

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

GHENNAM MOHAMED MOSTAFA

CHINOUNE KARIM

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

**ETUDE DE LA STABILITE DE LA PRESSION DE FOND
DANS LE FORAGE EN UNDERBALANCE
APPLICATION AU Puits MDZ-672 A HASSI MESSAOUD**

Devant le jury :

YAHY Fatma	MC (B)	UMBB	Présidente
SAIFI Réda	MA (A)	UMBB	Encadreur
NACEF Ali	MC (A)	IAP	Co-Encadreur
BOUBEKEUR Zinelabidine	MA (B)	UMBB	Examineur
BELIMANE Zakarya	MA (A)	UMBB	Examineur

Année universitaire : 2022 / 2023

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

GHENNAM MOHAMED MOSTAFA

CHINOUNE KARIM

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

**ETUDE DE LA STABILITE DE LA PRESSION DE FOND
DANS LE FORAGE EN UNDERBALANCE
APPLICATION AU Puits MDZ-672 A HASSI MESSAOUD**

Validé par :
Mr SAIFI Réda

Année universitaire : 2022 / 2023

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH tout miséricordieux, qui nous a facilité la voie à chaque carrefour de notre vie, et qui a fait que nous sommes là maintenant.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de notre mémoire de fin d'études. Tout d'abord, nous sommes reconnaissants envers nos encadreurs de mémoire, Ali Nacef, et Réda Saifi pour leurs soutiens, leurs conseils éclairés et leurs disponibilités tout au long de ce parcours académique.

Nous souhaitons également exprimer notre gratitude envers les membres de notre jury de soutenance : Mr. Zine ElAbidine Boubekour, Mr. Zakarya Belimane, et Mme Fatma Yahia pour leur temps, leurs précieuses suggestions et leurs commentaires constructifs qui ont enrichi notre travail de recherche. Un grand merci à nos enseignants et à l'ensemble du corps professoral de l'institut national des hydrocarbures, qui nous ont transmis des connaissances approfondies et nous ont encouragé à repousser nos limites intellectuelles.

Nous tenons à remercier chaleureusement nos amis et nos familles pour leurs soutiens inconditionnels, leurs encouragements constants et leurs précieux conseils. Leurs présences et leurs soutiens ont été une source de motivation essentielle tout au long de cette aventure.

Enfin, nous sommes reconnaissants envers toutes les personnes qui ont participé à notre recherche, notamment les participants et les experts qui ont généreusement partagé leurs connaissances et leur expertise.

La réalisation de ce mémoire de fin d'études a été une expérience enrichissante et passionnante, et nous sommes reconnaissants envers chacune de ces personnes qui ont contribué à notre parcours académique. Leurs encouragements, leur expertise et leur soutien ont joué un rôle clé dans la réussite de cette étape importante de nos vies.

Mostafa et Karim

Dédicace

Je dédie ce travail en premier lieu à mes parents, qui m'ont toujours soutenu, qui ont toujours crus en moi et m'ont toujours encouragé tout au long de mes études.

A toute ma grande famille.

A mes amis les plus chers, Amine, Youghourta et Tarek

A mon frère Adem

A mes sœurs Lamiss, Mayar et Seline

A ceux qui n'ont eu de cesse de me soutenir pendant tout ce
temps

Merci infiniment.

Mostafa

Dédicace

À mes parents, qui m'ont soutenu inconditionnellement tout au long de ce périple académique, je dédie ce mémoire. Votre amour, votre encouragement et votre confiance ont été mes piliers. Ce travail représente notre victoire commune et le fruit de nos sacrifices. Merci pour votre amour indéfectible.

Karim

Résumé

Le forage en état d'underbalance est une méthode efficace pour améliorer les performances de forage et maximiser la production en réduisant les dommages à la formation. Les avantages de cette technique dépendent directement de la capacité à maintenir cet état d'underbalance tout au long de l'opération de forage. Le maintien de cet état est complexe car il est soumis à des fluctuations constantes, ou plutôt à un régime transitoire. Une meilleure compréhension de ce régime transitoire aidera les ingénieurs à prendre des décisions plus éclairées en fonction des phénomènes observés. Cette étude porte sur le problème des oscillations de pression au fond du puits, causées par une discontinuité dans l'injection de gaz, connue sous le nom "effet de slugging". Elle montre également comment une simulation de la pression en régime transitoire peut aider l'ingénieur à comprendre et prévenir ce phénomène, en mettant en évidence les facteurs qui influencent son comportement, ce qui conduit à plusieurs propositions pour remédier au problème. Le logiciel de simulation Drillbench est utilisé pour étudier cet effet et optimiser les paramètres de forage afin de réduire les oscillations. L'étude a été réalisée dans le cas de l'injection par tubage concentrique, qui est la technique d'injection de gaz la moins connue et donc la moins maîtrisée dans le puits.

Mots clés : underbalance, pression de fond, accumulateur, slugging, stabilité.

Abstract

Underbalanced drilling is an effective method to enhance drilling performance and maximize production by reducing formation damage. The benefits of UBD are directly dependent on the ability to maintain this underbalanced state throughout the drilling operation. However, maintaining this state is complicated due to constant fluctuations, or rather a transient regime. A better understanding of this transient regime will assist engineers in making informed decisions based on encountered phenomena. This study addresses the issue of bottom hole pressure oscillation caused by gas injection discontinuity, known as the "slugging effect." It also demonstrates how a transient pressure simulation can aid engineers in understanding and preventing this phenomenon, highlighting the influencing factors and proposing solutions to mitigate the problem. The simulation software Drillbench is used to investigate this effect and optimize drilling parameters to minimize oscillations. The study focuses on the least known and least mastered gas injection technique, concentric tubing injection.

Keywords: underbalance, bottom hole pressure, accumulator, slugging, stability.

ملخص

الحفر تحت التوازن هو وسيلة فعالة لتحسين أداء عمليات الحفر وتعظيم الإنتاجية من خلال تقليل تلف تكوين الصخور. تعتمد فوائد هذه التقنية بشكل مباشر على القدرة على الحفاظ على حالة التوازن السالب طوال عملية الحفر. ومع ذلك، يعتبر الحفاظ على هذه الحالة أمراً معقداً بسبب التقلبات المستمرة، أو بالأحرى نظام مؤقت. وفهم أفضل لهذا النظام المؤقت سيساعد المهندسين في اتخاذ قرارات مدروسة بناءً على الظواهر المشاهدة. يتناول هذا الدراسة مسألة تنذب ضغط قاع البئر نتيجة انقطاع حقن الغاز، المعروفة بتأثير "المخزن الضاغط". وتبين أيضاً كيف يمكن أن تساعد المحاكاة لضغط النظام المؤقت في فهم ومنع هذه الظاهرة، من خلال تسليط الضوء على العوامل المؤثرة واقتراح حلول للتغلب على المشكلة. يتم استخدام برنامج المحاكاة Drillbench لدراسة هذا التأثير وتحسين معلمات الحفر لتقليل التذبذبات. تركز الدراسة على تقنية حقن الغاز باستخدام أنابيب متركزة، وهي التقنية الأقل شهرة والأقل استيعاباً في حقول النفط والغاز.

الكلمات الرئيسية: الحفر غير متوازن، ضغط قاع البئر، المراكم، تكون الفقاعات، الاستقرار

Table des matières

Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralités sur le forage en UBD	4
I.1. Introduction	4
I.2. Historique de forage en underbalance	4
I.3. Le concept de forage en underbalance	4
I.3.1. Détermination du Débit de la Couche.....	6
I.4. Les avantages de forage en underbalance	7
I.5. Les inconvénients de forage en underbalance.....	8
I.6. Les méthodes d'injection	8
I.6.1. Injection dans les tiges de forage	9
I.6.2. Injection dans l'espace annulaire.....	10
I.6.3. Injection par le parasite string (un concentrique).....	11
I.6.4. Injection par dual drill pipe.....	12
I.7. La méthode de contrôle de la pression de fond.....	14
I.8. Les limitations de forage en underbalance.....	15
I.9. Les causes de la non continuité des conditions en forage en UBD.....	16
I.10. La sécurité HSE dans le forage en underbalance	16
I.11. Considération de Well Control de forage en UBD	17
I.12. Analyse Economique De L'UBD.....	18
I.12.1. Estimation Des Coûts De L'UBD.....	18
I.13. Conclusion.....	20
Chapitre II : Les équipements de forage en UBD	22
II.1. Equipements de production et d'injection d'azote.....	22
II.2. Equipements de prévention des éruptions.....	27
II.3. Equipements de séparation	33
II.4. Équipements et Lignes De Surface	37
II.5. Equipements de fond	40
Chapitre III : Système du Fluide	45
III.1. Introduction	45
III.2. Types des fluides utilisés en UBD.....	45
III.2.1. Systèmes des fluides conventionnels appelée flow (live) opérations.....	45
III.2.2. Systèmes des fluides gazéifiés	45
III.2.3. Systèmes utilisant la mousse	46
III.2.4. Système utilisant la mist.....	46
III.2.5. Opérations à l'air.....	46

III.3. Les Modes d'écoulement biphasiques et leurs évolutions	47
III.3.1. Ecoulement en bulles dispersées (Dispersed Bubble)	48
III.3.2. Ecoulement en Slug	48
III.3.3. Ecoulement en Churn	48
III.3.4. Ecoulement annulaire (Annular flow)	49
III.3.5. Ecoulement de mist	49
III.4. Les modes d'écoulement dominants en forage UBD	50
III.4.1. Ecoulement en géométrie Annulaire	50
III.4.2. Ecoulement en géométrie intérieur garniture de forage	51
III.5. Considérations générales pour la sélection d'un fluide	52
III.6. Problématique du forage UBD dans le réservoir HC	54
III.7. Détermination la fenêtre de drawdown	55
III.7.1. Nettoyage du trou	56
III.7.2. La Stabilité des Parois du Puits	57
III.7.3. Performance du moteur de fond	58
Chapitre IV : Description du phénomène de Slugging.....	60
IV.1. Introduction et définition du phénomène :	60
IV.2. Facteurs influençants la stabilité de la pression de fond	64
IV.2.1. Volume du concentrique :	64
IV.2.2. Débit de gaz	64
IV.2.3. Débit de liquide.....	64
IV.2.4. Surface d'injection TFA (Total Flow Area).....	64
IV.2.5. Pression à la Duse	66
IV.2.6. Influence de la production.....	66
IV.2.7. Viscosité de la phase liquide	66
IV.3. Conclusion :.....	67
Chapitre V : Etude de cas MDZ-672.....	69
V.1. Position Du Puits	69
V.2. Schéma du puits.....	70
V.3. Profil directionnel	71
V.4. Objectifs.....	72
V.5. Considérations de modélisation.....	72
V.6. Modélisation de la pression de fond dans le cas de non production.....	72
V.7. Modélisation de la pression de fond dans le cas avec production	75
V.8. Simulation du cas MDZ-672	77
V.8.1. Les principaux problèmes rencontrés	78
V.9. Solutions et Propositions	79
V.9.1. Manipulation de la pression de la duse.....	79
V.9.2. Mise en place d'un clapet anti-retour	80
V.9.3. Injection duale	81
V.9.4. Injection par parasite string	83

V.9.5. Injection par Drill Pipe	84
Conclusion Générale	86
Bibliographies	87
Annexes	89

Nomenclature

<i>BHP</i>	Bottom Hole Pressure
<i>DCR</i>	Dispositifs de Control de Rotation
<i>DDV</i>	Downhole Deployment Valve
<i>ESD</i>	Emergency Shut Down
<i>GOR</i>	Gas Oil Ratio
<i>HSE</i>	Hygiene Security Environment
<i>LWD</i>	Logging While Drilling
<i>MD</i>	Measured Depth
<i>MWD</i>	Measurement While Drilling
<i>NGU</i>	Nitrogen Generation Unit
<i>NPT</i>	Non Productive Time
<i>NPU</i>	Nitrogen Production Unit
<i>NRV</i>	Non Return Valve
<i>OBD</i>	Overbalanced Drilling
<i>PDM</i>	Positive Displacement Motor
<i>PPM</i>	Pull Push Machine
<i>PWD</i>	Pressure While Drilling
<i>RBOP</i>	Rotating Blow Out Pressure
<i>RCH</i>	Rotating Control Head
<i>TFA</i>	Total Flow Area
<i>TVD</i>	True Vertical Depth
<i>UBD</i>	Underbalanced Drilling
<i>WOB</i>	Weight On Bit

Liste des figures

Figure I-1 - Sélection de la BHP	5
Figure I-2 - Le système de circulation de fluide de forage dans l'UBD et l'OBD	5
Figure I-3 - Injection par Drill Pipe	10
Figure I-4 - Injection par Annulaire	11
Figure I-5 - Injection par Parasite String	12
Figure I-6 - Injection par Dual Drill Pipe	13
Figure I-7 - Le PWD	15
Figure II-1 - Les équipements de production et d'injection d'azote	22
Figure II-2 - Compresseur d'aire	23
Figure II-3 - Unité de refroidissement d'aire	24
Figure II-4 - Unité nitrogène	25
Figure II-5 - Surpresseur	26
Figure II-6 - Pompe de refoulement	26
Figure II-7 - Stack BOP standard	27
Figure II-8 - Tête de Contrôle rotative (BOP Rotatif)	28
Figure II-9 - RBOP Passive	28
Figure II-10 - RBOP Active	28
Figure II-11 - Unité de Commande	29
Figure II-12 - Tagging Tools	29
Figure II-13 - PPM	30
Figure II-14 - PPM sur chantier	31
Figure II-15 - ESD	32
Figure II-16 - Le système du ESD	32
Figure II-17 - Manifold de duses	33
Figure II-18 - Séparateur Vertical	34
Figure II-19 - Séparateur Vertical sur chantier	35
Figure II-20 - Séparateur Horizontal	36
Figure II-21 - La ligne d'évacuation sur chantier	36
Figure II-22 - la ligne d'évacuation	37
Figure II-23 - Flow line Principale	37
Figure II-24 - Flow line Secondaire	37
Figure II-25 - Echantillonnage géologique en UBD	38
Figure II-26 - Data Header	38
Figure II-27 - Oil Manifold	39
Figure II-28 - Surge Tank	39
Figure II-29 - Transfer Pump	40
Figure II-30 - Moteur de fond	40
Figure II-31 - Composition de MWD	41
Figure II-32 - Composition de LWD	42
Figure II-33 - Valve anti retour	42
Figure II-34 - L'outil de purge des NRV	43
Figure III-1 – Les types de fluides utilisés en UBD	47

Figure III-2 - Régimes d'écoulement en conduite verticale	48
Figure III-3 - La carte de modes d'écoulements dans l'annulaire près de la surface du puits	51
Figure III-4 - Les modes d'écoulements dominants en UBD pour les géométries de la garniture.....	52
Figure III-5 - Les différents problèmes rencontrés en forage UBD	55
Figure III-6 - Les Paramètres qui Influent Sur La Proportion Du Mélange Brut/Azote (Cas sans Production)	56
Figure III-7 - BHP en fonction du débit de circulation	57
Figure IV-1 - Présentation du logiciel Drillbench.....	61
Figure IV-2 - Débit de gaz sortant, illustration du phénomène de Slugging.....	61
Figure IV-3 - Evolution de la pression de fond pendant le phénomène de Slugging.....	62
Figure IV-4 - Evolution du débit d'injection de gaz pendant le phénomène de Slugging ..	63
Figure IV-5 - Evolution du niveau des bacs de pendant le phénomène de Slugging.....	63
Figure IV-6 - Illustration d'un point d'injection de gaz	65
Figure V-1 - Position du puits	69
Figure V-2 - Architecture du puits MDZ-672	70
Figure V-3 - Survey et illustration profil du puits MDZ-672.....	71
Figure V-4 - Fenêtre opérationnelle - Injection en tubage concentrique (pas de production)	74
Figure V-5 - Fenêtre opérationnelle - Injection en tubage concentrique (avec production)	76
Figure V-6 - Evolution de la pression de fond, Cas du MDZ-672	77
Figure V-7 - Débit d'injection de gaz, Cas du MDZ-672	77
Figure V-8 - Débit sortant de l'annulaire en surface.....	78
Figure V-9 - Ouverture de la duse pendant la phase d'injection de gaz, Cas du MDZ-672	78
Figure V-10 - Evolution de la pression de fond pour une pression de duse contrôlée.....	79
Figure V-11 - Evolution des débits d'injection de gaz pour une pression de duse contrôlée	79
Figure V-12 - Evolution de pourcentage d'ouverture de la duse	80
Figure V-13 - L'évolution de la pression de fond sans un clapet anti-retour	80
Figure V-14 - L'évolution de la pression de fond avec un clapet anti-retour	81
Figure V-15 - Injection duale	82
Figure V-16 - Evolution de la pression de fond avec injection double, Cas du MDZ-672.	82
Figure V-17 - Evolution du débit de gaz au séparateur, Cas du MDZ-672.....	82
Figure V-18 - Injection par parasite string	83
Figure V-19 - Evolution de la pression de fond avec injection par parasite string, Cas du MDZ-672.....	83
Figure V-20 - Injection par drill pipe	84
Figure V-21 - Evolution de la pression de fond avec injection par drill pipe, Cas du MDZ-672	85

Liste des tableaux

Table I-1 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par drill pipe	9
Table I-2 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par l'annulaire ...	10
Table I-3 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par le parasite string	12
Table I-4 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par dual drill pipe	13
Table II-1 – Les paramètres spécifiques de l'aire dans le compresseur	23
Table II-2 – Les paramètres spécifiques de l'aire dans le refroidisseur	23
Table II-3 – Les paramètres spécifiques de l'aire dans l'unité nitrogène.....	24
Table II-4 – Les paramètres spécifiques de la pompe	26
Table II-5 – Les paramètres spécifiques du PPM.....	30
Table V-1 - Caractéristiques pétro physiques des puits décalés.....	69
Table V-2 - Profil du puits MDZ-672 reçu par Sonatrach.	71
Table V-3 - Valeurs d'hypothèse pour développer la modélisation	73

Introduction Générale

Le forage en situation d'underbalance a connu une expansion considérable ces dernières années, principalement en raison de la nature épuisée des réservoirs à forer. Par épuisé, on entend les réservoirs présentant une faible pression ou ceux ayant atteint un certain niveau de maturité après une longue période d'exploitation. La deuxième raison est liée aux exigences et aux défis actuels du forage, tels que la réduction des dommages à la formation, des pertes de circulation et des risques d'enlèvement du matériel de forage. Le forage sous-pression offre également de meilleures performances, avec une augmentation de la vitesse de progression et une maximisation de la durée de vie de l'outil.

