

N° Ordre/Faculté/UMBB/2022.

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers
Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :
SAYOUD Aymen
FARES Alaeddine

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : forage des puits.

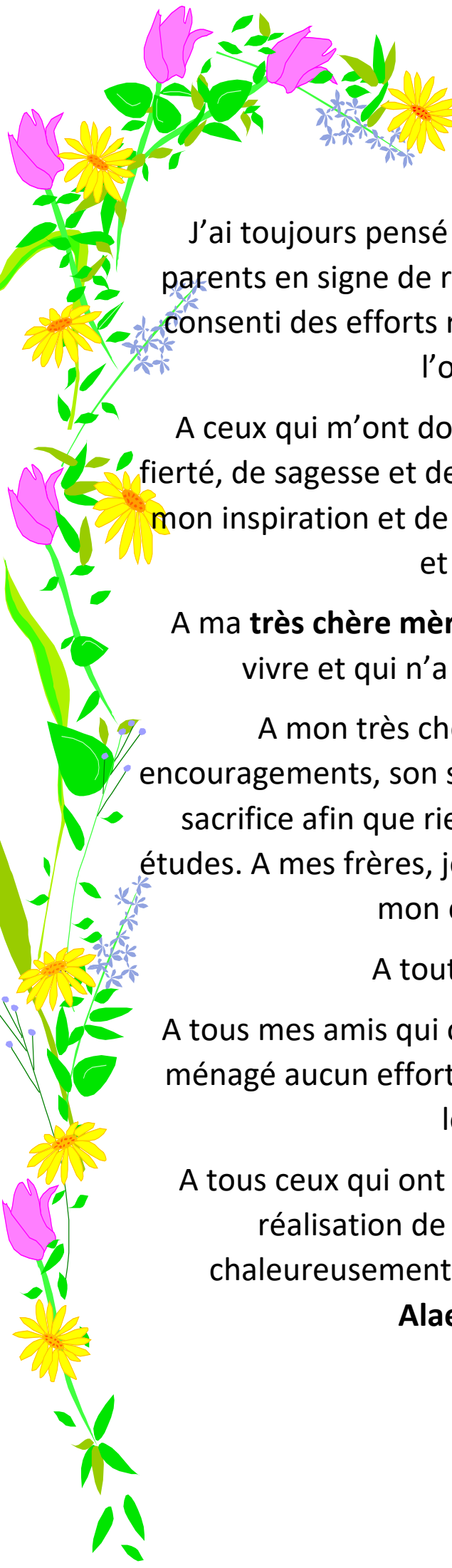
Thème

ETUDE DE FAISABILITE DE LA TECHNIQUE MPD en
mode 'pression de fond constante', dans le champ de
'HAMRA', application puits HAZ-110.

Devant le jury :

YAHY Fatma	MCB	UMBB	Président
BOUBEKEUR Zine Elabidine	MAB	UMBB	Encadreur
AZRIL Nadjat	MAA	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2021/2022



Dédicaces

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience. A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

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

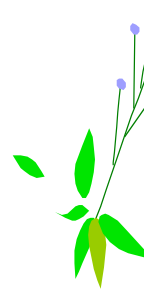
A mon très cher père **Sayoud Salah** pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études. A mes frères, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées.

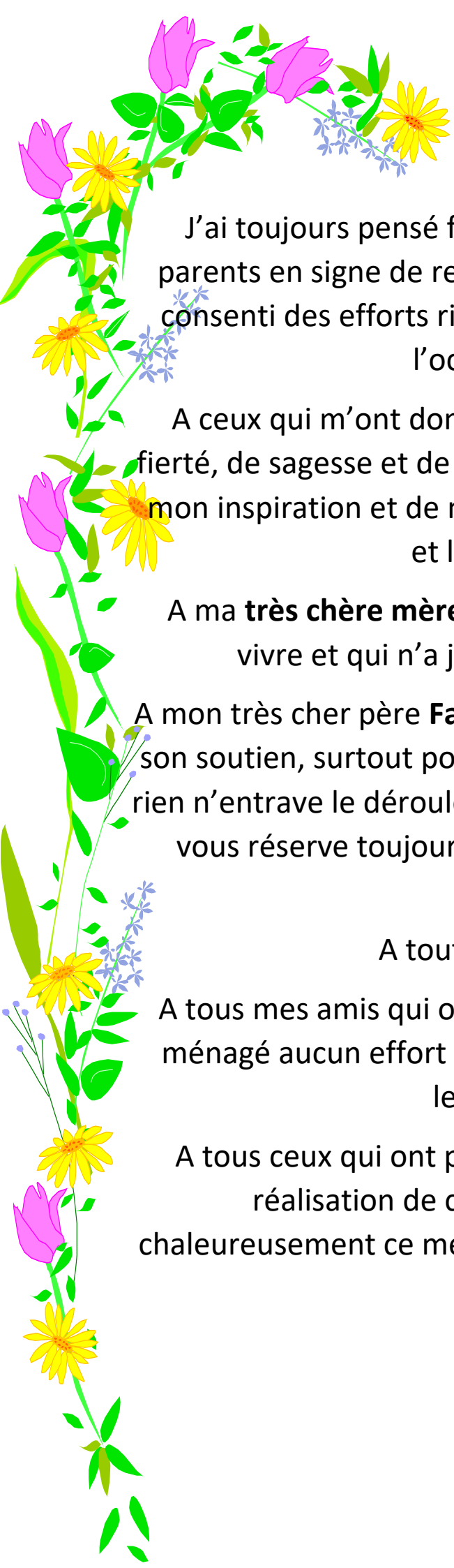
A toute ma famille : **Sayoud**

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions.

A tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail. A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à **mon binôme Fares Alaeddine et sa famille.**

SAYOUD AYMEN





Dédicaces

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience. A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

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

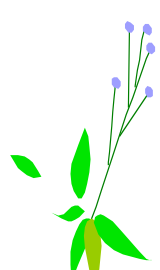
A mon très cher père **Fares Houes**, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études. A mes frères, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées.

A toute ma famille : **Fares**

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions.

A tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail. A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon **binôme Sayoud Aymen et sa famille**.

FARES ALAEDDINE



REMERCIEMENT

Nous tenons dans un premier temps à remercier Allah le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous remercions notre encadreur Monsieur Zine Elabidine Boubekour pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.

Nous remercions tous les enseignants du département de Forage, qui ont assurés notre formation durant tout le cycle d'étude.

Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute ma gratitude.

Merci à tous

RESUME :

Le forage à pression gérée MPD (Managed Pressure Drilling) est une nouvelle technique qui sert à gérer et contrôler les pertes de charges annulaires et permet de surmonter les différents problèmes reliés au forage y compris le coincement par pression différentielle, perte de circulation, le temps non productif et les coûts excessifs notamment dans les champs où la fenêtre entre la pression interstitielle et la pression de fracturation est très réduite, ce qu'on appelle la fenêtre étroite de forage.

L'objectif de ce travail est d'étudier les performances et la fiabilité de MPD en Algérie et cibler les paramètres critiques influant sur sa réussite pour avoir une vision générale sur l'actualité et la prévision de cette technique de forage.

Afin de remplir ces objectifs, on a procédé à étudier le champ promoteur (Hamra). Ce dernier comporte plusieurs puits bons candidats de la technique MPD, quelques-uns vont être examinés dans cette étude, suivant des critères bien déterminés, basés sur les problèmes de forage et la stabilité des parois, ...etc. La phase cible est celle de 6", cette dernière n'était pas choisie, mais elle était imposée par le programme de forage, car sa construction s'effectue en traversant les formations critiques (Grès d'Ouargla et Quartzites Hamra), sujettes de cette étude.

ملخص

تعد تقنية الحفر بالضغط المتحكم فيه من بين التقنيات الحديثة التي تركز على التحكم في الضغط الحلقى مما يسمح بالتغلب على مختلف المشاكل المتعلقة بالحفر منها استعصاء أو تلبد ماسورة الحفر، تسرب سائل الحفر والاستهلاك غير المنتج لزمن الحفر الذي يؤدي إلى زيادة في التكاليف لا سيما في الحقول التي فيها تقارب كبير بين ضغط الموائع الطبقية وضغط التكوين الصخري، ما يسمى بنافذة الحفر الضيقة .

الهدف من هذه الدراسة، التعرف عن كثب على هذه التقنية ومجارات تطبيقها في الجزائر و استهداف العوامل التي تؤثر سلبا على سيرورتها المناسبة من أجل تكوين فكرة عامة حول واقع وتوقعات تقنية الحفر هذه.

لبلوغ هذا الأخير، تم تسليط الضوء على حقل حمرة الواعد، الشامل لعدة آبار تلبي شروط تطبيق هذه التقنية، بعض منها سيخضع للدراسة وفق عدة معايير تستند على خواص الطبقات الجيولوجية، مشاكل الحفر، ... الخ.

المرحلة المستهدفة 6 "العابرة للطبقات الجيولوجية -قيد الدراسة-كوارتزيت الحمرا والحجر الرملي لورقلة.

SOMMAIRE

Dédicaces

remercement

liste des tableaux

liste des figures

Nomenclatures

INTRODUCTION GENERAL 1

Chapitre I : Développement de forage

I Introduction : 2

I.1 Forage conventionnel et défis : 2

I.1.1 Les défis : 4

I.2 Forage sous-équilibré (underbalance drilling) : 7

I.3 Forage à pression gérée : 7

I.3.1 La définition MPD par IADC : 8

I.3.2 Les catégories MPD : 8

I.4 La différence entre MPD et les autres techniques de forage : 9

I.5 Les avantages de la MPD : 10

I.5.1 Un processus adaptatif : 10

I.5.2 Extension des points de tubage : 11

I.5.3 Réduction des pertes de circulation durant le forage : 12

I.5.4 Réduire l'endommagement des formations (réservoir) : 12

I.5.5 Evaluation instantanée du réservoir au cours du forage : 13

I.5.6 Minimiser coincement par pression différentiel : 13

Chapitre II: La technologie de la technique MPD

II Introduction : 15

II.1 Pourquoi utiliser le forage à pression contrôlée (MPD) : 15

II.2 Comment fonctionne MPD: 17

II.3 Théorie de forage à pression gérée (MPD) : 17

II.4 Les techniques de MPD : 18

II.4.1 Pression constante du fond du trou (CBHP) : 19

II.4.2 Forage avec boue sous pression (PMCD) : 22

II.4.3 Forage à double gradient (DGD) : 26

II.4.4 Contrôle le débit de retour((RFC/HSE) : 29

II.5 Les équipements : 30

II.5.1 Le dispositif de contrôle de la rotation (RCD): 30

II.5.2	La vanne ESD (emergency shut down) :	31
II.5.3	Choke manifold (automatique) :	32
II.5.4	Les vanne anti retour NRV:.....	32
II.5.5	Choke valve :.....	32
II.5.6	Débitmètre (Coriolis Flow Metre) :.....	34
II.5.7	La pompe de pression de retour (back pressure pump) :	35
II.5.8	La vanne de contrôle de fond (dvd : down Hole deployment valve) :	35

Chapitre III : ETUDE DE CAS

III	Étude de faisabilité du MPD sur le puits HAZ-110 :	37
III.1	Application de MPD dans le champ Hamra :.....	37
III.1.1	Problèmes de forage dans les sections du réservoir :.....	37
III.2	Objectifs de l'application du MPD dans le puits HAZ-110 :.....	37
III.3	Problèmes potentiels de forage de section 6" :.....	39
III.4	Approche MPD – technique de pression constant au fond du trou :	41
III.5	Considération de la modélisation hydraulique :	42
III.6	Modélisation hydraulique de la section 6" et stratégie de forage :.....	43
III.6.1	Stratégie de MPD :.....	44
III.7	Considérations et hypothèses relatives à la section 6" :.....	44
III.8	Section de trou de 6" Hydraulique au niveau du sabot de tubage avec 1,05 sg MW :.....	46
III.9	Hydraulique de la section 6 pouces au TD prévu avec 1,05 sg MW :.....	48
III.10	Critères de nettoyage de puits :	50
III.11	Plan de gestion du ECD :.....	52
III.11.1	Définitions :	52
III.11.2	Séquence opérationnelle du MPD :.....	52
	Conclusion :	55
	CONCLUSION GÉNÉRALE :	56
	RECOMENDATION :	57

LISTE DES FIGURES

figure 1 : Profile de la pression de fond dynamique et Statique.[1]	3
figure 2 : exemple d'une fenêtre de forage étendue. [1].....	3
figure 3 : BHP dans le forage conventionnel. [1].....	4
figure 4 : le changement des profils de pression dans les sections épuisées [2].....	5
figure 5 : fenêtre de forage en eaux superficielles (shallow) et profondes (deep-water) [3].....	6
figure 6 : fenêtre étroite etc [4].....	6
figure 7 : fenêtres de forage pour les opérations de forage [1].....	8
figure 8 : la convergence entre les différentes techniques de forage [9].	9
figure 9 : le forage conventionnel donne une fenêtre de forage étroite dans les champs offshore en raison de la pression hydrostatique supplémentaire de la boue dans le riser [11]	11
figure 10 : les techniques de mpd permettent aux foreurs d'eliminer ou de reduire la pression supplémentaire de la boue dans le riser, ce qui permet d'elargir la fenetre de forage ; le smd est un forage sous-marin par remontee de boue.[11].....	12
figure 11 : coincement par pression différentielle [11]	13
figure 12 : devant les zones perméables, un cake de boue provoque une pression différentielle entre le puits de forage et la formation, ce qui entraîne un coincement différentiel [11]	14
figure 13 : rapport sur les arrêts de forage tvd> 15,000 ft [13]	16
figure 14 : rapport sur les arrêts de forage.tvd < 15,000 ft [13]	16
figure 15 : illustration de la pression de fond avec un concept de forage conventionnel [16].	18
figure 16: courbe contre-pression/vitesse de la pompe pour le raccordement [20].	20
figure 17 : le montage d'une installation cbhp [21]	21
figure 18 : système de circulation continue utilisé sous cbhp [22].....	22
figure 19 : forage à mud-cap [23].....	23
figure 20 : illustration de forage à mud-cap pressurisée [24]	24
figure 21 : installation d'un mud cap contrôlé [25].....	25
figure 22 : profil du gradient de pression pour la méthode du double gradient [27].	26
figure 23 : disposition sur le fond marin pour l'injection d'azote par la kill line - bop sous-marin [28].	27
figure 24 : le premier essai sur le terrain réussi utilisant la technique du double gradient [29].	28
figure 25 : retour de boue sans riser [30].....	29
figure 26 : système de l'mpd. [31].....	30
figure 27 : le dispositif de contrôle de la rotation (rcd). [34]	31
figure 28 : la vanne esd (manuelle) [32].....	31
figure 29 : les vannes anti retour (non return valve) [33].	32
figure 30 : m-1-swaco autochoke valve [34].....	33
figure 31 : choke valve structure [34].....	33
figure 32 : illustration du principe de fonctionnement de la valve de retenue [34].	34
figure 33 : illustration de l'opération de forage[36]	35

figure 34 : la pompe de pression de retour [36].	35
figure 35 : la vanne ddv (down hole deployment valve) [37].	36
figure 36 : carte isobathes vue du sommet des quartzites de hamra[39]	38
figure 37 : shéama du puit haz-110[39]	39
figure 38 : données de pression des puits offset mpd[39]	41
figure 39 :paramètres de fonctionnement du mpd au niveau du sabot de tubage avec 1,05 sg mw à (dynamique)[39].	47
figure 40 : paramètres de fonctionnement du mpd au niveau du sabot du tubage avec 1,05 sg mw à (statique)[39]	47
figure 41 : paramètres de fonctionnement du mpd à la td prévue avec 1,05 sg mw (dynamique).[39].	49
figure 42 : paramètres de fonctionnement du mpd à la td prévue avec 1,05 sg mw (statique)[39].	49

LISTE DES TABLEAUX

tableau 1 : npt downtime.tvd> 15,000 ft. tableau 2 : npt downtime.tvd< 15,000 ft.[13].....	16
tableau 3 : terminologie.....	42
tableau 4 : données d'entrée au td[39]	44
tableau 5 : propriétés du fluide mpd[39]	45
tableau 6 : paramètres de forage mpd[39]	45
tableau 7 : estimation de la bha[39].....	45
tableau 8 : ctr acceptable par l'industrie[39].....	50
tableau 9 : estimation de la vitesse de glissement des débris de forage (vsc)[39].....	51
tableau 10 : vitesse annulaire acceptable par l'industrie [39].....	52
tableau 11 : tableau de gestion du ecd [39]	52
tableau 12 : considérations à prendre en compte lors du tripping[39].....	55

Nomenclatures

MPD : Managed Pressure Drilling

UBD: Underbalanced Drilling.

OBD: Over Balanced Drilling.

ABP: Application Back Pressure.

AFP: Annular Friction Pressure.

WBP: Wellbore pressure. BHA : Bottom Hole Assembly.

BHP: Bottom Hole Pressure.

FIT: Formation integrity test

BOP: Blow Out Preventer.

CBHP: Constant Bottom Hole Pressure.

CCS: Continuous Circulation System.

MGS: Mud gas separator

DGD: Dual Gradient Drilling.

NPT : Non-Productive Time.

NRV: Non-Return Valve.

PMCD: Pressurized Mud Cap Drilling.

MCD : Mud Cap Drilling.

RMR: Riserless mud return

SBP: Surface Back Pressure. BP: Back Pressure.

SFL: Sacrificial Fluid.

SMD: Subsea Mud lift Drilling

WHP: Well head Pressure

FMT: Friction management techniques

RFC: Return Flow Control

LAM: Light annular mud

HSE: Health, Safety and Environment

DDV: DOWN HOLE DEPLOYMENT VALVE)

SPP: Stand pipe pressure

PWD: Pressure while drilling. APWD: Annular Pressure While Drilling

TVD: True Vertical Depth.MD: Measured Depth

EMW: Equivalent mud weight. ECD: Equivalent circulating density

INTRODUCTION GENERAL

Les opérations de forage ont toujours été un défi, il est nécessaire de forer des réservoirs plus profonds et plus complexes. De nombreux problèmes sont apparus, tels que les venues, les pertes, et les coincements pendant le forage de ces puits de manière conventionnelle. Certains professionnels de l'industrie diraient que 70 % des ressources actuelles d'hydrocarbures en mer ne sont pas économiquement exploitables par les méthodes de forage conventionnelles.

Le forage a évolué très rapidement ces deux dernières décennies, une nouvelle technologie qui utilise des outils similaires à ceux du forage underbalance pour mieux contrôler les variations de pression pendant le forage d'un puits qui s'appelle forage à pression gérée.

MPD est un procédé de forage qui permet un contrôle précis de la pression du puits de forage plus rapidement que les méthodes conventionnelles. Les variations de pression peuvent ainsi être réduites, l'afflux et les pertes sont traités à un stade précoce, ce qui réduit les problèmes ultérieurs, et la stabilité du puits peut être améliorée, et permet aussi de forer dans des marges de pression étroites de manière plus sûre et plus rentable, tout en atténuant les risques de forage et en réduisant le temps non productif (NPT).

MPD est une technique de forage qui peut rendre forables les puits autrement non forables.

L'objectif principal de son utilisation est d'améliorer la capacité de forage d'un puits en atténuant les problèmes de forage qui peuvent survenir, ainsi, minimiser les problèmes d'afflux/perte et l'endommagement du réservoir. Cette technique particulière fait appel à des personnels hautement qualifiés dans les différents domaines géologique géophysique, électrique, et ayant une bonne expérience de chantier et une maîtrise des techniques de forage. Dans ce qui suit on va traiter les trois grandes parties suivantes :

La première partie : Partie théorique qui va rappeler quelques notions nécessaires sur le forage conventionnel (over balance) et le forage sous-équilibré (underbalance) pour justifier le choix de l'application de la technique de forage à pression gérée (Managed pressure drilling), de points de vue caractéristiques du réservoir et performance technique.

La deuxième partie : Partie théorique dans laquelle on va définir profondément la technique MPD, son fonctionnement, ses différentes techniques avec ses spéciales équipements.

La troisième partie : Partie pratique dans laquelle on va étudier un cas pratique d'application de la technique de forage à pression gérée (MPD) au champ Hamra.

Enfin, on va présenter les recommandations et les conclusions relatives aux parties précédentes.

L'application de MPD en Algérie (à ce jour), était pour résoudre le problème de l'étroitesse des fenêtres de forage, imposée par les réservoirs compacts gazéifiés des Grés d'Ouargla et de Quartzites Hamra, inclus dans l'Ordovicien. Ces deux formations se considèrent comme critiques, vu les problèmes sévères connus lors de leur forage.

Chapitre I :

Développement de forage

Chapitre I

Développement de forage

I Introduction :

Depuis le dernier siècle, la recherche de pétrole et de gaz est progressivement transformée de plus en plus en une exigence environnementale. Cela a conduit au développement des nouvelles techniques qui sont plus sécurisées et capables de faire face aux problèmes de forage qui font perdre assez du temps de réalisation, ainsi que la qualité du puits construit.

Le forage en overbalance (OBD) également connu sous le nom de forage conventionnel est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (P_h) supérieure à la pression de gisement (P_g). Le forage en underbalance (UBD) est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (P_h) inférieure à la pression de gisement. Si la différence de pression entre la pression de fond et la pression de gisement (Δp) ainsi que la perméabilité sont suffisantes, les fluides de formation entrent dans le puits.

Le forage conventionnel est la méthode la plus sûre pour forer un puits, elle a cependant, des inconvénients. Puisque, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que la pression de pore, le filtrat envahit les pores de la roche réservoir endommageant ainsi la perméabilité. Le forage en underbalance (UBD) constitue donc une solution à ce problème mais il y a un autre problème, comme la stabilité des puits. Pour cela, nous devons trouver une nouvelle solution combinant ces deux technologies comme forage en pression géré (MPD).

I.1 Forage conventionnel et défis :

A travers la circulation de fluide au cours de forage conventionnelle, le fluide de forage sort à la partie supérieure du puits ouvert à l'atmosphère par l'intermédiaire d'un tube fontaine, puis à travers une conduite d'écoulement, la boue gazière passe dans un séparateur, et le solide passe vers un équipement de contrôle, récipient à passage ouvert. Le forage dans un récipient ouvert présente des difficultés au cours des opérations qui frustreront tous les ingénieurs de forage.

La pression annulaire est principalement contrôlée par la densité de la boue et les débits de la pompe de boue. Dans l'état statique le BHP est une fonction de la pression de la colonne hydrostatique. Dans l'état dynamique, lorsque les pompes à boue sont circulées le fond du trou, BHP est une fonction de la pression hydrostatique de boue et la pression de friction de l'annulaire (AFP) comme le montre la Figure 1. [1]

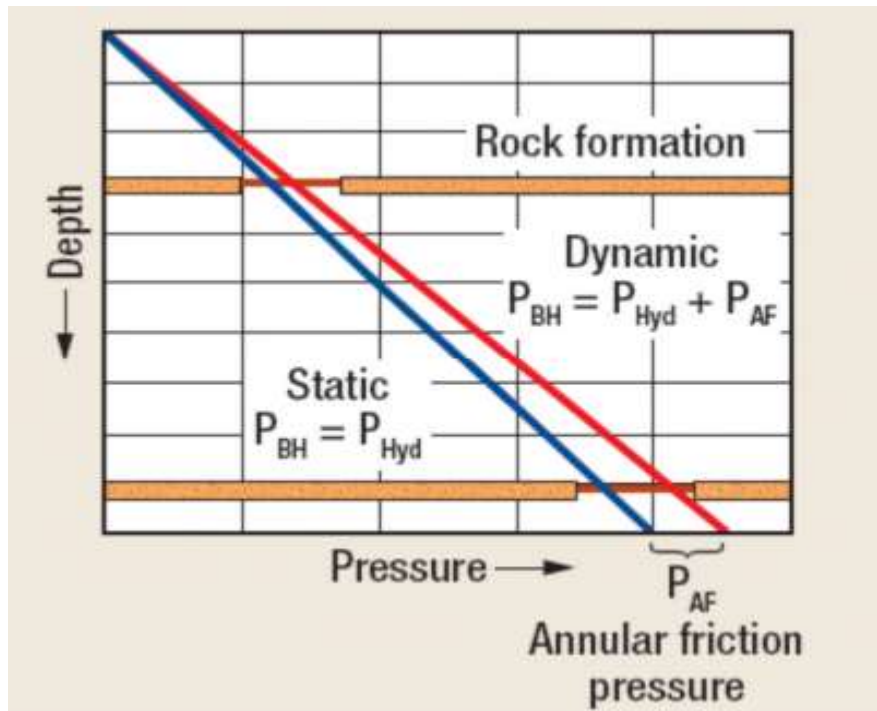


FIGURE 1 : PROFILE DE LA PRESSION DE FOND DYNAMIQUE ET STATIQUE.[1]

Sur terre (onshore) et dans certains endroits (offshore) peu profonde, une fenêtre suffisante de forage existe souvent entre la pression de pore et le profil de gradient de la pression de fracture, dont le trou peut être foré en toute sécurité et efficacité.

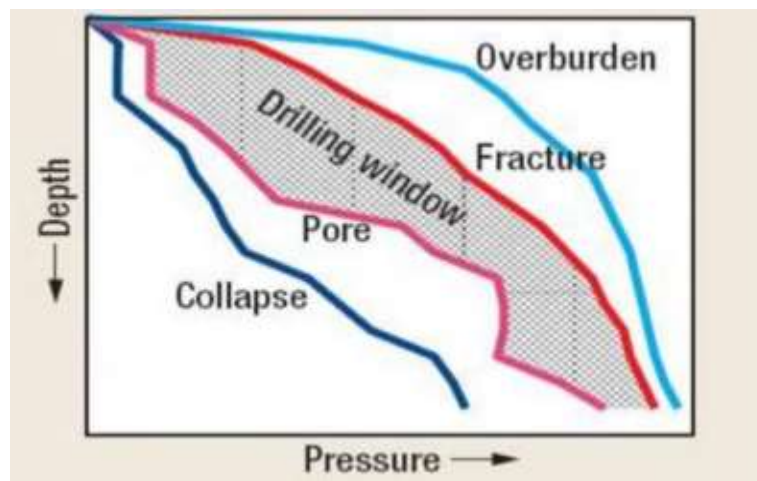


FIGURE 2 : EXEMPLE D'UNE FENETRE DE FORAGE ETENDUE. [1]

Comme il est illustré sur la figure 2, à partir d'un point de vue hydraulique, l'objectif consiste à forer dans la fenêtre de pression délimitée par la pression de pore sur la gauche et le gradient de fracture sur la droite.

