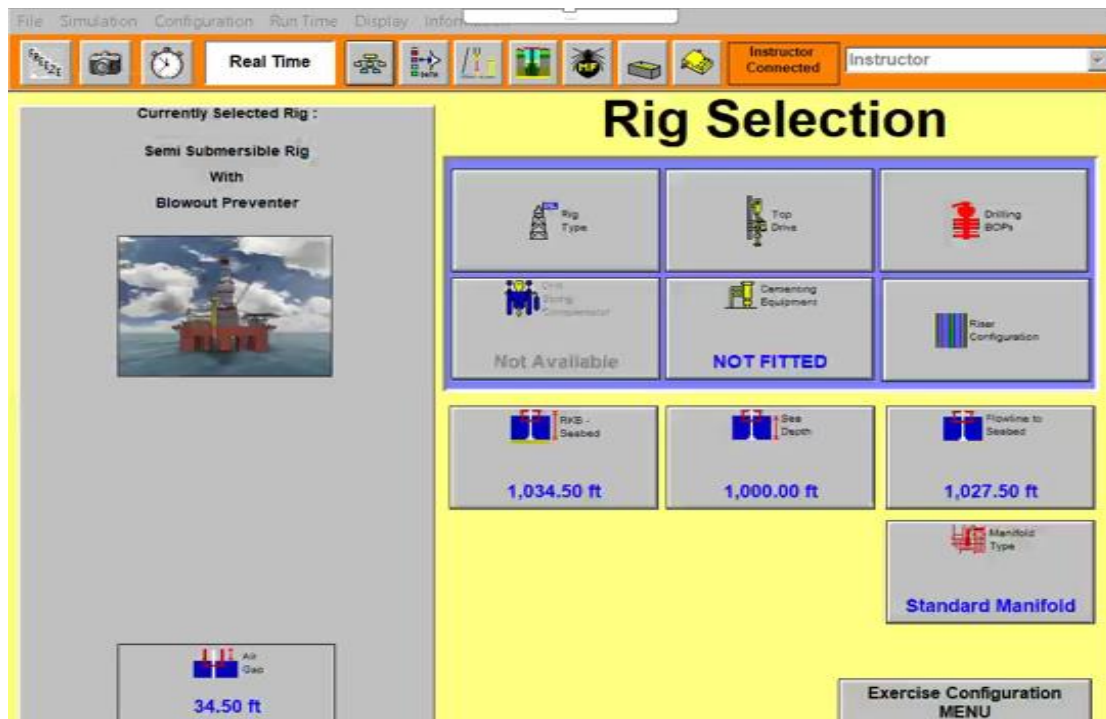
- Bon contrôle du venue primaire c.à.d. pas de gaz dans le puits de forage
- Composition du fluide de forage à l'aide d'OBM ou de chlorure (sel) dans WBM.
- Température de forage aussi élevée que possible
- Sélectionnez le poids de boue approprié pour minimiser la pression en tête de puits.
- Injecter du méthanol ou du glycol à un débit de 0,5 à 1 gal par minute en amont d'un choke

CHAPITRE 6 : PARTIE PRATIQUE

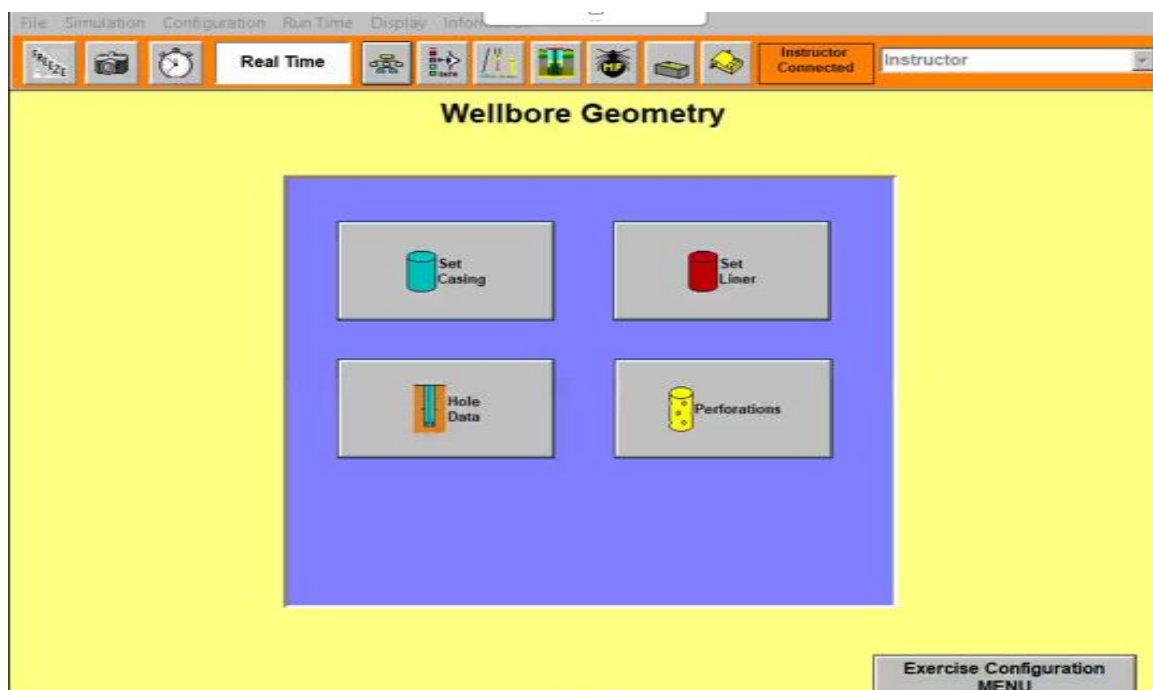
6.1 PARTIE 1.

6.1.1 Configuration sur simulateur Drillsim

6.1.2 Sélection de plateforme



6.1.3 Géométrie du puits



6.1.4 Paramètre de casing

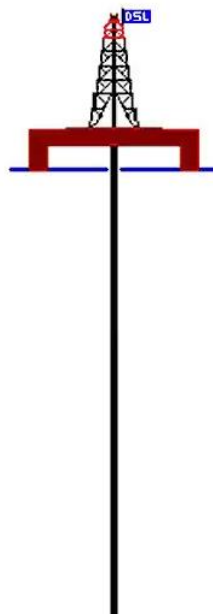
Set Casing

Please Note: The Set Casing is defined from the surface downwards. Therefore, in this table row 1 represents the outermost Set Casing at the surface.