Pour assurer le bon déroulement d'une opération en underbalance, le contrôle des pressions dans le puits est crucial. La pression au fond du puits doit être constamment surveillée pour garantir le maintien des conditions de sous-pression tout au long de l'opération. Le contrôle des pressions depuis la surface nécessite des équipements et des procédures précisément définis.

Cette mémoire aborde la question de la maintenance d'un état sous-équilibré dans le cas d'un système d'injection concentrique. Il s'agit d'un problème bien connu des ingénieurs, mais il a été peu étudié jusqu'à présent. Il s'agit « effet de slugging », qui entraîne une pause dans l'injection de gaz dans les conduites et, par conséquent, des fluctuations de pression au fond. Cela entraîne plusieurs problèmes, notamment une perte périodique de l'état d'équilibre, qui nuit à la formation du forage, ainsi que le risque de fracturation, de pertes de circulation et de flux et reflux de la formation. De plus, le contrôle des effluents en surface devient difficile.

Le sujet de cet essai porte sur la question de maintenir un état déséquilibré dans le contexte d'un système d'injection utilisant un tube concentré. Les ingénieurs sont familiers avec ce problème, bien qu'il n'ait pas encore reçu beaucoup d'attention. En fait, nous nous concentrons spécifiquement sur l'effet de slugging, qui entraîne une pause dans le flux de gaz dans les conduites et provoque des fluctuations de pression au fond.

Ces oscillations ont entraîné divers problèmes :

- Des pertes périodiques de l'état déséquilibré nuisant à la productivité de la formation du fluide de forage.
- Une possibilité de fracture de la formation, pouvant entraîner des pertes de circulation ou même une défaillance de la formation.
- Des difficultés à contrôler les effluents en surface.

Ce travail se divise en 5 chapitres, chacune d'elles ayant un but précis dans la compréhension du problème :

– Le chapitre 1 donne une introduction générale sur le forage en underbalance, les principes, les avantages et les inconvénients, l'analyse économique, et la théorie essentielle pour comprendre la suite du mémoire.

- Le chapitre 2 mentionne les équipements de forage en underbalance : les équipements de production et d'injection d'azote, de prévention des éruptions, de séparation, équipements et lignes de surface, équipements de fond.
- Le chapitre 3 contient les types de fluide de forage utilisés en UBD, les modes d'écoulements, les limites de la fenêtre de drawdown.
- Le chapitre 4 est une introduction à l'effet de slugging. En plus, il traite les différents facteurs qui influençant la stabilité de la pression de fond.
- Le chapitre 5 se concentre sur l'étude de cas du puits MDZ-672 dans la région de Hassi Messaoud. On présente le puits et les paramètres opérationnels associés. Enfin, nous effectuons une simulation de la pression de fond en régime transitoire et illustrons le problème rencontré lors du forage du puits en question. Ensuite, il étudie certaines propositions pour remédier au problème de slugging.
- Enfin une conclusion de l'étude menée, suivie de quelques recommandations particulières sur d'autres problèmes apparus au cours du forage du puits MDZ-672 qui sont présentés.

Chapitre 01 :
Généralités sur le
forage en
underbalance

Chapitre I : Généralités sur le forage en UBD

I.1. Introduction

Le forage underbalance (UBD) est de plus en plus populaire et est proposé comme la solution à de nombreux problèmes de forage auxquels l'industrie du forage sera confrontée dans les années à venir. Les réservoirs épuisés et à faible productivité sont des exemples de domaines où l'UBD peut être appliqué.

L'UBD est une technique dans laquelle la pression hydrostatique dans le système de circulation de fluide dans le fond, pendant le forage du puits, est maintenue à une certaine pression inférieure à la pression de la formation cible d'intérêt. Cette condition peut être générée naturellement avec des fluides de faible densité. Dans de nombreuses situations, la condition de l'underbalance est générée artificiellement par l'injection simultanée d'un certain type de gaz non condensable avec le système de fluide en circulation pour réduire la densité hydrostatique effective.

I.2. Historique de forage en underbalance

La première fois que le concept de forage en fluides à pression de circulation inférieure à celle du réservoir a été breveté aux États-Unis était en 1866. Les premières applications utilisaient de l'air comprimé pour le forage. Au fil des années, l'évolution de la technologie a permis l'introduction d'autres fluides tels que la mousse et les fluides aérés (gazéifiés) pour des conditions de forage spécifiques.

La technique de "flow drilling" a été développée pour la première fois dans le sud du Texas, puis elle s'est répandue dans le monde entier avec des réalisations au Canada, en Australie et en Chine. Elle a été principalement utilisée pour le développement de champs à pression épuisée.

Au cours des années 90, l'UBD a été appliqué avec succès dans des opérations de forage offshore et à travers l'Europe.

Les premières techniques ont été développées par Angel (1957), tandis que Moore et Cole (1965) ont tenté de prévoir le volume d'air ou de gaz nécessaire pour un nettoyage efficace du trou foré. Il y a eu plusieurs tentatives dans la littérature pour développer une procédure systématique de conception basée sur l'estimation des paramètres hydrauliques de forage en underbalance pour des applications de forage.

Actuellement, le forage en underbalance est le développement le plus passionnant dans le secteur du forage. Avec la technique de forage horizontal et multilatéral, il est considéré comme ayant une valeur énorme pour le forage de puits plus rentables.

I.3. Le concept de forage en underbalance

Le principe de la technique en underbalance est de maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon un ΔP désiré. Toute en assurant un contrôle de débit en surface, la pression de fond (BHP) doit être maintenue entre deux valeurs de pressions limites, qui en réalité délimitent la fenêtre de la pression de travail.

Contrairement au forage en Overbalance où la boue fait la première barrière en cas d'une venue et donc doit fournir une pression de fond (BHP) de 200 à 300 PSI au-dessus de la pression du réservoir. En Underbalance, le concept de Well contrôle est remplacé par le flow contrôle, et la première barrière c'est le BOP rotatif (RBOP).

Le fluide de forage doit fournir une pression BHP inférieure à la pression de gisement de 100 à 200 PSI appelée Drawdown soit 10 à 20 % de la pression de gisement, en tenant compte de :

- La stabilité des parois.
- Les débits d'injection.
- Les pressions de travail des équipements de surface.

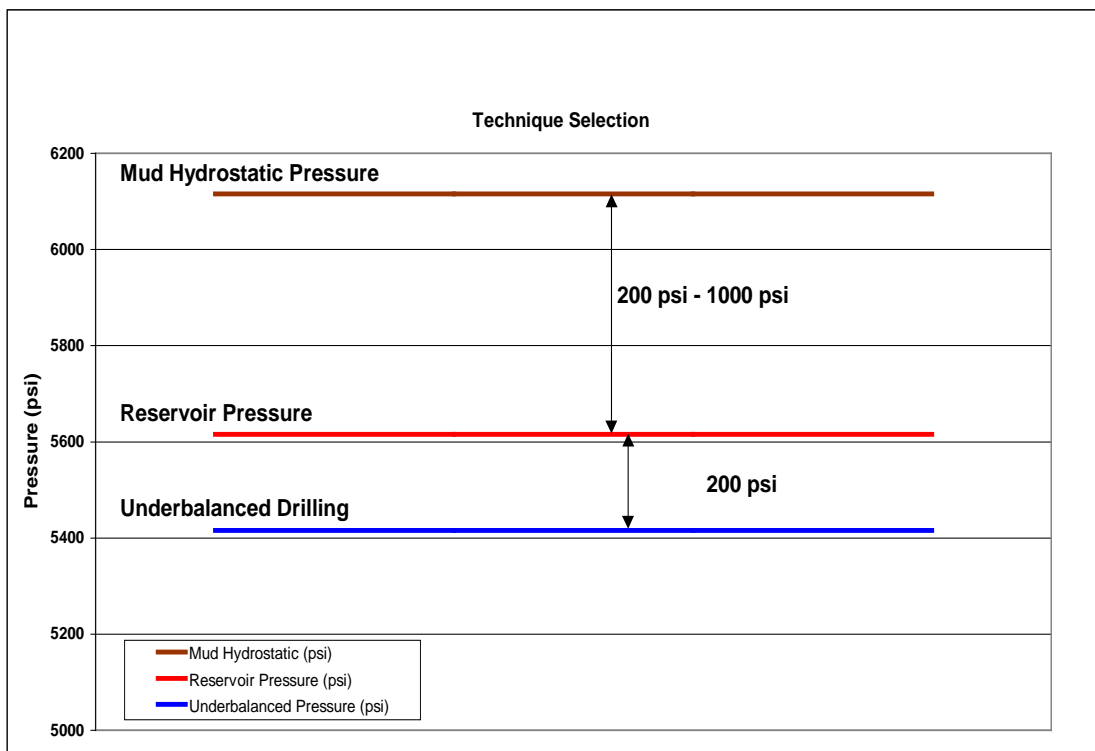


Figure I-1 - Sélection de la BHP

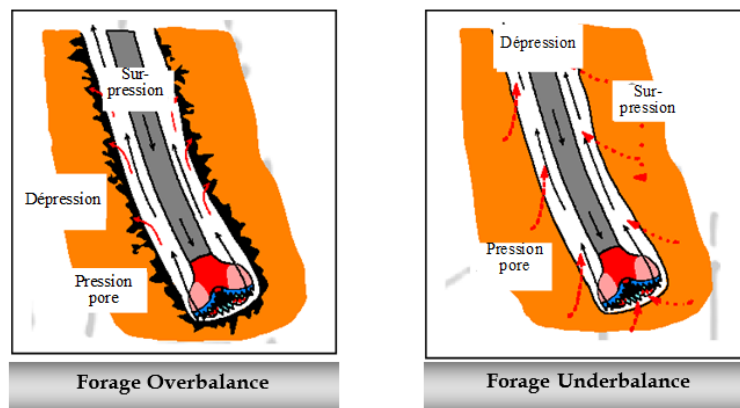


Figure I-2 - Le système de circulation de fluide de forage dans l'UBD et l'OBD

I.3.1. Détermination du Débit de la Couche

Pour déterminer le débit de la couche dans le forage en underbalance, plusieurs méthodes peuvent être utilisées, notamment :

1. Les mesures de débit de gaz : des capteurs peuvent être installés sur la tige de production pour mesurer le débit de gaz en temps réel.
2. Les mesures de pression de fond du trou : en mesurant la pression de fond de trou, il est possible de calculer le débit de la couche en utilisant les équations de la mécanique des fluides.
3. Les analyses de la composition du retour de puits : en analysant la composition du retour de puits, il est possible de déterminer la proportion de gaz et de liquide, ce qui peut être utilisé pour calculer le débit de la couche.

Il est important de noter que la détermination précise du débit de la couche est essentielle pour garantir une pression de fond de trou appropriée et pour éviter les éruptions de puits. Par conséquent, une combinaison de ces méthodes peut être utilisée pour obtenir des mesures précises et fiables du débit de la couche.

En général, l'underbalance est réalisé avec un draw down de 10% afin d'assurer une production désirée, on peut calculer le débit de la couche par le biais de la loi de DARCY dont les paramètres ci-dessous sont connus :

$$Q = \frac{6.28K_o h \Delta p}{B_o \mu_o \ln(R/r_w)} \quad (I-1)$$

B_o : facteur volumétrique

μ_o : viscosité dynamique (cp)

R : rayon de drainage (m)

r_w : rayon du puits (cm)

K_o : La perméabilité en (md)

h : La hauteur de la couche (m)

Δp : gradient de pression entre la pression de gisement et la pression de fond (bar)

Q : débit de production (m^3/j)

Le draw down maximal est fixé à 20% qui est la limite de la stabilité des parois du puits. Au-delà de cette valeur on peut avoir un risque de collapse des parois.

La détermination du débit de la couche dépendra des caractéristiques du réservoir :

- Perméabilité (les réservoirs avec une perméabilité élevée permettent un écoulement plus facile des fluides).
- Porosité (les réservoirs avec une porosité élevée ont plus d'espace pour stocker des fluides).

- Pression (la pression initiale du réservoir est élevée, mais celle-ci diminue avec le temps).
- Température (la température du réservoir peut influencer la viscosité du pétrole et la solubilité des gaz).
- Composition des fluides (la densité, la viscosité et la teneur en soufre)
- Géométrie (la forme et la taille du réservoir peuvent influencer le débit des fluides et la quantité totale de pétrole et de gaz récupérables).
- Rayon de drainage et rayon du puits
- Le GOR (Gaz oil ratio)

I.4. Les avantages de forage en underbalance

Réduction des dommages à la formation : en maintenant une pression de fond inférieure à la pression de formation, le gaz injecté peut s'écouler hors du puits sans causer de dommages à la formation.

Réduction de la perte de circulation : l'utilisation de gaz pour le forage permet de réduire la perte de circulation qui peut se produire lors de l'utilisation de la boue de forage.

Augmentation de la vitesse de forage : le forage en underbalance peut permettre d'augmenter la vitesse de forage en réduisant la résistance de la formation à la pénétration de la mèche de forage.

Réduction du risque d'explosion : l'utilisation de gaz pour le forage peut réduire le risque d'explosion en éliminant les boues de forage qui peuvent constituer un risque d'incendie.

Réduction de l'usure des outils de forage : le forage en underbalance peut réduire l'usure des outils de forage.

Élimination de la stimulation et DST : l'un des plus grands avantages de l'UBD est que l'endommagement de la formation est réduit voir éliminé. Ceci va réduire ou éliminer le besoin de stimuler le puits, En addition le forage en UBD permet l'analyse continue de la production pendant les opérations. D'où l'élimination du DST.

Élimination des collages par pression différentielle : le collage par pression différentielle constitue un véritable problème en overbalance, due à la formation de cake aux abords du puits, d'où le forage en UBD permet d'éviter cette formation du cake, grâce à la dépression entre le réservoir et la pression de fond.

Anticipation sur la production : pendant le forage dans une zone de production, le puits débite même pendant les manœuvres. Le profit engendré peut être très significatif, voir même l'éventualité de couvrir le coût de forage de puits.

I.5. Les inconvénients de forage en underbalance

Instabilité des parois : Cette instabilité peut être causée par la réduction de la pression dans le puits et la perte de soutien de la boue de forage. Il peut entraîner des effondrements et des éboulements.

Augmentation des coûts de forage selon le système utilisé : Le forage en underbalance peut être plus coûteux que les techniques de forage conventionnelles, en particulier si des équipements spéciaux sont nécessaires pour maintenir la pression du fluide dans la fenêtre de fonctionnement de l'underbalance.

Incompatibilité avec MWD (Drill pipe Injection method) : Le forage en underbalance peut être incompatible avec certains outils de forage, comme le MWD (Mesure While Drilling) dans l'injection de la tige de forage, ce qui peut limiter les capacités de surveillance en temps réel et la collecte des données.

Possibilité d'endommagement mécanique sur les parois : Les variations de pression et les changements d'écoulement dans le puits peuvent entraîner des contraintes mécaniques sur les parois du trou, ce qui peut entraîner des dommages ou des fractures.

Discontinuité dans les conditions d'underbalance : Il peut être difficile de maintenir des conditions d'underbalance constantes tout au long du processus de forage, car les conditions de la formation peuvent varier et le contrôle de la pression de fond peut être difficile.

Problème de nettoyage de fond du trou : Le forage en underbalance peut rendre le nettoyage de fond du trou plus difficile, car le retour des fluides peut être réduit et les débris peuvent s'accumuler dans le trou.