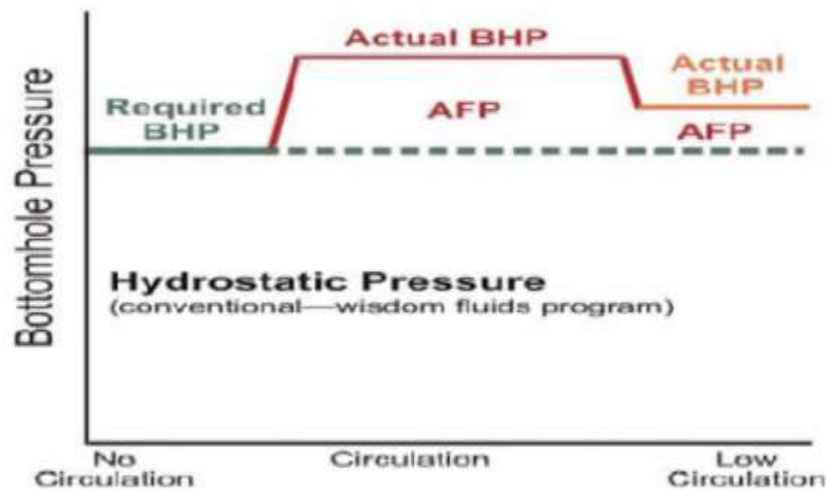


FIGURE 3 : BHP DANS LE FORAGE CONVENTIONNEL. [1]

La figure précédente est une illustration de la façon des changements de pression de fond (BHP) de puits selon le système d'écoulement (statique ou dynamique). Dans un forage conventionnel, la boue est conçue pour agir statiquement en balance (overbalance) ou légèrement au-dessus équilibre afin de prévenir tout venue, lorsque les pompes sont en arrêt pour établir une connexion ou une défaillance due à l'équipement de forage.

I.1.1 Les défis :

Le problème de l'instabilité des puits est critique lorsque l'on fore dans une fenêtre opérationnelle étroite (narrow window). La section suivante présente les environnements de forage difficiles associés à la méthode de forage conventionnelle.

I.1.1.1 Réservoir épuisé (Depleted Reservoir) :

Après plusieurs années de production, la pression de la formation s'épuise. La modification de la pression de formation entraîne une réduction des gradients d'effondrement et de fracture initiaux. Une attention particulière doit toujours être accordée au forage en formation épuisée. La pression du puits peut causer une fracturation du puits et entraîner une énorme perte de boue et des dommages à la formation.

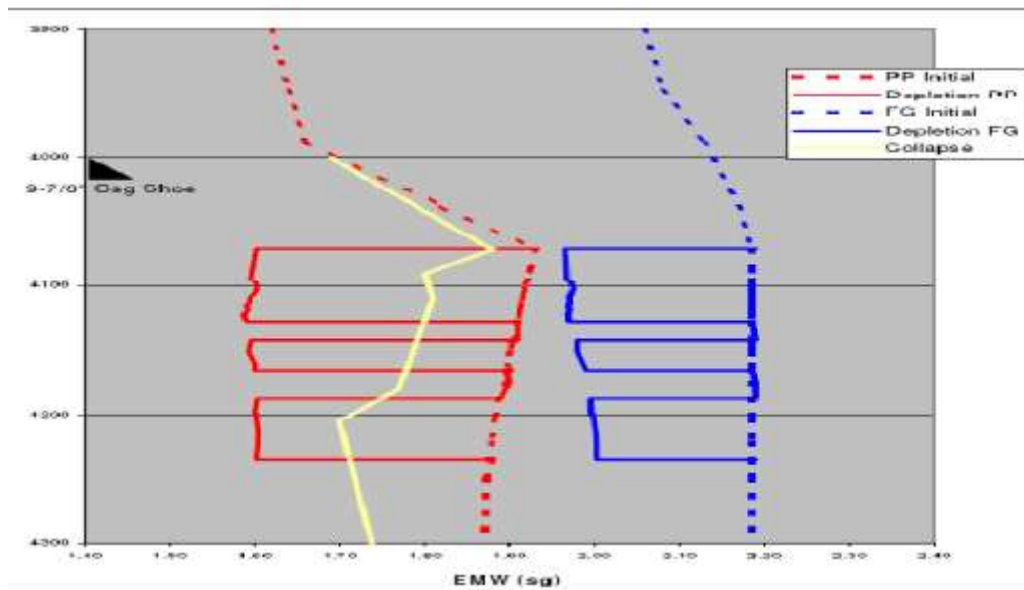


FIGURE 4 : LE CHANGEMENT DES PROFILS DE PRESSION DANS LES SECTIONS EPUISEES [2].

I.1.1.2 L'eau profonde (deep-water):

L'eau profonde est définie comme une profondeur d'eau supérieure à 1000 psi. La profondeur du fond marin varie d'une zone à l'autre, dans certaines zones il y a de l'eau profonde (1000-5000ft) et ultra-profonde (>5000ft). Les opérations en eau profonde se trouvent dans des régions comme le golfe du Mexique, l'Afrique de l'Ouest, la mer du Nord et d'autres endroits en Asie. Les activités d'exploration en eau profonde attirent l'industrie pétrolière et gazière, même si l'exploitation dans ces milieux est difficile. Le problème est que lorsque la profondeur d'eau profonde augmente, la fenêtre opérationnelle entre la rupture et l'effondrement devient plus étroite. Il est difficile de maintenir la pression du puits dans la fenêtre d'exploitation pendant le forage et la connexion(manœuvre), comme le montre la figure 5.

Des problèmes d'instabilité et d'afflux(venue) pourraient survenir.

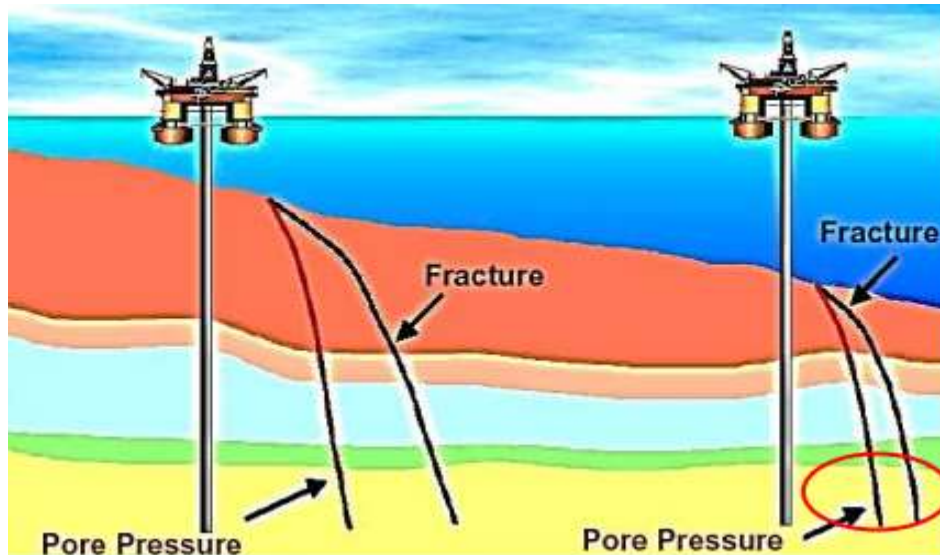


FIGURE 5 : FENETRE DE FORAGE EN EAUX SUPERFICIELLES (SHALLOW) ET PROFONDES (DEEP-WATER) [3].

I.1.1.3 Puits horizontal Forage à portée étendue (ERD) :

ERD est défini par les puits dont la longueur horizontale est supérieure à deux fois la profondeur verticale. Avec l'introduction de nouvelles technologies et méthodes de forage combinées à l'amélioration de la direction rotative, du système de boue et des trépan, il est préférable de forer un puits ERD à partir d'un gabarit plus proche du réservoir. Comme le montre la figure 6, le puits horizontal de la trajectoire rouge a pu traverser l'enveloppe ERD.

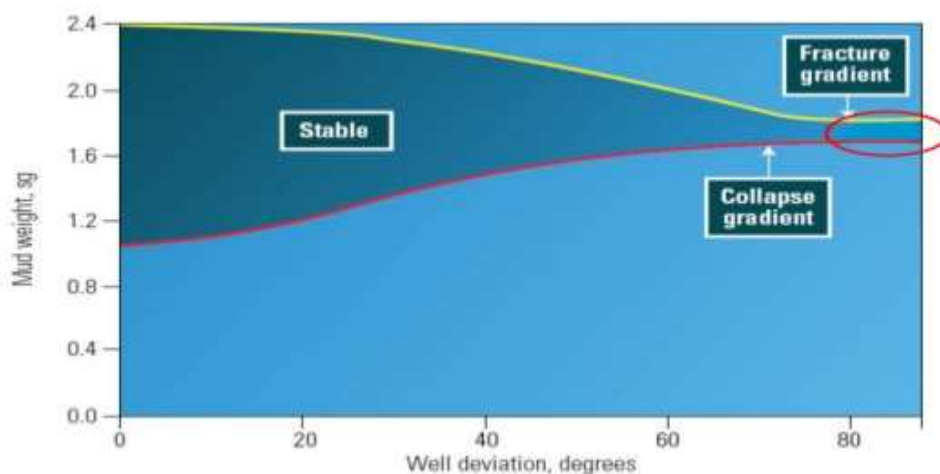


FIGURE 6 : FENETRE ETROITE ERC [4]

Cependant, la fenêtre de fonctionnement pour le puits horizontal est étroite ce qui constitue un défi pour les forages plus longs, à moins de contrôler précisément la pression du puits.

En général :

Les profils de l'effondrement, de la pression interstitielle, de la pression de fracture et overburden changent souvent dans les champs plus matures en raison de la production et de l'épuisement. La fenêtre de forage qui était autrefois généreuse devient plus étroite, ce qui rend plus difficile de "forer à l'intérieur des lignes" sans perdre la circulation ou inviter à l'afflux. [5]

I.2 Forage sous-équilibré (underbalance drilling) :

L'UBD est une technique dans laquelle la pression dans le puits de forage est maintenue inférieure à la pression du réservoir pour éviter toute perte dans la formation lors du forage d'un puits. La condition UBD est souvent créée artificiellement par l'injection simultanée d'un gaz non condensable dans le système de circulation dans le but de réduire la pression hydrostatique effective de la colonne de fluide. Le gaz le plus utilisé est le Nitrogène pour sa disponibilité et sa facilité de transport. Cette condition invite les fluides du réservoir à s'écouler dans le puits de forage pour réduire les dommages invasifs à la formation, d'autre part, le taux de pénétration accru créé par un poids plus important sur le trépan peut également entraîner une réduction du temps de forage.[5]

$$\text{BHP} < P_{\text{formation}}$$

Le forage en UBD n'est entrepris que pour trois raisons [6] :

- ✓ Pour améliorer la vitesse de forage
- ✓ Pour limiter la perte de circulation.
- ✓ Pour protéger la formation du réservoir.

Le Forage sous-équilibré est généralement plus coûteux et prend du temps que le forage conventionnel, malgré cela, le forage en UBD a évolué pour devenir une procédure relativement commune. Principalement un puits foré en UBD induit très peu des dégâts à la formation, ce qui est particulièrement apprécié lors du forage de la section du réservoir.

I.3 Forage à pression gérée :

Forage à pression gérée utilise la technologie pour forer avec un profil de pression planifié et prescrit en utilisant des techniques et des équipements au-delà de ceux disponibles de manière conventionnelle.

L'intention de MPD est d'éviter l'afflux continu des fluides de formation à la surface. Tout afflux inhérent à l'opération sera sécurisé en utilisant un processus approprié. Pour atteindre cette intention, MPD est effectué avec un BHP (Bottom Hole Pressure) à ou légèrement au-dessus de la pression des pores : $\text{BHP} \geq P_{\text{Pore}}$ [7].

Le forage à pression contrôlée est principalement utilisé pour forer des puits à problèmes qui sont soit impossibles, soit non rentables à forer avec les méthodes de forage conventionnelles.

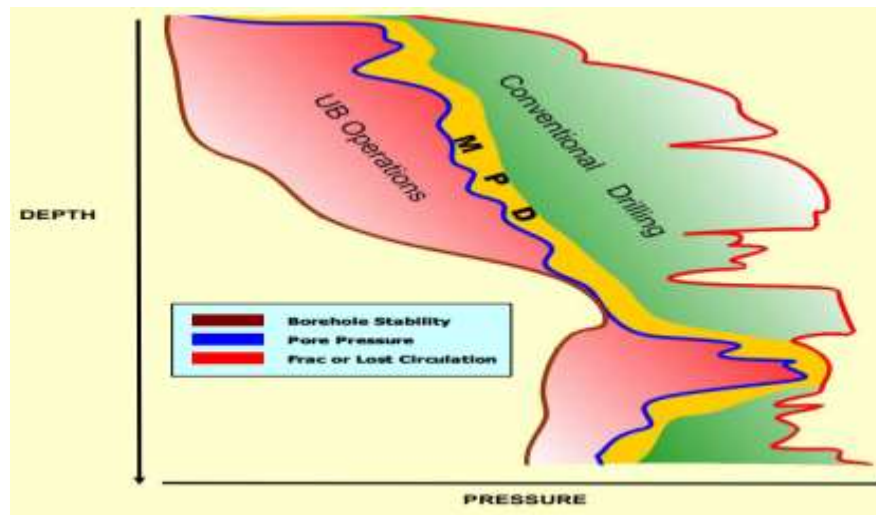


FIGURE 7 : FENETRES DE FORAGE POUR LES OPERATIONS DE FORAGE [1].

I.3.1 La définition MPD par IADC :

L'Association Internationale des Contacteurs de Forage (IADC) définit MPD comme « Une technique de forage adéquate consiste à contrôler le profil de pression annulaire à travers les abords de puits. Les objectifs sont d'assurer les limites environnementales de pression du fond et contrôler le profil de la pression hydraulique de l'annulaire en conséquence. L'intention de MPD est d'éviter l'écoulement continu des fluides de formation en surface. N'importe quel incident d'écoulement dû au fonctionnement sera contrôlé en utilisant un processus approprié ». [8]

Remarques techniques :

- Le MPD utilise un ensemble d'outils et de techniques qui peuvent atténuer les risques et les coûts associés au forage de puits dont les limites environnementales en fond de puits sont étroites, en gérant de manière proactive le profil de pression hydraulique annulaire.
- Le MPD peut inclure le contrôle de la contre-pression, de la densité du fluide, de la rhéologie du fluide, du niveau du fluide annulaire, de la friction de circulation et de la géométrie du trou, ou des combinaisons de ces éléments.
- Le MPD peut permettre une action corrective plus rapide pour faire face aux variations de pression observées, la capacité de contrôler dynamiquement les pressions annulaires facilite le forage de ce qui pourrait autrement être économiquement inaccessible. Une condition où la pression exercée dans le trou de forage est inférieure à la pression de pore.

I.3.2 Les catégories MPD :

L'Association Internationale des Contacteurs de Forage (IADC) a défini plus précisément le MPD en créant deux catégories :

I.3.2.1 MPD réactif :

Habituellement dans les opérations terrestres (onshore), Il est prévu de forer le puits en utilisant la technique conventionnelle, mais l'équipement de MPD est disponible sur l'appareil de forage comme plan d'urgence si nécessaire (en utilisant la contre-pression de surface pour ajuster le poids équivalent de boue (EMW), améliorer le contrôle des puits, etc.). [8]

I.3.2.2 MPD proactif :

Il est prévu de forer le puits en utilisant la technique MPD, implique la conception du puits et la planification du programme de forage à l'avance, afin d'extraire les avantages de la capacité de contrôler activement et précisément le profil de pression annulaire tout au long de l'opération de forage.[8]

Il est important de préciser que, en principe, le système MPD n'est pas destiné à contrôler le puits en cas de venue (kick) éventuel. Pour cela, il existe une matrice d'afflux de volume et de pression qui indique s'il est possible de continuer à forer ou ne pas utiliser le système MPD, Si ce n'est pas possible, le puits doit être fermé avec le BOP et contrôler.

I.4 La différence entre MPD et les autres techniques de forage :

L'une des principales différences entre les techniques de forage réside dans les pressions de fonctionnement de forage.

MPD vise à rester entre la fenêtre P_{pore} et P_{frac} similaire à la méthode conventionnelle de forage. Cependant, MPD utilise une gamme supplémentaire d'équipements qui permet un meilleur contrôle de la pression de puits et fournit une meilleure information sur les conditions

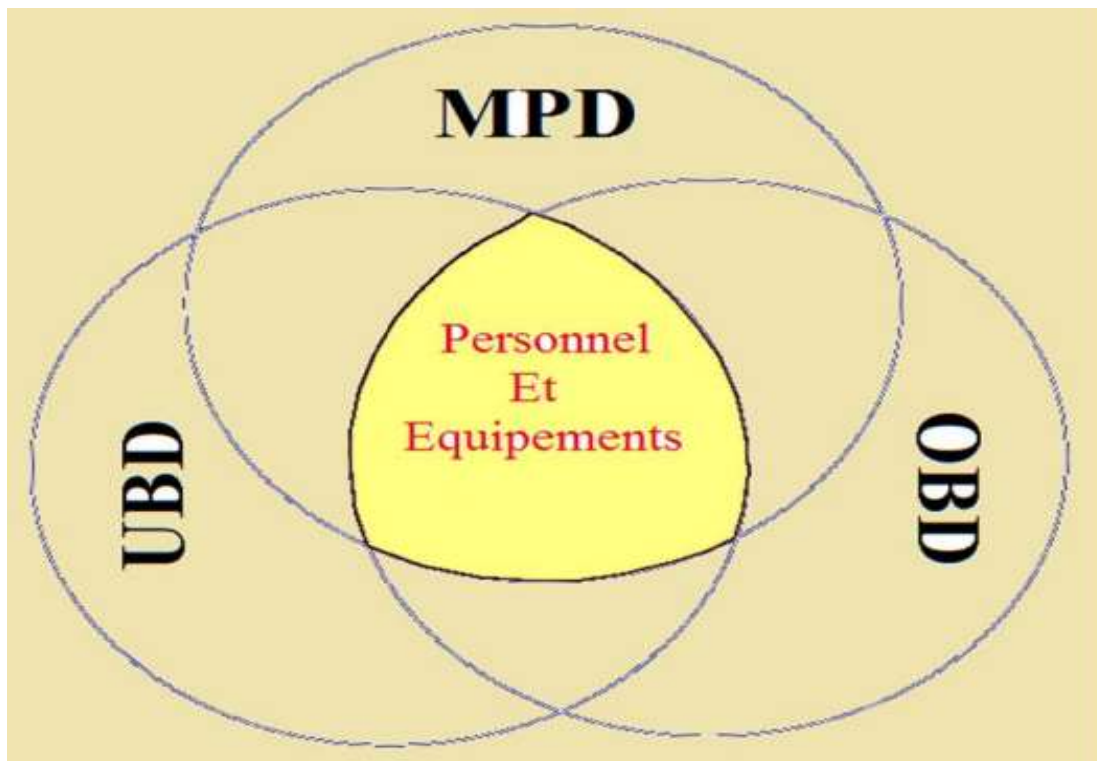


FIGURE 8 : LA CONVERGENCE ENTRE LES DIFFERENTES TECHNIQUES DE FORAGE [9].

de fond de trou. Cette information et le contrôle de WBP, aide à prendre les meilleures décisions et à naviguer dans des conditions de pression plus dures [9].

Pendant le forage en UBD (UnderBalance Drilling), la pression annulaire est maintenue sous pression de pores de formation. À l'inverse, dans le forage conventionnel, la pression annulaire est maintenue bien au-dessus de la pression des pores. Alors que dans MPD, la pression annulaire est ajustée à maintenir à ou juste au-dessus de la pression des pores de formation [10].

MPD est similaire à l'UBD il utilise la plus part des équipements d'UBD

UBD	MPD
Prévention de l'endommagement de réservoir	Solution aux problèmes de forage
Eruption contrôlé par le draw down	$P_{\text{pores}} < P_f < P_{\text{frac}}$
Kit complet	Moins d'équipements
Influx de réservoir	Pas d'influx de réservoir

I.5 Les avantages de la MPD :

L'avantage principal du forage sous pression gérée est de réduire les coûts de forage dus au NPT tout en augmentant la sécurité grâce à des techniques et des équipements de surface spécialisés.

Un certain nombre de problèmes importants et récurrents ont fait augmenter les coûts de forage depuis la tenue des premiers registres rotatifs. Ces problèmes n'existent pas dans un vide, mais pour la plupart, ils sont liés entre eux et se produisent souvent en même temps. La relation entre les problèmes change lorsque le forage se déplace vers des eaux très profondes, des champs épuisés ou des puits profonds. Il est difficile de classer les problèmes, car chaque province de forage a sa propre série d'événements et chaque décennie met en évidence différents problèmes.

Les principaux avantages de l'MPD sont représentés dans les points suivants :

I.5.1 Un processus adaptatif :

Un projet réussi nécessite une planification minutieuse et une attention aux détails d'exploitation. Cependant, lorsqu'un problème survient, la planification doit être suffisamment souple pour remédier à la situation. Comme il est mentionné dans la définition, le MPD est un « processus de forage adaptatif ». MPD prépare l'opération à changer pour atteindre les objectifs du profil de pression pendant le forage. [11]

I.5.2 Extension des points de tubage :

Le tubage est la solution à la plupart des problèmes de puits. Les techniques MPD traitent des méthodes d'extension du point de tubage au-delà de la limite normale de la pression interstitielle ou du gradient de fracture afin de réduire le nombre de chaînes de tubage nécessaires.

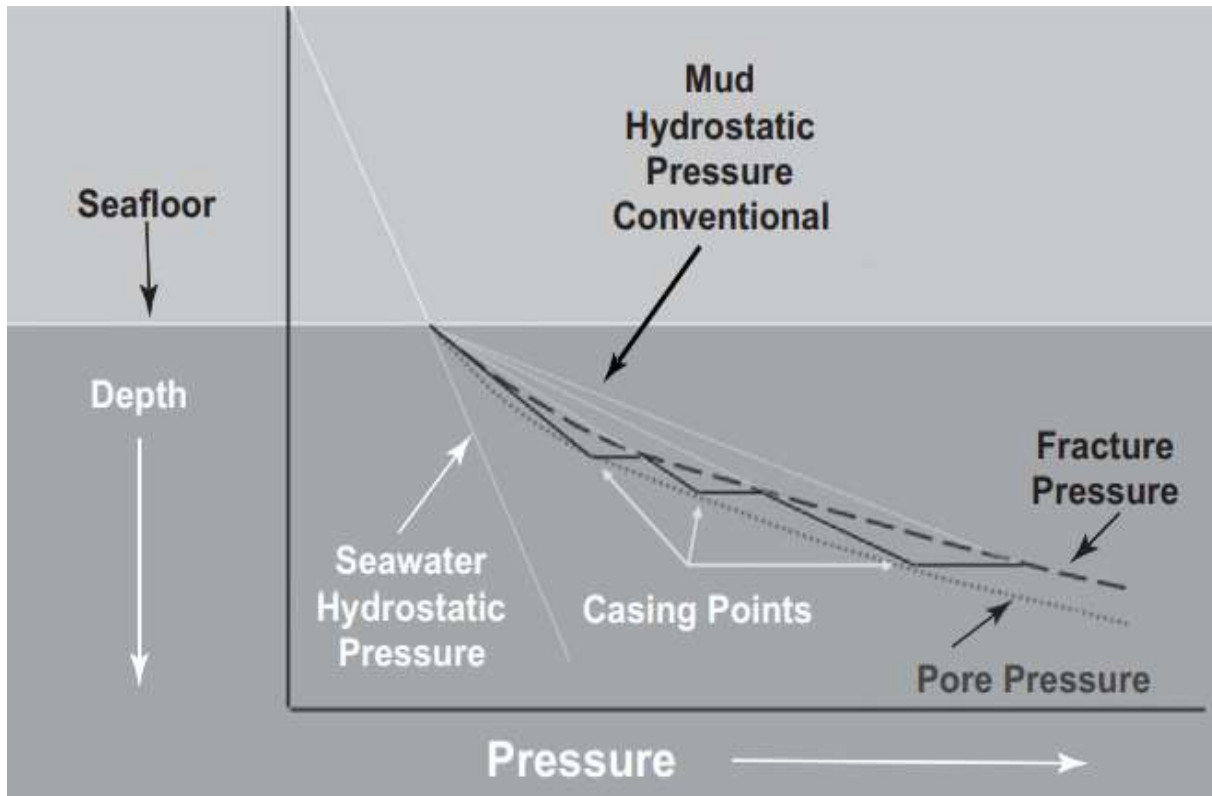


FIGURE 9 : LE FORAGE CONVENTIONNEL DONNE UNE FENETRE DE FORAGE ETROITE DANS LES CHAMPS OFFSHORE EN RAISON DE LA PRESSION HYDROSTATIQUE SUPPLEMENTAIRE DE LA BOUE DANS LE RISER [11] .

MPD contrôle le profil de pression dans l'espace annulaire pour éviter les problèmes de forage. Le forage plus profond et l'élimination des chaînes de tubage permet d'atteindre la cible avec un trou plus grand pour la finition et la production. Il réduit le coût de l'opération et ajoute de la valeur économique au projet.

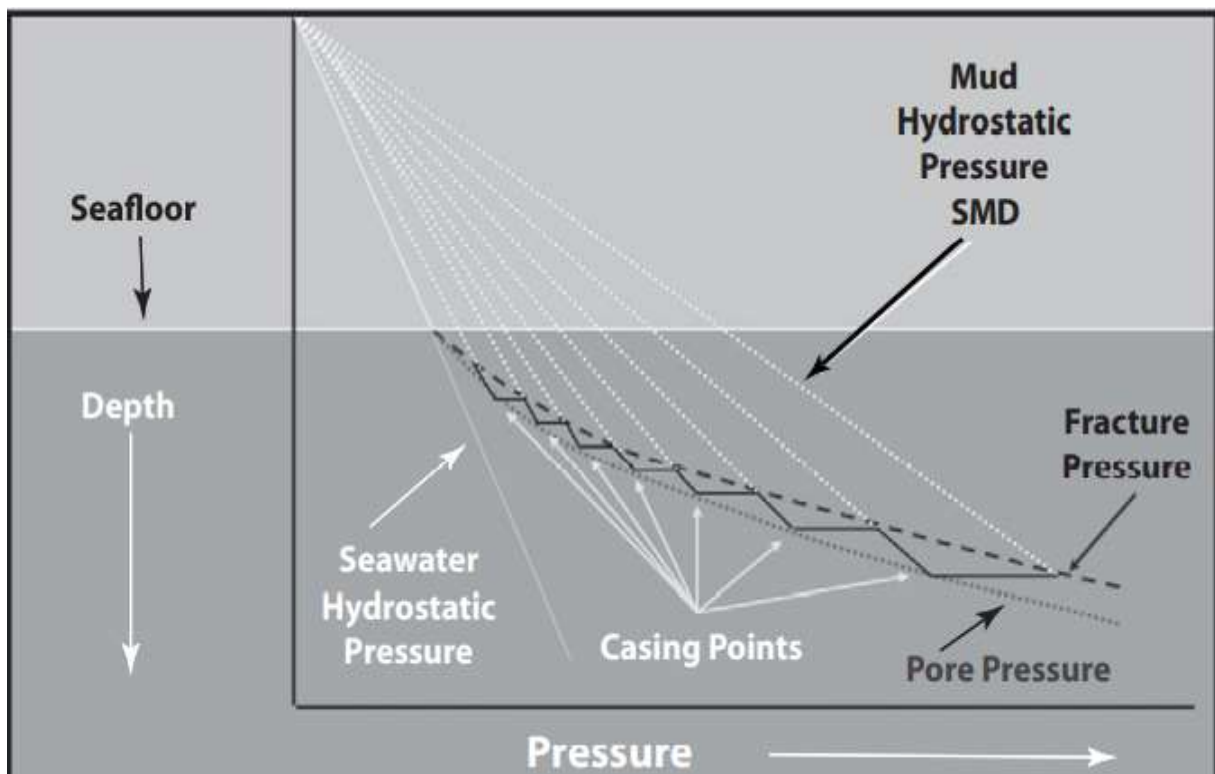


FIGURE 10 : LES TECHNIQUES DE MPD PERMETTENT AUX FOREURS D'ELIMINER OU DE REDUIRE LA PRESSION SUPPLEMENTAIRE DE LA BOUE DANS LE RISER, CE QUI PERMET D'ELARGIR LA FENETRE DE FORAGE ; LE SMD EST UN FORAGE SOUS-MARIN PAR REMONTEE DE BOUE.[11]

I.5.3 Réduction des pertes de circulation durant le forage :

La perte de circulation est l'une des principales causes du NPT. Il se produit lorsque la densité de boue est augmentée au point où la pression de fracturation de formation est dépassée. Tous les ingénieurs de forage sont formés pour contrôler les pressions dans le puits. Leur formation, leur réaction et leur tendance naturelle consistent à augmenter la densité de la boue pour éviter les venues et trip gaz. Dans le cas du MPD, le maintien de la densité de la boue en dessous de la pression de fracture et l'utilisation d'une contre-pression annulaire variable à la surface permettent à l'opérateur de maintenir la pression du puits entre la pression de pore et la pression de fracture. Par conséquent, les pertes de circulation et les venues sont évitées.