	 Outside Diameter	 Inside Diameter	 Depth of Set Casing	 Weight	 Collapse Pressure	 Tensile Strength
1	9.63 in	8.68 in	3,840.00 ft	47.00 lb/ft	4,756 psi	1,080,000 lb
2	0.00 in	0.00 in	0.00 ft	0.00 lb/ft	0 psi	0 lb
3	0.00 in	0.00 in	0.00 ft	0.00 lb/ft	0 psi	0 lb
4	0.00 in	0.00 in	0.00 ft	0.00 lb/ft	0 psi	0 lb
5	0.00 in	0.00 in	0.00 ft	0.00 lb/ft	0 psi	0 lb

6.1.5 Profil du puits

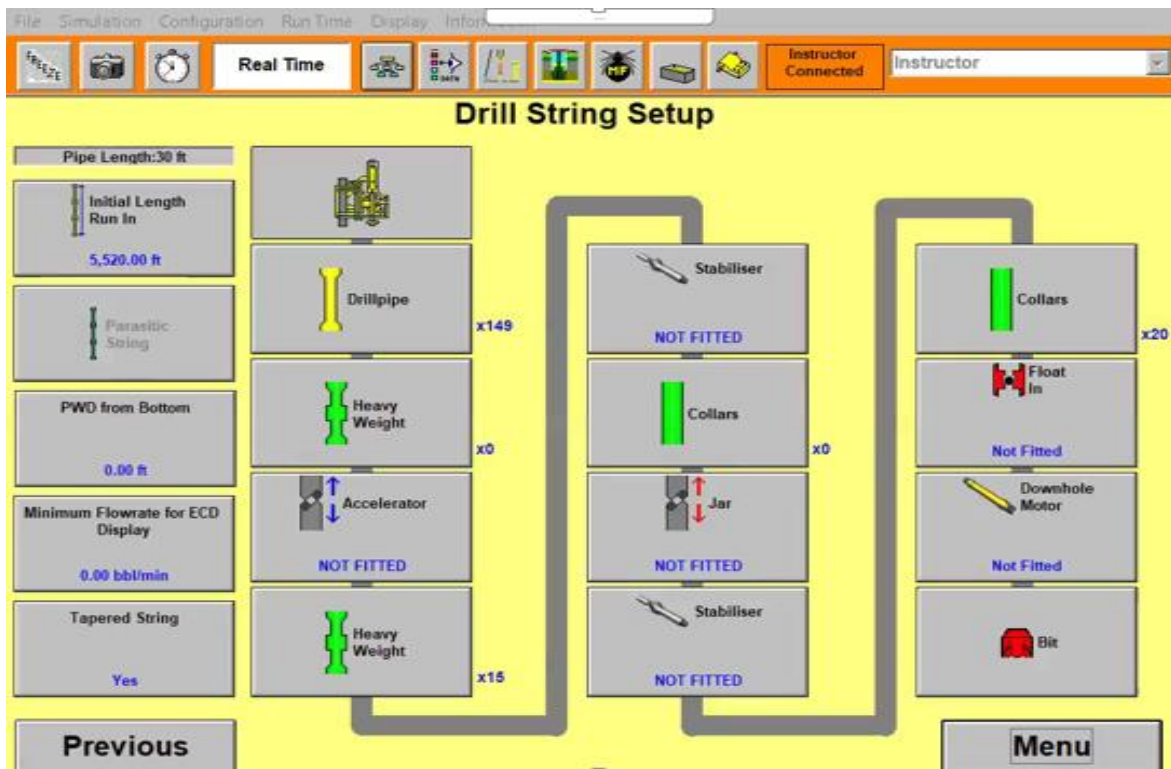
 Casing Shoe Measured Depth	3,840.00 ft
 Liner Shoe Measured Depth	0.00 ft
 Open Hole Size	8.50 in
 Total Depth (Measured)	5,492.00 ft
 Total Depth (True Vertical)	5,492.00 ft