Augmentation du torque et des frictions (tirage) : Les variations de pression et d'écoulement dans le puits peuvent augmenter les forces de frottement et de torsion exercées sur l'outil de forage, ce qui peut entraîner une usure accrue et une réduction de la durée de vie de l'outil.

Difficulté à contrôler et à prévenir les éruptions de puits, en particulier si la formation est instable ou si la pression de formation est élevée : Lorsque la formation est instable ou que la pression de formation est élevée, le contrôle des éruptions de puits peut être difficile et peut entraîner des risques pour la sécurité des travailleurs et des équipements.

I.6. Les méthodes d'injection

En général, la sélection du fluide gaz/liquide et la technique d'injection sont combinées. L'azote est le gaz le plus utilisé avec un liquide de même nature que celle de fluide de formation.

Cependant, les gazes qui contiennent de l'oxygène ne sont pas recommandées pour deux raisons :

- La corrosion du matériel tubulaire.
- L'inflammation

Les techniques d'injection utilisées en UBD sont :

I.6.1. Injection dans les tiges de forage

La technique conventionnelle utilisée en UBD est d'envoyer le liquide et le gaz en même temps à l'intérieur de la garniture de forage. Cette méthode ne requiert pas de grandes modifications par rapport à un puits conventionnel.

Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection dans les tiges de forage

Les avantages	Les inconvénients
<ol style="list-style-type: none"> 1. Contrôle de la pression et du débit : La méthode d'injection de tiges de forage permet un contrôle précis de la pression et du débit de gaz dans le puits, ce qui est important pour maintenir une condition sous pression équilibrée. 2. Mise en œuvre simple : La méthode est relativement facile à mettre en œuvre et ne nécessite que quelques modifications de l'équipement de forage, ce qui en fait une option rentable. 3. Compatible avec les dispositifs de contrôle de rotation : La méthode d'injection de tiges de forage est compatible avec les dispositifs de contrôle de rotation (DCR), qui permettent à la tige de forage de tourner sous pression, ce qui rend possible le forage de puits sous pression équilibrée tout en maintenant des conditions de forage sûres. 4. Amélioration de la productivité : Les conditions sous pression équilibrée créées par la méthode d'injection de tiges de forage peuvent améliorer la productivité du puits en réduisant les dommages à la formation et en augmentant l'écoulement des hydrocarbures. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Approvisionnement en gaz : La méthode d'injection de tiges de forage nécessite une source de gaz comprimé, qui peut être coûteuse et peut ne pas être disponible dans tous les lieux de forage. 2. Qualité du gaz : La qualité du gaz utilisé pour l'injection doit être soigneusement surveillée pour s'assurer qu'il est exempt de contaminants qui pourraient endommager la formation. 3. Entretien de l'équipement : L'équipement spécialisé requis pour la méthode d'injection de tiges de forage, tel que le DCR et le système d'injection de gaz, doit être correctement entretenu et exploité pour garantir des opérations de forage sûres et efficaces. 4. Profondeur limitée : La méthode d'injection de tiges de forage est généralement efficace uniquement pour les puits forés à des profondeurs peu profondes à modérées. Pour les puits plus profonds, d'autres méthodes permettant d'obtenir une condition sous pression équilibrée peuvent être nécessaires.

Table I-1 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par drill pipe

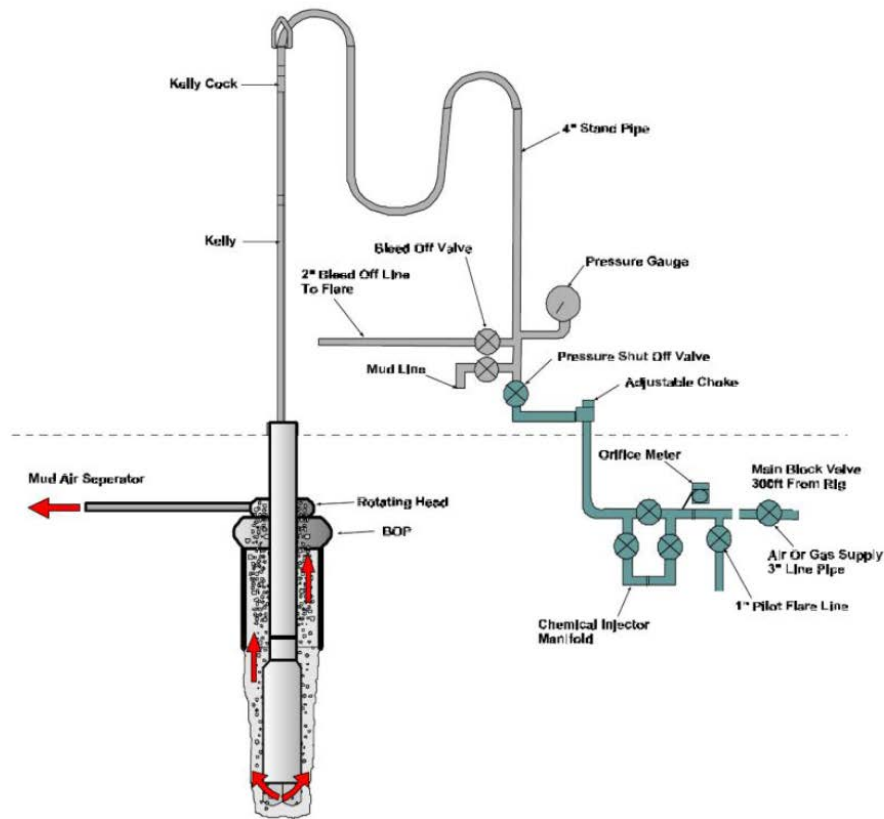


Figure I-3 - Injection par Drill Pipe

I.6.2. Injection dans l'espace annulaire

L'injection par l'annulaire est très utilisée dans la Mer du nord.

Pour un nouveau puits, le liner doit être ancré juste au-dessus de la formation ciblée. Le liner est alors prolongé en surface par le biais d'un tie back et suspendu avec une tubing hanger spécial.

Le gaz est injecté dans l'espace annulaire pour abaisser la pression hydrostatique requise pendant l'opération du forage.

Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection dans les tiges de forage

Les avantages	Les inconvénients
<ol style="list-style-type: none"> 1. La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connections. 2. Moins d'endommagement pour la garniture. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Restrictions dans la géométrie des tubages. 2. Spécial tubing head est requise. 3. Augmentation du coût de l'opération UBD, due aux volumes importants d'azote injectés.

Table I-2 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par l'annulaire

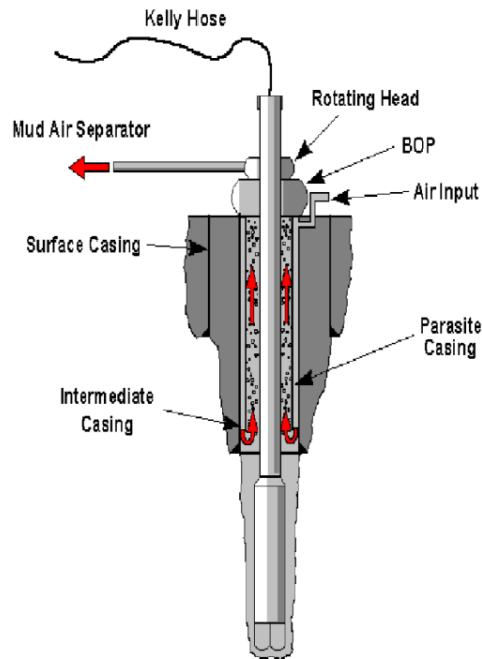


Figure I-4 - Injection par Annulaire

I.6.3. Injection par le parasite string (un concentrique)

La méthode d'injection avec le parasite string dans le forage en underbalance implique l'utilisation d'un tuyau parasite de diamètre plus petit, appelé parasite string ou tuyau d'injection, qui est introduit à l'intérieur du train de tiges. Le parasite string est connecté à une source de gaz, généralement un compresseur ou une bouteille de gaz à haute pression.

Le gaz est injecté par le bas du parasite string et remonte dans l'espace annulaire entre le train de tiges et le parasite string, puis remonte à la surface à travers le train de tiges. Cela crée un écoulement de gaz à travers le puits, ce qui réduit la pression hydrostatique de la colonne de fluide de forage et crée une condition de sous-pression.

Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par le parasite string

Les avantages :	Les inconvénients :
<ol style="list-style-type: none"> 1. Permet un contrôle précis du débit et de la pression d'injection, qui peuvent être ajustés en temps réel pour maintenir le niveau de sous-pression désiré. 2. Augmenter l'efficacité du forage et réduire le risque d'endommagement de la formation, puisque le gaz est 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elle ajoute de la complexité à l'opération de forage, nécessitant des équipements supplémentaires et augmentant le risque de défaillance mécanique. 2. La présence du parasite string réduit également le diamètre effectif du train de tiges, ce qui peut limiter la vitesse de pénétration et augmenter le temps de forage.

<p>injecté par le bas du parasite string, donc il a une plus grande chance de pénétrer et de balayer la formation en cours de forage</p>	<p>3. L'injection de gaz à travers le parasite string peut créer un risque d'intrusion de gaz dans le fluide de forage, ce qui peut créer des dangers pour la sécurité et d'autres problèmes opérationnels.</p> <p>4. On peut utiliser le parasite string seulement dans des puits verticaux.</p>
--	---

Table I-3 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par le parasite string

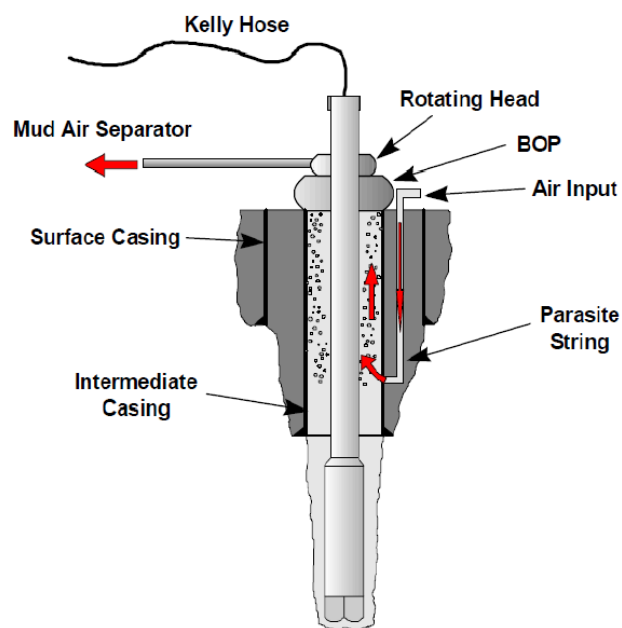


Figure I-5 - Injection par Parasite String

I.6.4. Injection par dual drill pipe

La méthode d'injection par dual drill pipe (double tiges) dans le forage sous-pression implique l'utilisation de deux tiges de forage simultanément dans le puits. L'une des tiges de forage sert de tige de production, tandis que l'autre est utilisée comme tige d'injection.

Le gaz est injecté à travers l'espace annulaire entre les deux tiges de forage, ce qui crée un flux de gaz vers le haut du puits et hors de la tige de production. Cela réduit la pression hydrostatique de la colonne de fluide et crée une condition de sous-pression.

Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par le parasite string

Les avantages :	Les inconvénients
<ol style="list-style-type: none"> 1. Cette méthode ne nécessite pas d'équipement supplémentaire, tel qu'un parasite string, et peut être mise en œuvre à l'aide d'équipements de forage standards. 2. La présence de deux tiges de forage permet un plus grand diamètre du train de tiges, ce qui peut augmenter le taux de pénétration et réduire le temps de forage. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Le diamètre accru du train de tiges peut rendre plus difficile la manœuvre et le guidage du trépan de forage, ce qui peut affecter la précision du forage. 2. L'utilisation de deux tiges de forage peut augmenter le risque de défaillance mécanique ou de perte de circulation, en particulier dans les puits déviés ou horizontaux.

Table I-4 - Les avantages et les inconvénients de la méthode d'injection par dual drill pipe

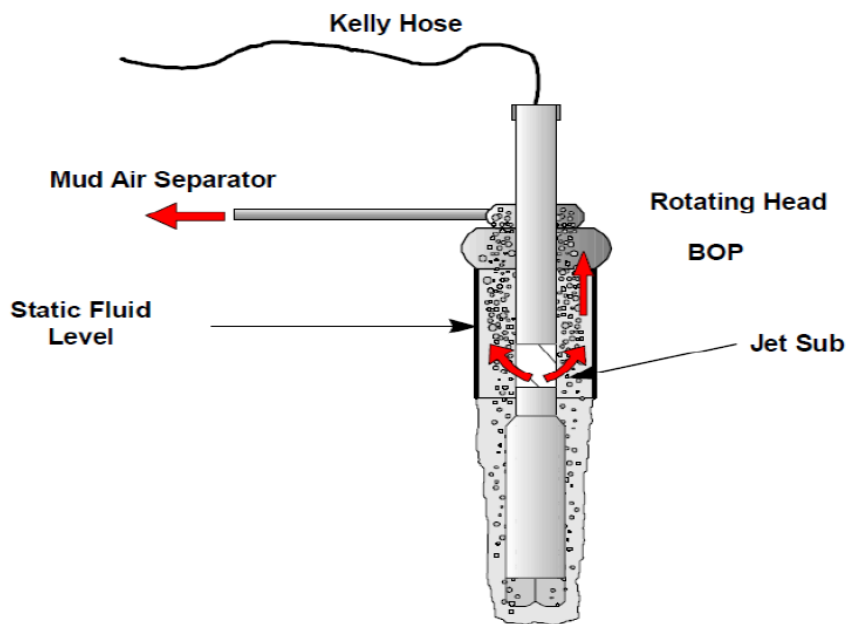


Figure I-6 - Injection par Dual Drill Pipe

Dans l'ensemble, la méthode d'injection à double tige peut être une technique efficace pour le forage sous-pression, en particulier dans les puits verticaux où les risques et les limitations d'autres méthodes d'injection peuvent être plus importants. Cependant, comme pour toute technique de forage, il est important d'évaluer soigneusement les conditions de forage spécifiques et les risques avant de mettre en œuvre cette méthode.

I.7. La méthode de contrôle de la pression de fond

La méthode de contrôle de la pression de fond dans le forage en underbalance consiste à surveiller et à maintenir une pression de fond spécifique pendant le forage. L'objectif est de maintenir une pression de fond inférieure à la pression de formation, ce qui permet au gaz injecté de s'écouler hors du puits sans causer de dégâts à la formation.

Le contrôle de la pression de fond est généralement effectué à l'aide d'un système de contrôle de pression qui mesure la pression de fond en temps réel et permet de régler le débit de gaz injecté pour maintenir une pression de fond constante.

Lorsque la pression de fond est maintenue en dessous de la pression de formation, cela permet de réduire la perte de circulation et d'éviter la fracturation de la formation. Cela peut également réduire le risque d'endommagement des équipements de forage et augmenter la durée de vie des outils de forage.

Le contrôle de la pression de fond en underbalance peut être difficile à réaliser dans certaines conditions de forage, telles que des formations géologiques complexes ou des conditions de puits imprévisibles. Il est également important de prendre en compte les risques liés à la sécurité du personnel, tels que l'inhalation de gaz toxiques, lors de la mise en œuvre de cette méthode.

Pendant le processus de forage en UBD, les fluides de la formation (tels que l'huile, le gaz et les débris) pénètrent dans l'espace annulaire et se mélangent au fluide de base, à savoir l'huile et l'azote. Le mélange multiphasique subit des variations de température et de pression, ce qui engendre différents régimes d'écoulement à chaque point lors de sa remontée dans l'espace annulaire, entraînant ainsi une fluctuation permanente de la pression de fond. Il est donc primordial de maintenir la pression de fond dans la fenêtre de fonctionnement de l'underbalance. Cela est accompli en régulant le débit de retour du puits en utilisant une duse réglable (choke).

Le PWD (pressure while drilling) est un instrument de mesure utilisé pour mesurer avec exactitude les pressions annulaire et intérieure des tiges au fond du puits, ces mesures sont transmises en continu en surface. La pression de fond est ajustée à sa juste valeur si celle-ci fluctue par réglage de la duse de surface.

En fin de compte, la méthode de contrôle de la pression de fond dans le forage en underbalance peut être une technique efficace pour réduire les dommages à la formation et améliorer la performance de forage, mais nécessite une surveillance et une gestion continues pour assurer la sécurité et la qualité du forage.