I.5.4 Réduire l'endommagement des formations (réservoir) :

Dans le forage en Overbalance la formation est toujours exposée aux fluides de forage qui pénètrent dans les pores provoquant la formation du cake interne et externe, le cake externe peut être éliminé par scrapage (grattage) mais on ne peut pas éliminer le cake interne, ce dernier conduit à un endommagement de réservoir, l'endommagement de réservoir n'est pas dû seulement au cake mais aussi à d'autres phénomènes, comme le colmatage physico-chimique dû à la présence de l'argile de type sméctite ou illite qui provoque le gonflement.

Mais dans le forage en MPD, l'endommagement provoque par le forage, est limité à cause la réduction des pressions hydrostatique et le volume de solide dans le fluide de forage.

I.5.5 Evaluation instantanée du réservoir au cours du forage :

Au cours de forage à pression gérée les caractéristiques de réservoir, telles que la pression de fracturation, et la pression de pores peuvent être identifiées.

Grâce à l'utilisation de MPD on peut aussi identifier la pression de fracturation de la formation et les types d'écoulement, l'identification des rupteurs de formation (changement de formation grâce à F.I.T) est mise en évidence la présence d'une différence de pression négative en surface.

Dans le cas de forage conventionnel, le choix des fluides de forage employés prend en considération les paramètres suivants : la salinité de la boue, la profondeur d'invasion du filtrat et la rupture des pressions provoquée par le fluide pour s'assurer que l'information géologique à la surface du sol soit correctement évaluée, ce qui nécessite beaucoup de temps, de moyens et surtout d'argent.

I.5.6 Minimiser coincement par pression différentiel :

Les coincements sont les causes les plus fréquentes et correspondent aux instrumentations les plus graves généralement ils se compliquent avec le temps, et ils coûtent chère pour les remédier.

Les coincement par différence de pression se produisent au niveau des zones perméables (calcaire, grès) lorsque un élément de train de sonde touche la paroi de puits il est causé par la différence de pression entre la pression de formation et la pression hydrostatique de la colonne de boue, le cake forme un joint qui empêche l'égalisation des pression (figures 11 et 12), mais dans le forage en MPD, Maintenir une pression différentielle plus faible entre le puits et la formation réduit les tendances de collage.[11]

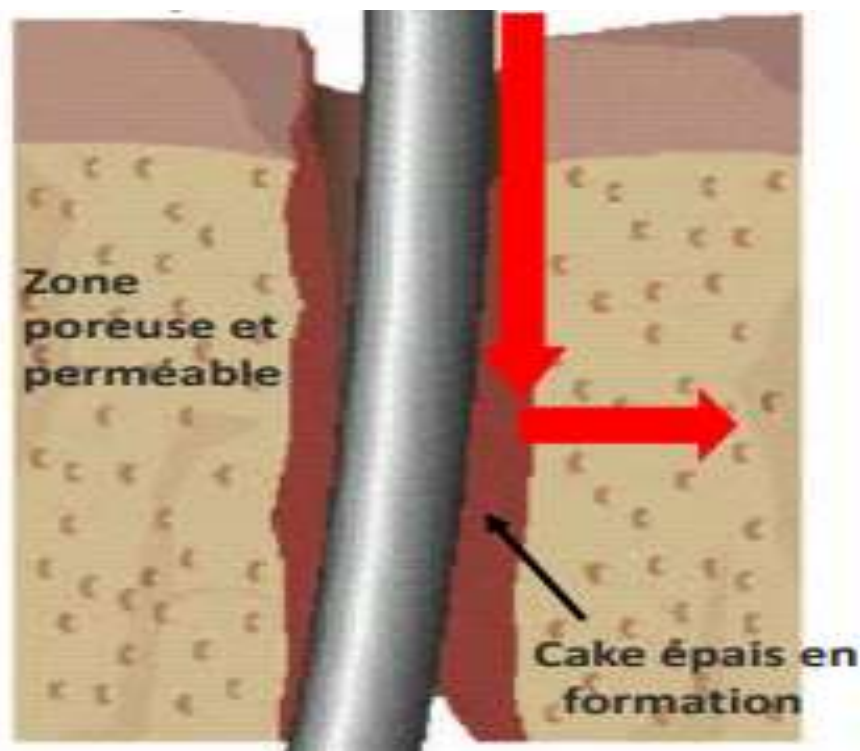


FIGURE 11 : COINCEMENT PAR PRESSION DIFFERENTIELLE [11]

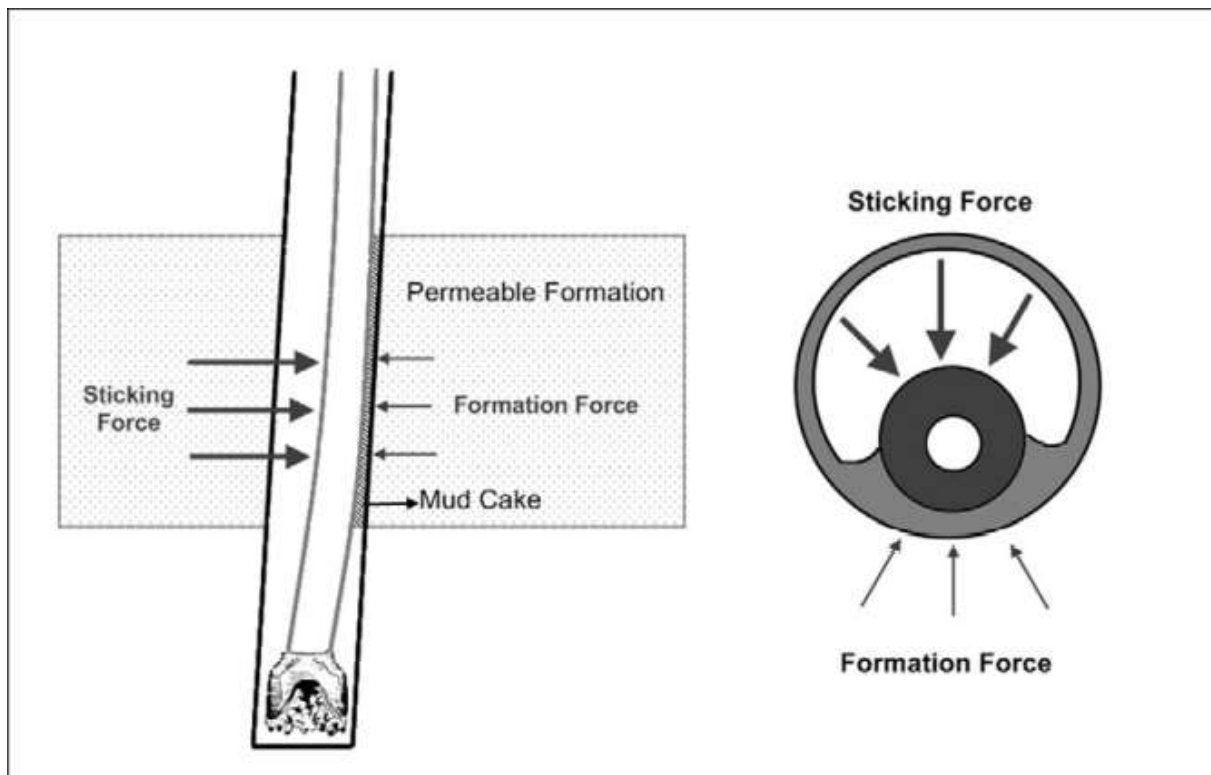


FIGURE 12 : DEVANT LES ZONES PERMEABLES, UN CAKE DE BOUE PROVOQUE UNE PRESSION DIFFERENTIELLE ENTRE LE Puits DE FORAGE ET LA FORMATION, CE QUI ENTRAINE UN COINCEMENT DIFFERENTIEL [11] .

Chapitre II:
La technologie de la
technique MPD

Chapitre II

La technologie de la technique MPD

II Introduction :

La technologie MPD s'est développée sur terre pendant des décennies et a énormément fait progresser l'industrie pétrolière et gazière. La méthodologie gagne en popularité au large des côtes (offshore) et devient une sélection préalable pour le forage de puits présentant un risque de forage élevé qui autrement, pourraient ne pas être récupérables et économiquement non compétitif avec le concept de forage classique lors d'un forage avec la méthode conventionnelle (overbalance), un temps non productif (NPT) inutile doit être consacré à la résolution de problèmes classiques tels que les venues, les pertes de circulation et les coincements. Dans un environnement marin hostile, en particulier dans les puits profonds et ultra-profonds, leur développement est techniquement et économiquement difficile. La technologie MPD ont permis à divers opérateurs et sociétés de services de bénéficier de nombreuses opérations de forage

II.1 Pourquoi utiliser le forage à pression contrôlée (MPD) :

Forage par méthode classique en eau profonde (deep water), formation épuisée (depleted formation), et les puits à portée étendue (extended reach wells) sont difficiles et la raison principale est la fenêtre de fonctionnement étroite (narrow mud window) entre la pression des pores de formation et la pression de fracture. Si la pression du puits est inférieure à la pression de formation, un afflux de fluide de formation peut se produire et une situation de venue potentiel est en cours, dans le pire des cas, un événement d'explosion se produit (blowout). D'autre part, si la pression du puits est supérieure à la pression de la formation, cela peut endommager la formation à proximité du trou de forage et des pertes de boue, cela peut être coûteux. Un petit changement dans la situation de la pression au fond du trou peut entraîner des pertes de fluide ou des coups de gaz (kick) lorsqu'il est opéré dans une petite fenêtre d'opération (narrow mud window), ce qui augmente le temps non productif (NPT). [12]

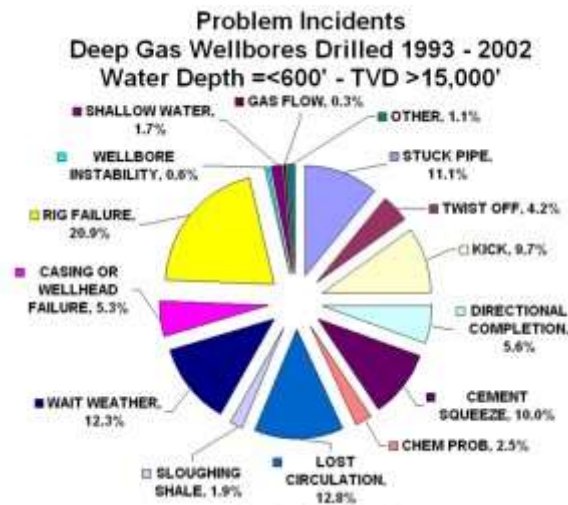


FIGURE 13 : RAPPORT SUR LES ARRETS DE FORAGE TVD > 15,000 FT [13]

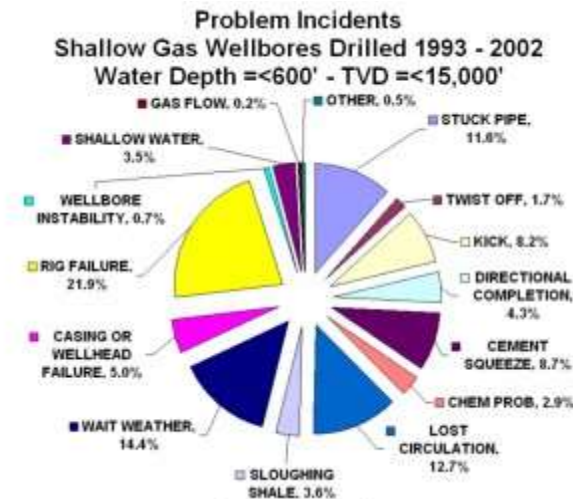


FIGURE 14 : RAPPORT SUR LES ARRETS DE FORAGE TVD < 15,000 FT [13]

La technique MPD peut résoudre un grand pourcentage des problèmes des listes de base de données, en particulier ceux qui sont causés par la pression du trou de forage qui s'écarte de la fenêtre de gradient de pression pendant les opérations de forage. Le tableau 1 montre le NPT qui pourrait être réduit en utilisant le MPD [13]

TABLEAU 1 : NPT DOWNTIME TVD > 15,000 FT. TABLEAU 2 : NPT DOWNTIME TVD < 15,000 FT. [13]

Lost circulation 12.8%	Lost Circulation 12.7%
Stuck Pipe 11.1%	stuck Pipe 11.6%
Kick 9.7%	Kick 8.2%
Twist off 4.2%	Twist off 1.7%
Shallow Water/Gas Flow 2.0%	Shallow Water/Gas Flow 3.7%
Wellbore Instability 0.6%	Wellbore instability 0.7%
Total Downtime 40.4%	Total Downtime 38.6%

II.2 Comment fonctionne MPD:

"La technique de base du MPD est la capacité de manipuler la pression de fond de trou (BHP) et le profil de pression selon les besoins. Dans le conventionnel forage, le BHP peut être calculé en additionnant la pression hydrostatique et la perte de charge annulaire (AFP). L'AFP est la pression de frottement qui résulte de la circulation de la boue pendant le forage. La densité de circulation équivalente (ECD) constitue le BHP. C'est essentiellement le BHP en circulation qui est converti en unités de poids de boue. Lors d'une connexion, les pompes s'arrêtent et le fluide cesse de circuler, ce qui élimine la pression de friction annulaire. Le démarrage et l'arrêt des pompes peuvent affecter considérablement le profil de pression, entraînant une fluctuation de la pression en dehors de la fenêtre de gradient de pression et donc des problèmes de forage. La configuration de base du MPD consiste à disposer d'un dispositif de contrôle de la rotation (RCD) et d'un étrangleur(choke). Le RCD dévie les retours de boue pressurisés de l'annulaire vers le collecteur de choke. Un ensemble d'étanchéité avec le RCD permet au système de retour de boue de rester fermé et pressurisé et permet à l'appareil de continuer le forage en même temps. L'étranglement (choke) avec le système de retour de boue sous pression permet ensuite au foreur d'appliquer une contre-pression (back pressure) au puits de forage. Si la pression commence à monter au-dessus de la pression de fracturation de la formation, le foreur peut ouvrir le choke pour réduire la contre-pression et abaisser la pression. Si le foreur doit augmenter la pression dans tout le puits, la fermeture du choke augmentera la contre-pression. Cette technique est principalement utilisée lors des connexions lorsque les pompes sont éteintes puis activées. Lorsque les pompes sont éteintes, le choke est fermé pour appliquer une contre-pression pour remplacer l'AFP perdue. Lorsque les pompes sont mises en marche et que l'AFP augmente, l'étranglement peut être ouvert pour réduire la contre-pression. Cela permet au profil de pression de rester à l'intérieur de la fenêtre de pression dans tout le puits.

II.3 Théorie de forage à pression gérée (MPD) :

Avec le concept de forage conventionnel, la pression de fond (*Pdownhole*) contient deux parties :

- ✓ La pression hydrostatique de la colonne de boue, y compris les débris (*Pstatic*). Généralement noté comme le poids de la boue (MW).
- ✓ La pression hydrodynamique dans l'annulaire induite par divers effets de l'écoulement du fluide de forage ou de la rotation de la tige de forage (*Pdyn*). On parle souvent de pression de friction annulaire. L'effet de ces deux parties est donné par la relation suivante :

$$P_{downhole} = P_{static} + P_{dyn} \text{ [15]}$$

$$P_{static} = \rho * g * h$$

$$P_{dyn} = (fD * \rho * v^2 / d) * h$$

$$fD = 64 / Re$$

Où ρ = la densité du fluide de forage, g = gravité, h = hauteur de la colonne de boue, fD = facteur de friction de darcy, v = vitesse, d = le diamètre hydraulique, Re = nombre de Reynolds

La figure 15 montre la pression par rapport à la profondeur, la pression statique du fond du puits par rapport à la pression dynamique du fond du puits.

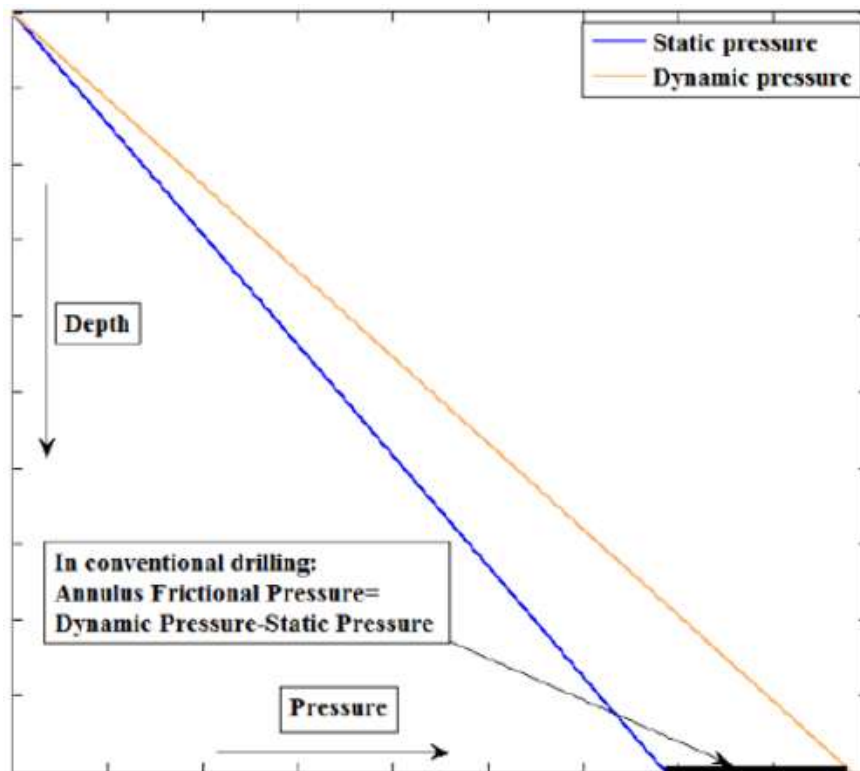


FIGURE 15 : ILLUSTRATION DE LA PRESSION DE FOND AVEC UN CONCEPT DE FORAGE CONVENTIONNEL [16].

La densité de la boue est manipulée pour obtenir la pression de fond correcte avec le concept de forage conventionnel. Les fluctuations de la pression hydrodynamique entraînent des variations de la pression de fond pendant le forage conventionnel. Dans le MPD, une contre-pression de surface est ajoutée. La technologie permet de contrôler et de maintenir une pression de fond en réglant la contre-pression de surface, qu'elle circule ou non (de manière dynamique ou statique). Une contre-pression peut être appliquée pour empêcher l'écoulement du puits lorsque la circulation est arrêtée. De cette manière, la pression est maintenue légèrement au-dessus de la pression de pore la plus élevée dans la fenêtre de forage pendant le fonctionnement. En retour, une condition d'exploitation sécurisée. L'équation suivante est générée :

$$P_{downhole} = P_{static} + P_{dyn} + P_{back}$$

II.4 Les techniques de MPD :

Les principales variations de MPD selon leurs domaines d'application et leurs différentes forces sont listées ci-dessous :

✓ Pression constante du fond du trou (CBHP) :

- Technique de gestion du frottement (bp)
- Méthode de circulation continue(ccs)

✓ Forage avec boue sous pression (PMCD) :

- Forage avec bouchon de boue (MCD)
- PMCD
- Forage à boue contrôlée (CMCD)

✓ Forage à double gradient (DGD) :

- Injection d'azote (Mud Dilution).
- SMD (Subsea Mudlift Drilling).
- RMR (Riserless Mud Return System).

✓ Contrôle du débit de retour ((RFC/HSE)

Bien qu'il existe de nombreuses combinaisons émergentes, celles qui ont été ajoutées à la liste devraient être utilisées dans le futur proche en même temps que les combinaisons courantes.

II.4.1 Pression constante du fond du trou (CBHP) :

De nombreux problèmes liés au forage et à la stabilité du puits proviennent des fluctuations importantes de la pression du fond du puits qui sont inhérentes aux pratiques de forage conventionnelles. Ils sont causés par l'arrêt et le démarrage de la circulation. Plus précisément, ils résultent d'un changement de la densité équivalente de circulation (ECD) ou de la pression de friction annulaire (AFP), qui se produit lorsque les pompes sont activées et désactivées. La AFP, qui s'ajoute à la pression du fond du puits, est présente lorsque la pompe circule et absente lorsqu'elle ne circule pas [17].

Pression constante du fond du trou (CBHP) est le terme généralement utilisé pour décrire les actions prises pour corriger ou réduire l'effet de la perte de friction en circulation ou de la densité équivalente en circulation (ECD) dans un effort pour rester dans les limites imposées par la pression interstitielle et la pression de fracture. Afin de réduire l'effet de l'AFP ou de l'ECD, la nécessité d'une contre-pression (BP) [18]

Dans des conditions statiques, le BHP est exprimé comme suit :

$$BHP_{stat} = \rho_m \cdot g \cdot T V D + P_{back,stat}$$

Alors que le BHP dynamique est :

$$BHP_{dyn} = ECD \cdot g \cdot T V D + P_{back,dyn}$$

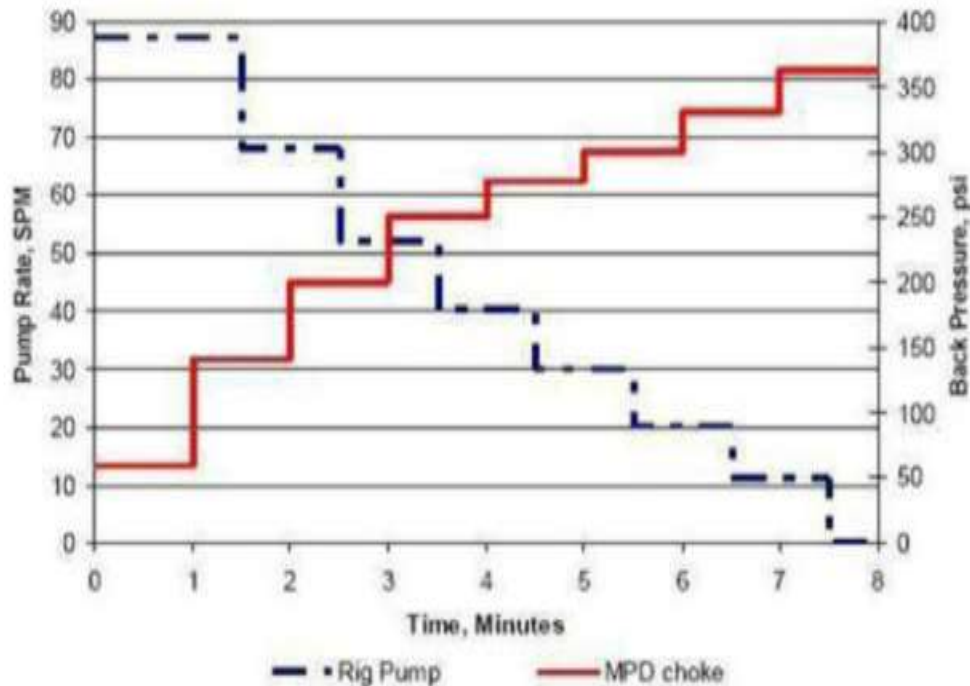


FIGURE 16: COURBE CONTRE-PRESSION/VITESSE DE LA POMPE POUR LE RACCORDEMENT [20].

Une pompe supplémentaire de contre-pression est attachée à un système MPD conventionnel. Cette pompe fournit une source de pression continue sur l'annulaire lorsque le débit de la pompe principale n'est pas disponible.

La première question qui se pose est de savoir comment passer de l'équilibre statique à l'équilibre dynamique (circulation) sans perdre de rendement ni prendre un coup(kick). Cela peut se faire en réduisant progressivement la vitesse des pompes tout en fermant simultanément un choke de surface pour augmenter la pression annulaire de surface jusqu'à l'arrêt complet des pompes de la plateforme. Il faut tenir compte du fait que la pression du fond du puits est constante en un seul point de l'annulaire [19].

$$\text{BHP}_{\text{statique}} = \text{BHP}_{\text{dynamique}}$$

Afin de s'assurer que tout afflux peut être détecté rapidement, un débitmètre massique est souvent installé comme partie intégrante du choke manifold dans les opérations CBHP critiques. Le montage d'une installation CBHP est illustré à la figure 17 [21].