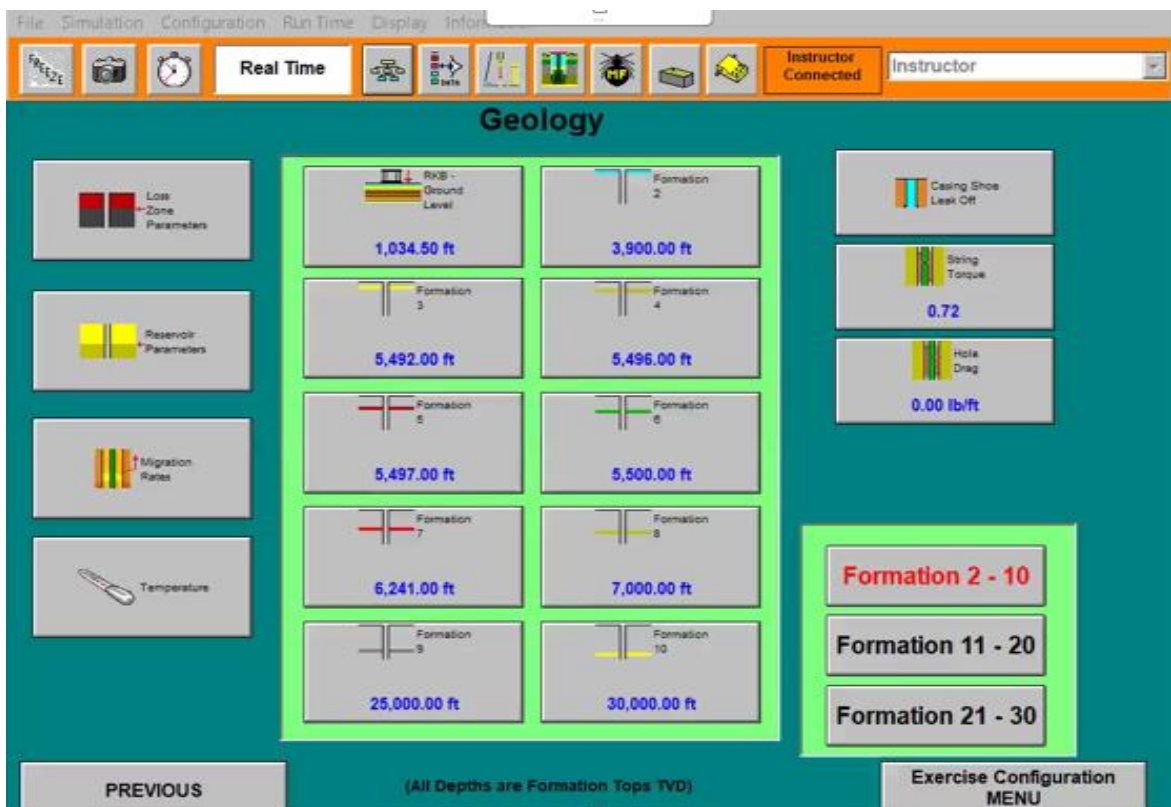
Straight Profile

WARNING - Well Shape is Currently:
STRAIGHT PROFILE

6.1.6 Installation des tiges



6.1.7 Géologie de formation



6.1.8 Sommeation de géologie

File Simulation Configuration Run Time Display Info

Real Time Instructor Connected Instructor

Geology Summary

#	L/R	State	Formation Depth	Measured Depth	Rock Strength (Drillability)	Abrasion Factor	Fluid Type	Permeability	Pore Pressure	Pressure At Top of Formation	Formation Type
1			1,034.50 ft	1,034.50 ft	1.30	1.00	Water	1 mD	0.00 psi/ft	0 psi	Lista
2	L	Active	3,900.00 ft	3,900.00 ft	2.50	1.00	Water	1 mD	0.53 psi/ft	2,067 psi	Andrew
3			5,492.00 ft	5,492.00 ft	4.00	1.00	Water	1 mD	0.54 psi/ft	2,966 psi	Maureen
4			5,496.00 ft	5,496.00 ft	3.00	1.00	Water	1 mD	0.54 psi/ft	2,968 psi	Shetland Lst
5			5,497.00 ft	5,497.00 ft	3.00	1.00	Water	1 mD	0.55 psi/ft	3,023 psi	Lista
6	R	Active	5,500.00 ft	5,500.00 ft	3.00	1.00	Gas	210 mD	0.66 psi/ft	3,630 psi	Heather
7			6,241.00 ft	6,241.00 ft	3.50	1.00	Water	1 mD	0.57 psi/ft	3,557 psi	Sele
8			7,000.00 ft	7,000.00 ft	3.68	1.00	Water	1 mD	0.57 psi/ft	3,990 psi	Upper Sits
9			25,000.00 ft	25,000.00 ft	1.75	1.00	Water	1 mD	0.57 psi/ft	14,250 psi	Forties
10			30,000.00 ft	30,000.00 ft	1.75	1.00	Water	1 mD	0.58 psi/ft	17,400 psi	Bruce Group
11			30,001.00 ft	30,001.00 ft	1.75	1.00	Water	1 mD	0.58 psi/ft	17,401 psi	Chalk
12			30,002.00 ft	30,002.00 ft	1.75	1.00	Water	1 mD	0.58 psi/ft	17,401 psi	Hod

L = Loss Zone R = Reservoir

Previous Main Menu

The simulator MUST be in FREEZE to change the geology.

Real Time Connected Instructor

Geology Setup

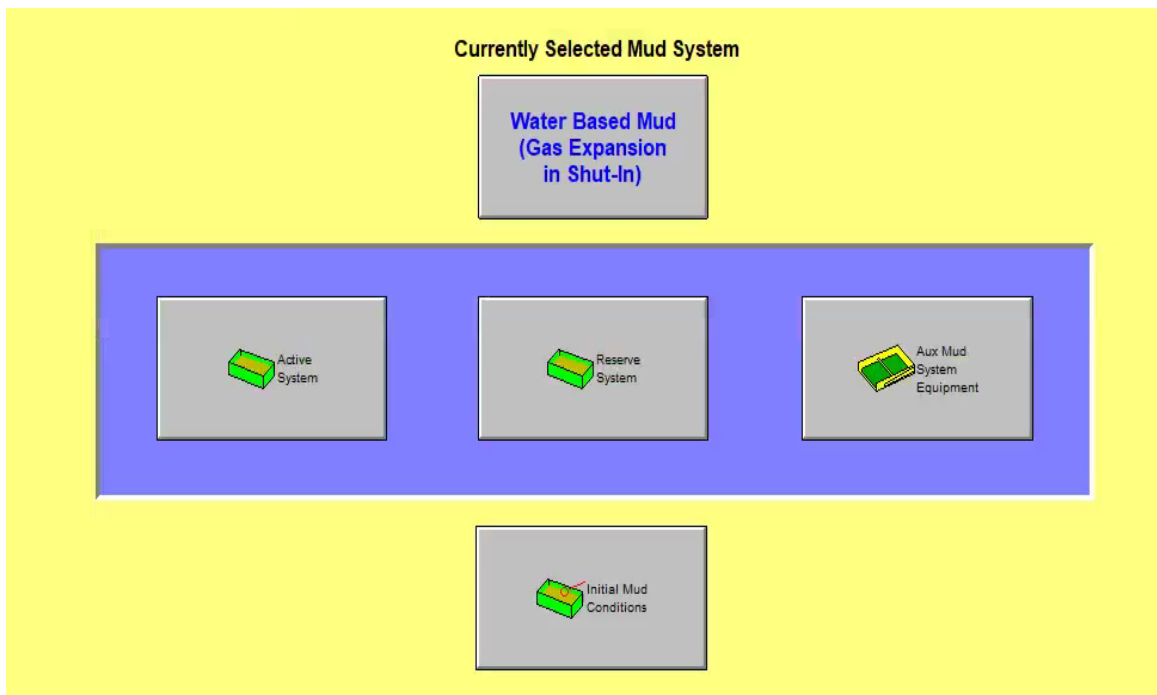
Name	Rock Strength	Permeability	Fluid	Ab Factor	Texture Pattern
Frigg	3	50	Water	3	X
Balder	2	50	Water	0	X
Lista	1	1000	Gas	0	X
Andrew	3	5	Oil	1	X
Maureen	5	2	Water	1	X
Shetland Lst	4	3	Oil	3	X
Shetland Mdst	0	0	Gas	0	X
Heather	0	0	Gas	0	X
Sele	3	3	Water	3	X
Upper Sits	2	100	Oil	1	X
Forties	3	2	Oil	1	X
Bruce Group	0	0	Oil	0	X
Chalk	0	0	Oil	0	X
Hod	3	10	Oil	1	X
Herring G1	3	10	Gas	1	X
Pentland	3	20	Gas	1	X
Triassic	0	0	Gas	0	X
Heimdal 1	0	0	No Fluid	0	X
Heimdal 2	2	45	No Fluid	1	X
Katrine	2	50	No Fluid	1	X
Kimmeridge	3	30	No Fluid	1	X
Eocene	0	0	No Fluid	0	X