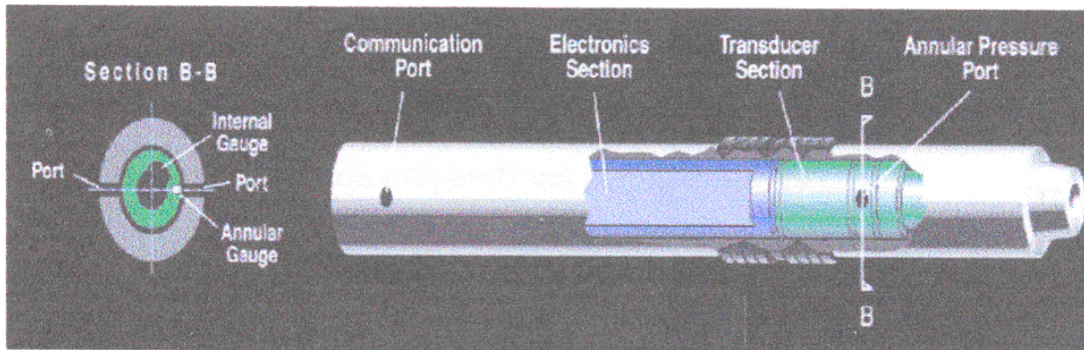


Figure I-7 - Le PWD

I.8. Les limitations de forage en underbalance

Coûts élevés : Le forage en UBD nécessite des équipements et une technologie coûteuse pour maintenir la pression d'équilibre en dessous de la pression de formation. Le coût de l'utilisation du gaz comme fluide de forage peut également augmenter les coûts globaux.

Complexité : Le forage en UBD est une technique de forage complexe qui nécessite des connaissances approfondies de la formation géologique, des fluides de forage et des équipements de forage.

Risques élevés : Le forage en UBD présente un risque élevé de perte de circulation, d'éruptions de puits et de formations de gaz, qui peuvent causer des dommages à l'équipement et compromettre la sécurité des travailleurs.

Limitations géologiques : Le forage en UBD peut être limité par la perméabilité, la porosité et la composition de la formation géologique. Dans certains cas, le forage en UBD peut ne pas être possible en raison de conditions géologiques défavorables.

Gestion des gaz de forage : Les gaz de forage doivent être manipulés, stockés et éliminés correctement, ce qui peut présenter des risques pour l'environnement.

Réduction de la production : Le forage en UBD peut réduire la production en raison de la libération de gaz de la formation, qui peut réduire la pression de la formation et affecter la productivité à long terme.

En somme, le forage en UBD présente des avantages, mais il est important de considérer les limitations et les risques potentiels avant d'opter pour cette technique de forage.

I.9. Les causes de la non continuité des conditions en forage en UBD

La non-continuité des conditions de forage en underbalance (UBD) peut être causée par plusieurs facteurs, notamment :

Formation géologique hétérogène : Si la formation géologique présente des variations significatives dans la perméabilité, la porosité, la saturation en eau et la composition, cela peut entraîner une non-continuité des conditions de forage en UBD.

Connections : Les connections représentent l'une des plus grandes raisons d'oscillations de la pression au fond, qui peut être évité par :

1. Connections rapides.
2. Diminution des périodes de purges.
3. Maintien d'un certain écoulement dans les annulaires pendant les connections.

Variations de la pression de formation : La pression de formation peut varier en fonction de la profondeur et de la position du puits, ainsi que des caractéristiques de la formation géologique. Ces variations de pression peuvent entraîner une non-continuité des conditions de forage en UBD.

Problèmes de circulation : Des problèmes de circulation peuvent survenir lors du forage en UBD, tels que des pertes de circulation, des éruptions de puits et des formations de gaz, ce qui peut compromettre les conditions de forage en UBD.

Limitations technologiques : Les limitations technologiques telles que la capacité des équipements de forage, la disponibilité des fluides de forage et des gaz de forage, ainsi que la qualité des données de forage peuvent également contribuer à une non-continuité des conditions de forage en UBD.

Il est important de comprendre les causes potentielles de la non-continuité des conditions de forage en UBD afin de pouvoir y remédier et de maintenir les conditions de forage souhaitées.

I.10. La sécurité HSE dans le forage en underbalance

La sécurité HSE (Hygiène, Sécurité, Environnement) est une considération clé dans le forage en underbalance (UBD). Les opérations en UBD peuvent présenter des risques uniques pour les travailleurs et pour l'environnement, notamment en raison de la manipulation de fluides sous pression et de l'utilisation de gaz inflammables.

Voici quelques mesures de sécurité HSE courantes qui sont mises en place pour réduire les risques lors du forage en UBD :

Formation et certification : Les travailleurs doivent être formés et certifiés pour travailler dans un environnement de forage en UBD. Cela peut inclure une formation sur les procédures de sécurité, l'utilisation d'équipements de protection individuelle (EPI) et la gestion des risques associés à la manipulation des fluides et des gaz.

Équipement de sécurité : L'équipement de sécurité, tel que les dispositifs de prévention des éruptions, les soupapes de sécurité, les détecteurs de gaz et les systèmes d'extinction d'incendie, doit être en place pour minimiser les risques d'accidents.

Planification et gestion des risques : Un plan de gestion des risques doit être mis en place pour identifier, évaluer et gérer les risques associés à la manipulation des fluides et des gaz. Cela peut inclure des procédures d'urgence pour gérer les situations dangereuses, telles que les éruptions de puits.

Contrôle de la qualité de l'air : Le contrôle de la qualité de l'air est important pour assurer la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement. Les niveaux de gaz toxiques, tels que l'hydrogène sulfureux et le méthane, doivent être surveillés en continu.

Gestion environnementale : Les impacts environnementaux associés au forage en UBD doivent être gérés de manière appropriée, notamment la gestion des déchets et la protection des sources d'eau potable.

Il est important de souligner que la sécurité HSE est une responsabilité partagée entre les opérateurs de forage, les entrepreneurs et les travailleurs. Tous les intervenants doivent travailler ensemble pour assurer un environnement de travail sûr et protéger l'environnement.

I.11. Considération de Well Control de forage en UBD

Le contrôle de puits (Well Control) est une considération importante pour tout projet de forage, y compris les projets de forage en Underbalanced Drilling (UBD). Bien que le forage en UBD présente de nombreux avantages, il peut également présenter des risques uniques associés au contrôle de puits.

L'un des risques les plus importants associés au forage en UBD est la perte de contrôle du puits en raison d'une pression de fond insuffisante. En effet, lors du forage en UBD, la pression de fond peut être inférieure à la pression de formation, ce qui peut entraîner une entrée de fluides de formation dans le puits, provoquant ainsi une perte de contrôle du puits.

Pour contrôler ce risque, il est important de surveiller en continu la pression de fond et d'adapter la pression d'injection de fluide de forage en conséquence. Des équipements de contrôle de puits tels que les soupapes de sécurité, les BOP (Blow Out Preventer), le BOP rotatif (RBOP) qui est en fait une tête de contrôle tournante (qui tourne avec une pression d'utilisation de 5000 psi) et les têtes de puits peuvent également être utilisés pour minimiser les risques.

En outre, il est important de former le personnel de forage aux procédures de contrôle de puits spécifiques au forage en UBD et de mettre en place des plans d'urgence pour réagir rapidement en cas de perte de contrôle du puits.

En somme, le contrôle de puits est une considération clé dans tout projet de forage, et il est essentiel de prendre en compte les risques uniques associés au forage en UBD pour assurer la sécurité et la réussite du projet.

I.12. Analyse Economique De L'UBD

En utilisant la technique de forage en underbalance (UBD), plusieurs avantages peuvent être obtenus. Le principal objectif recherché par l'utilisation de cette technologie est d'obtenir des avantages économiques. Les avantages économiques de l'UBD peuvent être obtenus en éliminant l'utilisation de fluides de forage coûteux, en réduisant les coûts de stimulation de puits, en diminuant le temps nécessaire pour mettre en production le puits et en réduisant les coûts directs du forage grâce à l'augmentation des taux de pénétration (ROP) ainsi que la durée de vie de l'outil, ce qui réduit le coût par mètre foré.

$$C_T = \frac{B + C_r \times (t + T)}{F} + C_F \quad (I-2)$$

Où :

B : Prix de l'outil

C_F : Prix de revient du fluide de forage et les équipements utilisés par mètre forer

C_T : Prix du mètre forer.

C_r : Coûts de rotation.

F : Intervalle forer.

T : Temps total de forage.

t : Temps de manœuvres.

I.12.1. Estimation Des Coûts De L'UBD

La première étape dans l'UBD est l'estimation des coûts des équipements et des services nécessaires pour la réussite de l'opération de l'UBD.

Les coûts de l'UBD dépendent de plusieurs facteurs tel que :

- **Emplacement de réalisation de l'UBD**

Les coûts de location du matériel varient en fonction de l'emplacement et des contraintes liées à la livraison, au transport et à l'installation.

Les coûts pour forer un puits en utilisant l'UBD en offshore sont généralement plus élevés que pour un puits sur la terre ferme. Ceci est principalement dû aux difficultés d'accès au puits offshore ainsi qu'aux risques supplémentaires que le matériel de l'UBD peut rencontrer.

- **La simplicité du système de forage utilisé**

La simplicité du système de forage utilisé a un impact direct sur le coût de l'opération de forage en underbalance (UBD). Les systèmes de forage utilisant l'injection d'air sont relativement peu coûteux en comparaison aux systèmes de forage utilisant la mousse ou les systèmes biphasiques nécessitant des équipements supplémentaires de séparation et d'injection. Bien que le coût quotidien puisse être plus élevé pour un puits foré en UBD par rapport à celui foré avec une méthode conventionnelle.

Le coût total du puits peut être inférieur en raison des facteurs suivants :

- Augmentations des ROP.
 - Augmentation de la durée de vie de l'outil : Au lieu d'utiliser 3 outils pour forer une phase, on utilise un seul outil, ce qui nous permet d'économiser le prix d'achat des 2 autres outils.
- **Coût réduit de fluides**

En utilisant la technique de forage UBD, deux effets significatifs sont observés sur le coût des fluides par rapport au forage conventionnel.

Tout d'abord, la plupart des projets d'UBD utilisent des fluides de forage moins coûteux tels que le pétrole brut ou la saumure claire.

De plus, très peu d'additifs sont nécessaires dans les fluides multiphasiques, car la plupart des liquides sont réutilisés, ce qui entraîne une réduction significative des coûts de liquide par rapport aux systèmes liquides conventionnels.

En outre, l'UBD permet d'éliminer le problème de pertes de circulation, ce qui contribue également à réduire les coûts de fluides.

- **Diminution du temps improductif**

Le temps d'inactivité, ou temps non productif (NPT) est un coût important pour de nombreux projets de forage. Les problèmes de pression différentielle et de pertes de circulation sont souvent les principaux facteurs entraînant des temps d'arrêt coûteux.

Lorsque la tige de forage se coince, cela peut entraîner des temps d'arrêt prolongés et coûteux pour la libérer. Dans certains cas, il peut être nécessaire de dévier, ce qui peut également entraîner des coûts supplémentaires importants.

- **Pas d'endommagements de la formation productive**

Est devenu un facteur clé dans l'UBD. En réduisant les dommages à la formation, cela peut augmenter la rentabilité d'un projet en augmentant la productivité et le rétablissement final tout en réduisant les coûts opérationnels des puits injecteurs.

- **Augmentation de la productivité**

L'utilisation de l'UBD permet généralement d'obtenir une productivité accrue par rapport à la méthode conventionnelle de forage

I.13. Conclusion

Le chapitre 1 donne une introduction générale sur le forage en underbalance, les principes, les avantages et les inconvénients, l'analyse économique, et la théorie essentielle pour comprendre la suite du mémoire, il sera particulièrement axé sur le forage avec liquide biphasique.

Chapitre 02 :

Les équipements de forage en underbalance

Chapitre II : Les équipements de forage en UBD

Le forage en UBD nécessite l'installation des équipements supplémentaires par rapport au forage conventionnel, on peut subdiviser ces équipements :

II.1. Equipements de production et d'injection d'azote

C'est un ensemble des machines servent à générer l'azote en place (au chantier), ces équipements sont classés par l'ordre de fonctionnement comme suit :

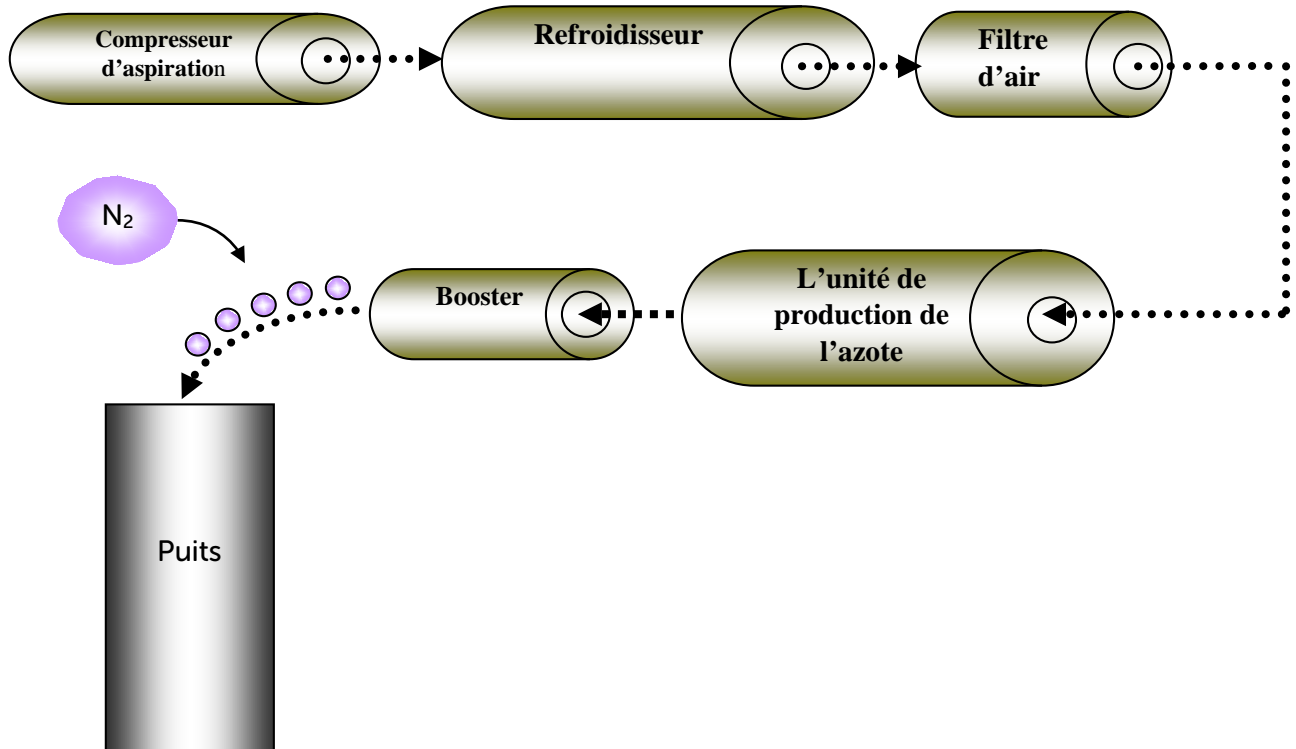


Figure II-1 - Les équipements de production et d'injection d'azote

II.1.1. Compresseur

Ce dispositif est chargé d'aspirer l'air et de le diriger vers le générateur d'azote. Selon la technique d'injection utilisée et la capacité des compresseurs disponibles sur le site, le nombre de compresseurs varie. Il y a des compresseurs en fonctionnement et d'autres en réserve. Chacun de ces compresseurs est équipé d'un filtre à air pour éliminer les impuretés. L'air ainsi traité est ensuite dirigé vers le refroidisseur.

Pression d'entrée (psi)	Pression de sortie (psi)	RPM (tr/min)	Débit de compresseur (m ³ /min)
Pression atm	100-300	2100	50

Table II-1 – Les paramètres spécifiques de l'air dans le compresseur



Figure II-2 - Compresseur d'air

II.1.2. Refroidisseur (Air cooler)

L'air qui sort des compresseurs à une température de 43°C est envoyé vers le refroidisseur, qui est composé de trois ventilateurs et de trois filtres. L'air est refroidi jusqu'à atteindre une température de 32°C, mais sa pression diminue en raison des pertes de charge dans les filtres et des changements de température.

Le rôle du refroidisseur est d'éliminer l'humidité de l'air afin d'obtenir un air purifié qui sera dirigé vers le générateur d'azote.

Pression d'entrée (psi)	Pression de sortie (psi)	Débit de sortie (m ³ /min)	Température d'entrée (°c)	Température de sortie (°c)
100-300	175	85	43	32

Table II-2 – Les paramètres spécifiques de l'air dans le refroidisseur



Figure II-3 - Unité de refroidissement d'air

II.1.3. Unité nitrogène (NPU ou NGU)

Un générateur d'azote (**NPU** Nitrogène Production Unit, ou **NGU** Nitrogène Génération Unit).

Le générateur d'azote est une unité composée de filtres à fibres et d'une membrane de filtration d'oxygène. Son fonctionnement est basé sur la diffusion moléculaire qui repose sur la taille et la vitesse des molécules dans l'air.

Cette technique permet de séparer les différents constituants de l'air en empêchant le passage du nitrogène tout en laissant passer l'oxygène et l'eau qui sont des gaz plus "rapides". Ainsi, l'azote est concentré et peut traverser les pores de la fibre pour être produit sous forme de jet.

L'air est constitué de 78% d'azote, 21% d'oxygène et de 1% d'autres (gaz rares 0,94%, CO₂ 0,03%, H₂ 0,01%).