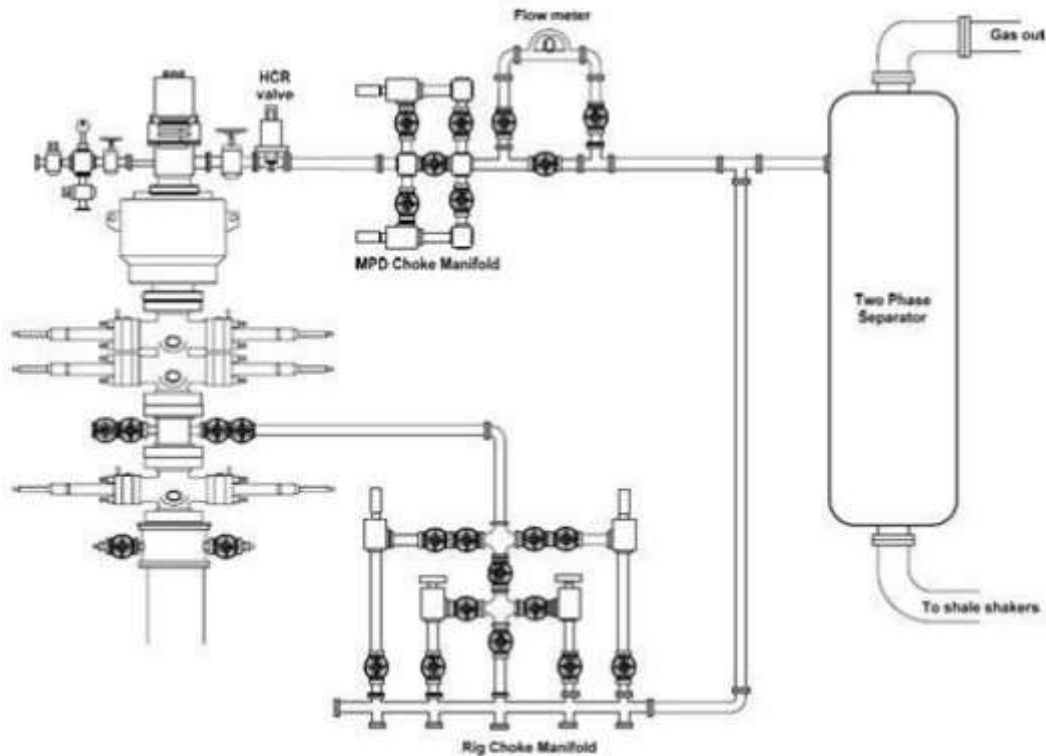


FIGURE 17 : LE MONTAGE D'UNE INSTALLATION CBHP [21]

II.4.1.1 Technique de gestion du frottement (FMT) :

Le Technique de gestion de frottement est utilisé dans les formation de fenêtre de fonctionnement étroite où la pression annulaire est maintenue pour que la pression du fond du puits soit aussi constante que possible. Pour ce faire, une sorte de circulation annulaire est maintenue grâce à l'utilisation d'une colonne de tubage concentrique. Dans les puits horizontal Forage à portée étendue, la perte de pression annulaire doit souvent être réduite pour atteindre la longueur requise du puits. Ceci peut maintenant être réalisé par l'utilisation d'une pompe annulaire. La pompe est placée dans la section tubée du puits et refoule le fluide annulaire vers la surface, réduisant ainsi les pressions de friction annulaire. Ces techniques de gestion du frottement sont considérées comme faisant partie de la variation du CBHP [21].

II.4.1.2 Méthode de circulation continue (CCS) :

Le système de circulation continue (CCS) est une nouvelle technologie qui permet au foreur d'effectuer des raccordements sans arrêter la circulation du fluide. Un CCS permet au foreur de maintenir un ECD constant lors des raccordements [22]. La méthode est utilisée sur les puits où la pression de friction annulaire doit être constante et/ou pour empêcher les débris de se déposer dans les sections horizontales de longue portée du puits de forage. La circulation peut être maintenue pendant les raccordements ou d'autres interruptions de la progression du forage

en utilisant un système BOP à circulation spéciale ou par l'ajout d'un sous-ensemble à circulation continue au train de tiges.

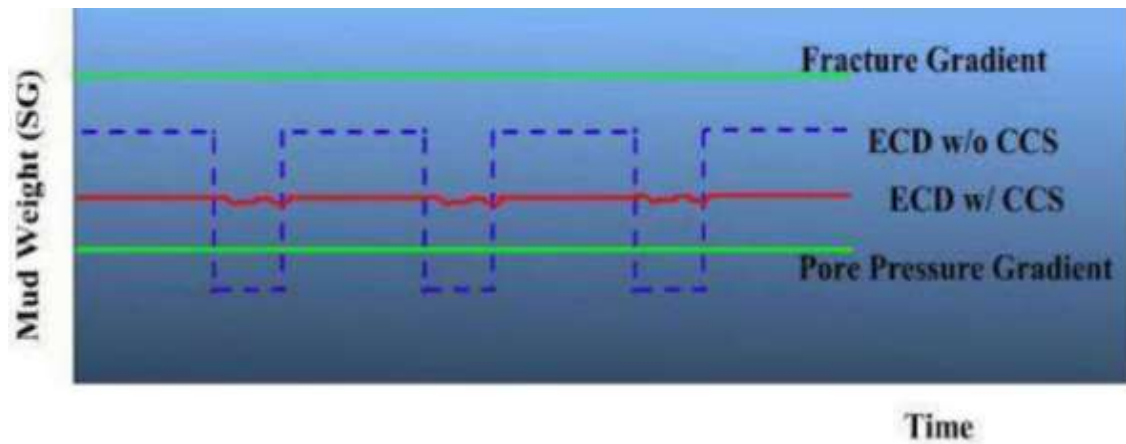


FIGURE 18 : SYSTEME DE CIRCULATION CONTINUE UTILISE SOUS CBHP [22]

En général :

Le procédé CBHP peut être atteint par deux méthodes, la CCS (Continuous Circulation System) ou la SBP (contre-pression de surface) ou FMT (Technique de gestion du frottement). La méthode SBP aide à maintenir la même BHP dans des conditions statiques et dynamiques, en réduisant la pression dans les limites de la fenêtre opérationnelle, par la diminution des pertes de charge annulaire à cette profondeur. Cette méthode nécessite un équipement à pression nominale relativement plus élevée. Cependant, dans certains endroits, cet équipement ne peut pas supporter les grandes pressions imposées ou si le riser (en cas d'un forage en offshore) ne résiste pas aux hautes pressions, donc la CCS sera plus adaptable, dont on nécessite aucune contre-pression supplémentaire à la surface, comme le fluide de forage est toujours en circulation. En conséquence, un équipement à pression plus élevée n'est généralement pas requis pour cette dernière. La SBP prend relativement moins de temps et l'application commune de CBHP est pour les fenêtres de P_{pore} et P_{frac} étroites.

II.4.2 Forage avec boue sous pression (PMCD) :

L'IADC a défini la PMCD comme une variation de MPD qui implique « le forage sans retour à la surface où une colonne de fluide annulaire, assistée par la pression de surface, est maintenue au-dessus d'une formation qui est capable d'accepter le fluide et les déblais ». [23]

La technique de forage PMCD a été développée afin de traiter avec des formations difficiles à haute pression et fortement fracturées, avec des réservoirs acides contenant des gaz dangereux comme le H_2S . Le PMCD est une extension de la technique Mud Cap Drilling (MCD).

II.4.2.1 Mud cup drilling :

Le principe de base du MCD est de remplacer la boue de forage classique par un fluide sacrificiel (SFL), qui est pompé le long du train de tiges et dans la formation. L'espace annulaire est rempli d'un fluide de boue, qui peut être de l'eau de mer ou une boue visqueuse. De cette façon, tous les débris sont transportés par le fluide sacrificiel dans la formation et rien ne retourne à la surface [24]. Lorsque les pertes de forage conventionnelles dépassent 50 % du taux de circulation, le MCD est généralement utilisé. Pour contrôler la pression du fond du puits, il peut être nécessaire de pomper le fluide de bouchage dans l'espace annulaire, et pour équilibrer la pression du réservoir, on utilise une boue lourde. Lorsque le forage se poursuit et que le poids de la boue augmente à nouveau, les pertes sont encore plus importantes en raison de l'augmentation de la surpression plus haut dans le puits. Ce surpoids est l'un des principaux inconvénients du forage à boue flottante, car il entraîne des taux de perte de plus en plus élevés à mesure que le forage se poursuit. Le coût de l'approvisionnement d'une telle opération en quantités importantes de fluides de forage lourds est énorme [23].

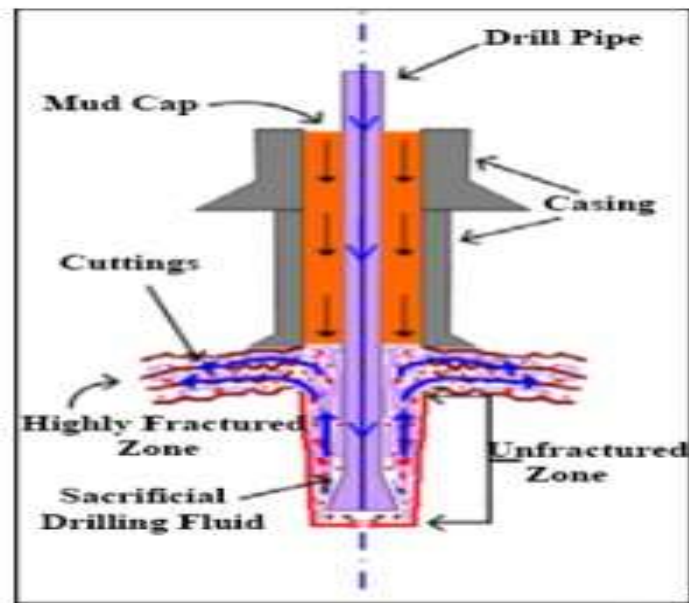


FIGURE 19 : FORAGE A MUD-CAP [23]

II.4.2.2 Pressurized Mud Cap Drilling :

Le PMCD a été mis au point pour traiter les problèmes liés au Mud Cap Drilling. L'un des défis du MCD ordinaire était d'équilibrer simultanément la pression au niveau de plusieurs fractures avec une distance verticale importante. Avec la PMCD, il est possible d'opérer dans des formations fracturées épaisses. Les principes de base de la PMCD sont similaires à ceux de la MCD, mais avec quelques différences [24]. L'idée est d'avoir une boue annulaire légère (LAM), qui est plus légère que nécessaire pour équilibrer la pression de la formation. L'annulaire est scellé sur le dessus avec un dispositif de contrôle de la rotation (RCD). Cela crée une sous-pression, et sans circulation, tous les fluides de formation seraient produits dans le puits. Un autre fluide de forage est pompé le long du train de tiges rotatif et tous les débris sont mis en circulation dans la formation fracturée. La circulation du train de tiges dans la formation rend la pénétration du kick dans le puits beaucoup plus difficile, comme le gaz est repoussé dans la

formation. La pression de surface dans l'espace annulaire contrôlée et sert d'indicateur de ce qui se passe au fond du puits.

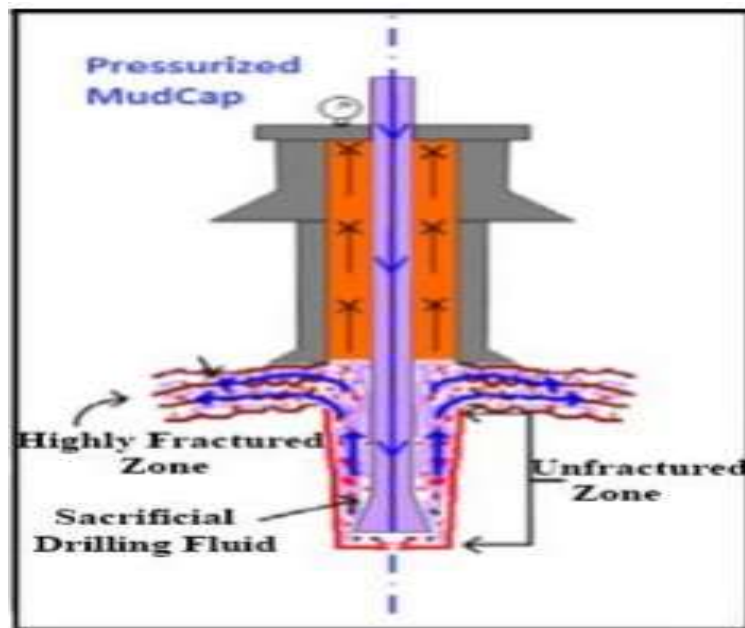


FIGURE 20 : ILLUSTRATION DE FORAGE A MUD-CAP PRESSURISEE [24]

La principale différence entre MCD et PMCD. En introduisant une nouvelle pièce d'équipement, un dispositif de contrôle de rotation (RCD), il est possible de créer la contre-pression nécessaire dans la colonne annulaire en fermant le puits. La boucle d'écoulement passe ainsi d'un système ouvert à l'atmosphère à un système fermé.

II.4.2.3 Controlled Mud Cap System :

Un concept de forage plus récent est le système de (CMC). Ce système est similaire au système de bouchon de boue pressurisé, sauf que le niveau du bouchon de boue est ajusté par une pompe à boue pour mieux gérer la pression du fond du trou. La figure 21 montre une configuration de base de ce système pour un puits foré en eau profonde. Une pompe de levage de boue sous-marine est reliée au riser par un joint de sortie de riser. Le joint de sortie est équipé de vannes haute pression qui lui permettent d'isoler le système de pompe du riser. La pompe est reliée aux bacs à boue par une ligne de retour et une ligne de remplissage. Cela permet à la pompe d'augmenter ou de diminuer la quantité de boue dans le riser. Pour déterminer le niveau de la boue dans la colonne montante (riser), des capteurs de pression sont placés tout au long de la colonne montante. Elle est remplie d'air au-dessus du bouchon de boue [25]. Le concept de base de ce système est de compenser les ECD et donc de gérer le BHP. Ce système est également unique en ce sens qu'il peut être utilisé comme un système ouvert ou fermé.

- Le premier avantage d'un système ouvert est qu'il ne nécessite pas d'élément de fermeture continue pour emprisonner la pression dans le puits. Cela s'avère utile lorsque des mouvements considérables de l'appareil peuvent affecter le contrôle de la pression en fond de trou. Cet effet peut se produire lorsque des cales sont réglées pour effectuer un raccordement de tige. Avec le système CMC, le régime de pression de fond sera généralement le même que celui d'un forage conventionnel, sauf que le poids de la boue

peut être plus élevé et qu'une partie de la colonne montante (riser) de forage peut être remplie de gaz.

- Le deuxième avantage d'un système ouvert est qu'une marge positive conçue pour être incluse dans ce système. Avec ce système, la pression hydrostatique dans le riser au niveau de la mer peut être conçue pour être égale ou inférieure à la pression de l'eau de mer. Cela signifie qu'une marge positive du riser peut être ajoutée sans qu'il y ait de suréquilibre dans le puits. Cette marge positive signifie que si le riser devait se déconnecter, le BHP augmenterait, améliorant ainsi le contrôle du puits.
- Le troisième avantage est la capacité du système CMC à traiter les hydrocarbures. Le système fonctionne comme un système ouvert jusqu'à ce que l'un des rams du BOP de surface soit fermé. Ce système fonctionne comme un système ouvert avec une pression de gaz proche de la pression ambiante, le riser de forage devient effectivement le séparateur d'hydrocarbures. Le gaz est séparé dans la colonne montante et les liquides sont transportés par le système de pompe jusqu'à la plate-forme. La possibilité de réguler le niveau de boue pendant ce processus permet de modifier rapidement et précisément le BHP.

La principale caractéristique de l'approche "Niveau de boue contrôlé" est la possibilité de manipuler le niveau de boue dans la colonne montante et de contrôler ainsi le BHP.

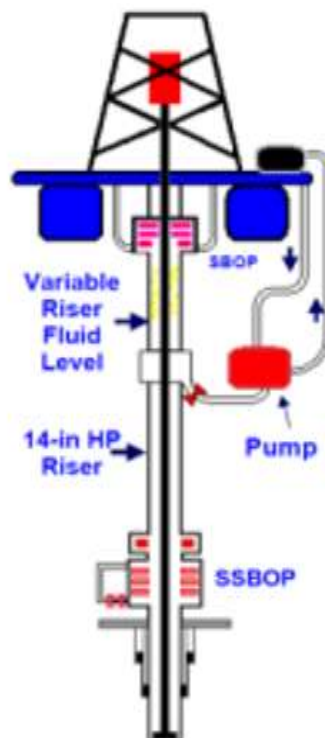


FIGURE 21 : INSTALLATION D'UN MUD CAP CONTROLE [25]

II.4.3 Forage à double gradient (DGD) :

Le forage à double gradient fait référence au forage avec deux gradients de densité de fluide différents. La figure 22 montre le profil de pression à double gradient. Dans ce cas, l'utilisation d'un fluide à densité unique pour ce forage fera que la pression du forage dépassera la pression de la formation et entraînera une perte de circulation. Avec le forage à double gradient, un fluide plus léger est utilisé dans la partie supérieure du puits de forage et un fluide plus lourd dans la partie inférieure. Cela permet à la pression de rester dans la fenêtre de pression entre la pression du pore et la pression de fracture [26]. Pour obtenir un double gradient, un fluide moins dense tel que de l'air, un gaz inerte ou un liquide léger est injecté à un certain point du puits de forage. L'introduction de ce fluide moins dense à ce point diminuerait la densité du fluide de ce point jusqu'à la surface. Cette technique est utile en tant que moyen d'ajuster la pression effective du fond du puits sans avoir à modifier la densité du fluide de base et avec moins d'interruptions de l'avancement du forage, généralement pour éviter les pertes de circulation dans une zone à risque ou pour minimiser le collage différentiel du train de tiges. (Méthode d'injection de milieux moins denses).

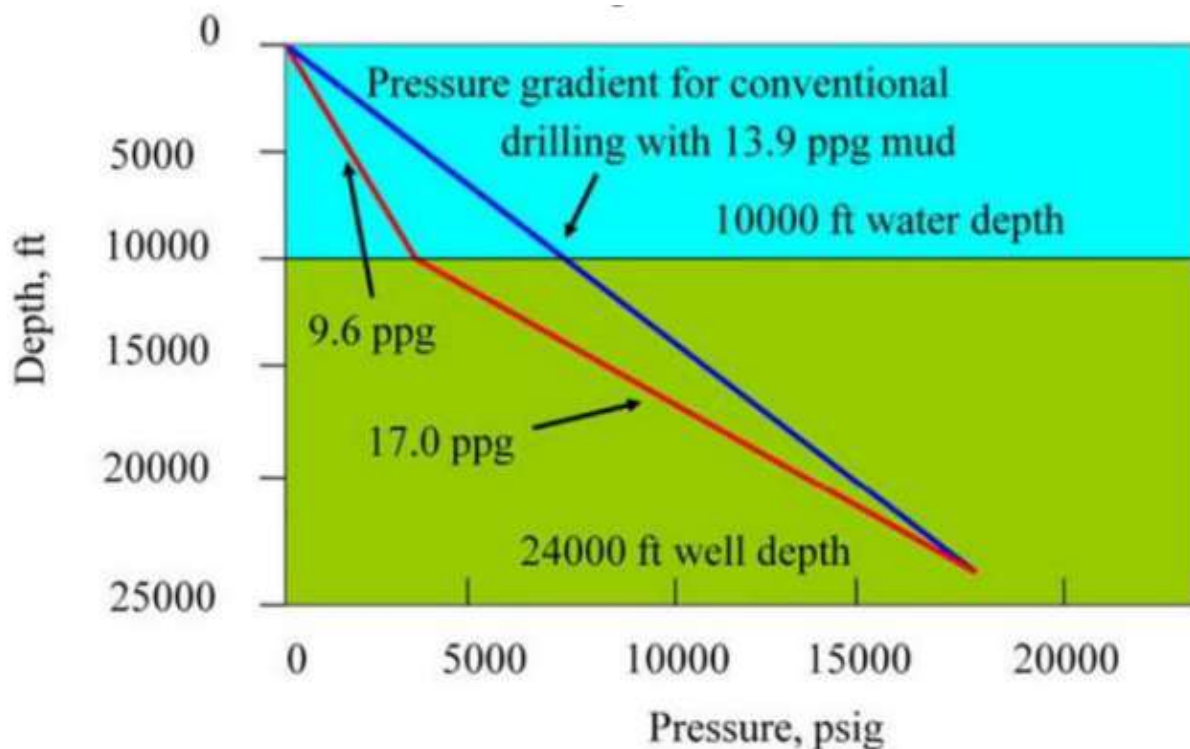


FIGURE 22 : PROFIL DU GRADIENT DE PRESSION POUR LA METHODE DU DOUBLE GRADIENT [27].

II.4.3.1 L'injection de nitrogen :

Cette variation de DGD est réalisée en ajoutant un fluide de densité inférieure qui est l'azote, sur la dynamique du forage conventionnel. Pour augmenter la sécurité du puits, il est nécessaire d'ajouter un RCD (Dispositif de contrôle rotatif) au système juste en dessous de la plate-forme et au-dessus du niveau de la mer, afin d'agir comme une redondance du BOP maintenant qu'il sera normalement traité avec un afflux de gaz. En plus, pour dévier l'afflux provenant du puits avant la plate-forme et maintenir un système fermé même avec une circulation de boue.

Pour améliorer la viabilité du projet, il est possible d'utiliser une tige concentrique avec la tige de forage afin d'acheminer l'azote vers ce "nouvel" annulaire. De cette façon, un plus faible volume de gaz est nécessaire, ce qui réduit les coûts. En plus, la tige concentrique peut être utilisée comme revêtement suivant lorsque le moment est venu de la mettre en place. L'injection de gaz en même temps que le fluide de forage maintenant plus lourd par densité, va déplacer vers les régions supérieures déjà revêtues, laissant le fluide plus lourd dans la zone du trou ouvert. On peut dire que, dans les régions où le puits est déjà terminé, il sera sous surpression, mais il ne prendra aucun risque pour l'opération. La zone ouverte, après somme et équilibre de la pression hydrostatique générée par les deux gradients de fluide, devra être en surpression pour garantir la sécurité du forage, en évitant les influx de la formation par exemple. L'injection d'azote peut se faire par la kill line, comme le montre la figure 23, ou par la booster line qui est plus courante en raison de son diamètre plus important, permettant un débit plus élevé.

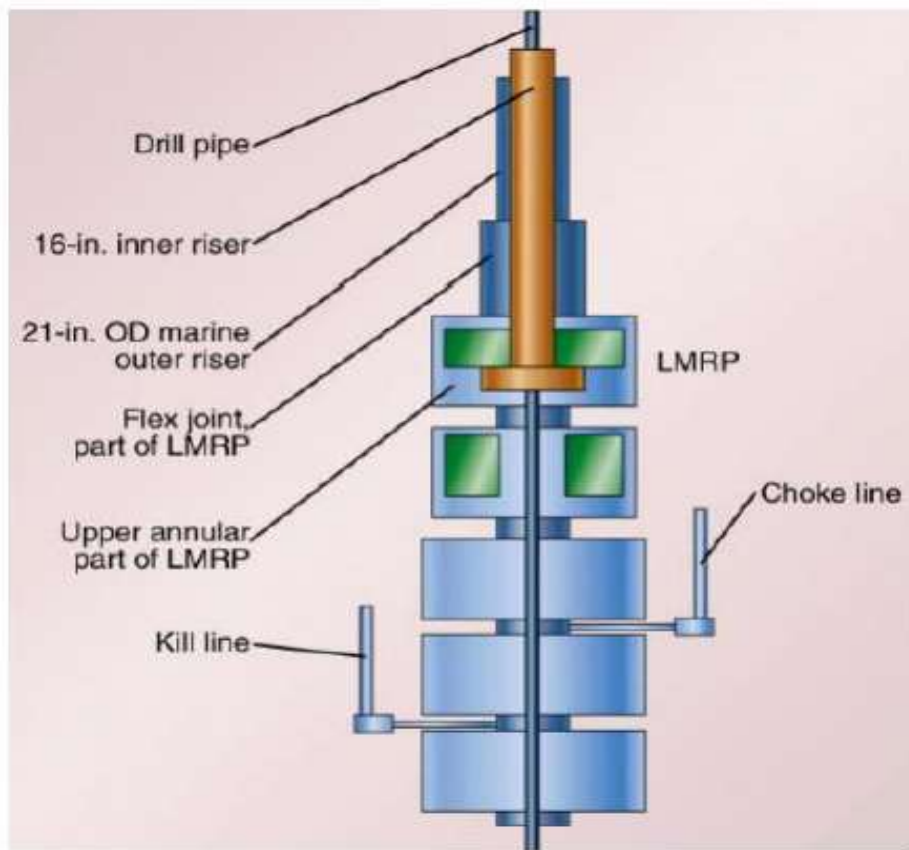


FIGURE 23 : DISPOSITION SUR LE FOND MARIN POUR L'INJECTION D'AZOTE PAR LA KILL LINE - BOP SOUS-MARIN [28].

II.4.3.2 SubSea MudLift technique :

Une pompe sous-marine placée sur le fond marin a été utilisée pour pomper le fluide de forage et les débris qui revenaient vers la plate-forme. Comme pour le riser, la motivation initiale était de l'éliminer. Cependant, après avoir discuté de différentes alternatives, il a été décidé de le conserver et d'utiliser un riser de forage marin rempli d'eau de mer. Comme l'illustre la figure 24, le train de tiges est rempli de fluide de forage alors que le riser marin est rempli d'eau de mer. Cette différence de pression à l'extérieur et à l'intérieur du train de tiges de forage induit un risque élevé de formation d'un u-tubing. Pour tenter d'égaliser la différence de pression, le fluide s'écoulera dans la direction de la moindre résistance. Dans ce cas, il s'agit de la tige de forage et de l'espace annulaire. Une vanne de forage (DSV) (similaire à une vanne anti-retour) a donc été installée dans l'assemblage du fond du puits (BHA) dans le but d'empêcher cet effet de tube en U de se produire dans des conditions statiques. En plus, un déviateur rotatif (similaire à un RCD) a été développé pour former un joint mécanique entre le puits de forage et le riser. Cela empêche le fluide de forage, les débris et les fluides de formation de pénétrer dans le fluide de la colonne montante (riser) et de s'y mélanger [29].

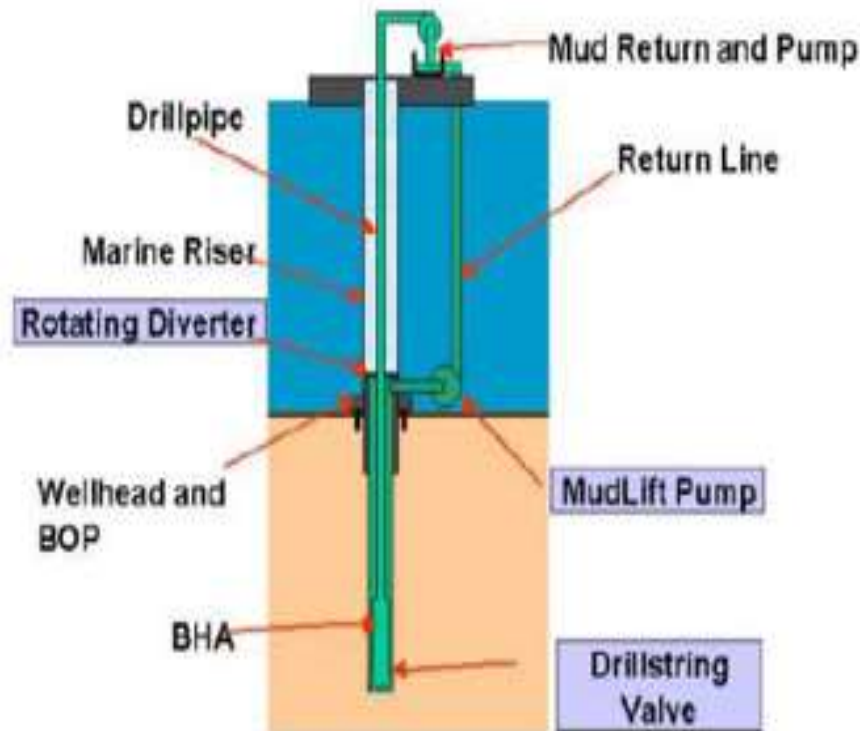


FIGURE 24 : LE PREMIER ESSAI SUR LE TERRAIN REUSSI UTILISANT LA TECHNIQUE DU DOUBLE GRADIENT [29].