< New > Add

Previous Main Menu

The simulator MUST be in FREEZE to change the geology.

6.1.9 Sélection de système boue

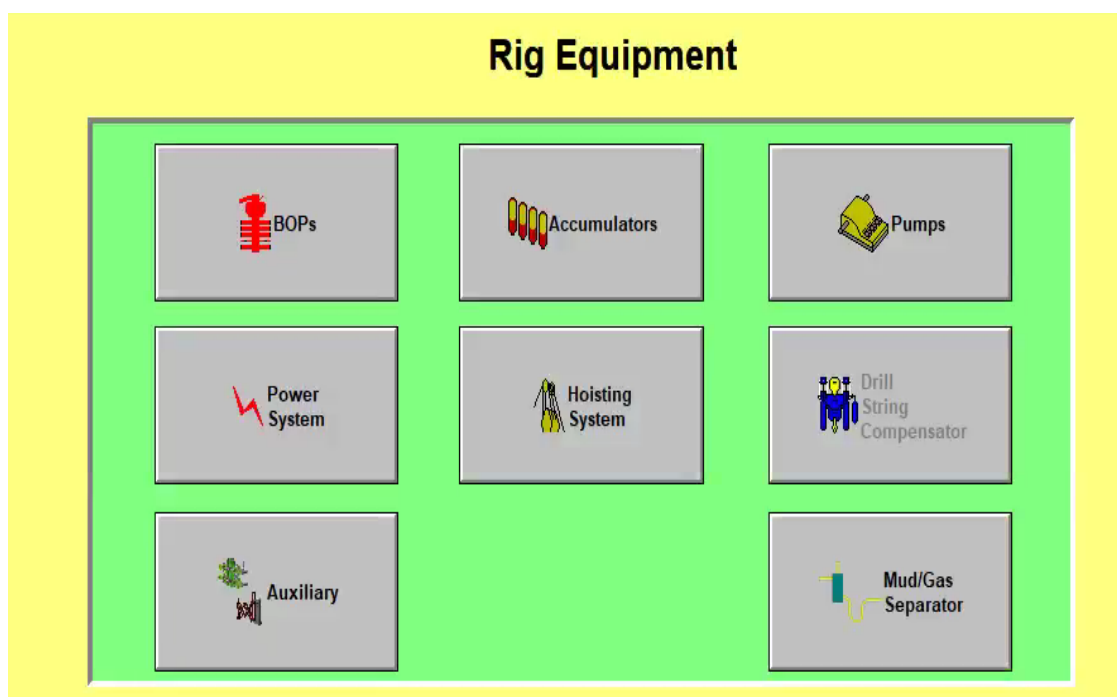


Auxiliary Mud System Equipment

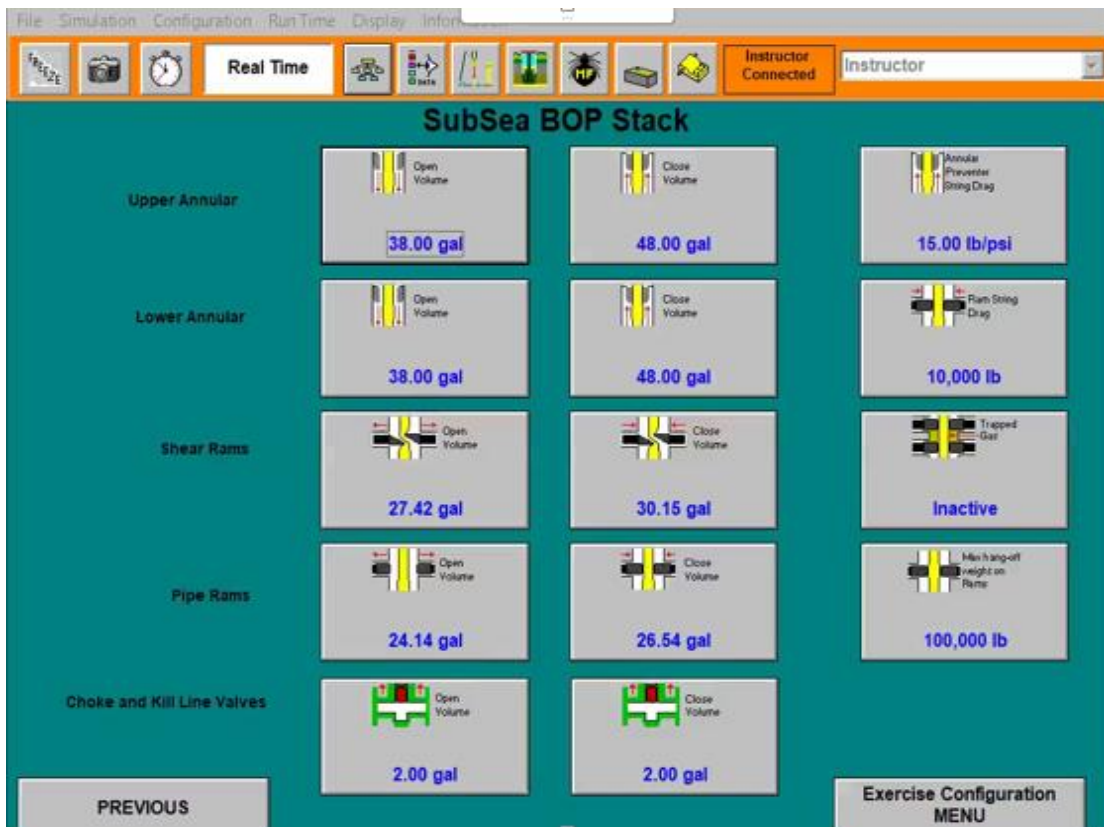
 Shale Shaker Future Development	 Desander Future Development	 Desilter Future Development	 Centrifuge Future Development
 Return Line Max Flow 840 gal/min	 Drain Off Pipe Volume 20.000 bbl	 Drain Off Time 60 sec	 Solids Control Efficiency 85.00 %
Vacuum Degasser Consumption 0.000 bbl	Vacuum Degasser On/Off OFF	Vacuum Degasser % of Gas Removed 0.00 %	 % Solids 50.00 %