Les étapes de séparation sont résumées comme suit :

1. L'air provenant du refroidisseur à une température de 32°C est filtré à travers des filtres hydrocarbonés pour éliminer le CO₂ et l'humidité.
2. L'air est dirigé vers des filtres d'eau pour éliminer l'eau. Une fois que l'air est purifié, il est dirigé vers une membrane de filtration d'oxygène, qui permet aux molécules d'oxygène de passer tout en faisant condenser les molécules d'azote.
3. Toutes les molécules d'oxygène ne passent pas à travers la membrane, ce qui permet de maintenir un taux d'oxygène de 5 à 12%.

Température d'entrée (°C)	Débit d'entrée d'air (m ³ /min)	Débit de sortie de N ₂ (m ³ /min)	Pression de sortie de N ₂ (psi)	Pureté N ₂ (%)	Puissance KW
32	85	42	175	95	75

Table II-3 – Les paramètres spécifiques de l'air dans l'unité nitrogène

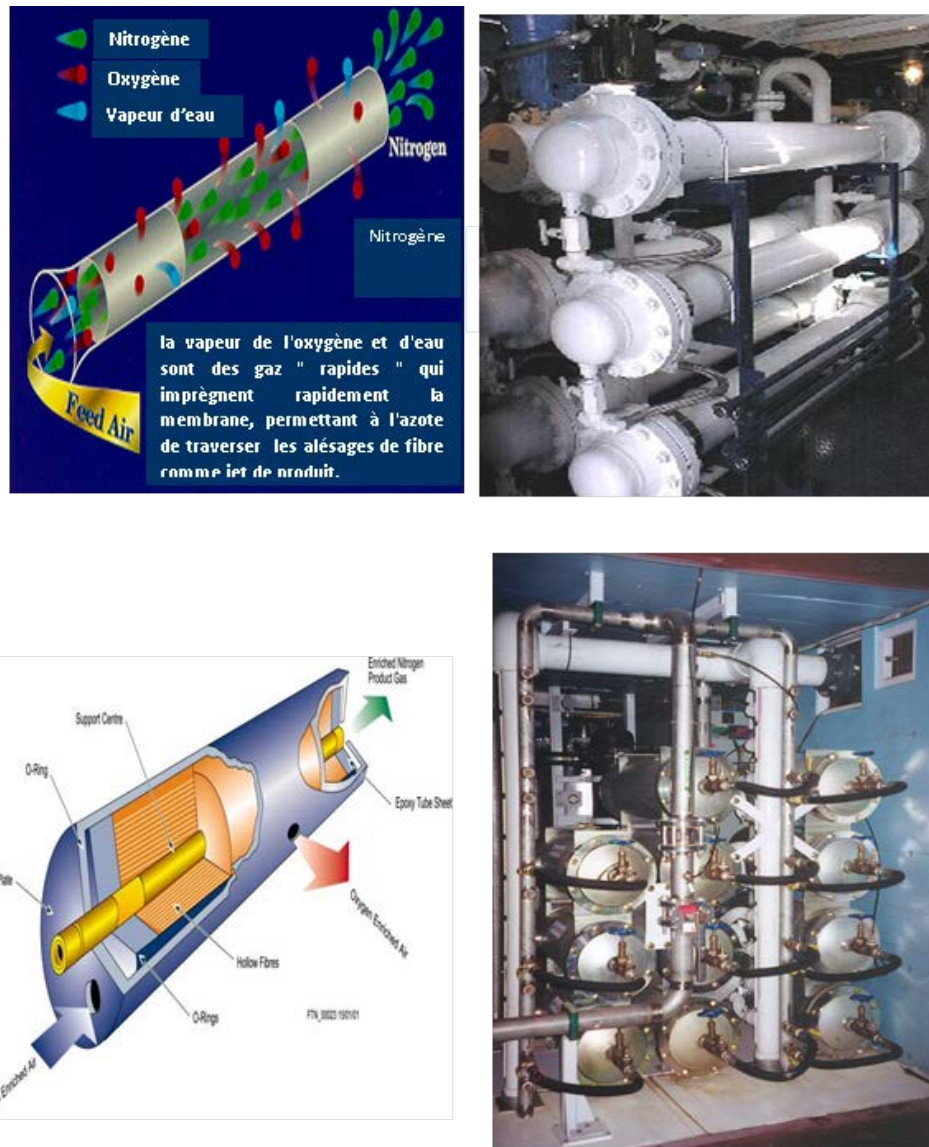


Figure II-4 - Unité azote

II.1.4. Surpresseur (Booster)

Le Surpresseur est un type de compresseur qui est utilisé pour augmenter la pression des gaz, en les comprimant d'une certaine pression à une pression plus élevée, en fonction de la capacité du compresseur.

Dans l'unité de production d'azote, il y a deux surpresseurs :

- Médium Booster (2500 Psi)
- High Booster (5000 Psi)

Le premier surpresseur (Médium booster) reçoit le gaz azote à une pression de 175psi et le comprime jusqu'à une pression maximale de 2500psi avec un débit de 42m³/h.

Le deuxième surpresseur (High booster) reçoit le gaz azote déjà comprimé par le premier surpresseur et le comprime encore davantage jusqu'à une pression maximale de 5000psi avec un débit de 65m³/h.

On utilise deux surpresseurs car il n'est pas possible de passer directement d'une pression de 175psi à 5000psi.



Figure II-5 - Surpresseur

II.1.5. Pompe de Refoulement

Est une pompe triplex qui refoule l'azote vers le puits. Elle a les caractéristiques suivantes :

Diamètre du piston	Course du piston	Débit	Pression max
3"	5"	348 l/min	2300 psi

Table II-4 – Les paramètres spécifiques de la pompe

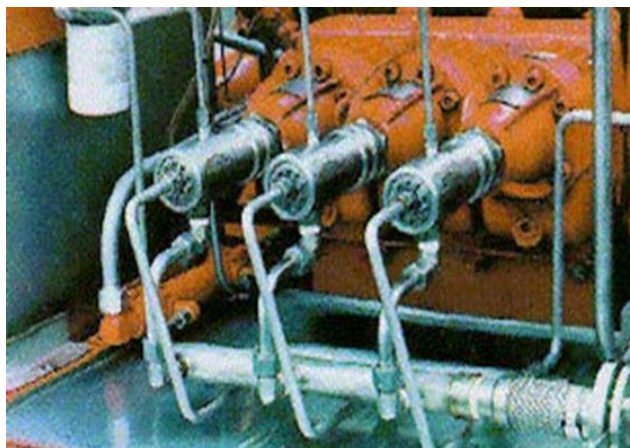


Figure II-6 - Pompe de refoulement

II.2. Équipements de prévention des éruptions

II.2.1. Obturateurs D'Éruption

Pendant les opérations d'Underbalance, l'empilage BOP conventionnel est maintenu en place. Une tête de contrôle rotative ainsi qu'une conduite de flow line principale de débit équipée de vannes de fermeture électronique (ESD) sont installées au stack conventionnel.

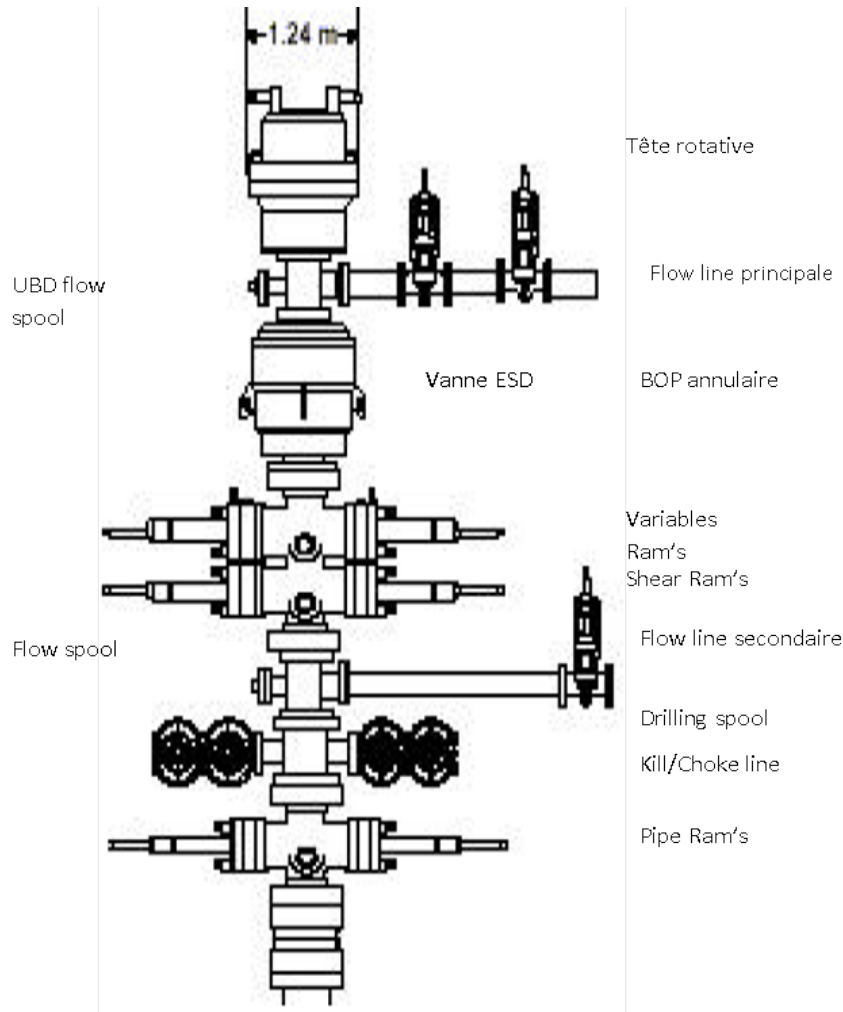


Figure II-7 - Stack BOP standard

II.2.2. Tête de contrôle rotative (BOP Rotatif)

La technologie de la tête rotative est devenue un élément important dans des nombreux programmes de forage. Ce système est appelé Rotating Control Head (RCH) car son élément d'étanchéité tourne en même temps que les tiges de forage, tandis que son boîtier en acier équipé de roulements contrôle le débit. Il existe deux types de têtes de contrôle rotatives : passive et active.



Figure II-8 - Tête de Contrôle rotative (BOP Rotatif)

II.2.1.1. Têtes Rotatives Passives

Une tête rotative passive, également appelée tête rotative flottante, ne possède pas de moteur interne pour entraîner la rotation des tiges de forage. Elle permet aux tiges de forage de tourner librement en réponse à la pression et au flux de fluide dans le puits. La rotation est principalement générée par l'action du fluide de forage circulant à travers les tiges. Les têtes rotatives passives sont conçues pour minimiser la résistance à la rotation et réduire les risques de colmatage ou de friction excessive des tiges.

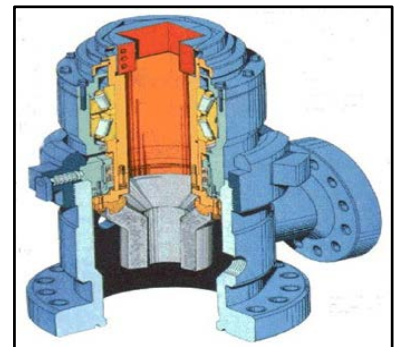


Figure II-9 - RBOP Passive

Nous allons énumérés quatre types : Grant, Hydril, Pruitt, Williams Model 7100.

II.2.1.2. Têtes Rotatives Actives

Elles utilisent la pression variable d'un circuit hydraulique pour assurer l'étanchéité autour des tiges de forage. Au cas de dégradation de l'élément ou de montées de pression annulaire, la pression hydraulique de commande peut être augmentée à son tour pour assurer l'étanchéité.

Nous allons énumérés trois types de têtes rotatives actives conviennent pour des applications à pressions élevées :

- RTI RBOP ;
- Schaffer PCWD ;
- Techcorp RPM 3000.

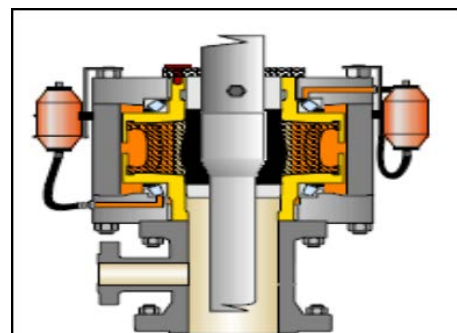


Figure II-10 - RBOP Active

Notes :

L'Unité de commande :

Les équipements RCH possèdent une unité de commande et un panneau de commande hydraulique, qui contrôle la force de fermeture sur le caoutchouc de décolleur. Le système d'accumulation utilisé pour contrôler le RCH doit être séparé de l'unité Koomey de l'installation.

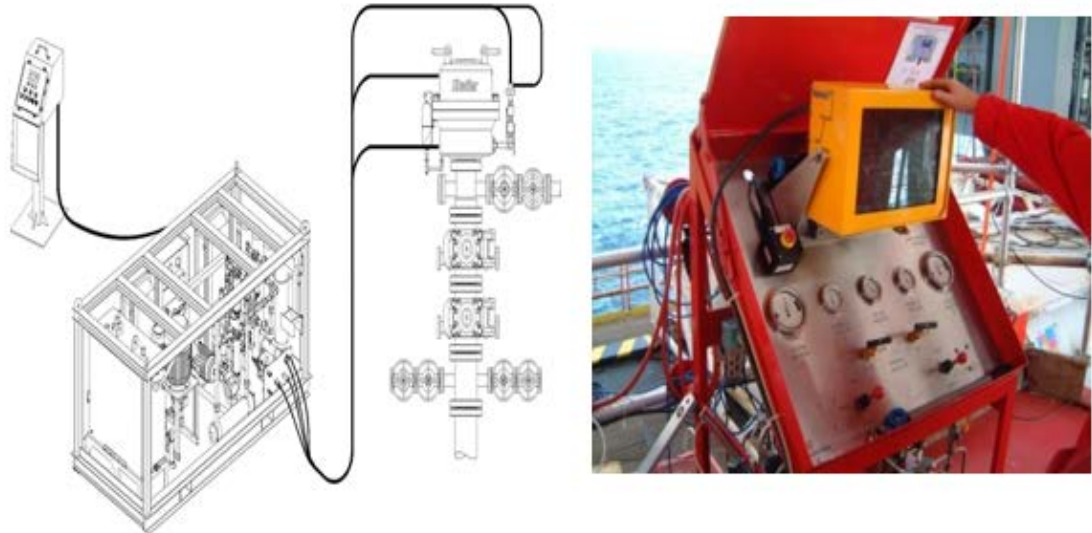


Figure II-11 - Unité de Commande

TAGGING TOOLS

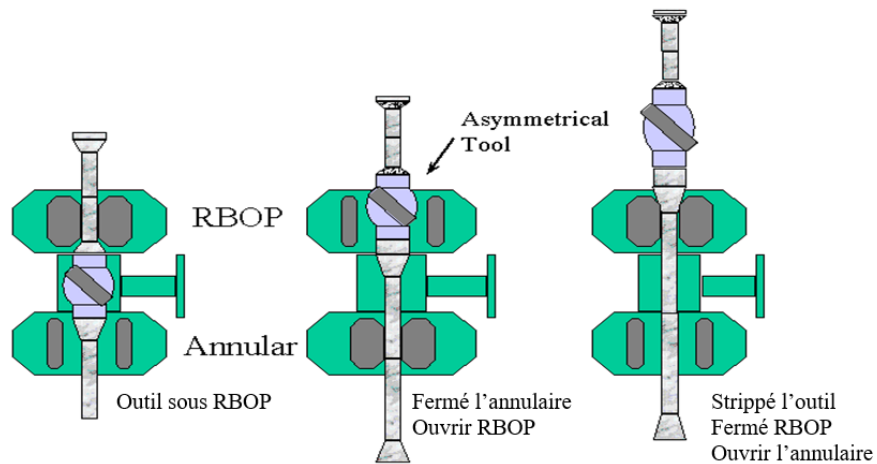


Figure II-12 - Tagging Tools

II.2.3. Push Pull Machine (PPM)

Si les manœuvres sont en underbalance, un snubbing système sera installé sur le planchier. La PPM (Pull Push Machine) a une course de 10 ft, elle est utilisée pour maintenir la garniture pendant la remontée, car elle est remplie d'azote et équipée d'une soupape. Cela réduit le poids de la garniture, ce qui signifie qu'à une certaine profondeur, la pression hydrostatique est supérieure au poids de la garniture, ce qui entraîne une poussée d'Archimède très importante à l'extrémité fermée de la garniture.

Pendant la descente des premières longueurs, il peut être difficile de faire descendre la garniture à travers les BOP (stripping) car le string est très léger et la pression de tête est suffisante pour repousser la garniture.

Dans les deux cas, la machine push-pull est utilisée pour faciliter la remontée et la descente de la garniture en toute sécurité.