II.4.3.3 Riserless mud return :

La méthode RMR est une technique de forage de formation de surface (top-hole drilling) qui utilise une pompe sous-marine pour amener les fluides de forage et les déblais du fond marin à l'appareil de forage, voir la figure 25. De cette façon, le système RMR est assez similaire à la technique SubSea MudLift, la différence est que la méthode RMR est effectuée sans riser. Cette méthode permet de forer les trous supérieurs (top holes) de façon plus stable, avec une meilleure qualité et un faible impact sur l'environnement, car les fluides et les déblais sont ramenés à la plate-forme plutôt que déversés sur le fond [30].

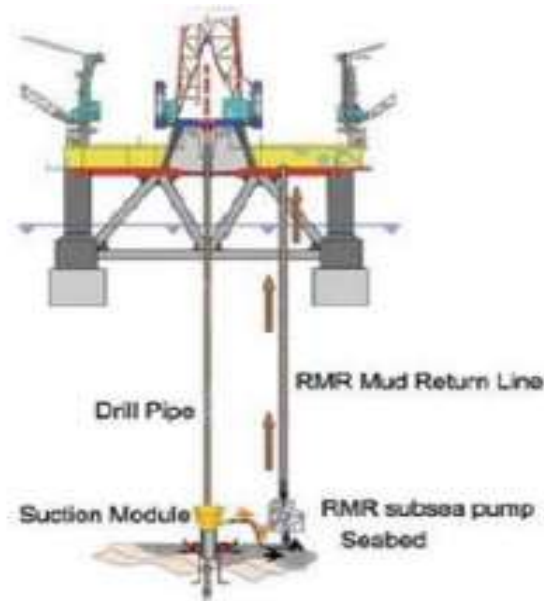


FIGURE 25 : RETOUR DE BOUE SANS RISER [30]

II.4.4 Contrôle le débit de retour((RFC/HSE) :

Le HSE fournit un système aux procédés MPD, afin de répondre à la sécurité du personnel et la réglementation environnementale. Ce procédé secondaire est appliqué dans les zones à fortes concentrations de H₂S. Ce système fermé permet de réduire le risque des fuites et l'exposition aux H₂S et rend le traitement de boue plus facile.

II.5 Les équipements :

Le forage en MPD, déroule par la majorité des équipements d'OBD, sauf quelques équipements qui sont proprement spéciaux MPD, ces équipements diffèrent vis-à-vis la méthode de contrôle de puits et le fluide de forage utilisé.

Un modèle hydraulique, basé sur les données en temps réel, contrôle les Duses qui manipulent la variation de pression. La combinaison entre le système de MPD et le CCS rapporte un meilleur contrôle de BHP. CCS, compense les grandes variations de pression pendant les raccordements provoqués par le cycle de la pompe de boue, améliore le transport des débris, réduit la connexion entre le gaz et le gonflement des abords de trou de forage, et augmente la stabilité hydraulique dans le puits.

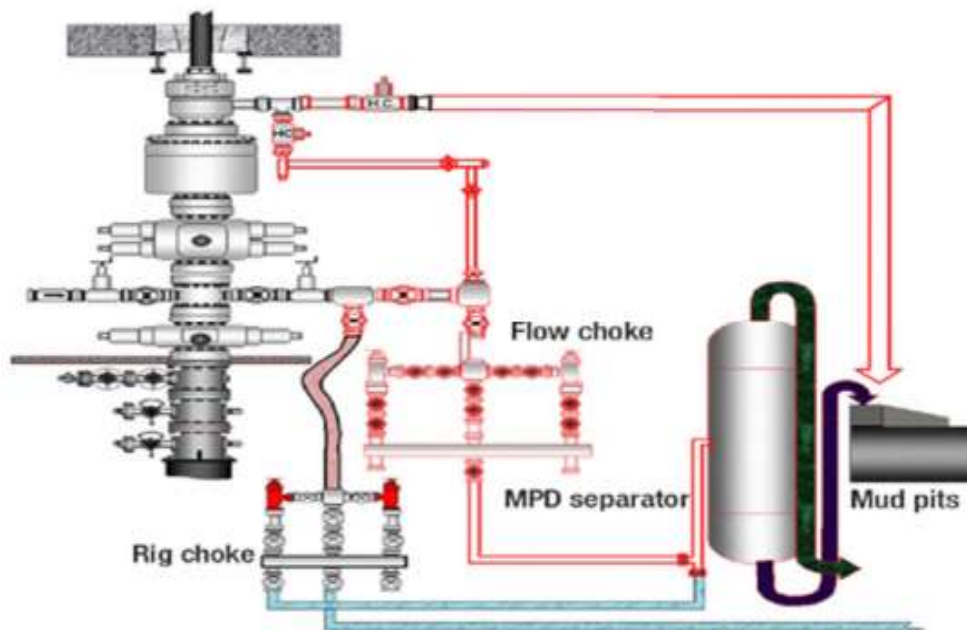


FIGURE 26 : SYSTEME DE L'MPD. [31]

Le forage en MPD exige du matériel supplémentaire par rapport au forage conventionnel.

Si le puits exige un système de boucle fermé, le RCD doit être installé.

Un manifold est exigé pour ajuster la contre-pression, un joint isolant de l'annulaire pour fournir la contrepression et un système de contrôle pour ajuster la Duse elle-même. En outre, l'utilisation d'une pompe de contre-pression pour ajuster la pression sans circulation, un compteur de débit pour détecter les éruptions et les pertes et un système (CCS) pour fournir la circulation pendant les raccordements sont recommandés.

II.5.1 Le dispositif de contrôle de la rotation (RCD):

Un dispositif de commande rotatif scelle la partie supérieure de l'annulaire tout en permettant la rotation et le mouvement vertical des tiges de forage, sa principale fonction est de dévier l'écoulement du puits vers le choke manifold et soutient la pression de retour générée, elle est placée au-dessus de BOP de l'appareil de forage, c'est à dire au-dessus de l'obturateur à membrane.

Sa défaillance peut avoir des conséquences catastrophiques [32].

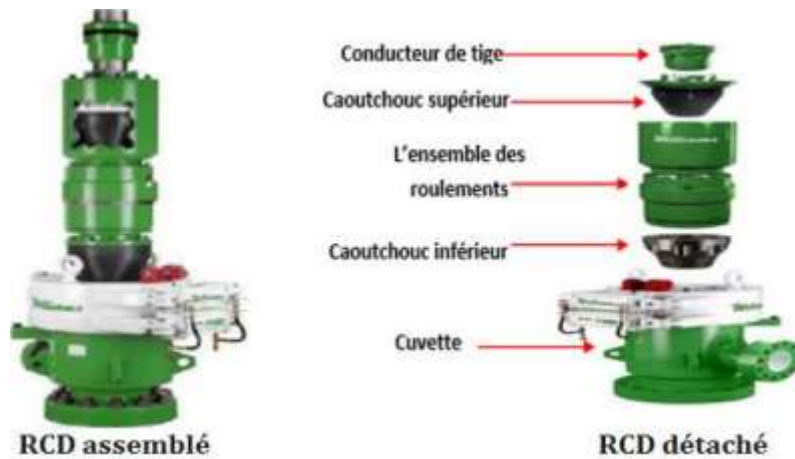


FIGURE 27 : LE DISPOSITIF DE CONTROLE DE LA ROTATION (RCD). [34]

RCD Moderne et l'obturateur rotatif de l'annulaire généralement fonctionnent à des pressions jusqu'à 5000 psi-statique et 2500 psi en rotation.

II.5.2 La vanne ESD (emergency shut down) :

C'est une vanne hydraulique (voir fig.28), située à la sortie latérale de RCD. Son rôle principal est la fermeture de puits en cas d'urgence [32], elle est utilisée dans les cas suivants :

- ✓ Un problème au niveau de manifold des duses de MPD.
- ✓ Fuite au niveau des équipements de retour.
- ✓ Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvres.
- ✓ En cas de détection d'un gaz toxique (H₂S).



FIGURE 28 : LA VANNE ESD (MANUELLE) [32]

II.5.3 Choke manifold (automatique) :

Dans le circuit de retour de fluide, il y a deux manifolds, le manifold de Rig qui a été dans les autres phases forcées en Overbalance, ce manifold joue le rôle d'un manifold de secours en cas où le manifold de MPD tombe en panne et changement de RCD, le manifold de Rig reçoit le fluide venant de choke line

L'autre manifold c'est le manifold de MPD est connecté avec la conduite de retour. Il joue un rôle important, parce que à travers le choke manifold on peut régler le débit de flux de retour afin de maîtriser la pression de l'annulaire. C'est un manifold de série 5000Psi, ce choke composé de :

- De deux Duse automatique réglables, et en travaillant avec une Duse et l'autre secours ;
- Des vannes du purgeage ;
- Les autres vannes de manifold sont manuelles, utilisées en cas de nécessité (défaillance des vannes hydrauliques...) ;

II.5.4 Les vanne anti retour NRV:

Ces clapets anti- retour sont utilisés pour empêcher le retour de la boue à travers la garniture de forage, donc ils sont installés juste au-dessus de l'outil de forage. Ils sont faits avec l'acier allié normalisé, trempée et revenue à résister à l'usure et à l'érosion [33], comme l'indique la figure 29 :



FIGURE 29 : LES VANNES ANTI RETOUR (NON RETURN VALVE) [33].

II.5.5 Choke valve :

Une vanne d'étranglement (choke valve) est installée en aval de la tube haute pression partant de la bride de sortie du RCD. L'étrangleur doit être utilisé pour contrôler la pression annulaire de la tête de puits si nécessaire, et également pour réduire la pression sur les retours annulaires du puits en amont de l'équipement de traitement des fluides. Semblable à la conduite d'écoulement haute pression menant à l'étrangleur puis au système de séparation.



FIGURE 30 : M-1-SWACO AUTOCHOKE VALVE [34]

La console d'étranglement est construite en acier inoxydable et comprend jauge de pression pour les tiges de forage et le tubage ainsi qu'une pompe hydraulique de secours à commande manuelle. L'étranglement est équipé d'un indicateur électronique de position, d'un compteur numérique du débit de la pompe, d'une minuterie et d'une horloge.

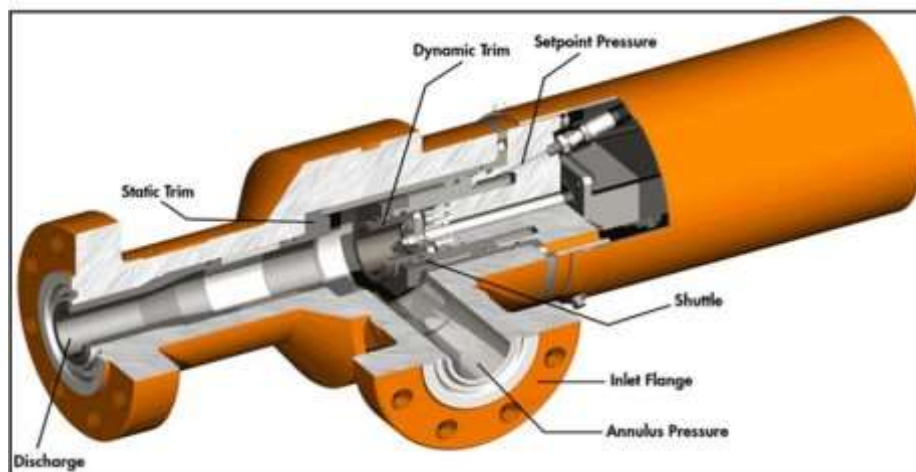


FIGURE 31 : CHOKE VALVE STRUCTURE [34]

La conception unique de la cale automatique comprend une navette à positionnement dynamique qui se déplace d'avant en arrière sur un axe logé dans un manchon d'usure à surface dure. La pression hydraulique, qui est réglée par un régulateur de pression de consigne, est appliquée à l'arrière de la navette. Cela crée un équilibre de pression entre la pression du tubage du puits et la pression hydraulique de l'unité d'étranglement.

Si la pression du tubage est supérieure à la pression hydraulique, la navette s'ouvre, ce qui augmente la taille de l'orifice. Si la pression du tubage est inférieure à la pression hydraulique, la navette se ferme, ce qui réduit la taille de l'orifice. Lorsque la navette se déplace, elle régule le débit de fluide ou de gaz du puits à travers l'orifice. La pression de consigne appliquée à l'arrière de la navette est réglée par un régulateur de pression et mesurée par le manomètre de consigne située sur le panneau de commande de l'étrangleur.

La pression annulaire est appliquée sur le côté avant de la navette. Une augmentation de la pression annulaire ou une diminution de la pression du point de consigne hydraulique fera en sorte que l'ensemble navette s'éloignera du compensateur statique, ce qui augmentera la taille de l'orifice. Cela permet au fluide de s'écouler du puits et de diminuer la pression du tubage jusqu'à ce qu'elle corresponde à la pression du point de consigne.

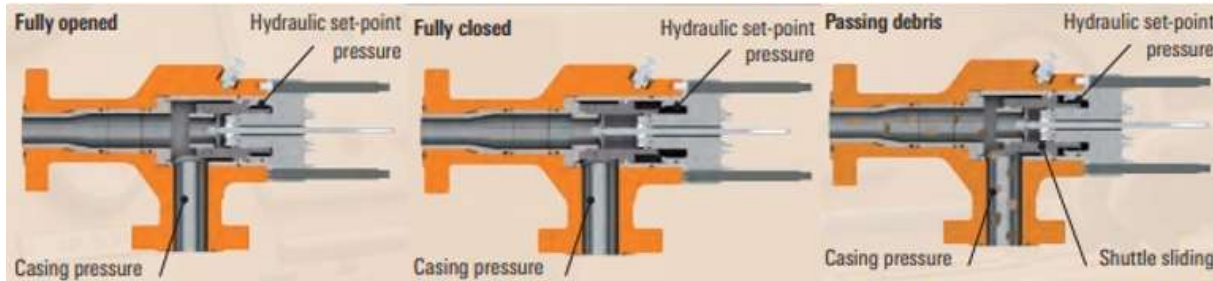


FIGURE 32 : ILLUSTRATION DU PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA VALVE DE RETENUE [34].

II.5.6 Débitmètre (Coriolis Flow Metre) :

Cet équipement est utilisé pour mesurer le débit de retour et la densité de la boue afin d'ajuster la pression selon la variation de débit de retour et les paramètres de forage dans le fond. [35]. Weatherford propose l'utilisation de "CMF 400" Coriolis pour la pression contrôlée, les applications de forage doivent être installées en aval du manifold.

Le principe de mesure de Coriolis fonctionne indépendamment des propriétés physiques des fluides, comme la viscosité et la densité. Mesure extrêmement précise de liquides et de gaz avec température jusqu'à $-240\text{ }^{\circ}\text{C}$ à $204\text{ }^{\circ}\text{C}$ et des pressions processus aussi haut que 1000 psi est fait en utilisant le Coriolis.

Les appareils de mesure "Pro-mass 80F" permettent d'enregistrer simultanément plusieurs processus des variables (masse / densité / température) dans des conditions différentes pendant le fonctionnement de mesure.

Le concept émetteur Proline comprend :

- dispositif modulaire et le concept d'exploitation résultant en une plus grande efficacité
- Options de logiciel pour le dosage et la mesure de concentration pour les étendues champ d'application
- Diagnostic capacité et la sauvegarde des données pour la qualité du processus augmenté

Le principe de mesure est basé sur la production contrôlée des forces de Coriolis. Ces forces sont toujours présentes lors des mouvements de translation et de rotation sont superposées.

$$FC = 2 \cdot \Delta m (V \cdot \omega)$$

Où:

FC = force de Coriolis

Δm = masse en mouvement

ω = vitesse de rotation

v = vitesse radiale dans le système tournant ou oscillant

L'amplitude de la force de Coriolis dépend de la masse en mouvement Δm , sa vitesse v dans le système, et donc sur le débit massique. Au lieu d'une vitesse angulaire constante ω , le Promass capteur utilise oscillation.

II.5.7 La pompe de pression de retour (back pressure pump) :

Quand il n'y a pas d'écoulement à travers le choke, il est impossible de contrôler la pression dans le puits. Pour cette raison une pompe (voir fig.34) est incluse dans le système de back pressure (voir fig.33) pour fournir suffisamment et de façon permanente l'écoulement à travers



FIGURE 34 : LA POMPE DE PRESSION DE RETOUR [36].

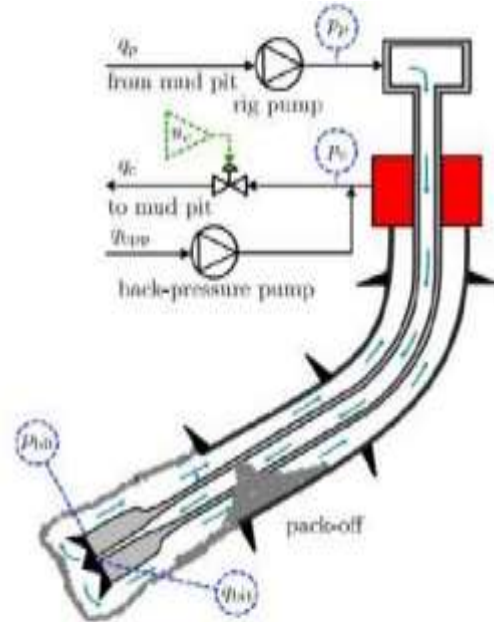


FIGURE 33 : ILLUSTRATION DE L'OPERATION DE FORAGE[36]

le choke. La pompe de pression de retour est généralement à un faible volume, de type triplex connecté avec le choke. IPM (Integrated Pressure Manager) surveille continuellement le retour de l'afflux à partir du puits, et quand le retour d'écoulement ne suffit pas pour maintenir la contre pression nécessaire (en cas de connexion, manœuvres ou les pompes sont à l'arrêt), il est automatiquement activé la pompe de pression de retour [36].

II.5.8 La vanne de contrôle de fond (dvd : down Hole deployment valve) :

Le besoin d'un outil à usage multiple pour isoler le réservoir pendant les opérations de MPD a été identifié très tôt pour pallier la complexité des opérations et augmenter le niveau de sécurité. Plus récemment, les efforts de l'industrie ont permis de concevoir une vanne active pour satisfaire les exigences de MPD.

La DDV est un système à commande hydraulique de la surface pour contrôler le fond. Le système fonctionne par une partie intégrante de la chaîne du puits qui augmente la sécurité et élimine le curage sous pression de l'opération de forage [37].

Le mécanisme d'opération de la ligne de contrôle de DDV est illustré sur la figure 35 :

- ✓ Quand le mandrin activateur descend, le clapet de la valve est poussé vers l'ouverte.
- ✓ Quand le mandrin activateur remonte à sa position haute, le clapet de la valve est poussé vers la position fermée.

Le positionnement de la DDV est lié à la géométrie du puits et l'érosion du casing

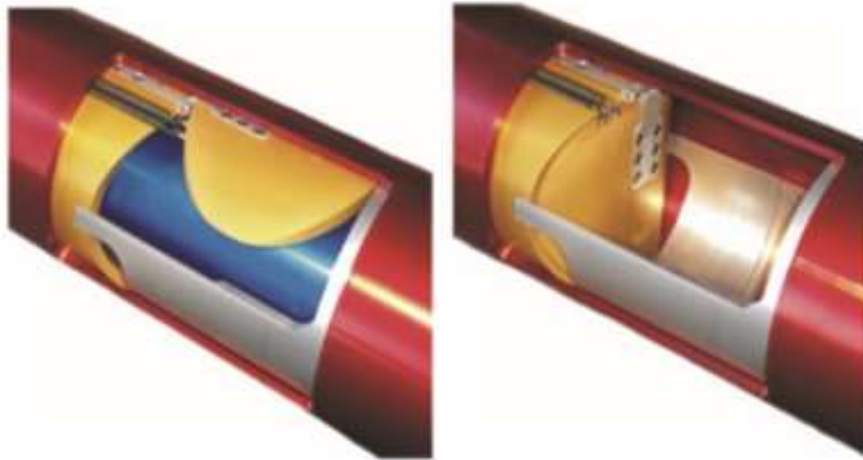


FIGURE 35 : LA VANNE DDV (DOWN HOLE DEPLOYMENT VALVE) [37].

Chapitre III :

ETUDE DE CAS

III Étude de faisabilité du MPD sur le puits HAZ-110 :

Les champs Hamra partagent le réservoir Ordovicien qui se compose des Grès d'Ouargla et des Quartzites Hamra, deux formations à traversées délicates, qui présentent un siège plein de problèmes de forage, tels que les coincements, la formation de cake et les pertes de circulation, dues aux caractéristiques géologiques (des grains très fins), pétro-physiques (porosité médiocre, microfissuration et fracturation) et mécaniques (la résistance, la déformation et la rupture) sévères. Ce chapitre consiste à étudier les performances MPD sur la réalisation d'une phase très critique (6") dans le puit dévié HAZ-110 qui pose le problème majeur de réalisation des drains traversant l'Ordovicien.

III.1 Application de MPD dans le champ Hamra :

Le champ Hamra est l'un des principales zones productrices d'hydrocarbures au Sud-Est Algérien. Il se trouve dans le grand Erg oriental à une altitude de 285m, il se situe à 270Km au Sud de Hassi Messaoud, à 800Km du chef-lieu de la wilaya d'ILLIZI et à 60Km de Rhourde Nouss.

La culmination de Hamra a été découverte à la suite des travaux de prospection de reconnaissances par gravimétries effectuées en 1953-1956 sur le permis de Hassi el-Biod.

III.1.1 Problèmes de forage dans les sections du réservoir :

Le gisement de Hamra se compose de grès durs et de réservoirs quartziques, fortement fracturés, en particulier les réservoirs Grès d'Ouargla et Quartzites Hamra, et caractérisé par une fenêtre de pression étroite.

Le forage de cette section doit être effectué de manière à maintenir le BHP entre les limites de la fenêtre requise, ce qui est pratiquement difficile.

Une mauvaise manipulation de cette pression a conduit à des événements indésirables (pertes, venues, ...etc.). Il est évident que la pression change au cours du forage, ce qui finira de traverser l'une des limites supérieures ou inférieures des formations.[38]

III.2 Objectifs de l'application du MPD dans le puits HAZ-110 :

Il est proposé d'appliquer la technologie de forage à pression contrôlée à la section de trou de 6 pouces du puits HAZ-110 pour obtenir la flexibilité d'augmenter ou de diminuer l'ECD afin d'atténuer les problèmes opérationnels et d'effectuer des tests éventuels Dynamique FIT et de pression du réservoir pour connaître les limites et pouvoir prendre des décisions afin de redéfinir le MW pour réduire les dommages à la formation et forer dans la fenêtre opérationnelle. Les principaux objectifs du MPD pour le puits HAZ-110 sont les suivants :

Objectifs de section de trou de 6" :

Forage de la section de trou de 6" jusqu'à la profondeur cible de 4025 m MD en utilisant les techniques MPD-CBHP à travers les zones de pertes et d'influx de gaz attendues dans les quartzites de Hamra, en cohérence avec les objectifs du SH, en minimisant le potentiel de pertes et d'influx en testant les limites supérieures et inférieures du puits.

Les objectifs de l'utilisation des techniques de MPD comprennent :

- Minimiser les problèmes d'afflux/perte dans la section du trou de 6" où une perte ou un afflux de gaz peut être observé Quartzites de Hamra changeant l'ECD par l'application de SBP au choke Weatherford.
- Effectuer des tests dynamiques de FIT et de pression du réservoir afin de redéfinir le MW en fonction de la fenêtre opérationnelle ; cela permettra également de déterminer le potentiel du réservoir, potentiel antérieur au DST ; si possible.
- Traverser les fractures de la formation avec un minimum de MW, réduisant ainsi les risques de pertes. Maintenir une BHP constante pendant la connexion ou les arrêts de la pompe de l'appareil, comme pendant le forage et la circulation.
- Compte tenu de tout ce qui précède, il faut forer une section de puits déviée de 6 pouces avec une trajectoire de 80°, puis forer la section horizontale restante avec un azimut de 158° parallèle à la contrainte minimale, dans le but d'intercepter le plus grand nombre possible de fractures ouvertes. Les intervalles de fractures prévus sont entre 3348 - 3500 m MD, 3500 - 3800m MD et 3900 - 4000m MD, afin d'améliorer la production d'hydrocarbures du puits HAZ-110.