6.1.10 Equipement de plateforme



6.1.11 Subsea BOP (SBOP)



6.1.12 Accumulateur de subsea

SubSea Accumulator Sizing (Page 1)

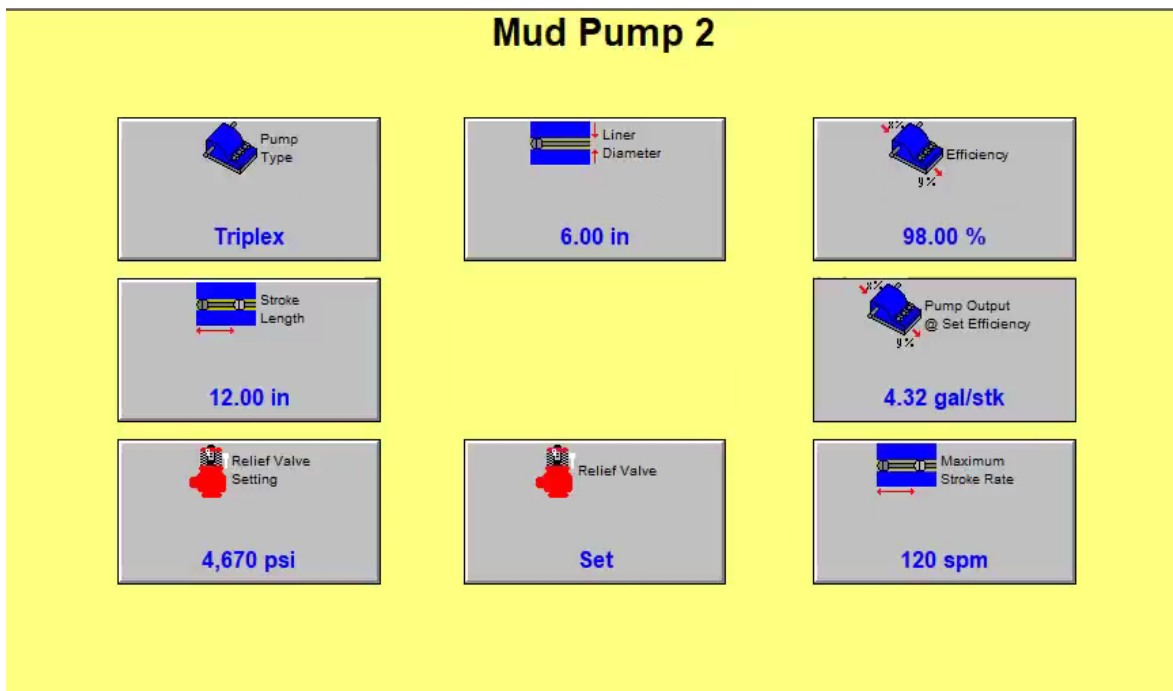
Total Accumulator Volume	580.00 gal
Pump In Pressure	3,000 psi
Pump Out Pressure	3,000 psi
Control Type	Hydraulic
Low Acc Pressure	2,700 psi
Maximum Oil Volume	579.00 gal
Pump Output	1.50 gal/sec
Package Pressure	1,200 psi
Activator Flow Rate	1.50 gal/sec