Elle est caractérisée par :

Travail vers le bas	Travail vers le haut	Course de travail
50000 Ib - 22240 daN	25000 Ib - 11120 daN	3m

Table II-5 – Les paramètres spécifiques du PPM

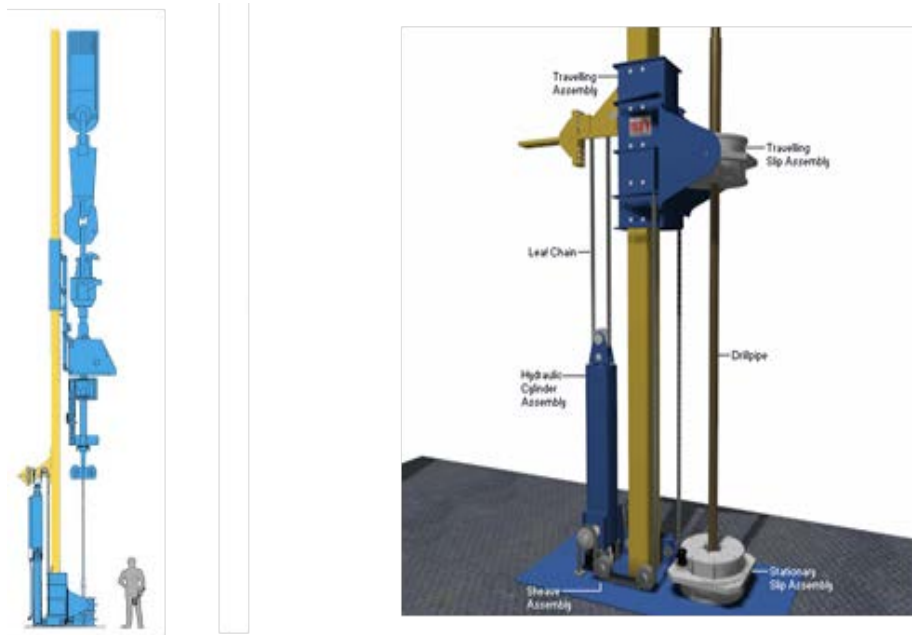


Figure II-13 - PPM



Figure II-14 - PPM sur chantier

II.2.4. ESD (Emergency Shut Down)

C'est une vanne hydraulique, Elle est généralement située à la sortie entre les BOP's simple et double dans le flow line secondaire.

Son rôle principal est la fermeture sur le puits en cas d'urgence, on trouve ces utilisations dans les cas suivants :

- Un problème au niveau de manifold du duses de l'Underbalance ou au niveau de séparateur ;
- Détection d'une grande pression (plus grande que celle de travail de manifold et séparateur), vanne de secours ;
- Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvres ;
- En cas de détection d'un gaz toxique (H₂S).



Figure II-15 - ESD

Une station à distance ou l'ESD est employée pour fermer sans risque les vannes en cas de venue.

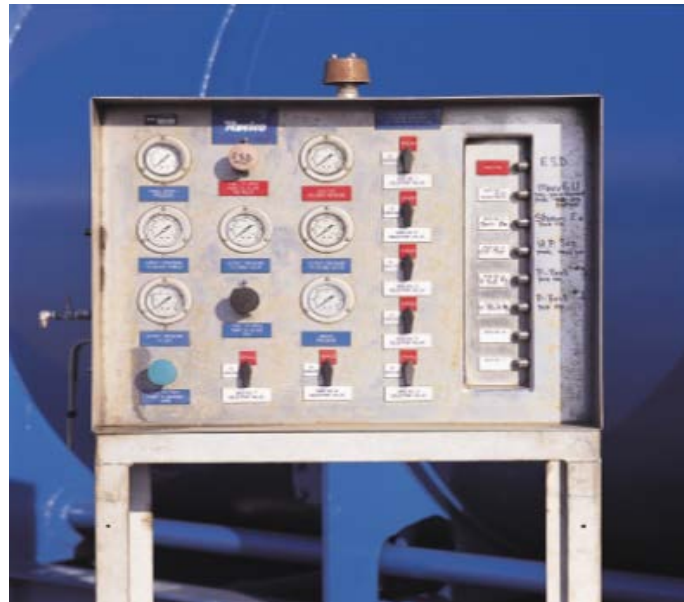


Figure II-16 - Le système du ESD

II.2.5. Manifold de Duses

Dans le circuit de retour de fluide, il y a deux manifolds, le manifold de Rig qui a été dans les autres phases forées en overbalance, ce manifold joue le rôle d'un manifold de secours en cas où le manifold de l'Underbalance tombe en panne, le manifold de Rig reçoit le fluide venant de chock line.

L'autre manifold c'est le manifold de l'Underbalance qui est utilisé pour contrôler la pression de fond. C'est un manifold de série 5000Psi, composé de :

- Deux duses hydrauliques réglables, et parfois l'une hydrauliques et l'autre manuelle;
- Des vannes du purgeage ;
- Les autres vannes de manifold sont manuelles, utilisées en cas de nécessité (défaillance des vannes hydrauliques...);
- Le manifold de l'UBD reçoit le fluide sortant de la vanne ESD ;

Le rôle du deux manifold est de donner une pression convenable pour le séparateur, par ce que le séparateur à une pression de travail il ne faut pas la dépasser, qui est égale à 700psi.

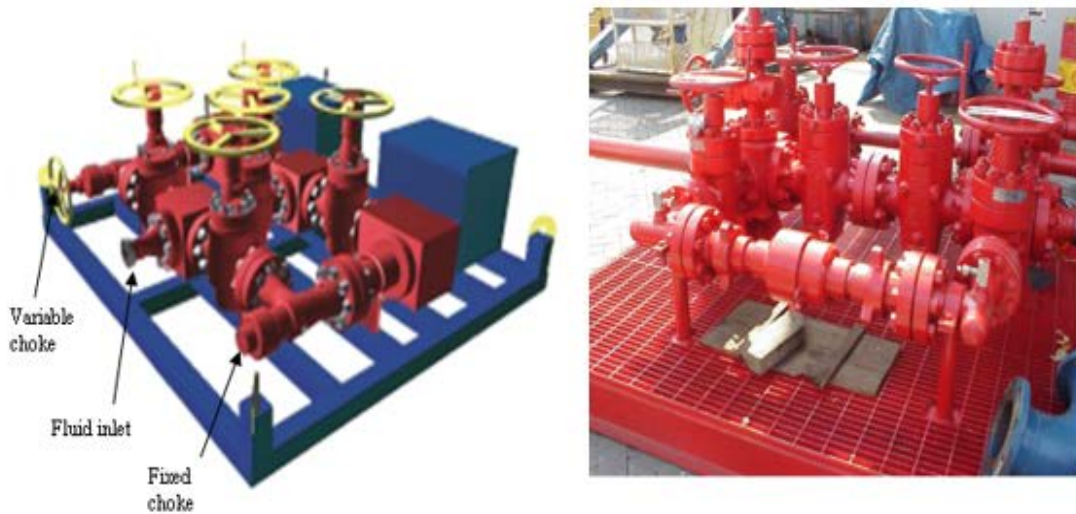


Figure II-17 - Manifold de duses

II.3. Equipements de séparation

II.3.1. Séparateur

Le système de séparation doit être adapté aux fluides attendus du réservoir. Un séparateur pour un champ de gaz sec est différent d'un séparateur de champ d'huile lourde.

Il doit être conçu de façon à séparer l'effluent du fluide de forage pour pouvoir réutiliser ce dernier. Plusieurs approches dans la technologie de séparation ont été élaborées récemment :

- Séparer le gaz en premier, puis les fluides et les déblais ;
- Séparer les solides pour minimiser l'érosion puis traiter le gaz.

Le système de séparation doit être adapté aux types de réservoir, et cela exige un degré élevé de flexibilité et l'usage d'un système modulaire aide à obtenir cette flexibilité.

Il y a deux conceptions de base pour des séparateurs ; verticaux (les plus utilisées dans le forage en underbalance) et horizontaux. Les séparateurs verticaux sont la conception optimale pour séparer le gaz du liquide. Les séparateurs horizontaux sont la conception optimale pour la séparation des liquides de diverses densités et les solides.

II.3.1.1. Le séparateur vertical

Il a une pression de travail de 5000 psi. Il est constitué par un corps cylindrique en acier fermé à chaque extrémité par fond bombé. Ce dernier a une forme sphérique pour éviter les pressions perpendiculaires sur les parois.

Le séparateur est équipé d'étages de décompression et possède plusieurs orifices :

- Un orifice latéral pour l'entrée de fluides tangentiels.
- Un orifice à l'extrémité supérieure pour évacuer les gaz.
- Un orifice situé à l'extrémité supérieure qui relie la conduite de purge au collecteur de refoulement. Cette conduite permet de purger l'intérieur des tiges vers le séparateur en cas de connexion pendant le forage.
- Un orifice à l'extrémité inférieure qui permet l'évacuation du fluide (liquide-déblais) du séparateur, relié à la conduite de retour de fluide. Cette conduite est connectée à une pompe centrifuge dont le rôle est de vider le séparateur de tout le fluide (liquide-déblais) pour éviter toute décantation au fond du séparateur. Cette pompe assure également le refoulement du fluide vers les tamis.

Lors du forage, le fluide sortant du puits est dirigé vers le manifold de l'underbalance, puis vers le séparateur où se fait la séparation entre le liquide et le gaz. La séparation se fait en trois étapes :

1. Le fluide venant du puits est dirigé vers la chambre de compression, où se fait la séparation gaz- liquide.
2. Cette chambre de compression du gaz ralentit le débit du gaz et élimine l'homogénéité du fluide pour permettre la séparation.
3. La chambre de compression sépare le liquide du gaz, grâce à des chicanes superposées et des valves de décompression de gaz.

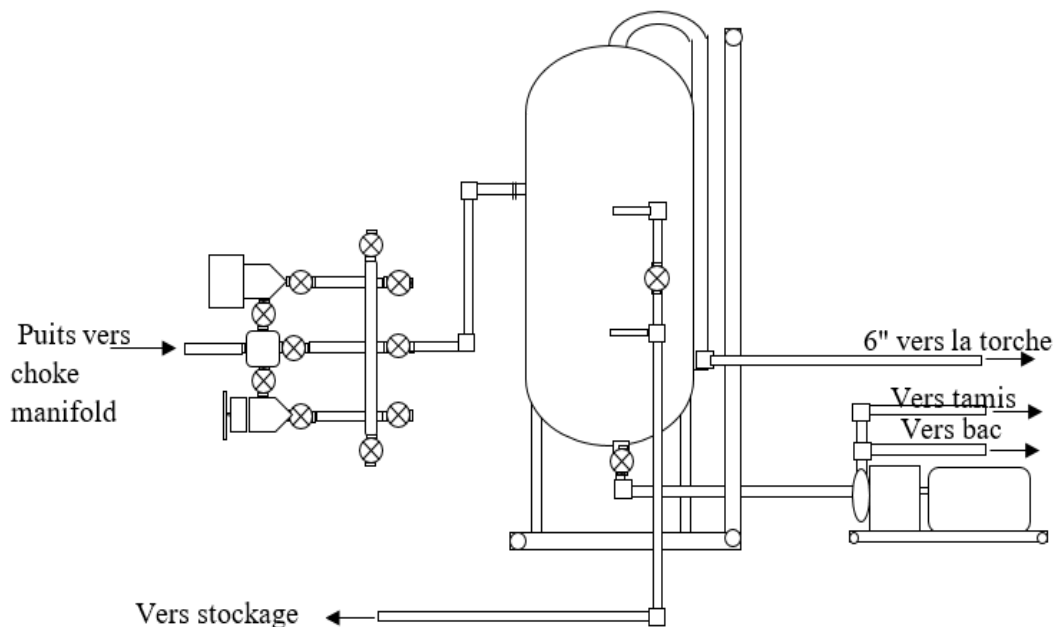


Figure II-18 - Séparateur Vertical



Figure II-19 - Séparateur Vertical sur chantier

II.3.1.2. Le séparateur horizontal

Le séparateur horizontal est un équipement conçu pour séparer différents types de liquides selon leur densité. Il est généralement appelé séparateur quadriphasique car il peut séparer le gaz, les solides, l'eau et les hydrocarbures liquides.

Le séparateur est composé d'au moins trois chambres avec des déversoirs qui permettent de séparer chaque phase. La première chambre est destinée aux solides, la deuxième à l'eau et la dernière à l'huile. Le gaz est collecté au-dessus du séparateur.

Des pompes et des valves permettent de déplacer les différentes phases vers les chambres appropriées. Une pompe de vidange est nécessaire pour enlever les solides de la première chambre. Les sorties pour les chambres de l'eau et de l'huile sont envoyées vers le oil manifold pour être stockées ou envoyées dans le système actif. Le gaz est évacué au-dessus du séparateur.

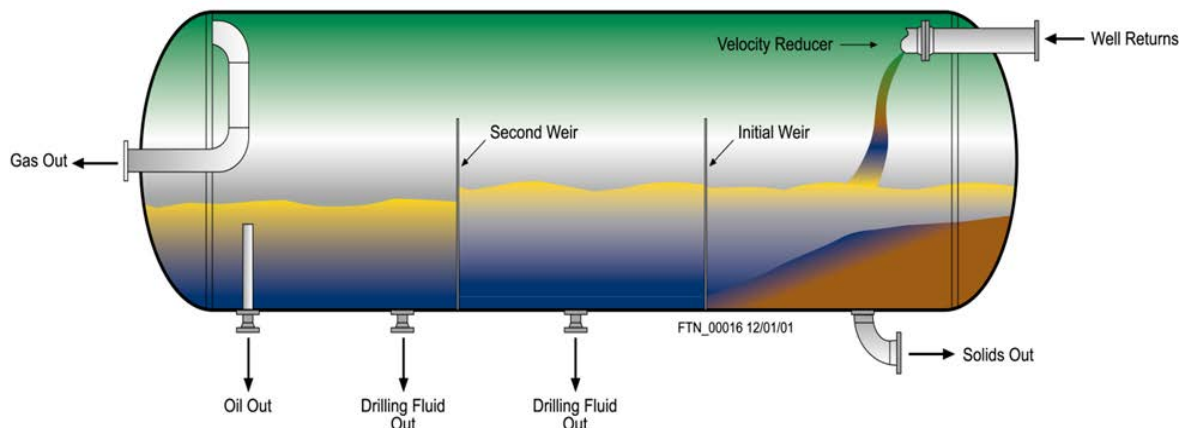


Figure II-20 - Séparateur Horizontal

II.3.2. La ligne d'évacuation

Pour la plupart des opérations de forage en UBD, il est nécessaire que le système puisse évacuer tous les gaz produits. Dans certains cas, le système doit être capable d'évacuer les hydrocarbures liquides produits.

Le système de torche doit avoir une source d'allumage continue ou automatique, et il doit être équipé de dispositifs pour empêcher le retour en arrière en cas de basse pression ou de pression négative.¹



Figure II-21 - La ligne d'évacuation sur chantier

¹ Note

Le "retour en arrière" ou "retour de flamme" se produit lorsque la combustion des gaz dans le système de fusée s'éteint et que les gaz chauds et inflammables refluent dans la tuyauterie. Cela peut se produire en cas de basse pression ou de pression négative. C'est un phénomène dangereux qui peut causer des dommages importants et mettre en danger les travailleurs sur le site de forage.

Pour empêcher ce retour en arrière, le système de fusée doit être équipé de dispositifs de sécurité qui permettent d'arrêter la combustion en cas de basse pression ou de pression négative. Ces dispositifs peuvent être des soupapes de décharge, des clapets anti-retour, des régulateurs de pression, des systèmes de contrôle de la flamme, etc. Ils permettent de garantir la sécurité du système de fusée et de prévenir les risques d'explosion ou d'incendie.

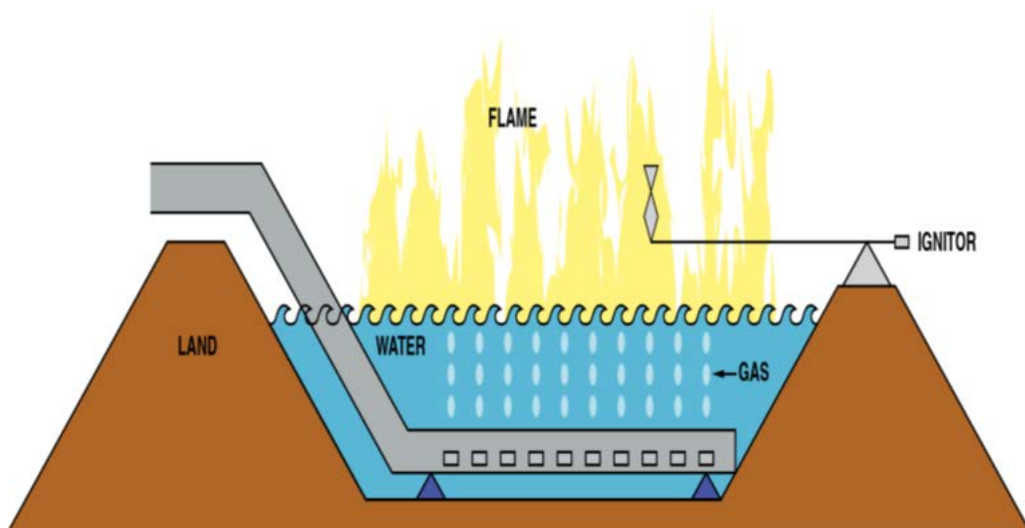


Figure II-22 - la ligne d'évacuation

II.4. Équipements et Lignes De Surface

II.4.1. Flow line principale

Située à la sortie du BOP rotative, utilisée pendant toute la durée des opérations UBD.