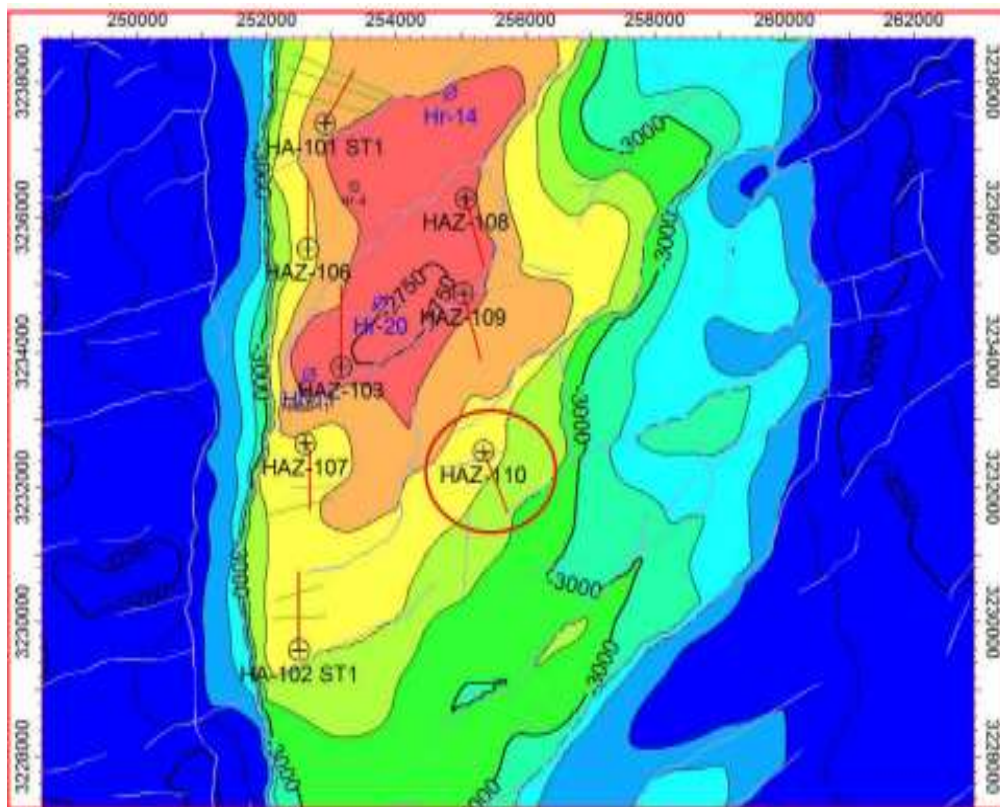


FIGURE 36 : CARTE ISOBATHES VUE DU SOMMET DES QUARTZITES DE HAMRA[39]

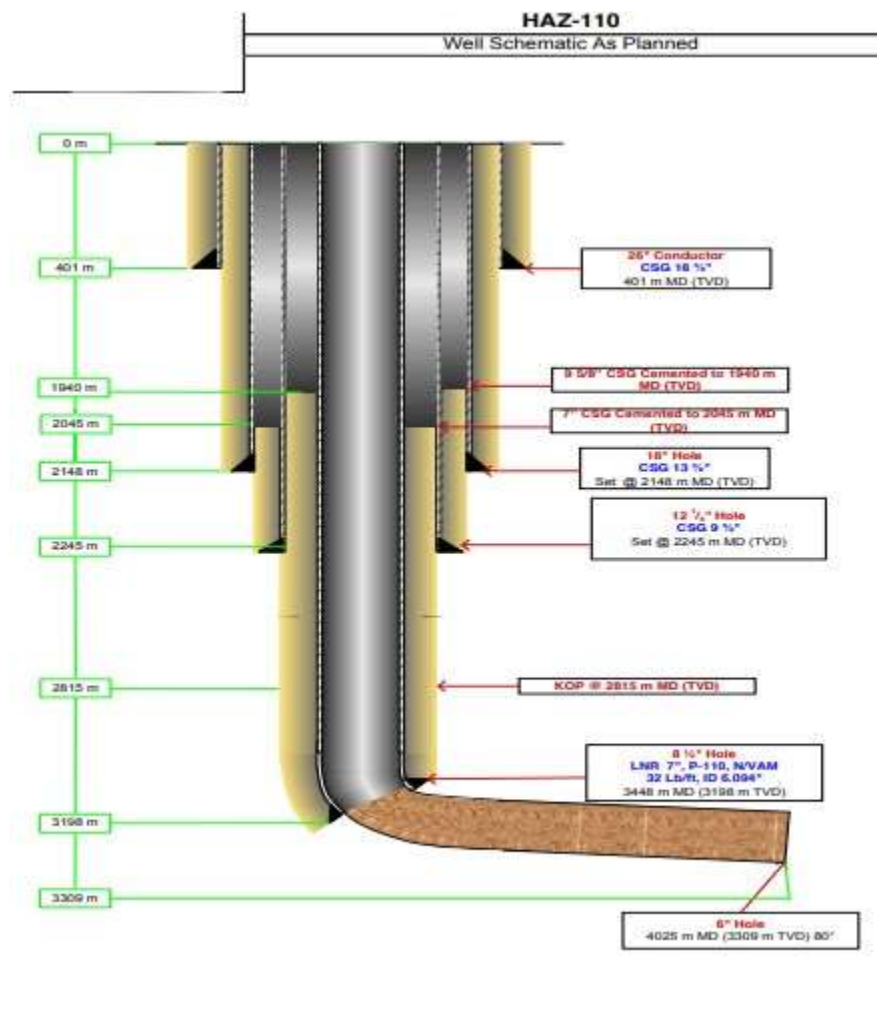


FIGURE 37 : SHEAMA DU PUIT HAZ-110[39]

III.3 Problèmes potentiels de forage de section 6" :

HAZ-110 se trouve à environ 2 km au sud de HAZ-109 et à 4,5 km à l'est de HAZ-107. Les puits les plus proches de HAZ-110 sont HAZ-103 et HAZ-107 qui ont été forés avec la technique MPD. L'intervalle de fractures attendu se situe entre 3448 et 4025m MD avec un risque de pertes partielles et d'afflux de gaz depuis les formations de quartzite de Hamra.

HAZ-103 est le premier puits dévié de développement dans le champ Hamra foré de manière non conventionnelle avec un MPD de 3228 à 3775 m MD où différents MW et ECD ont été utilisés pour surmonter les zones de pertes. Deux tests de vérification ont été effectués dans les quartzites de Hamra et la fenêtre de matrice a été définie entre 1,14 sg et 1,17 sg de EMW ECD. Le puits HAZ sera pris comme référence pour le forage de HAZ-110.

HAZ 107 a été foré avec MPD à partir d'un sabot de tubage de 7" (3228 m MD/3105m TVD) jusqu'à 3419 m MD/3137 m TVD. Un total de 190 m de trou ouvert a été foré à travers les formations du Grès d'Ouargla avec un scénario de perte/coup de pied. Un total de trois tests limites supérieures/inférieures ont été réalisées tout au long de l'opération MPD, le premier et le deuxième test sans aucune perte testée jusqu'à 1,50 s.g et la limite inférieure de 1,08 s.g sans aucun gain détecté. Le troisième test de vérification a été effectué juste après l'arrivée d'un

afflux à 3419 m MD ; il s'agissait d'un test dynamique visant à confirmer l'extrémité d'une fenêtre étroite de 20 psi entre les limites supérieure et inférieure. Aucun outil PWD n'a été utilisé sur ce puits.

Le puits HAZ 106, actuellement en cours, est situé à environ 2,2 km du puits HAZ-109 et la mise en œuvre de la technique MPD a été prise en considération comme un offset puits. On a utilisé un fluide MPD plus léger de 1,05 sg tout en visant un ECD de 1,17-1,18 sg. Plusieurs tests de vérification ont été effectués pendant le forage de la section 6" de HAZ 106, un test de vérification supplémentaire a été effectué à 3623m et a indiqué un taux de pertes de 600 litres/hr à 1,3 s.g test supérieur et un taux d'afflux de 670 litres/hr à 1,16 s.g test inférieur. Une limite inférieure supérieure dynamique a été réalisée à Hamra à 3692 m MD / 3188 m TVD enregistrant des pertes de 77 litres en 10 minutes, la fenêtre de forage s'est donc réduite.

HAZ-108 est également un puits MPD en exploitation dans le champ de Hamra. Un troisième test de limite a été effectué pour Ourgala à 3291 m, montrant un gain de 0,11 m³ à 1,15 sg et des pertes de 0,1 m³ à 1,48 sg. A 3523 m MD à l'intérieur de Hamra, des tests de limite supérieure/inférieure ont été effectués, montrant un gain de 0,06 m³ à 1,15 sg et une perte de 0,22 m³ à 1,28 sg.

Le puits HAZ-110 sera foré avec une inclinaison de 80°, ce qui augmentera les problèmes de forage en raison de la trajectoire déviée et du croisement de plus de fractures dans le trou ouvert, ce qui exposera plus de formations.

Compte tenu de ce qui précède, on s'attend à ce que la fenêtre opérationnelle devienne progressivement plus étroite en fonction de la longueur du trou ouvert (677 m) et de la zone de formation exposée. Les observations des puits voisins sont résumées ci-dessous :

- Observation d'une suspension du BHA après le mode de glissement, indiquant une accumulation du cutting bed build up
- Outil usé et dans certains cas, mal calibré, ce qui cause des problèmes.
- Pertes partielles.
- Gaz de fond jusqu'à 3-4 %.
- Faible productivité (pas de production pendant le DST).
- Fenêtre opérationnelle incertaine et étroite.
- Pas de fenêtre opérationnelle sur le puits HAZ-107.

D'après les observations ci-dessus, les dangers potentiels suivants sont susceptibles de se produire à HAZ 110, ils sont résumés ci-dessous :

- Faille attendue entre la base des Grés d'Ourgla et le sommet des Quartzites de Hamra (3348 à 3500 m MD)
- Zones de fractures possibles avec risque de pertes partielles à totales et fort afflux de gaz entre :
 - ✓ 3600 - 3800 m MD

✓ 3900 - 4000 m MD

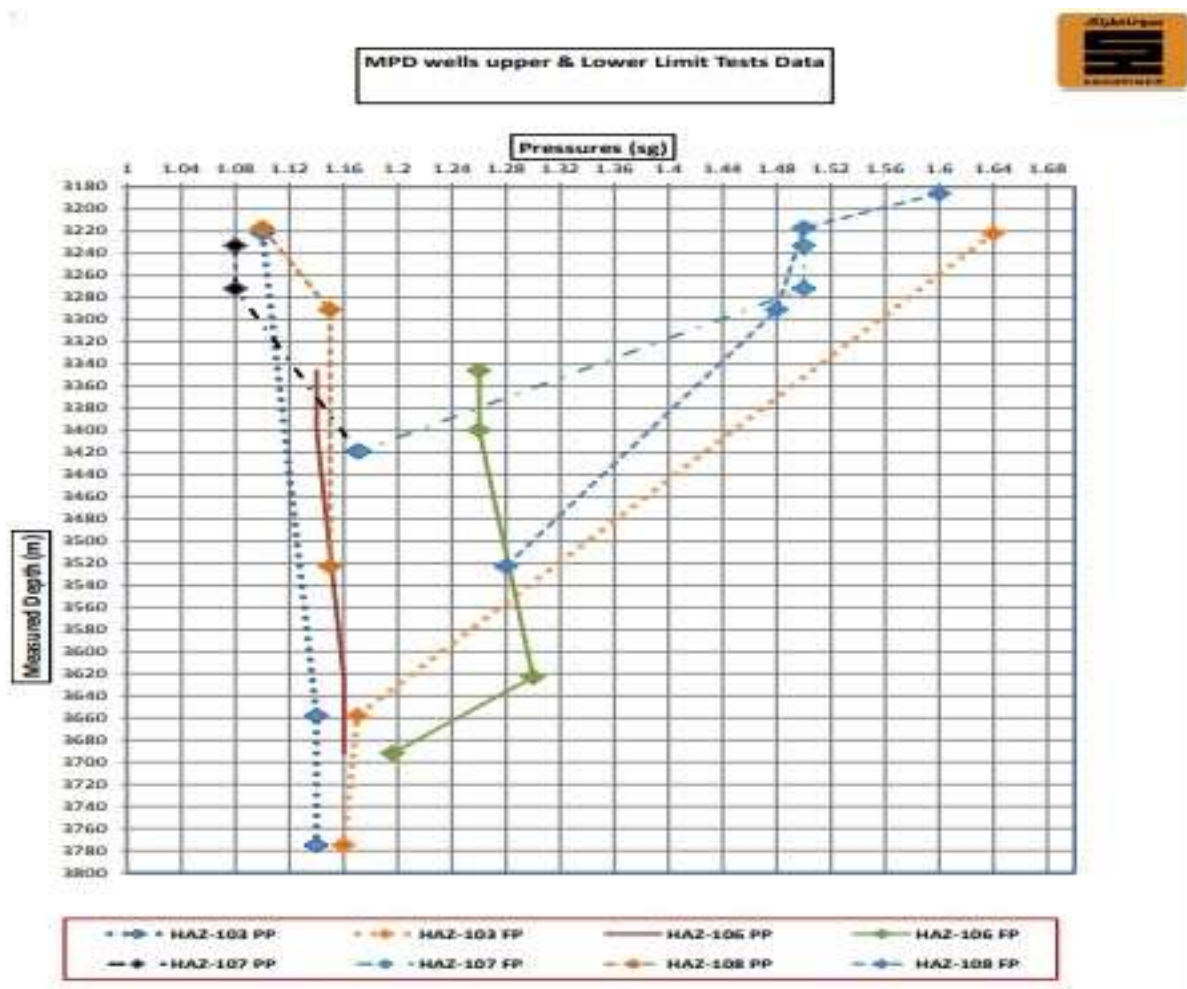


FIGURE 38 : DONNEES DE PRESSION DES Puits OFFSET MPD[39]

III.4 Approche MPD – technique de pression constant au fond du trou :

La variante de MPD qui sera appliquée au puits HAZ-110 est appelée pression constante du fond du trou (CBHP). Le fait d'avoir une fenêtre étroite de gradient de pression de pore et de fracture ou des pertes par frottement annulaire élevées et un effet de température sur le fluide de forage peut entraîner des risques de forage. Dans cette situation, la BHP n'est pas maintenue constante. Lorsque le trou est foré ou mis en circulation, les pertes de friction supplémentaires dues à la circulation dans l'espace annulaire peuvent entraîner une fracture de la formation. Lorsque la circulation est arrêtée, l'absence de pertes par frottement dans l'espace annulaire ou l'effet d'une température élevée peuvent rendre la pression hydrostatique inférieure à la pression interstitielle de la formation en raison de son impact inversement proportionnel sur la densité et la viscosité du fluide. Il s'ensuit une situation de perte-venue, un temps non-productif (NPT), un coût de fluide perdu, des dommages à la formation, des situations de contrôle du puits et une escalade du risque HSE.

Cette variation s'applique pour éviter les changements de densité équivalente de circulation (ECD) en appliquant des niveaux appropriés de contre-pression de surface. L'application de la technologie MPD à l'aide d'un étrangleur de contre-pression annulaire de surface permettra de maintenir une pression annulaire constante (conditions dynamiques par rapport aux conditions statiques du fluide de forage) à n'importe quelle profondeur fixe souhaitée. Cette profondeur souhaitée est généralement appelée point d'ancrage ou point pivot. Comme la pression interstitielle et fracture divergent avec la profondeur, les points d'ancrage sont définis près du sabot du tubage pour chaque section de trou.

Une fois que la TD est appelée et qu'un trip à la surface est nécessaire, il est recommandé d'effectuer des tests de limite supérieure et inférieure afin de calculer le MW de contrôle pour effectuer le déclenchement à la surface avec un suréquilibre minimum. Si la fenêtre opérationnelle n'est pas suffisante pour augmenter le MW jusqu'à des valeurs sûres, on peut alors choisir la méthode MPD de décapage (stripping) comme technique de tripping.

III.5 Considération de la modélisation hydraulique :

Les variables d'entrée qui sont prises en compte pour la modélisation du débit hydraulique afin de déterminer le ECD optimal sont les suivantes :

La densité du fluide : Responsable du contrôle de la pression hydrostatique.

Débit de la pompe : Contrôle la pression de frottement annulaire. Il doit également être suffisant pour satisfaire aux limites du moteur à boue et de l'outil de fond de puits.

Contre-pression de surface : pour augmenter la BHP et compenser la pression de frottement annulaire. (Note : L'augmentation de la SBP a un impact direct sur la SPP et doit être soigneusement notée pendant la modélisation afin de ne pas dépasser les limites de pression des pompes à boue et des équipements de surface).

Rhéologie du fluide : a une influence sur la pression de frottement annulaire.

TABLEAU 3 : TERMINOLOGIE

Abréviations	Terme	Remarques
SBP (circulante)	Contre-pression de surface lors de la circulation	Il s'agit de la contre-pression appliquée par le manifold de MPD pour obtenir l'ECD ou le BHP souhaité en condition de circulation/forage.
SBP (statique)	Contre-pression de surface lorsque les pompes sont arrêtées	Il s'agit de la contre-pression appliquée par le manifold du MPD pour maintenir le BHP lorsque les pompes sont arrêtées.
ESD	Densité statique équivalente lorsque les pompes sont arrêtées	Lorsque le puits ne circule pas, il n'y a pas de perte de pression annulaire et les

		variations de la densité de surface sont dues à l'expansion thermique. Et les effets de compression uniquement. Ces effets de la pression et de la température sur la densité créent un ESD
ECD	Densité de circulation équivalente lorsque les pompes sont en marche	La densité effective exercée par un fluide en circulation contre la formation qui tient compte de la chute de pression dans l'annulaire au-dessus du point considéré.
BHSP	Pression statique du fond	Pression au fond du trou en l'absence de circulation et une contre-pression de surface appliquée.
BHCP	Pression de circulation du fond	Pression au fond du trou en circulation et une contre-pression de surface appliquée.
WCM	Well Control Matrix	Cette matrice indique la contre-pression de surface qu'il est possible d'utiliser lors du forage et des raccordements en tenant compte de la fenêtre opérationnelle, de la pression nominale maximale du dispositif de contrôle rotatif, de l'intensité du kick, de la taille de l'influx, de la capacité du MGS, de l'ECD maximal du gaz expansé dans le sabot du tubage pour déplacer l'influx de gaz hors de l'espace annulaire du puits. Tous ces calculs tiennent compte de l'afflux de gaz

III.6 Modélisation hydraulique de la section 6" et stratégie de forage :

Une analyse complète a été réalisée en tenant compte des risques de forage et des données étudiées des puits de compensation dans le champ de Hamra :

III.6.1 Stratégie de MPD :

Le système MPD permettra de réduire les risques liés au forage. Les variantes de MPD applicables à cette section sont les suivantes :

Contrôle le débit de retour (HSE) : réduit les risques pour le personnel et l'environnement liés aux fluides de forage et aux incidents de contrôle du puits. Cela nécessite l'installation d'un système RCD. (Selon le plan initial de Sonatrach, le système MPD sera aligné et le séparateur sera bypassé, lorsque l'influx est observé, le MGS sera aligné. La détection des afflux/pertes sera surveillée par un débitmètre Coriolis et par des méthodes de surveillance conventionnelles.

Pression constante au fond du trou (CBHP) : Réduire le NPT généré sur les puits conventionnels pendant les opérations de contrôle de puits, réduire la taille des influx de formation, et permettre la vérification des gradients de pression avec un test dynamique de limite inférieure et un test dynamique de limite supérieure. Cette technique permettra de passer par des fenêtres de forage étroites. Elle nécessitera l'installation d'un système MPD complet (RCD, Choke Manifold, débitmètre, pompe auxiliaire, MGS et NRV sur la tige de forage).

La meilleure option pour forer cette section de trou est l'application d'une combinaison de MPD HSE et MPD CBHP.

L'étude de corrélation du puits HAZ-110 dans la section de trou 6" avec les puits de compensation montre l'existence de fractures naturelles, de pertes partielles à totales, d'influx de gaz faibles à élevés et de gaz de fond. Le puits HAZ-110 sera foré avec une inclinaison de 80° et les problèmes mentionnés ci-dessus seront plus importants en raison de cette trajectoire déviée car il traversera plus de fractures et le trou ouvert sera beaucoup plus long que dans les puits verticaux. Compte tenu de ce qui précède, on s'attend à ce que la fenêtre opérationnelle devienne progressivement plus étroite en fonction de la longueur du trou ouvert et de la zone de formation fracturée exposée.

A l'approche du TD, la fenêtre opérationnelle diminuera et des pertes seront à prévoir comme cela a été le cas pour les puits forés par MPD dans le même champ. La clé pour surmonter ce défi est d'utiliser le MW minimum possible 667 m et la zone de fractures exposées contre la surface de la tige de forage est trop grande.

Une fois que le TD est annoncé et qu'un déplacement vers la surface est nécessaire, il est recommandé d'effectuer des tests de limite supérieure et inférieure afin de calculer le MW de contrôle pour effectuer le déplacement vers la surface avec un over balance minimum. Si la fenêtre opérationnelle n'est pas suffisante pour augmenter le MW jusqu'à des valeurs sûres, on peut alors choisir la méthode MPD de stripping comme la technique de tripping.

III.7 Considérations et hypothèses relatives à la section 6" :

TABLEAU 4 : DONNEES D'ENTREE AU TD[39]

Casing / Hole Description			
Open Hole Section and Casing Size	ID (in)	OD (in)	Depth (m)

26" Hole Section, 18 5/8" Conductor	17.755	18.625	401 m MD
16" Hole Section, 13 3/8" Surface Casing	12.415	13.375	2148 m MD
12 ¼" Hole Section, 9 5/8", Intermediate Casing	8.68	9.625	2245 m MD
8 ½" Hole Section, 7" Production Casing	6.180	7	3348 m MD
6" hole section	6.000		4025 m MD

TABLEAU 5 : PROPRIETES DU FLUIDE MPD[39]

MPD Fluid Properties			
MPD Density [sg] :	1.05	Mud Type " Oil Base Mud"	Oil Percent : 80%
Oil Specific Gravity :	0.82	Solids Percent: 14%	Water Percent: 6%
YP (lbf/100 ft2) :	12	PV (c P) : 10	

TABLEAU 6 : PARAMETRES DE FORAGE MPD[39]

Other Consideration	
Dynamic - Circulating (SBP) [psi]	0 to 800 psi
Static - Connection (SBP) [psi]	200 to 1200 psi
Plan trajectory	80° inclination at TD
Bit Nozzles Size / TFA	1.25 in2 TFA
RCD Max. allowable Pressure[psi] :	2200 (Dynamic) - 3000 (Static)
Cuttings density [lb/US gal] :	23.66
Bottom hole temperature	115 Co (From HAZ-103 offset well)
Fluid outlet Temperature to Shaker	40 C°
Suction tank temperature to the drill string	35 C°

TABLEAU 7 : ESTIMATION DE LA BHA[39]

POS	TYPE	Length,M	OD,inch	ID, inch
1	6" Bit	0.18	6	N/A
	(1.25 In2)			
2	Motor	8.14	5	3.75
3	Float Sub	0.69	4.63	2.25
4	4 ¾" Pony Non-Mag DC	2.5	4.75	2.25
5	Slim Pulse 475 Batt	9.45	4.75	3.25

6	4 ¾" Non-Mag	9.01	4.63	2.25
7	Circulating Sub	2.49	4.75	2.25
8	Drill Pipe 13.3 G105	837	3.5	2.76
9	Heavy Weight	195.3	3.5	2.06
10	Drilling Jar	9.3	4.75	2.25
11	HWDP	74.4	3.5	2.06
12	Drill Pipe 13.3 G105	2852	3.5	2.76

III.8 Section de trou de 6" Hydraulique au niveau du sabot de tubage avec 1,05 sg MW :

Les simulations hydrauliques ont été réalisées à un sabot de tubage de 7" (3348 m MD / 3191 m TVD) pour initier le forage en mode MPD. Les fenêtres d'exploitation suivantes représentent la pression de pore de 1,14 sg et de 1,17 sg, la pression de fracture avec 1,05 sg MW et différentes combinaisons de SBP en condition statique et dynamique.

Un scénario recommandé avec le débit de pompe sélectionné de 800 lpm a été choisi pour illustrer la fenêtre de fonctionnement du MPD en traçant la contre-pression de surface (SBP) à appliquer en fonction de différents scénarios de densité de boue au sabot du tubage de la section de trou de 6" dans des conditions statiques et dynamiques. Dans les graphes ci-dessous, il est présenté que ;

- La densité de boue recommandé pour forer cette section est de 1,05 sg avec 800 lpm et 250 psi de SBP pour obtenir 1,17 sg ECD ; ce SBP dépendra toutefois des essais dynamiques de limite supérieure/inférieure.
- Si des infiltrations ou des pertes partielles sont observées, le SBP sera réduit jusqu'à ce que le débit d'entrée et de sortie soit le même.
- Pendant le forage/circulation à 800 lpm, les pertes par frottement sont de 260 psi, pendant que les connexions/pompes de forage s'arrêtent alors les pertes par frottement annulaire plus la SBP réelle (250 psi) doivent être ajoutées. La pression de raccordement calculée est de 510 psi pour les paramètres recommandés (1,05 sg MW, 800 lpm, 300 psi et 1,17 sg ECD).
- Selon les résultats du dernier test de limite supérieure/inférieure, La densité de la boue et le SBP peuvent être redéfinis si nécessaire.