Buttons: PREVIOUS, Exercise Configuration MENU

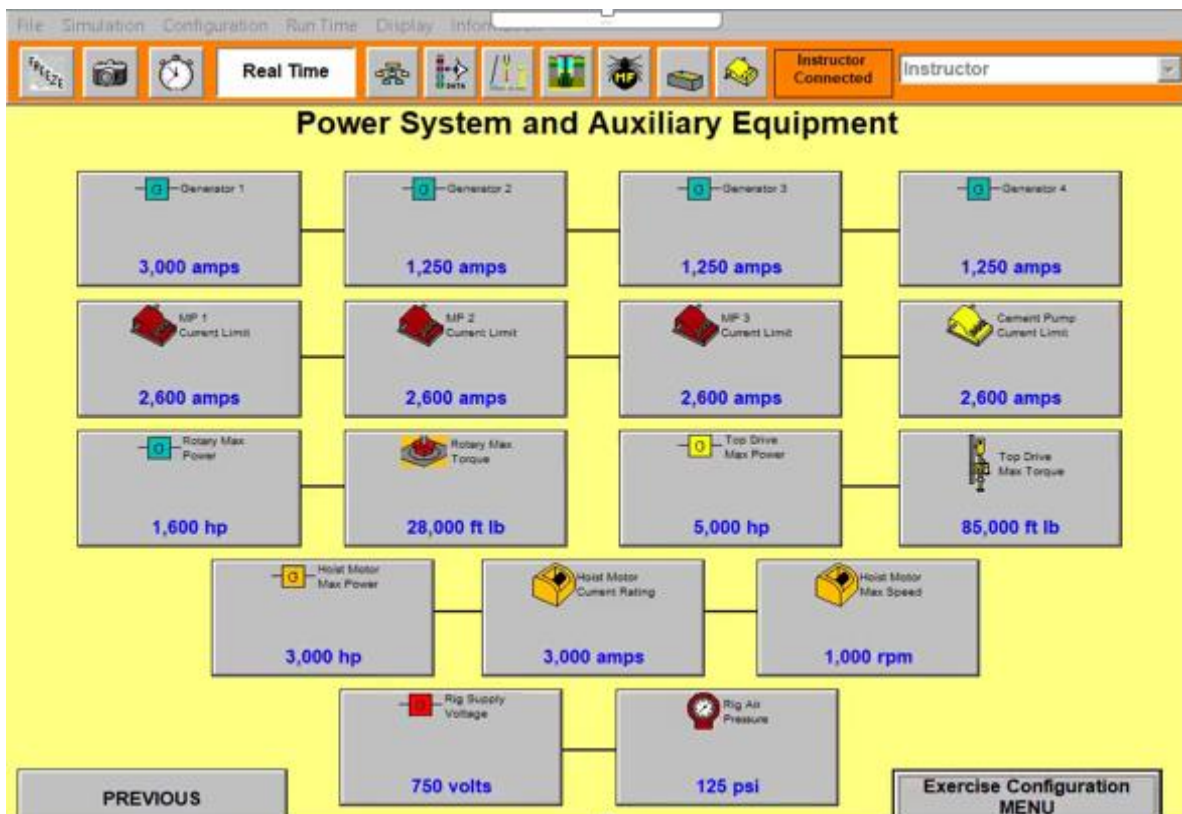
6.1.13 Pompes de boue

Mud Pump 1

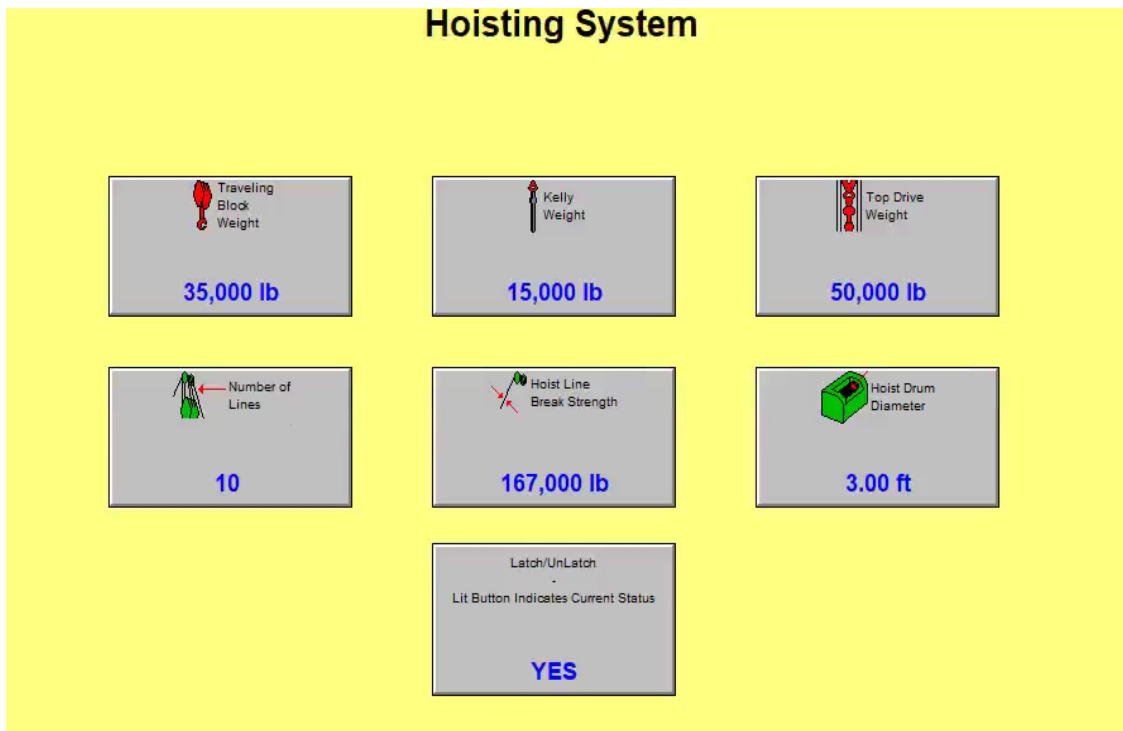
Pump Type	Triplex
Liner Diameter	6.00 in
Efficiency	98.00 %
Stroke Length	12.00 in
Pump Output @ Set Efficiency	0.10 bbl/stk
Relief Valve Setting	4,670 psi
Relief Valve	Set
Maximum Stroke Rate	120 spm