Figure II-23 - Flow line Principale

II.4.2. Flow line secondaire

Généralement située entre les BOP's simple et double. Elle est utilisée comme un secours de la flow line principale. Il est à noter que cette flow line est équipée d'une ESD.



Figure II-24 - Flow line Secondaire

II.4.3. Module D'échantillonnage Géologique

Ce module est situé avant le séparateur et il permet de prélever des échantillons en continu de fluides et de déblais dans un système de séparation pressurisé et fermé. Cela permet de surveiller en temps réel la composition des formations géologiques traversées lors du forage, ainsi que de vérifier l'efficacité du nettoyage du puits.

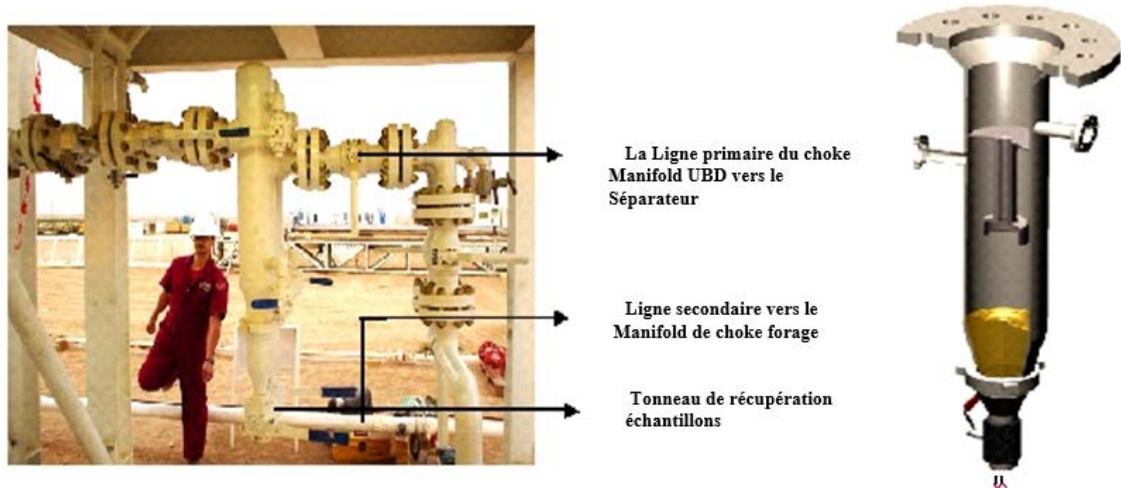


Figure II-25 - Echantillonnage géologique en UBD

II.4.4. Data Header

Le "data header" est un dispositif utilisé pour mesurer les caractéristiques du fluide avant qu'il n'atteigne le choke manifold et avant l'injection de gaz d'azote. Cela est effectué en utilisant un manomètre pour mesurer la pression, et un capteur de température pour mesurer la température du fluide.

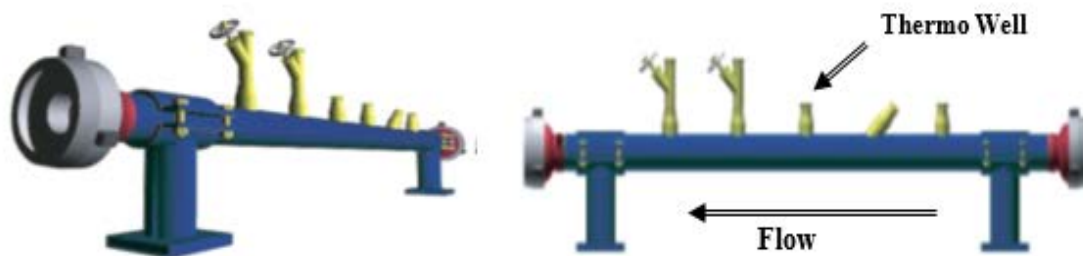


Figure II-26 - Data Header

II.4.5. Oil Manifold

Le manifold permet de faire baisser la pression du puits de production en dirigeant l'huile issue du séparateur vers un tank de stockage ou une ligne de torche, selon les besoins.

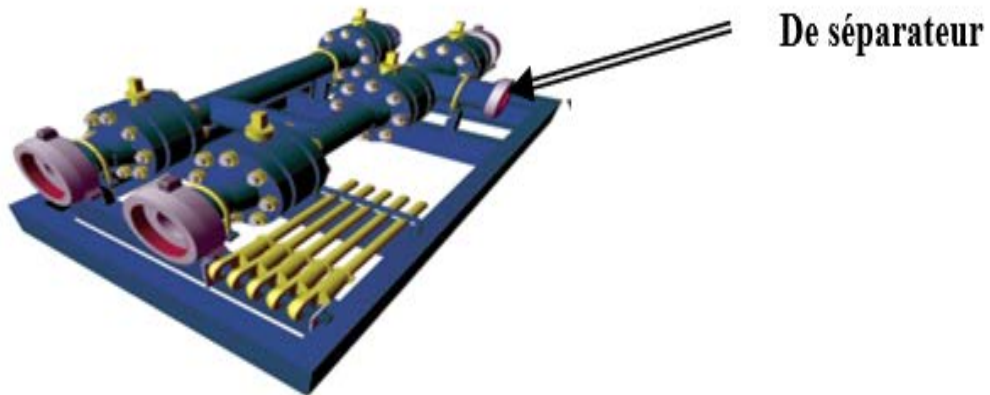


Figure II-27 - Oil Manifold

II.4.6. Surge Tank (Bac de Stockage)

Ce système est utilisé pour récupérer le fluide de forage après qu'il ait été utilisé pour le processus de forage. Le fluide de forage passe par des tamis qui éliminent les débris, puis par des centrifugeuses qui éliminent l'eau et les particules solides pour obtenir une phase d'huile brute de 98%. Ensuite, le liquide est acheminé vers des réservoirs de stockage.



Figure II-28 - Surge Tank

II.4.7. Transfer Pump

La pompe de transfert est utilisée pour transférer l'huile stockée dans le surge tank vers un autre bac de stockage.

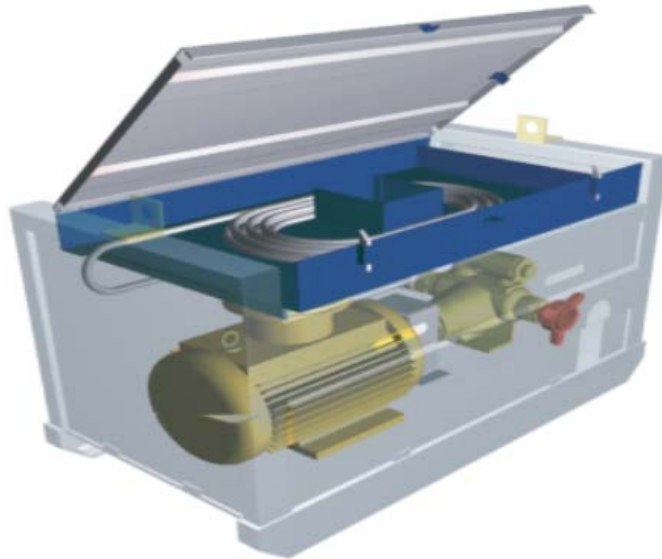


Figure II-29 - Transfer Pump

II.5. Equipements de fond

II.5.1. Moteurs de fond

Les moteurs à déplacements positifs (PDM) ont été conçus seulement pour des fluides incompressibles tels que les boues à base d'eau ou d'huile. Dans un milieu compressible, ces équipements présentent plusieurs problèmes d'exploitation tels que :

- Durée de vie limitée ;
- Vitesses excessives des moteurs ;
- Arrêt du moteur de fond (calage).



Figure II-30 - Moteur de fond

II.5.2. MWD (Measurement while drilling)

Le MWD est un équipement très avantageux car il est capable de transmettre de nombreuses informations utiles telles que la : vitesse de rotation, la température, les vibrations, la pression, ainsi que des données directionnelles.

Les divers types d'outils de mesure au fond du puits sont :

- ✚ Single shoot ;
- ✚ Multishots ;
- ✚ Gyro ;
- ✚ Steering Tool ;
- ✚ MWD ;
- ✚ EM-MWD ;
- ✚ LWD.

Dans le forage en Underbalance, on trouve en particulier les systèmes suivants :

- ✚ Wireline steering Tool ;
- ✚ Electromagnétique MWD (EM-MWD) ;
- ✚ MWD conventionnel.

En d'autres termes, les outils MWD traditionnels nécessitent une impulsion de pression pour transmettre leur signal à travers le fluide de forage. Cependant, en présence de gaz dans le fluide de forage, le signal peut être atténué, ce qui entraîne une perte de signal lorsque le rapport gaz/liquide atteint un certain seuil (20 % à 28 %).

De plus, ces outils sont sensibles aux vibrations, nécessitant ainsi des amortisseurs pour les protéger.

D'autres méthodes de mesure par câble peuvent être utilisées, mais elles présentent un risque de rupture du câble. Les méthodes de transmission future à travers les connexions de train de tiges sont prometteuses.

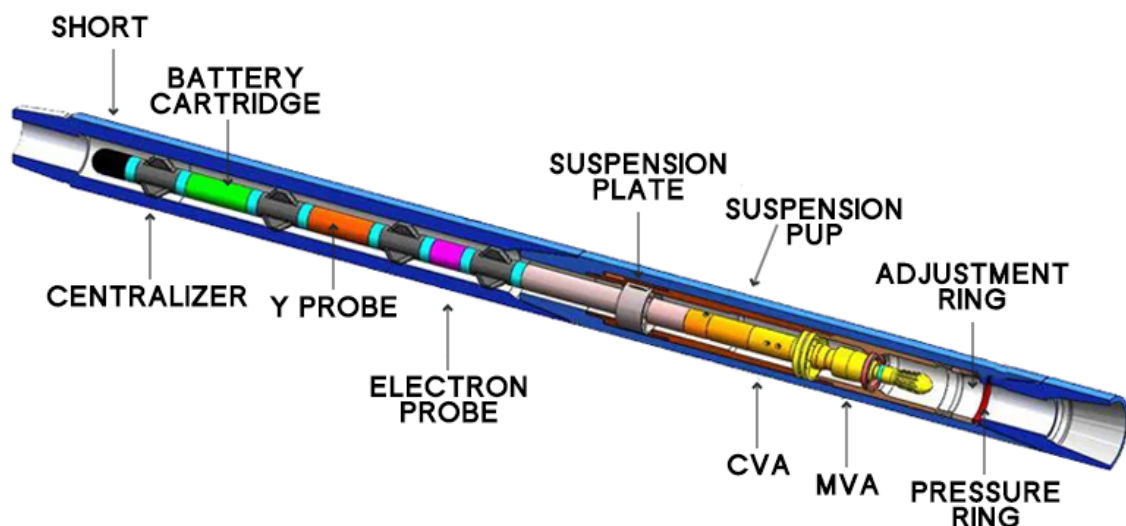


Figure II-31 - Composition de MWD

II.5.3. LWD (Logging while drilling)

Différentes mesures pour évaluer les formations géologiques peuvent être ajoutées aux outils MWD, ce qui les transforme en outils LWD. Cela permet de contrôler la direction de forage en prenant en compte les caractéristiques de la formation géologique et d'éviter les mesures électriques qui sont souvent difficiles à effectuer en forage horizontal.

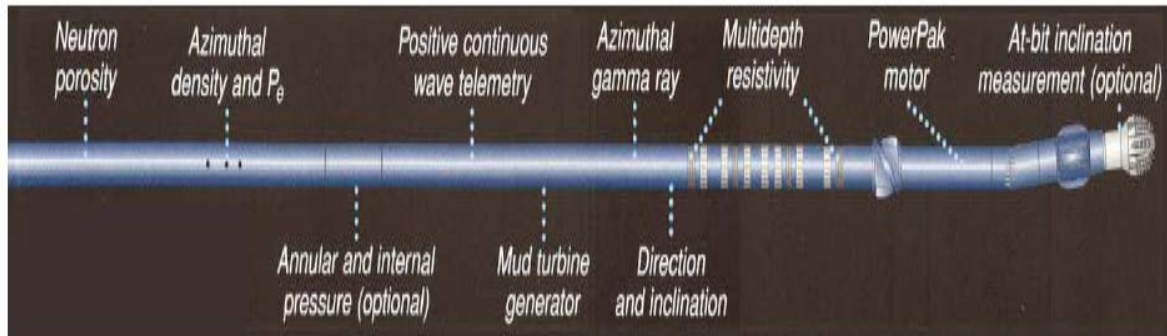


Figure II-32 - Composition de LWD

II.5.4. Les Vannes anti-retour (NRV)

Pour des raisons de contrôle de puits, lors des opérations en Underbalance, deux vannes anti-retour (non-ported float valve) sont ajoutées juste au-dessus de l'outil de type Spring loaded plunger, pour éviter le retour à l'intérieur et le bouchage de l'outil.

De plus, une autre vanne anti-retour (string float valve) de type Flapper est installée au-dessus de la BHA et/ou à chaque 400 mètre pour conserver le gaz injecté pendant les purges, ce qui permet de réduire les temps de manœuvre.

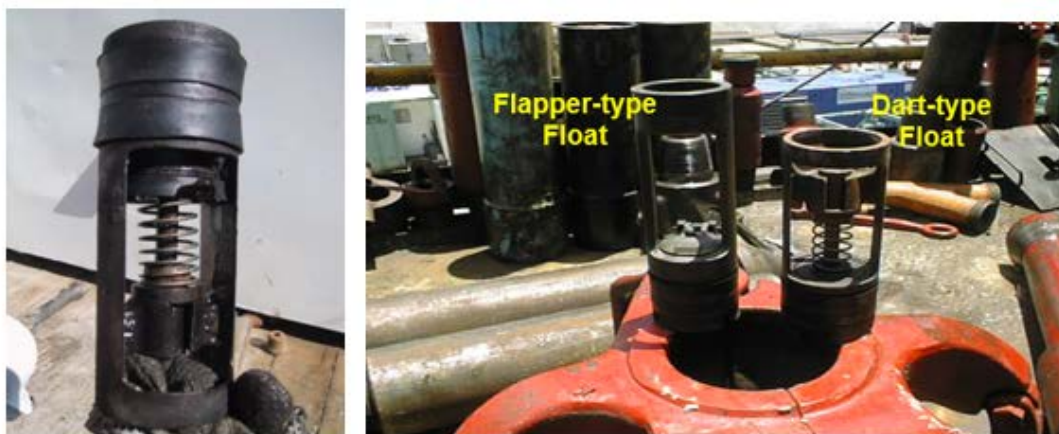


Figure II-33 - Valve anti retour

II.5.5. L'outil de purge de NRV (Non-Return Valve)

L'outil de purge de NRV (Non-Return Valve) est un outil utilisé en forage pour purger l'excès de gaz présent dans le circuit de forage en UBD. Il est utilisé pour maintenir une pression d'équilibre dans le puits en empêchant le gaz de retourner dans le circuit de forage et de contaminer le fluide de forage.

Cet outil est conçu pour permettre une purge rapide et efficace du gaz présent dans le circuit de forage.

Il s'agit d'une série d'étapes pour utiliser l'outil de purge de la vanne anti-retour (NRV) lors d'une opération de forage en Underbalance. Les étapes sont les suivantes :

1. Dévisser le joint situé juste au-dessus du float sub ;
2. Visser l'outil de purge (bleed off down tool);
3. Purger la pression sous l'outil de purge ;
4. S'assurer qu'il n'y a plus de pression sous le float sub ;
5. Dévisser l'outil de purge et le float sub avec la vanne anti-retour ;
6. Continuer la remontée de la garniture.

Ces étapes permettent de purger la pression de gaz sous la NRV pour éviter tout risque de blocage ou de rupture de l'outil de forage.



Figure II-34 - L'outil de purge des NRV

II.5.6. Le jar

Un outil de fond qui permet de débloquer le trépan en cas de coincement dans le trou.

II.5.7. Le stabilisateur

Un outil de fond qui maintient le trépan centré dans le trou de forage.

II.5.8. Le trépan

Un outil de fond qui coupe et pénètre la formation rocheuse pour creuser le trou de forage.

Chapitre 03 :

Systeme du fluide

Chapitre III : Système du Fluide

III.1. Introduction

Le principe clé pour réussir un UBD dépend de la sélection d'un système de fluide de forage approprié avec ses phases qui offrent une faible densité afin de maintenir la pression hydrostatique de la boue en dessous de la pression de pore de la formation.

Cependant, une sélection ou une conception inadéquate du système de fluide peut causer des dommages supplémentaires à la formation et augmenter la durée de vie du puits et augmenter le coût du forage en raison des incendies et de la corrosion en fond de trou.