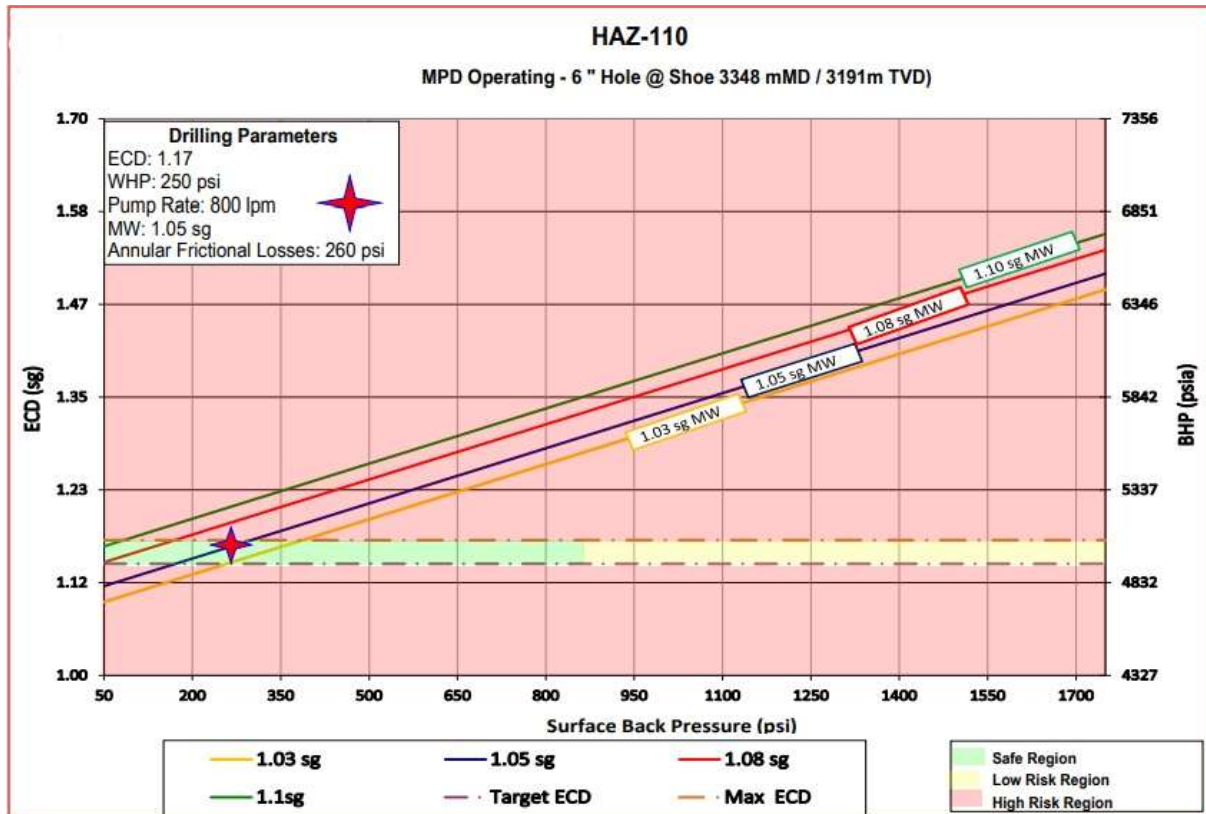


FIGURE 39 :PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU MPD AU NIVEAU DU SABOT DE TUBAGE AVEC 1,05 SG MW A (DYNAMIQUE)[39]

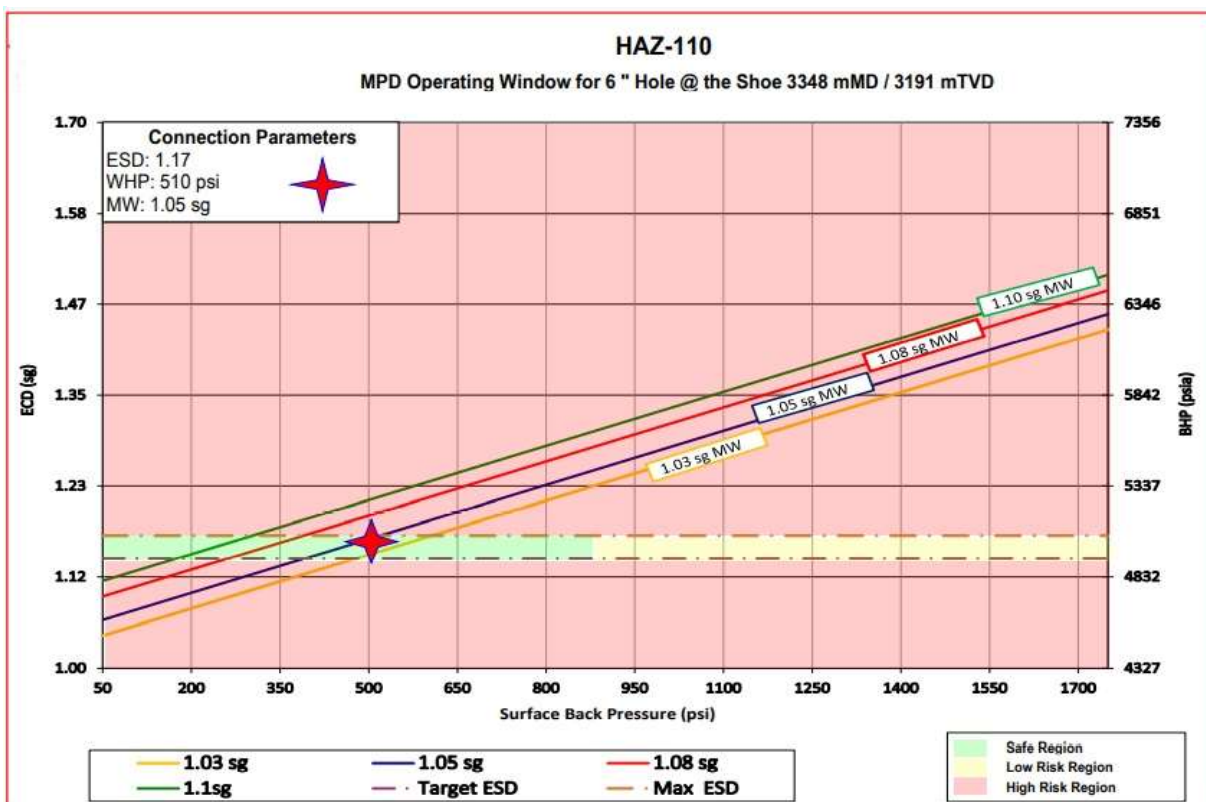


FIGURE 40 : PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU MPD AU NIVEAU DU SABOT DU TUBAGE AVEC 1,05 SG MW A (STATIQUE)[39]

- **Pression de pore :** La pression de pore de 1,14 sg a été définie à partir de l'essai de limite inférieure du puits HAZ-103. Elle doit être confirmée par un test de limite inférieure sur le terrain une fois que le sommet des quartzites de Hamra sera confirmé.
- **Gradient de fracture :** Le gradient de fracture de 1,17 a été défini à partir du test de limite supérieure du puits HAZ-103 et sera validé sur le terrain une fois que le sommet des quartzites de Hamra sera confirmé.
- **Contre-pression de surface :** La contre-pression dynamique de surface pendant le forage (250 psi) et la pression de 510 psi pendant le raccordement ont été sélectionnées en tenant compte du ECD estimé à 1,17 sg.
- **Gestion des afflux :** une contre-pression de surface supplémentaire comprise entre 250 et 1350 psi pourrait être ajoutée pour gérer tout afflux. De plus, 1750 psi est la pression de travail dynamique maximale de l'ensemble de roulement RCD. Avant d'atteindre cette valeur, le puits doit être fermé et contrôlé avec l'équipement conventionnel de Sonatrach.

III.9 Hydraulique de la section 6 pouces au TD prévu avec 1,05 sg MW :

Les simulations hydrauliques ont été réalisées au TD prévu (4025 m MD / 3309 m TVD) pour finir le forage en mode MPD. Les fenêtres opérationnelles suivantes représentent une pression de pore de 1,14 sg et 1,17 sg, une pression de fracture avec 1,05 sg MW et différentes combinaisons de SBP dans des conditions statiques et dynamiques.

Un scénario recommandé avec le débit de pompe sélectionné de 800 lpm a été choisi pour illustrer la fenêtre opérationnelle MPD en traçant la contre-pression de surface à appliquer en fonction de différents scénarios de densité de boue à la TD prévue dans des conditions statiques et dynamiques. Dans les graphes ci-dessous, il est présenté que :

- La densité de boue recommandée pour forer cette section est de 1,05 sg avec 800 lpm et 230 psi de SBP pour obtenir 1,17 sg ECD ; la SBP dépendra toutefois des essais dynamiques de limite supérieure/inférieure.
- Si des infiltrations ou des pertes partielles sont observées, le SBP sera réduit jusqu'à ce que le débit d'entrée et de sortie soit le même.
- Pendant le forage/circulation à 800 lpm, les pertes par frottement sont de 330 psi, pendant que les connexions/pompes de forage s'arrêtent alors les pertes par frottement annulaire plus la SBP réelle (230 psi) doivent être ajoutées. La pression de raccordement calculée est de 560 psi pour les paramètres recommandés (1,05 sg MW, 800 lpm, 230 psi et 1,17 sg ECD).
- Selon les résultats du dernier test de limite supérieure/inférieure, la densité de la boue et le SBP peuvent être redéfinis si nécessaire.
- Il faut noter qu'en cours de forage, d'autres fractures s'ouvriront et que la fenêtre opérationnelle pourrait être réduite. Il faut alors attendre de savoir jusqu'à quelle profondeur on peut continuer à forer pour éviter de se retrouver dans un scénario où la fenêtre opérationnelle est complètement fermée et où il n'y a pas de marge pour effectuer des déplacements ou de la cimentation

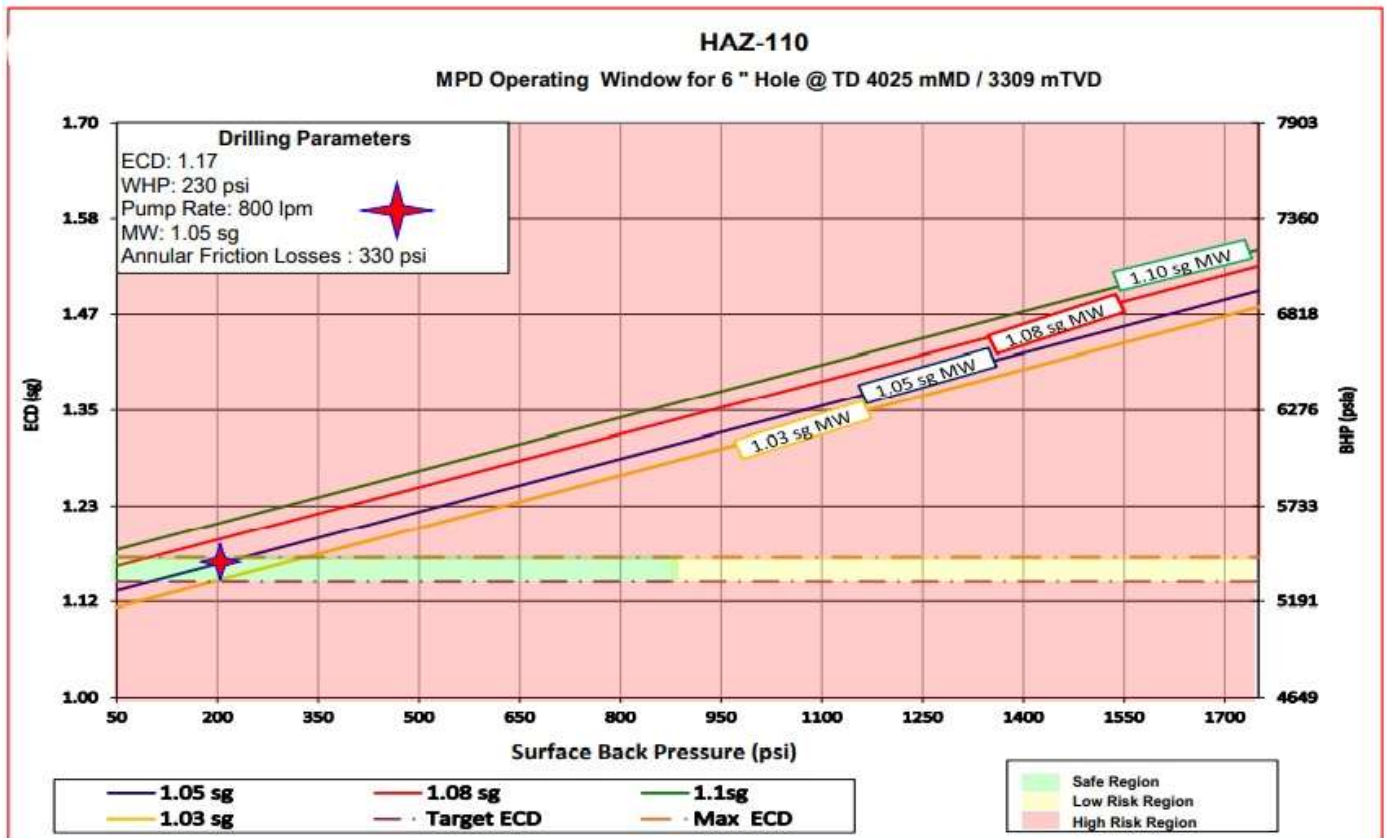


FIGURE 41 : PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU MPD A LA TD PREVUE AVEC 1,05 SG MW (DYNAMIQUE).[39]

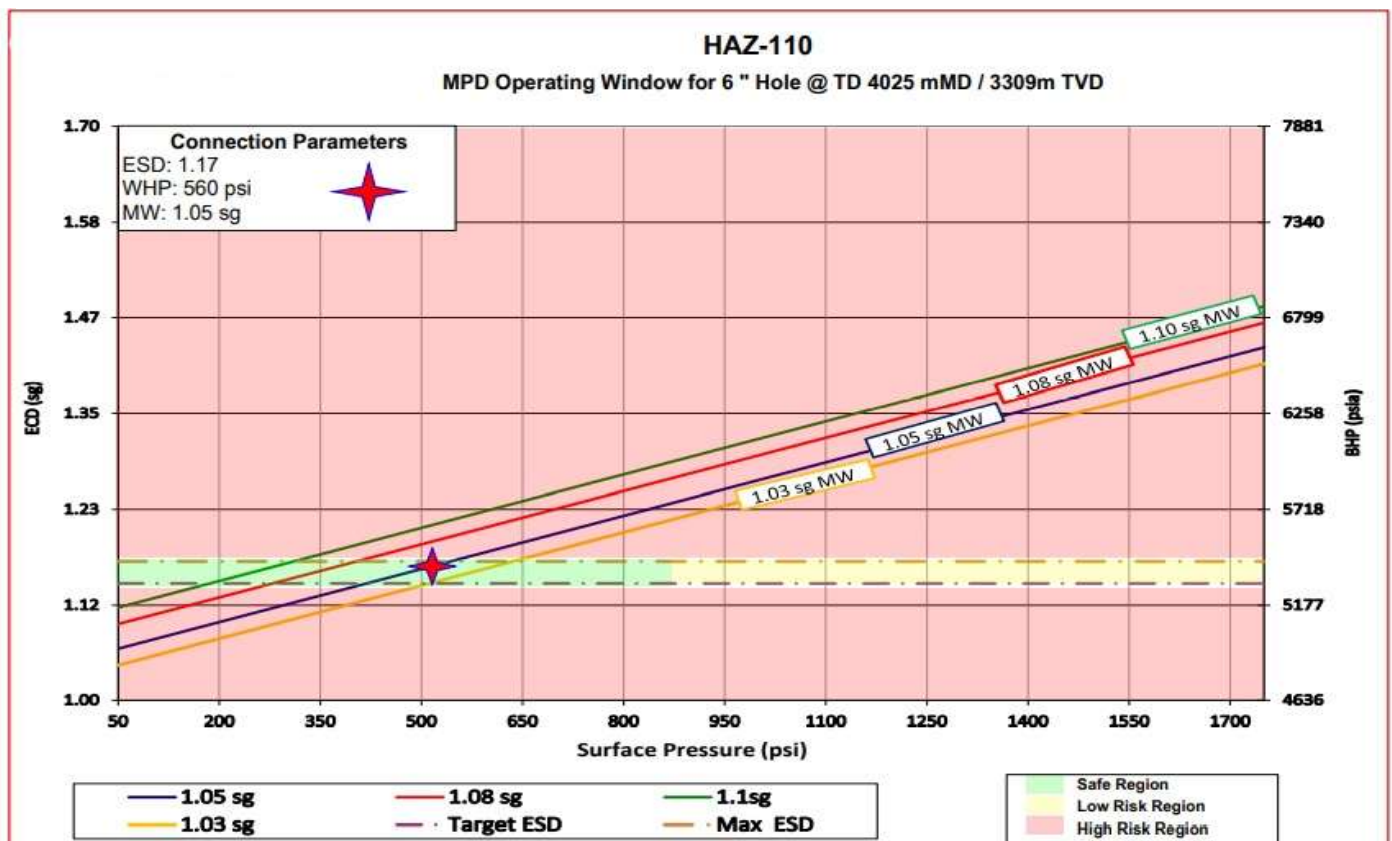


FIGURE 42 : PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU MPD A LA TD PREVUE AVEC 1,05 SG MW (STATIQUE)[39]

- **Pression de pore :** La pression de pore de 1,14 sg a été définie à partir de l'essai de limite inférieure du puits de HAZ-103. Elle doit être confirmée par un test de limite inférieure sur le terrain une fois que le sommet des quartzites de Hamra sera confirmé.
- **Gradient de fracture :** Le gradient de fracture de 1,17 a été défini à partir du test de limite supérieure du puits HAZ-103 et sera validé sur le terrain une fois que le sommet des quartzites de Hamra sera confirmé.
- **Contre-pression de surface :** La contre-pression dynamique de surface pendant le forage (230 psi) et le raccordement (560 psi) a été choisie en tenant compte du ECD estimé à 1,17 sg.
- **Gestion des afflux :** une contre-pression de surface supplémentaire comprise entre 250 et 1350 psi pourrait être ajoutée pour gérer tout afflux. De plus, 1750 psi est la pression de travail dynamique maximale pour l'ensemble de roulement RCD.

Avant d'atteindre cette valeur, le puits doit être fermé et contrôlé avec l'équipement conventionnel de Sonatrach.

NB :

- Il faut noter qu'en cours de forage, d'autres fractures s'ouvrent et que la fenêtre opérationnelle peut être réduite. Il faut alors attendre de savoir jusqu'à quelle profondeur on peut continuer à forer pour éviter de se retrouver dans un scénario où la fenêtre opérationnelle est complètement fermée et où il n'y a plus de marge pour faire des trips ou de la cimentation ; si cette situation est atteinte, le SH doit prendre la décision d'arrêter le forage.
- L'effet Swab/Surge doit être fortement pris en compte et une vitesse de descente doit être définie et respectée.
- Un remplissage continu pendant le tripping doit être mis en place pour éviter tout scénario d'afflux.

III.10 Critères de nettoyage de puits :

Le CTR définit la capacité du fluide en écoulement à transporter les débris. Tout comme le glissement qui se fait entre la vitesse du gaz et celle du liquide, un glissement existe également entre la vitesse des particules solides (débris) et celle du liquide. Il est impératif pour la conception du nettoyage des trous de s'assurer que ce glissement n'est pas suffisamment élevé pour que les débris de coupe glissent et s'accumulent derrière n'importe quelle zone de section transversale du trépan à la surface. Un CTR supérieur à 0,7 pour les puits verticaux et supérieur à 0,9 pour les puits horizontaux sont les valeurs recommandées pour assurer un bon nettoyage des trous.

TABLEAU 8 : CTR ACCEPTABLE PAR L'INDUSTRIE[39]

Well Trajectory	Cuttings Transport Ratio (CTR)
Horizontal	0.9
Vertical	0.7

Pour calculer le CTR, on utilise l'équation (1) donnée ci-dessous :

$$CTR = 1 - \frac{VSC}{V_{mean}} \quad (1)$$

Où :

CTR : rapport de transport des déblais.

VSC : estimation de la vitesse de glissement des déblais, ft/s.

Vmean : vitesse moyenne du fluide.

Les équations utilisées pour calculer la VSC sont données dans le tableau suivant :

TABLEAU 9 : ESTIMATION DE LA VITESSE DE GLISSEMENT DES DEBRIS DE FORAGE (VSC)[39]

Re_c	V_{sc}
$Re_c < 3$	$V_{sc} = 82.87 \times (\rho_s \square \rho_f) \times \left(\frac{d_s^2}{\mu_f} \right)$
$3 = Re_c < 300$	$V_{sc} = 2.90 \times \frac{(\rho_s \square \rho_f)^{0.667}}{(\rho_f \times \mu_f)^{0.333}}$
$300 = Re_c < 4000$	$V_{sc} = 1.54 \times \left[\frac{d_s \times (\rho_s \square \rho_f)}{\rho_f} \right]^{0.5}$
$Re_c = 4000$	$V_{sc} = 1.06 \times \left[d_s \times \frac{(\rho_s \square \rho_f)}{\rho_f} \right]^{0.5}$

Où :

Re_c : nombre de Reynolds des débris

V_{sc} : estimation de la vitesse de glissement des déblais, ft/s

d_s : diamètre des déblais, in

ρ_s : densité des déblais solides, lbm/US Gal

ρ_f : densité moyenne, lbm/US Gal

μ_f : viscosité moyenne, Centipoises

$$Re_c = \frac{\rho_f \times V_{sc} \times d_s}{\mu_f} \quad (2)$$

Comme le montre le tableau ci-dessus, le choix de l'équation utilisée pour calculer Vsc dépend de Rec. Il est donc nécessaire de déterminer l'équation à utiliser pour calculer Vsc de manière à ce que la valeur calculée de Rec qui en résulte satisfasse la ou les exigences de Rec correspondantes pour cette équation. Tous les calculs sont effectués par un modèle d'écoulement informatique.

Contrairement à la section de trou de 6" (ou plus), la vitesse du fluide annulaire est définie comme le critère déterminé pour assurer un bon nettoyage du trou pour la section de trou de 6" ; le tableau ci-dessous est considéré comme un guide pour assurer le nettoyage adéquat du trou pour cette section.

TABLEAU 10 : VELOCITE ANNULAIRE ACCEPTABLE PAR L'INDUSTRIE [39]

Well Trajectory	Min. acceptable Annular velocity (ft/min)
Horizontal	65 m/min
Vertical	55 m/min

III.11 Plan de gestion du ECD :

Le tableau ci-dessous décrit le processus qui sera déployé pour obtenir l'ECD requis aux profondeurs cibles. Ici, la pression de pore est de 1,14 sg et la pression de fracture de 1,17 sg. L'ECD cible pour commencer le forage dans des conditions dynamiques et statiques sera de 1,17 sg. Au cours de l'avancement du forage, ces limites de pression supérieure et inférieure seront affirmées et pourront changer. La contre-pression de surface appliquée (SBP) sera alors ajustée pour maintenir le profil de pression de fond en conséquence. Le plan qui consiste à augmenter la densité de la boue si les limites de la pression de travail en surface pour le dispositif de contrôle de la rotation (RCD) sont atteintes pour contrôler le puits est également prévu.

TABLEAU 11 : TABLEAU DE GESTION DU ECD [39]

Drilled Interval (m)		Formation	Pore Pressure (sg)	Circulation Depth (m)	Drilling Window		Pump Rate (lpm)	Target ECD/ESD (sg)	Applied SBP (psi)		ECD at Applied SBP (psi)		ESD at Applied SBP (psi)	
From	to				Lower	Upper			Drilling	Conn.	TD	At Shoe	TD	At Shoe
3348	3532	Gres d'Ourgla	1.14	3348	1.14	1.17	800	1.17	250	510	1.16	1.17	1.16	1.17
3532	4025	Q Hamra	1.14	4025	1.14	1.17	800	1.17	230	560	1.17	1.18	1.17	1.18

III.11.1 Définitions :

- **ECD cible :** ECD requis pour atteindre une profondeur planifiée avec un minimum Overbalance par rapport à la pression de pore attendue.
- **Limites de la fenêtre de forage :** La limite inférieure sera la pression de pore maximale prévue. La limite supérieure sera la pression de fracture, soit à la profondeur du sabot du tubage, soit plus profondément si des pertes sont constatées.
- **SBP maximale :** Forage = 250 psi - Connexions = 560 psi (pression de travail sécurisée). La limite de pression sera basée sur l'API 16RCD comme étant la pression de fonctionnement maximale des éléments d'étanchéité de l'assemblage du roulement RCD.

III.11.2 Séquence opérationnelle du MPD :

La séquence opérationnelle générale pour commencer le forage de HAZ-110 préparé pour appliquer la technique MPD du CBHP et les tests d'empreintes digitales.

L'état actuel prévu du puits est le suivant :

- Trou de 8-1/2" foré jusqu'à +/- 3348 m MD (3191 m TVD).
- Sabot de tubage de 7" à +/- 3348 m MD (3191 m TVD).
- Boue : Déplacement 1.05 SG OBM pour les opérations MPD, comme convenu avec SH.
- Test de pression du tubage selon les directives de SONATRACH.

Les opérations se dérouleront dans l'ordre suivant :

1. R/U et test de pression de l'équipement MPD.
2. Test de fonctionnement et mise en service du système de contrôle Microflux.
3. P/U et M/U de l'ensemble moteur de la compagnie directionnelle avec MWD / APWD et RIH.
4. Effectuer un essai à faible profondeur (essai de fonctionnement) du moteur, enregistrer les pressions de Stand Pipe à différents taux.
5. Installer le roulement RCD, aligner le système MPD et commencer à déplacer le puits à 1,05 MW comme convenu avec SH.
6. Effectuer les essais de tubage MPD.
7. Effectuer la procédure d'impression des doigts du MPD.
8. Régler les paramètres de circulation aux taux de forage pour un ECD de 1,17 sg avec 800 lpm ; 250 psi WHP pour 1,05 sg MW.
9. Sortir le sabot du tubage et faire deux circulation pour transporter tous les débris et le ciment vers le haut puis vers les tamis jusqu'à ce que des débris du sabot de confirmation soient observés sur les tamis.
 - Note 1 : Le débitmètre Coriolis doit être maintenu en by-pass jusqu'à ce que des retours sans débris soient observés sur les shakers.
10. Continuer à forer 3-4 m de formation vierge.
11. Faire circuler jusqu'à homogénéiser la boue.
12. Effectuer le SBT/FIT.
13. Prendre une circulation lente en suivant la procédure MPD.
14. Poursuivre le forage d'un trou de 6" jusqu'à 10 m à l'intérieur de la formation vierge avec un ECD de 1,17 sg.
15. Circuler pour obtenir un échantillon afin de confirmer la formation.
16. Effectuer le test de vérification de la fenêtre en suivant la procédure MPD :

a. La limite supérieure ne doit pas être supérieure à 1,50 SG EMW à la profondeur du sabot du tubage. Ce test définit l'intégrité de la pression du sabot du tubage, et cette valeur est considérée comme la limite supérieure initiale de la fenêtre.

b. Le test d'influx de la limite inférieure est effectué en prenant un petit volume d'influx de la formation. Le volume maximal d'influx doit être considéré comme correspondant aux limites de la matrice de contrôle du puits.

17. Faire circuler l'influx par la première circulation de drillers methods (FCWHP = SIDPP).

18. Ajuster le WHP pour obtenir un ECD sur l'outil APWD afin de maintenir l'équilibre avec la pression de pore obtenue lors de l'essai.

19. Continuer à forer le trou de 6" en suivant le plan de gestion des ECD ci-dessous :

- Note 2 : Suivre la procédure MPD Connections pour les raccordements de tiges.
- Note 3 : Un kick de formation peut être pris pendant le forage ; dans ce cas, suivez la procédure de well control.

20. Lorsque le forage est plus profond, des pertes de fluide dans la formation peuvent se produire, suivez alors la procédure de contrôle des pertes de fluide.

21. Des pertes de fluide OU des kicks de formation peuvent se produire, la décision doit être prise en fonction des arbres de décision approuvés par FORAGE et PED pour continuer le forage jusqu'au TD

22. Si une remontée de trépan est nécessaire avant le TD, le puits sera déplacé vers une boue plus lourde au niveau du sabot de tubage afin d'obtenir un MW similaire à l'ECD pendant le forage (l'ingénieur MPD calculera le MW nécessaire).

23. Une fois que le TD de la section est atteint, que ce soit pour les opérations de diagraphie par câble ou pour le passage du tubage, le puits doit être équilibré pour permettre que les opérations mentionnées soient effectuées de manière conventionnelle.

24. POOH BHA.

25. Effectuer un wireline logging selon le programme de diagraphie.

26. Effectuer un DST pieds nus ou passer à l'étape 28 pour un DST en puits tubé.

27. RIH avec l'ensemble rotatif pour vérifier l'état du trou avant de poser le liner. Cette étape peut être omise en fonction de la durée des opérations de diagraphie et de l'état du trou.

28. Procéder à la complétion selon le programme de Sonatrach.

- Note 4 : Effectuez le test de vérification de la fenêtre (limites supérieures/inférieures) en suivant la procédure MPD aux moments suivants :
 - 1. en entrant dans une nouvelle formation (QHamra)
 - 2. Lors de l'entrée dans une nouvelle sous formation de QHamra
 - 3. Chaque fois avant la descente de l'outil.
 - 4. Lorsque vous rencontrez une perte ou un gain pour confirmer la nouvelle fenêtre d'opération.

- 5. La raison des deux premiers points pour ajuster la fenêtre de forage et pour le troisième point pour confirmer le meilleur KMW requis.

MW 1.05 SG .

ECD: 1.17 SG .