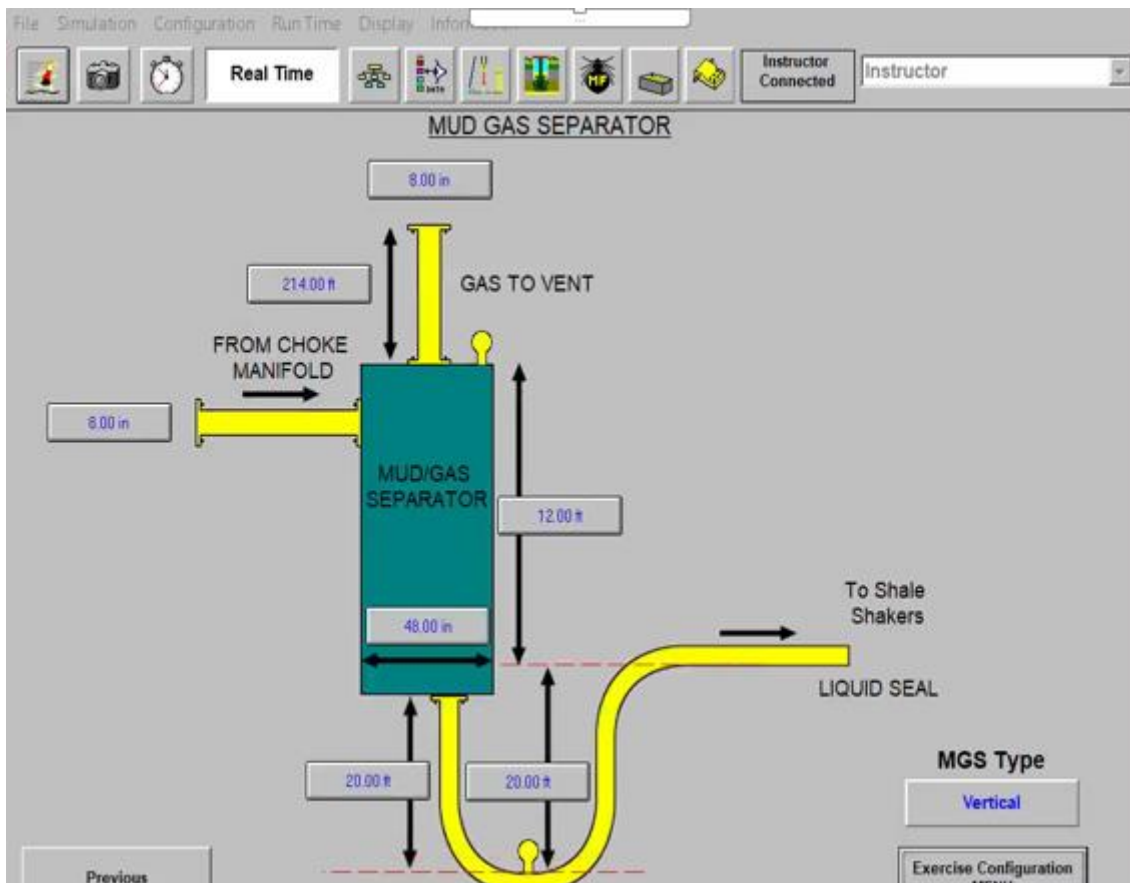
6.1.14 Equipement de puissance



6.1.15 Système de levage



6.1.16 Séparateur de boue-gaz



6.2 Partie 2

6.2.1 Simulation de kick Tolérance

Dans cette expérience pratique, nous avons comparé la kick tolérance dans le driller's méthode et la méthode de wait and weight

6.2.2 Kick Tolérance

La kick tolérance est définie comme la différence maximale admissible entre le fond du trou et les pressions de la formation pendant l'opération de contrôle du puits. Il s'exprime sous la forme de densité de fluide de forage équivalente. C'est un type de coefficient de sécurité, qui prédit la capacité de manipulation d'un coup de pied bien à certaines conditions de forage. Une méthode de destruction de puits peut être appliquée pour résoudre le problème de kick uniquement lorsque la kick tolérance (selon cette méthode) est supérieure à zéro. De toute évidence, le plus la kick tolérance est grande, plus la construction qui tue le puits devient sûre.

Afin de garantir une opération de contrôle de puits en toute sécurité, la pression d'étranglement(choke) doit être maintenue en dessous de la pression de service maximale de la vanne d'étranglement. Ceci est dû au fait la sortie de la ligne d'étranglement est un emplacement potentiellement dangereux de l'équipement de tête de puits. De plus, dans la construction, il doit éviter de fracturer la formation au niveau du sabot de tubage. Par conséquent, il y a deux cas critiques dans le processus de bien tuer : Le premier est lorsque la pression maximale du starter atteint la pression de service maximale du starter, et la seconde est lorsque la formation au niveau du sabot de tubage est exposée à sa pression de rupture. Généralement, la tolérance au coup de pied est calculée avec les deux situations critiques, et la moindre est la tolérance exacte au coup de pied de la méthode de mise à mort du puits. Cependant, la pression de service maximale de la vanne d'étranglement dans le scénario en eau profonde est conçue pour être suffisamment grand pour fournir une marge de contrôle de puits suffisante. Dans la plupart des cas, c'est bien supérieur à la pression de fracture de la formation à le sabot de carcasse. Cela signifie que la formation du sabot de tubage doit avoir été fracturé avant que la pression du starter n'atteigne la pression de service maximale du starter. Par conséquent, la détermination de la tolérance au coup de pied dans le puits en eau profonde l'opération d'abattage peut être effectuée en tenant compte de la sécurité de la formation au niveau du sabot de tubage.

6.2.2.1 Kick Tolérance de Driller's Method

Lors de la première circulation de la méthode du foreur, le gaz la colonne se dilate et monte dans l'anneau. La formation à le sabot de tubage est exposée à la pression maximale lorsque le sommet de la colonne de gaz atteint le sabot de tubage

6.2.2.2 Kick Tolerance de W&W Method

La méthode W&W fait circuler le gaz en pompant la kill mud en une seule circulation. Dans ce scénario, comme le Méthode du foreur, la condition critique qui doit être étudiée est lorsque la

colonne de gaz migre vers le sabot de tubage. A ce moment, la tolérance au coup de pied du procédé peut être déterminée par la position de la kill mud.

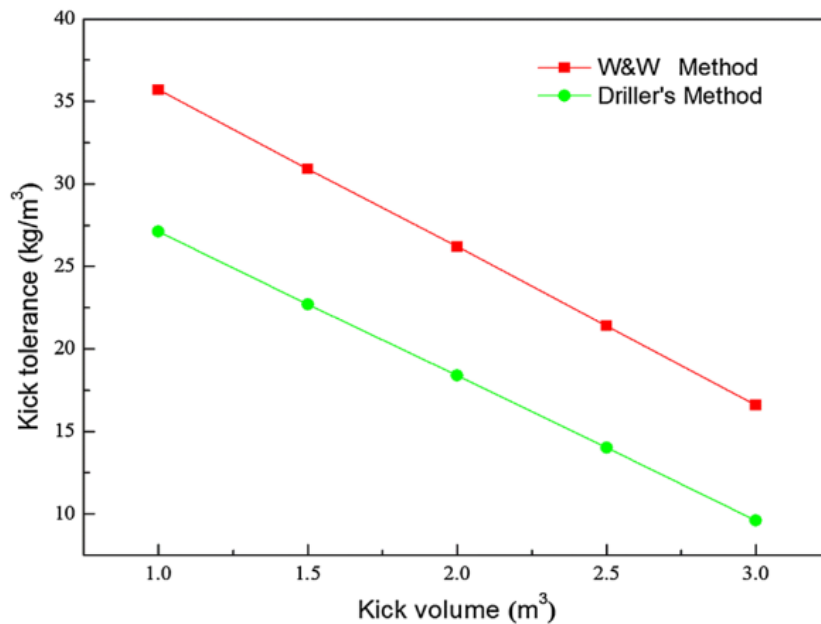


Figure 1 Relation de la tolérance au kick par rapport au volume de kick pendant l'opération de contrôle du puits pour la méthode du foreur et le w & w méthode