43 spm

TABLEAU 12 : CONSIDERATIONS A PRENDRE EN COMPTE LORS DU TRIPPING[39]

Step (up/down) chart down		
Rig pump “spm”	Kill pump “spm”	Choke pressure “psi”
43	0	450
30	25	530
15	25	610
0	25	700

Conclusion :

MPD techniques sont mises en œuvre pour forer la formation fracturée quartzite Hamra (QH) dans le puits HAZ-110. L'utilisation d'une densité de boue très basse avec un contre pression en surface nous donne la possibilité de réduire le ECD si on a une perte de circulation. Nous ne pouvons pas réduire ECD au-dessous de la limite inférieure qui peut entraîner des venues de gaz. Trouver la balance entre les deux limites en maintenir l'Overbalance quand on évite les pertes est d'une importance vitale. Le problème majeur est la présence de fractures qui conduit à la perte de circulation suivi par une venue de gaz due à diminution de pression de la colonne hydrostatique de fluide dans l'espace annulaire

CONCLUSION GÉNÉRALE :

La technique MPD nous permet d'identifier plusieurs critères mécaniques et physiques des réservoirs traversés plus leur évaluation instantanée. Dont celui-ci on a présenté quartzites Hamra, dans le champ Hamra, plus de criticité, vu l'étroitesse de sa marge de forage et la nature très fine de ses grains qui sont les potentielles de rencontrer des problèmes lors de forage.

- ✓ L'objectif de ce travail est d'élaborer une méthodologie d'étude de la technique de forage des puits en MPD (Managed Pressure Drilling). La compréhension des mécanismes liés aux fluides de forage et au profil des pressions de puits, qui sont à l'origine de ces problèmes, nous permet de trouver les solutions adéquates.
- ✓ De point de vue d'ensemble préliminaire, les technologies MPD est faisable d'appliquer au réservoir Quartzite Hamra et améliorer les performances et réduire le dégât de la formation.
- ✓ Le Système MPD utilise pour ajuster et maintenir une pression constante du fond du trou (CBHP) qui applique la pression de surface pour forer le puits dans la balance.
- ✓ D'après notre étude d'application de la technique MPD dans le champ Hamra, nous permet d'avoir les bénéfices suivants :
 - Réduire au minimum les pertes de boue et les dommages élevés de formation.
 - Contrôle les venues de gaz
 - Éliminer les coincements par pression différentielle.
 - Augmenter le dispositif de protection en cas de renversement.
 - Maintenir le BHP stable pendant la connexion par le choke de MPD.
 - Réduire l'effet de la boue contenant du gaz sur la colonne liquide d'allègement dans le puits.
 - Impact économique élevé par réduire NPT et améliorer la sécurité.

Le forage à pression gérée est une technologie bien équipée qui contrôle précisément la pression annulaire pendant le forage et l'achèvement de puits ou bien le forage dans une marge limitée par la pression de fracturation et la pression interstitielle, est non seulement une technologie instrumentée, mais elle est aussi une manière ultime pour exercer la bonne maîtrise des formations traversées et de l'environnement de forage, et de se préparer à défier "Mère Nature" sous tous ses aspects. Comme elle révèle les problèmes, les solutions doivent être trouvées pour atteindre l'objectif. Récemment, la gestion de la pression - MPD - peut être définie comme l'une des solutions ultimes aux problèmes jusqu'à ce qu'une meilleure méthode soit découverte.

RECOMENDATION :

On recommande d'autres études comparatives avec des zones qui prescrivent de mêmes problèmes, telles que Hassi Messaoud, Hassi Berkine, Oued Mya, ...etc. afin d'adapter les avantages de MPD pour faire face aux défis, de l'étaler sur tout le territoire Algérien, un objectif qui nécessite un effort supplémentaire pour trouver les parties manquantes du concept.

Etudié l'opération de nettoyage de puits lors de réalisation MPD, comme cette dernière est considérée comme un inconvénient de MPD. Afin de trouver les solutions convenables à ce type des problèmes.

La température au fond de puits influe directement sur l'état de la boue de forage, pour cette raison, discerner son effet nécessite l'étude et l'analyse

Les recommandations suivantes aideront à trouver la fenêtre opérationnelle et à sélectionner les meilleurs MW et SBP et à limiter les problèmes de forage :

- Le MPD doit être pratiqué par étapes plutôt que de sauter sur le puits le plus difficile avec des méthodes plus sophistiquées.
- Le MPD réactif doit être pratiqué avec des programmes conventionnels pour se familiariser avec le concept. L'utilisation réactive de CBHP peut être un bon point de départ.
- Après avoir pratiqué suffisamment pour comprendre les principes fondamentaux du MPD réactif, l'utilisation du MPD proactif doit être pratiquée avec des programmes de tubage et des conceptions de boue améliorés.
- Le MPD proactif ne doit pas être pratiqué sans un plan d'urgence afin d'être prêt pour des incidents probables ou moins attendus.
- Différentes combinaisons des technologies disponibles ou à venir avec le MPD doivent être examinées afin de maintenir le contrôle ultime.
- Il est plus positif d'utiliser MPD en exploration pour aider à l'extraction des données géologique

- [1] Erdem.Tercan. [2010]. «Manager Pressure Drilling, thèse de doctorat de l'université technique du Moyen-Orient ».
- [2] Das, A.K., “Simulation Study Evaluating Alternative Initial Responses to Formation Fluid Influx During Managed Pressure Drilling”, M.Sc. Thesis, NTNU, Department of Petroleum Engineering, May 2007.
- [3] Perez, M.A., Clyde ,R., and D'Ambrosio, P. et.al. “Meeting the Subsalt Challenge”, Oilfield Review 20. October 01, 2008.
- [4] W. Aldred, J. C. (1998). Using Downhole Annular Pressure Measurements to Improve Drilling Performance. Oilfield Review Journal, ss. 40-55
- [5] Malloy, K.P., “Managed Pressure Drilling- What is it anyway?” Journal of World Oil, March 2007, 27-34.
- [6] Drilling Engineer Association, Maurer Engineering Inc., Underbalanced Drilling and Completion Manual, DEA 101, October 1996
- [7] UBO & MPD Glossary documents, 2008, IADC, <http://www.iadc.org>
- [8] Hannegan.D and Fisher.K, Managed pressure drilling in marine environments, November 2005, paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Qatar
- [9] ANANTHA SARAT SAGAR NAUDURI, Mnaged pressure drilling candidate selection, 2009, Office of Graduate Studies of Texas A&M University.
- [10] Maurer engineering INC, Underbalanced drilling and completion manual, October 1996, Drilling Engineer Association.
- [11] Bill Rehm & all.,'Managed Pressure Drilling', Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2008.
- [12] Nauduri, A.S.S., G.H. Medley, and J.J. Schubert, MPD: Beyond Narrow Pressure Windows. Society of Petroleum Engineers.
- [13] James K. Dodson Study, www.infogulf.com, 11/2005.
- [14] Martin ; M.D. 2006. Managed Pressure Drilling Techniques and Tools. Master thesis. Texas A&M University.
- [15] van Riet, E.J., D. Reitsma, and B. Vandecraen, Development and Testing of a Fully Automated System to Accurately Control Downhole Pressure During Drilling Operations. Society of Petroleum Engineers.

REFERENCES BIBIOGRAPHIES

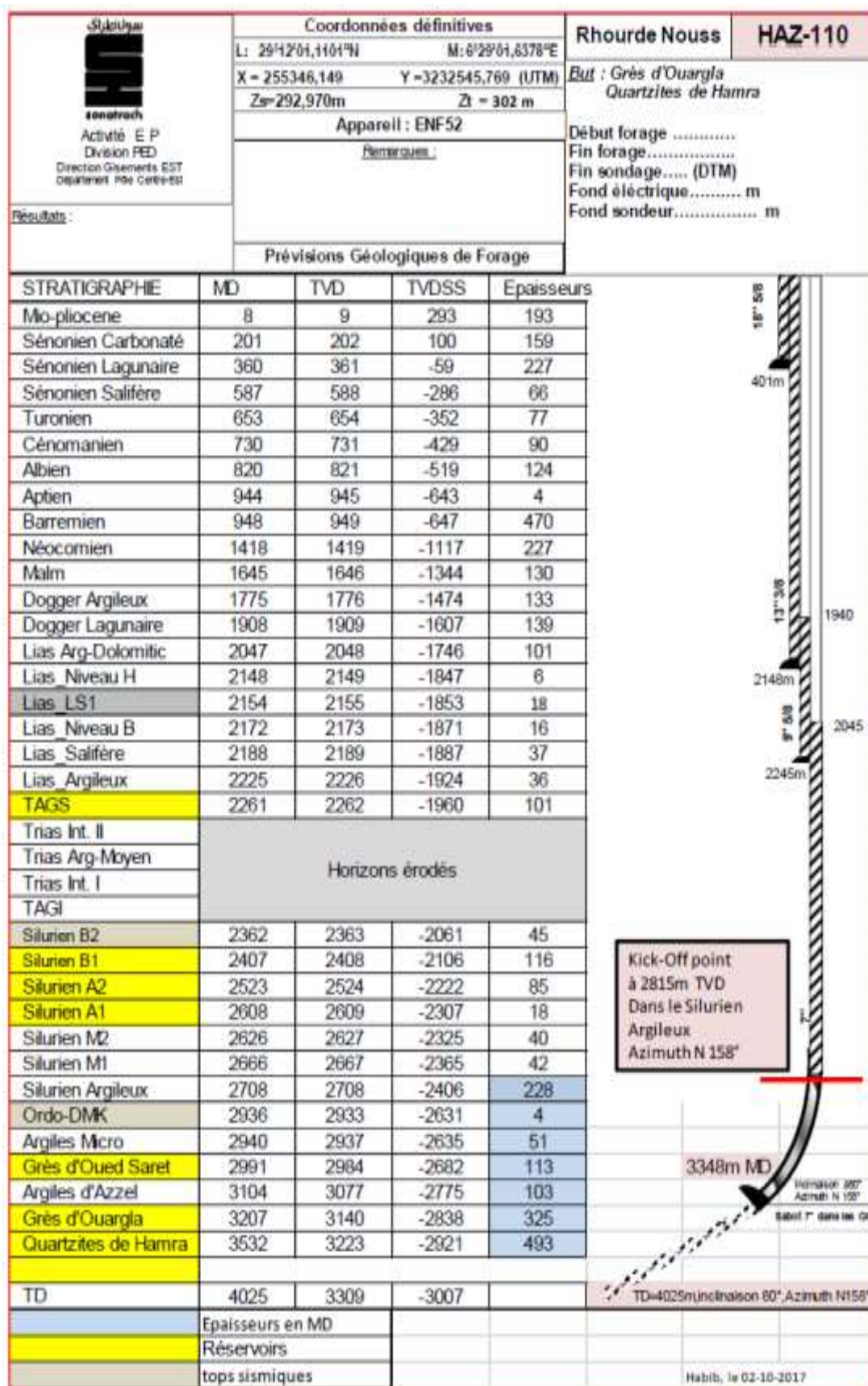
- [16] Hannegan, D.M., Variations of Managed-Pressure Drilling Currently Practiced:Offshore Case Studies. Offshore Technology Conference
- [17] Hannegan, D., “Brownfields Applications for MPD”, E&P Journal, October 2005, 45-48.
- [18] Juvkam-Wold, H., “Pete 411- Drilling class notes, 2005”, Texas A&M University.
- [19] Medley, G.H., Moore, D., Nauduri, S., “Simplifying MPD: Lessons Learned”, presentation at the 2008 Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE, SPE/IADC 113689, 28–29 January 2008.
- [20] Hannegan, D., “Offshore Drilling Hazard Mitigation: Controlled Pressure Drilling Redefines What Is Drillable”, Drilling Contractor Journal, January/February 2009, 84- 89.
- [21] Nas, S., Torolde, J.S., Wuest, C., “Offshore Managed Pressure Drilling Experiences in Asia Pacific”, presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 119875, 17–19 March 2009.
- [22] Jenner, J.W., Elkins, H.L., Springett, F., Lurie, P.G., and Wellings, J.S., “The Continuous Circulation System: An Advance in Constant Pressure Drilling”, paper SPE 90702 presented at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26- 29 September.
- [23] J. E. L. d. Guevaram et al.2012. Mud Cap Application Solves Chronic Drilling Problem in a Highly Fractured , Low Pressure Reservoir. Paper SPE-151085-MS presented at IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA, 6-8 March
- [24] Benny, A. M. Hidayat, A. Karnugroho, J. Sosa, and J. S. S. Toralde.2013. Combining Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD) and Early Kick Detection (EKD) Techniques for Fractured Formations Overlying a High Pressure Reservoir in Offshore Kalimantan. Paper SPE-165893-MS presented at SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 22-24 October.
- [25] Fossil, B., and Sangesland, S., “Managed Pressure Drilling for Subsea Applications; Well Control Challenges in Deepwater”, Paper SPE 91633, Presented at the 2004 SPE/IADC Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston, 11- 12 October.

REFERENCES BIBIOGRAPHIES

- [26] Hannegan, D., “Managed Pressure Drilling,. SPE Advanced Drilling Technology & Well Construction Textbook”, Chp. 9, Section 10.
- [27] Shelton, J., J.R. Smith, and A. Gupta, Experimental Evaluation of Separation Methods for a Riser Dilution Approach to Dual Density Drilling. Journal of Energy Resources Technology, 2011. 133(3): p. 031501-031501.
- [28] Luize Sobreiro de Oliveira, MPD-Field case Studies, Modelling and Simulation studies 32-33
- [29] Smith, K. L., Gault, A. D., and Witt, D. E. et.al. “SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry”, SPE-71357-MS, this paper was prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana., 30 September – 3 October 2001. <http://dx.doi.org/10.2118/71357-MS>
- [30] “Riserless mud recovery moves into deepwater”, [Online], Downloaded from: <http://tinyurl.com/qdekr86>, (accessed 27.05.2014)
- [31] Boucherchem Amina mémoire : Contrôle de pression en forage conventionnel avec MPD page 87-88
- [32] P. Vieira... [et al], Constant bottom-hole pressure: Managed pressure drilling technique applied in an exploratory well in Saudi Arabia, January 2008, In SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, number 113679-MS, Abu Dhabi, UAE, The Society of Petroleum Engineers.
- [33] F. Iversen... [et al], Offshore field test of a new system for model integrated closed-loop drilling control, December 2009, SPE Drilling Completion, 24(4):518–530.
- [34] MISWACO, 'Drilling chokes: ultimate pressure control for the most challenging
- [35] Rehm ; B. Schubert; J. Haghshenas; A. Paknejad; A.S; Hughes; J. ‘Managed Pressure Drilling’; Gulf Drilling series; Houston; Texas; 2008.
- [36] E. van Riet, D. Reitsma, and B. Vandecraen. Development and testing of a fully automated system to accurately control downhole pressure during drilling operations, October 2003, In SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, number 85310-MS, Abu Dhabi, United Arab Emirates, The Society of Petroleum Engineers, SPE.

REFERENCES BIBIOGRAPHIES

- [37] D.Sasongko... [et al], Downhole isolation valve performance in drilling and subsequent completion operations, February 2011, In International Petroleum Technology Conference, number 15445-MS, Bangkok, Thailand, International Petroleum Technology Conference
- [38] OFFSET Wells, Drilling Program, SONATRACH - division forage.
- [39] MPD Program HAZ-110, Sonatrach HAMRA Field, Algeria 2017



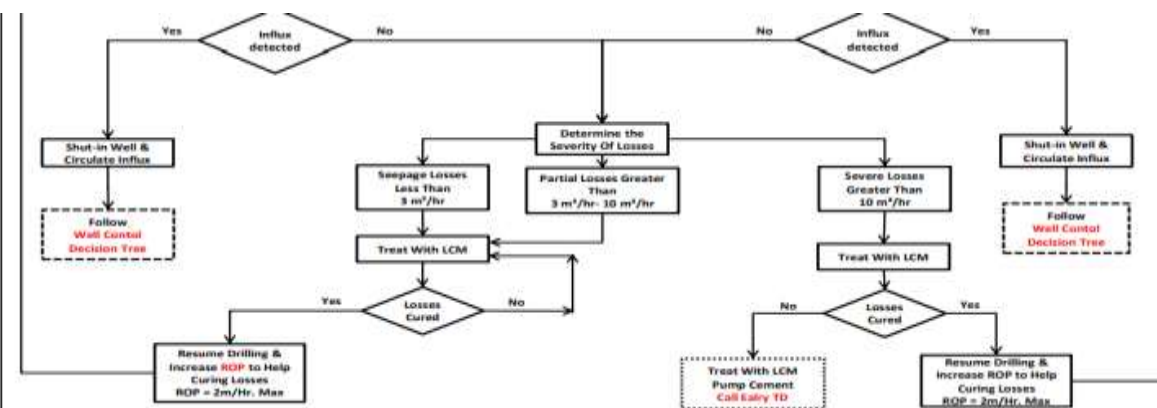
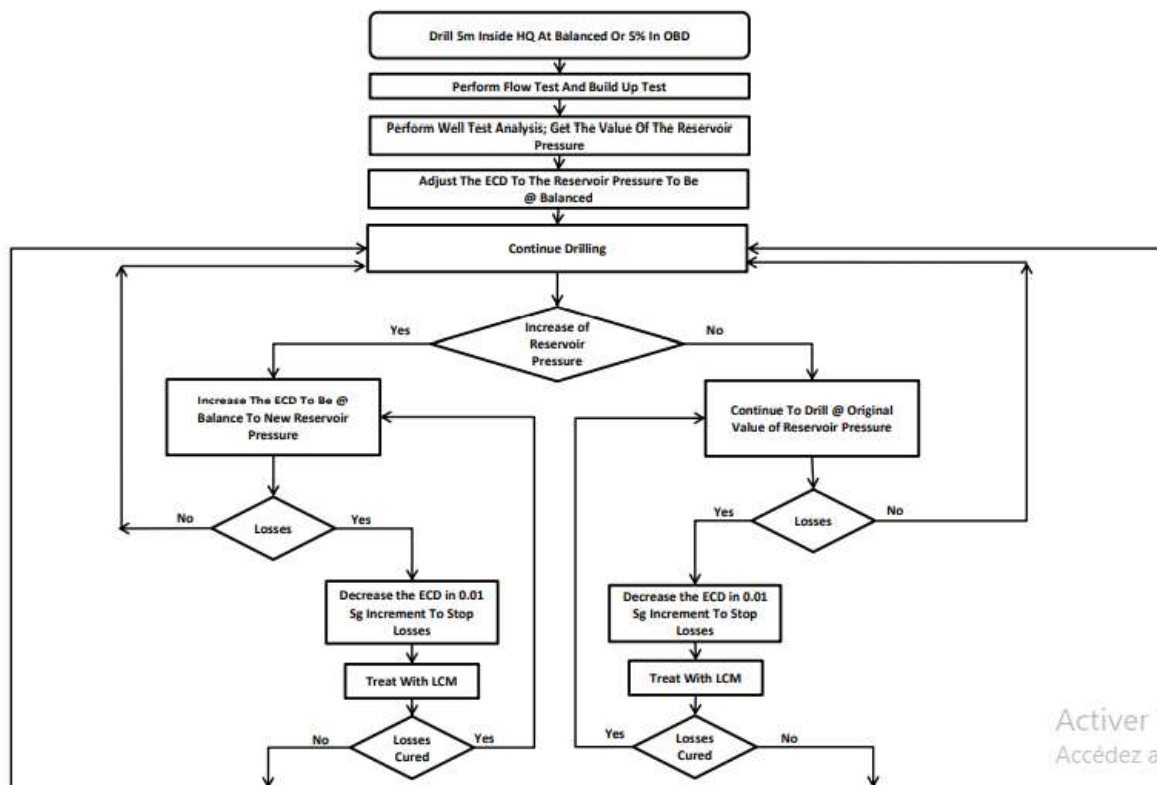
Pronostic géologique HAZ-110 (fourni par Sonatrach)

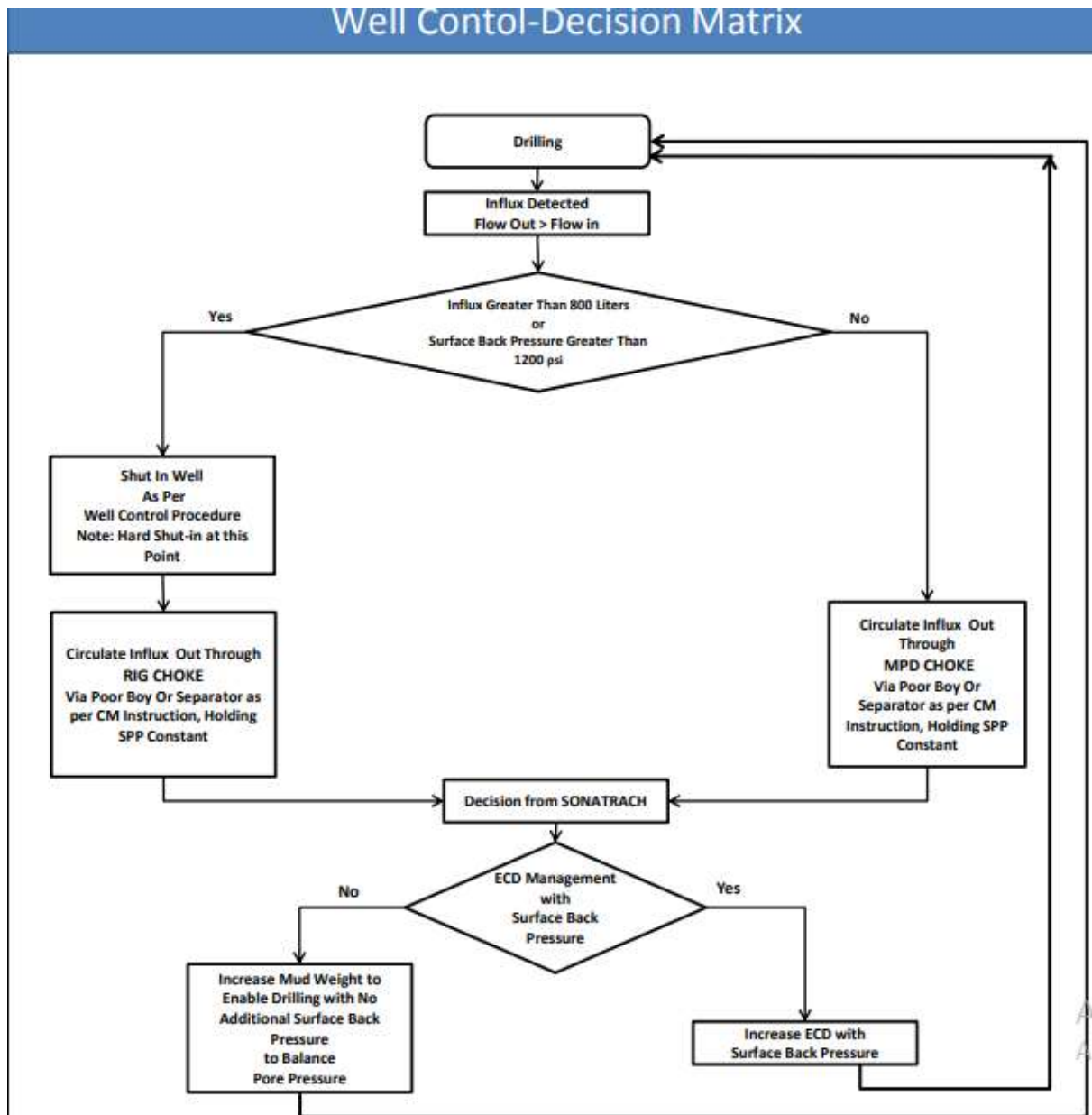
MPD Well Control Matrix :

WELL CONTROL MATRIX HAZ 110

MPD Well Control Matrix		Surface Pressure (Backpressure)			
		Within Planned Surface Pressure Range (Drilling) 0-400 psi	Within Planned Surface Pressure Range (Connection) < 700 psi	> Planned Surface Backpressure, and < Backpressure Limit 400-700 psi	> or = Surface Backpressure Limit > 2200 psi
Flow indication	No Influx	Optimum	Optimum	Increase Liquid Flow Rate, Mud Density or both, and Reduce backpressure to planned or contingency values	Pick-up off bottom, shut-in well and evaluate steps to follow
	Operations Limit (0-0.3m3)	Increase backpressure, Liquid Flow Rate, Mud Density or a combination of them	Increase backpressure, Liquid Flow Rate, Mud Density or a combination of them	Increase Liquid Flow Rate, Mud Density or both, and Reduce backpressure to planned or contingency values	Pick-up off bottom, shut-in well and evaluate steps to follow
	< Planned Limit (0.3-0.8 m3)	Stop drilling, Increase back Pressure, Liquid Flow Rate, Mud Density or a combination of them	Stop drilling, Increase Back Pressure, Liquid Flow Rate, Mud Density or a combination of them	Pick-up off bottom, shut-in well and evaluate steps to follow	Pick-up off bottom, shut-in well and evaluate steps to follow
	>Planned Limit (>=0.8 m3)	Pick-up off bottom, shut-in well and evaluate steps to follow	Shut-in Well with BOPs	Pick-up off bottom, shut-in well and evaluate steps to follow	Pick-up off bottom, shut-in well and evaluate steps to follow

Losses Decision Matrix





Système de contrôle microflux :

Le système Microflux utilise les débitmètres massiques Coriolis et le principe de l'équilibre de masse pour mesurer et comparer le volume et la densité injectés dans le puits et renvoyés du puits afin d'identifier les événements de fond de puits [11]. Les composants du système MicrofluxTM, voir fig II. 16, sont les suivants :

- Débitmètre massique Coriolis
- Capteurs de pression à quartz de précision
- Unité de puissance hydraulique (HPU)
- Unité de commande intelligente (ICU)



Fig 1 : Système de contrôle MicrofluxTM.

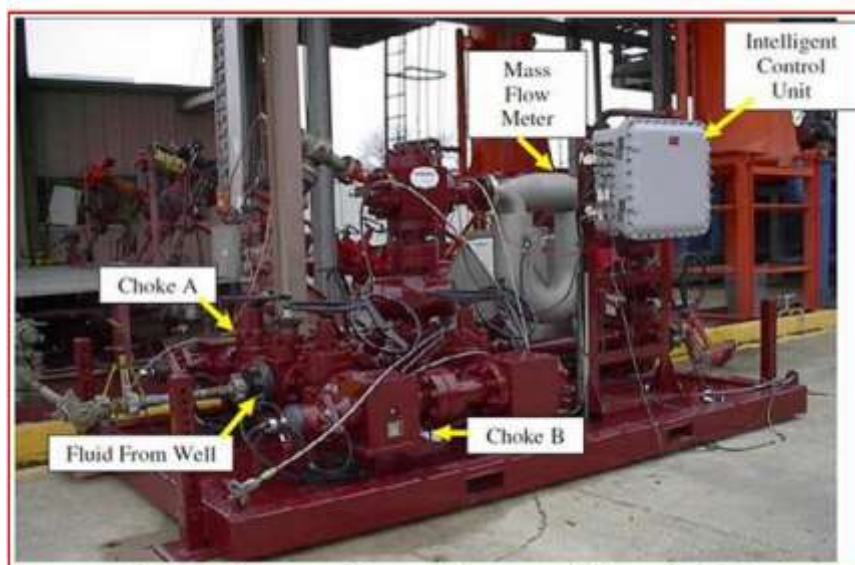


Fig2:MPD integrated choke manifold

Rotating Control Device (RCD) :



Fig 3: Model 7100 RCD



Fig 4: MPD Auxiliary Pump



Fig 5: Mud Gas Separator