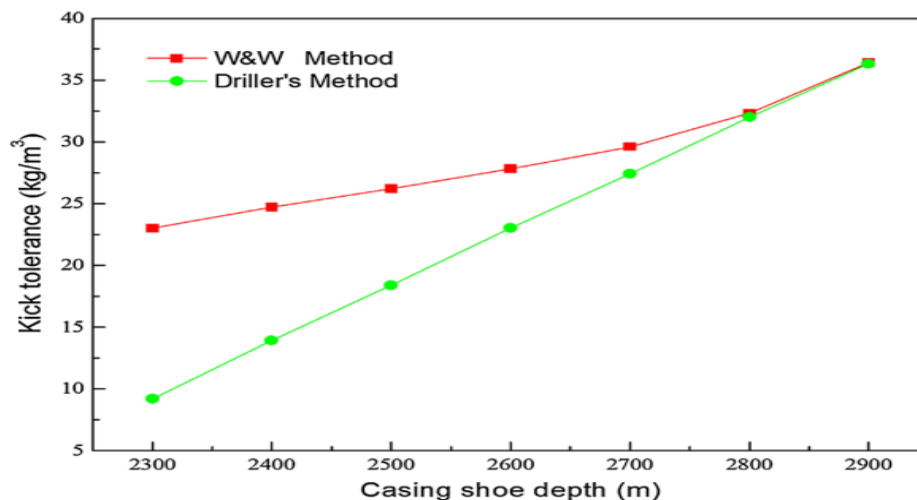


Figure 2 kick Tolérance à différentes profondeurs de sabot de tubage en eau profonde

6.2.3 Discussion sur les résultats

D'après les données de contrôle du puits X – 1, les simulations de la kick tolérance ont été menées pour étudier plus avant les spécificités de la méthode du foreur et de la méthode W&W. la sensibilité de la kick tolérance au kick volume est tracée dans la figure 1. Cette figure montre que la tolérance de coup de pied des deux méthodes diminue avec l'augmentation du volume de kick, suggérant une augmentation de la difficulté de l'opération de contrôle de puits. Dans en plus, car

la kick tolérance de la méthode W&W est plus grand que celui de la méthode du foreur, on peut conclure que la méthode W&W offre une plus grande marge à gérer un problème de kick de gaz par rapport à la méthode du foreur sous le mêmes conditions.

Afin de comprendre si des modifications apportées au boîtier la profondeur de la sabot pourrait affecter la tolérance au coup de pied en eau profonde bien tuer, les calculs ont été effectués pour différentes profondeurs de sabot de tubage tout en gardant les autres paramètres de contrôle constant. Les résultats sont affichés sur la figure 2. Comme on l'observe sur cette figure, la kick tolérance pour les deux méthodes est plus grande car l'emplacement du sabot de tubage est plus profond. La longueur de l'ouverture la section du trou diminue avec l'augmentation de la profondeur du sabot de tubage, ce qui conduit à une construction de puits plus sûre. Pour un donné profondeur du sabot de tubage, la méthode W&W a un avantage sur la méthode du foreur lorsque le volume du trajet d'écoulement la section du trou est supérieure à celle des tiges de forage. C'est car, dans le cas de la méthode W&W, la kill mud est entré dans l'espace annulaire avant que la colonne de gaz ne migre vers le sabot de carcasse. Par conséquent, le fond maximum autorisé la pression du trou est plus grand que celle de la méthode du foreur. Cependant, cet avantage disparaît à mesure que la profondeur du sabot de tubage augmente.

6.2.4 Conclusion

1. La kick tolérance pour les deux méthodes diminuait avec l'augmentation du volume des coups de pied. Cela signifie que le risque de l'opération de contrôle de puits s'est accru. Cependant, tant la kick tolérance est proportionnel à la profondeur du sabot de tubage. Ainsi, plus l'emplacement est profond du sabot de tubage était, plus la mise à mort du puits avec les deux méthodes.
2. Lorsque le volume du trajet d'écoulement de la section du trou ouvert a été supérieure à celle des tiges de forage, la méthode W&W avait un avantage par rapport à la méthode du foreur. Ceci est dû au fait il avait une plus grande kick tolérance ce qui suggère une plus grande capacité de manipulation pour bien tuer dans les mêmes conditions.

BIBLIOGRAPHIE

1. The Role of the Simulator in Drilling Operations par **K.K. Millheim**, SPE, Amoco Production Co Manuscrit original reçu au bureau de la Society of Petroleum Engineers le 10 mai 1982. Article accepté pour publication le 20 mai 1983. Manuscrit révisé reçu le 15 juillet 1986
2. API RP 59 Première Edition Par Le Comité API, @ 20 Aout 1987
3. Well Control for The Drilling Team by Rig Train édition 2eme Rev. @ DTL 20 Avril 2001
4. Kolade Olawale thèse de maîtrise université de Stavanger, 15 juin 2009
5. Présentation de Méthode de contrôle offshore Ecole Française de Forage EFF Drilling school. édition : v.eff 2013 @ 12 juin 2013
6. Présentation de Problème spécifique offshore Ecole Française de Forage EFF Drilling school édition : v.eff 2015 @ 23 juillet 2015
7. Comparaisons de la méthode du foreur et de la méthode de wait and weight dans l'opération de destruction de puits en eau profonde par Jian Feng1 · Jianhong Fu1 · Ping Chen1 · Junfeng Luo2 · Beibei Kou2 © Université King Fahd du pétrole et des minéraux 2016 en 28 mars 2016
8. Présentation de Subsea Well Control par Maersk Training Center @ 26 Septembre 2017
9. Well Control for Completions and Interventions by Crumpton, Howard @ 2018 Elsevier Ltd. premier édition 15 Janvier 2018
10. Manuel well control 3&4 IAP Sonatrach version_01 février 2018
11. Présentation de Perte de charge dans le choke line Ecole Française de Forage EFF drilling school édition : v.eff 2018 @ 07 juillet 2018
12. Présentation de Subsea blowout preventer Ecole Française de Forage EFF drilling School édition : v.eff 2018 @ 07 juillet 2018
13. Présentation de Equipment offshore Ecole Française de Forage EFF Drilling school v.eff 2018 @ 07 juillet 2018