Afin de choisir le fluide de forage approprié pour l'UBD, plusieurs facteurs doivent être pris en compte, tels que l'analyse données pétro physiques et géo mécaniques, l'évaluation des dommages possibles à la roche le système de fluide doit être conçu de manière à donner une BHP inférieure à la pression de la formation.

La capacité à faire transiter les données de fond de trou doit également être prise en compte lors du choix du système. Le choix d'un fluide inadéquat, peut également mener à la défaillance du projet dû au faible nettoyage de trou ou de la création des émulsions.

III.2. Types des fluides utilisés en UBD

Le système liquide choisi pour un projet particulier de l'UBD dépend du BHP désiré, de sa compatibilité avec le fluide produit, de la tolérance d'afflux d'eau, du nettoyage de trou et du coût et des considérations environnementales.

Il est nécessaire de souligner que les comportements rhéologiques complexes du fluide est chers ne sont pas habituellement exigés lors du forage.

Différents systèmes de fluides sont employés en UBD tel que :

III.2.1. Systèmes des fluides conventionnels appelée flow (live) opérations

Ce système est utilisé dans la formation où la pression est au-dessus d'un gradient normal de pression, c'est à dire employé là où la pression du réservoir est suffisamment haute pour maintenir des conditions de forage en UBD sans avoir la nécessité d'utiliser un fluide bi-phasique. Ce qui permet au puits de débiter pendant le forage.

Les systèmes liquides monophasés sont des fluides en général propres tels que l'eau, le gasoil et le brut.

III.2.2. Systèmes des fluides gazéifiés

Similaire aux systèmes des fluides aérés, ces systèmes consistent en l'utilisation des fluides de forage à deux phases où la phase gazeuse est soit du gaz naturel, soit de l'air ou l'azote. Les fluides gazéifiés n'incluent pas l'utilisation des surfactants (agents moussant).

Les fluides gazéifiés sont une combinaison de liquide et de gaz où le liquide est la phase continue. Les liquides gazéifiés n'ont pas d'agents tensioactifs qui lient le gaz dans le liquide.

Les avantages des liquides gazéifiés sont à moindres coûts, la possibilité de réutiliser le liquide, de meilleures propriétés environnementales et leur simplicité d'injection.

Pour réduire au minimum les risques de feux de fonds, on préfère utiliser comme gaz, l'azote ou la mist.

Dans un souci d'abaisser le coût de forage et d'améliorer la sécurité opérationnelle sur les puits directionnels forés par gaz, un système de forage en nitrogène a été développé. Ce système est basé sur la technologie des membranes qui exige moins de compression initiale, enlève l'oxygène de l'air atmosphérique, et apporte des degrés variables de pureté d'azote et par conséquent les risques d'incendie au fond du puits sont évités.

III.2.3. Systèmes utilisant la mousse

Dans ce type d'opération, le principe est le même que celui des fluides aérés/gazéifiés cité précédemment, sauf que dans ce cas l'utilisation des surfactants qui assurent et la génération de la mousse et sa stabilité est nécessaire. Dans ce type de fluides la phase continue est la phase liquide (eau, boue à l'eau ou boue à l'huile).

Le système de mousse est créé quand l'eau et le gaz sont mélangés à un agent tensioactif. L'agent tensioactif lie le gaz dans la surfacture du liquide.

Comme le gaz est lié dans le liquide, le gaz et le liquide se déplacent ensemble, augmentant ainsi la vitesse du liquide. En raison de sa structure (capacité de charges de solides énormes), la mousse a des meilleures caractéristiques de nettoyage de trou qu'une boue conventionnelle.

La mousse a également l'avantage de posséder une plus grande tolérance à surpasser le fluide avant que celui-ci ne soit perdu dans la formation.

La mousse a également beaucoup d'inconvénients. En plus du coût de l'agent tensioactif et du matériel supplémentaire exigés, la mousse ajoute un degré à la complexité du système de forage. La mousse est également instable lorsqu'elle rencontre des températures élevées.

Un autre inconvénient dans le système de mousse est la viscosité relative plus élevée, ceci augmente la perte par friction dans le puits.

III.2.4. Système utilisant la mist

Cette opération a le même principe que le système à mousse, sauf que dans ce cas l'utilisation des surfactants est exclue, la phase continue dans le système est la phase gazeuse. Le liquide dans ce système est suspendu dans le milieu sous forme de gouttelettes.

Les avantages principaux d'un système de brume sont sa tolérance plus élevée pour les formations aquifères. Ceci élimine la formation des anneaux de boue tout en forant.

Le désavantage du système de brume est qu'il demande un volume de gaz très important pour avoir une BHP voulue, un taux de corrosion élevé et un mauvais impact sur les schistes sensibles à l'eau.

III.2.5. Opérations à l'air

Dans ce type d'opération, le forage utilise le gaz comme fluide de forage. Ce gaz peut être l'air, l'azote, le gaz naturel, le CO₂ ou une combinaison gazeuse.

Le forage à l'air sec est le plus simple et le moins cher lorsqu'il est appliqué à l'underbalance, et il peut également réaliser le plus bas BHP.

Les problèmes liés au forage au gaz comprennent :

- La basse tolérance pour les formations qui contiennent de l'eau.
- Risques très importants d'incendie de fonds.
- Les problèmes potentiels de stabilité du puits.

- L'impossibilité d'employer les outils conventionnels de MWD.
- Le besoin de moteurs spéciaux.

L'inconvénient majeur du système de forage au gaz sec est son inefficacité au niveau des formations contenant même de faibles quantités d'eau.

Si l'eau est produite pendant le forage au gaz, elle se mélangera aux cuttings pour former un anneau de boue et ceci peut conduire à une perte de circulation et peut même mener à une déclaration d'incendie au fond du puits.

Pour toutes ces considérations, le gaz est seulement employé pour forer des formations avec peu ou pas de perméabilité. Il est rarement employé pour forer une zone productive.

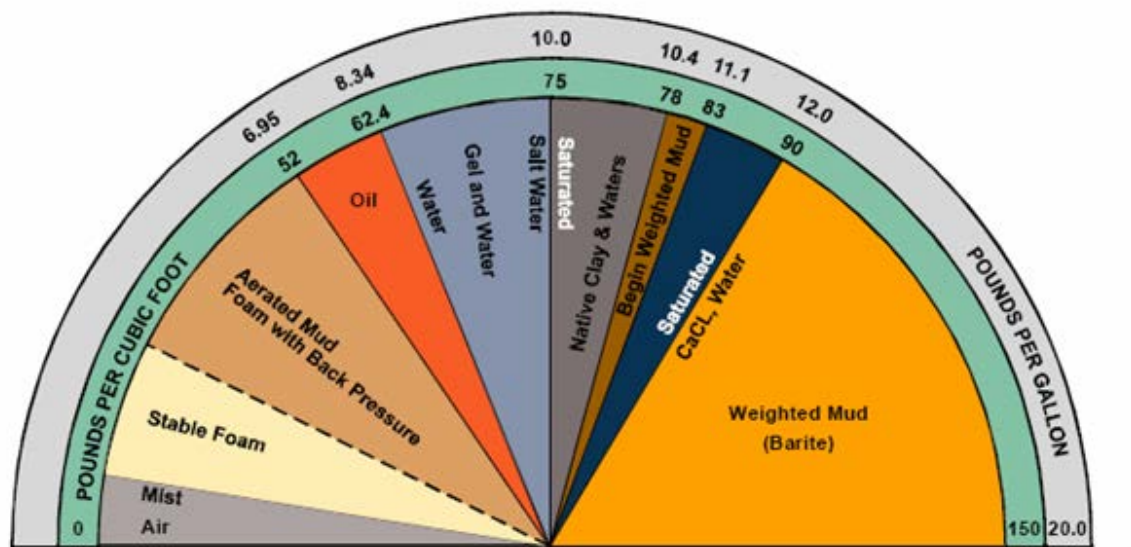


Figure III-1 – Les types de fluides utilisés en UBD

Le Choix du Fluide de Forage

Chaque roche a des caractéristiques physiques qui exige le type de fluide à utiliser².

III.3. Les Modes d'écoulement biphasiques et leurs évolutions

La plupart des forages en UBD sont faites par des fluides bi-phasique, donc pour obtenir le BHP désiré Il est nécessaire de connaître les modes d'écoulements bi-phasiques.

Chaque fois que deux fluides avec différentes propriétés d'écoulement circulent simultanément dans une conduite, il y a une grande variété possible de modes d'écoulement. Chaque mode d'écoulement dépend de plusieurs facteurs :

- ✚ L'intensité relative des forces qui agissent sur les fluides ;
- ✚ Flottabilité (*Buoyancy*) due à la différence des densités ;
- ✚ La turbulence causée par le changement de la géométrie et les vitesses d'écoulements ;

² Exemple : le forage d'une roche dure (cas du réservoir de Hassi-Messaoud) en UBD utilise le brut et le nitrogène mais par exemple le type mousse ne sera pas efficace.

Donc chaque fluide a des caractéristiques chimique et mécanique qui sont convenable pour certaines roches.

- ✚ Les forces d'inertie et les forces de tension superficielles ;
- ✚ Variation de température et de pression qui se produit le long du circuit de l'écoulement.

Ces facteurs varient de manière significative avec les débits, la géométrie du puits, et les propriétés des fluides des phases.

En conséquence, plusieurs modes d'écoulement biphasiques peuvent coexister dans un puits donné résultant. Les travaux publiés suggèrent que les modes d'écoulements les plus répandus sont: bulle dispersée, mist, slug, churn, et annulaire.

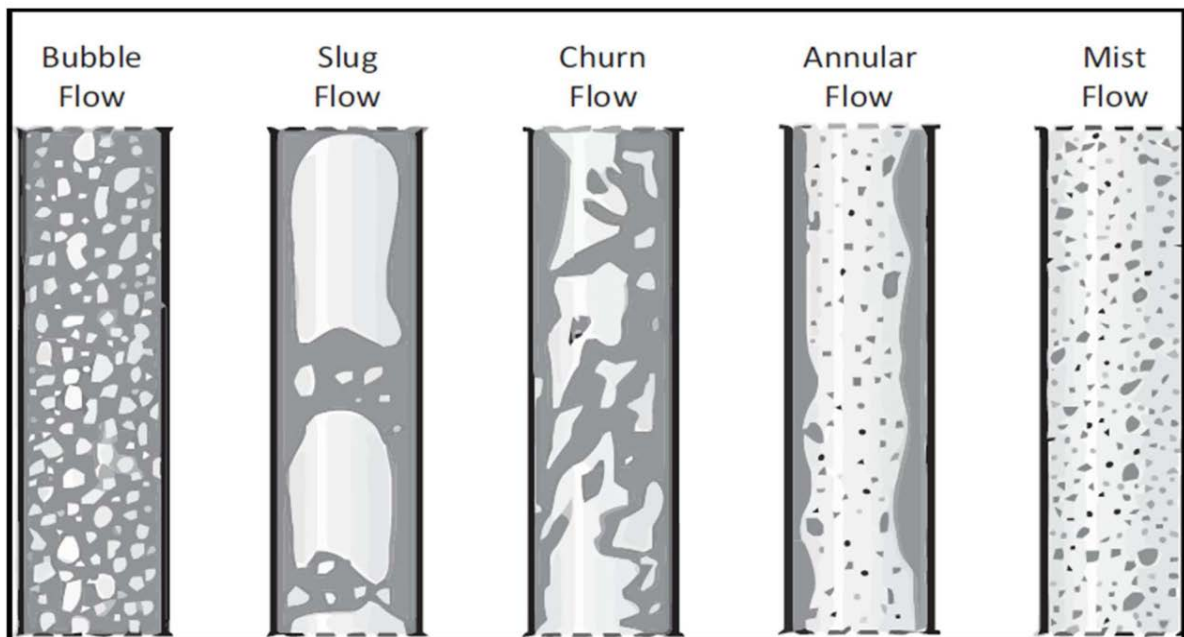


Figure III-2 - Régimes d'écoulement en conduite verticale

III.3.1. Ecoulement en bulles dispersées (Dispersed Bubble)

Le gaz est distribué sous forme de petites bulles dispersées dans une phase continue de liquide. Les bulles de forme sphérique sont les seules observées dans ce mode d'écoulement.

En raison des vitesses élevées du liquide produites dans ce mode d'écoulement, le mélange circule à la même vitesse sans glissement entre les phases.

III.3.2. Ecoulement en Slug

L'écoulement de Slug est caractérisé par la présence dans l'écoulement de poches de gaz appelées Taylor Bubble.

La bulle de Taylor est une poche de gaz qui a la forme d'une balle axisymétrique occupant presque la section entière de la tige ou l'annulaire. Le liquide en slug emportant de petites bulles de gaz, crée un pont dans la conduite et sépare les deux bulles consécutives de Taylor.

III.3.3. Ecoulement en Churn

L'écoulement de Churn se produit uniquement lors de l'écoulement ascendant. Il s'agit d'un mélange chaotique de gaz et de liquide, où la forme des bulles de Taylor et des traînées de liquide est déformée. La continuité du liquide entre les bulles de Taylor successives est

fréquemment interrompue en raison de la forte concentration locale de la phase gazeuse. Pendant ce phénomène, le liquide dans la traînée descend vers l'arrière, s'accumule, forme un pont temporaire, puis est de nouveau poussé vers le haut par le gaz. L'alternance de la direction du mouvement dans la phase liquide caractérise l'écoulement de type Churn.

III.3.4. Ecoulement annulaire (Annular flow)

Le gaz est une phase continue entrant dans le centre de la section de la conduite ou de l'annulaire.

Le liquide circule vers le haut, comme couche mince le long des parois et comme des gouttelettes dispersées entraînant dans le centre. L'écoulement annulaire peut exister dans toute la gamme entière des inclinaisons.

III.3.5. Ecoulement de mist

L'écoulement en mist, également appelé écoulement en brouillard, est un type d'écoulement dans lequel un liquide est dispersé sous forme de fines gouttelettes dans un flux de gaz. Les gouttelettes de liquide sont généralement de petite taille, avec un diamètre allant de quelques micromètres à quelques millimètres.

Basé sur la définition des modes d'écoulements, les chercheurs ont déterminés expérimentalement et théoriquement la région de l'existence pour chacun des modes d'écoulement. Une fois que ces régions sont connues, elles sont normalement présentées dans un graphe bidimensionnel, en termes de vitesses superficielles de phase, appelé "carte de mode d'écoulement".

La vitesse superficielle : est la vitesse qu'une phase montre si elle traverse une section disposé pour l'écoulement seul². Les vitesses superficielles du liquide et des phases gazeuses sont :

$$u_{SL} = \frac{q_L}{A_p} \quad (III-1)$$

$$u_{SG} = \frac{q_G}{A_p} \quad (III-2)$$

Où :

U_{SL} : la vitesse superficielle du liquide (m/s)

Q_L : le débit du liquide (m³/s)

A_p : la section transversale de la zone d'écoulement (m²)

U_{SG} : la vitesse superficielle du gaz (m/s)

Q_G : le débit du gaz (m³/s)

III.4. Les modes d'écoulement dominants en forage UBD

III.4.1. Ecoulement en géométrie Annulaire

Les modes particuliers d'écoulement dépendent des débits, des propriétés des fluides, et de la géométrie du puits. L'injection typique de débit du gaz et de liquide utilisés dans des opérations d'UBD varient de 10 à 50 m³/min.

D'autre part, les sections annulaires communes disponibles pour circuler près de la surface varient entre 0,016 à 0,033 m², qui correspondent à 168,3 mm X 88,9 mm (6,625'' X 3,5'') et 222,4 mm X 88,9 mm (8,755'' X 3,5'') annulaire.

On substituant ces valeurs dans les définitions des vitesses superficielles données par les équations (1) et (2) et superposant les résultats dans la carte commune des modes d'écoulement annulaire, Les vitesses superficielles pour les débits d'injection de gaz et du liquide et des sections d'écoulement près de la surface sont présentés sur.

La figure montre, qu'on observe des vitesses superficielles très élevées, même pour le cas d'un débit d'écoulement de gaz faible, et cela quand l'écoulement est à la pression atmosphérique.

Cependant, une augmentation faible de pression de la duse (choke) est suffisante pour diminuer rigoureusement les vitesses superficielles du gaz passant des conditions de l'écoulement annulaire à un écoulement en Churn ou un écoulement en Slug.

Dans les opérations UBD, pour des considérations de sécurité de puits et la manipulation du fluide en surface, si des vitesses superficielles élevées du gaz sont prévues à la surface, la ligne de retour du fluide doit être obturée (choked) pour augmenter la pression et pour réduire par conséquent la vitesse de gaz comme représenté dans la figure 3.3.

De plus, si nous considérons les variations de la pression et de la température le long des parois d'un puits typique foré en UBD, nous devons observer que l'écoulement en churn peut se produire seulement aux conditions près de la surface tandis que dans le long du puits, les écoulements en Dispersed bubbles, bubbles, et slug, prédominent.

Ceci peut être montré dans la carte de mode d'écoulement représentée dans la figure dans lequel les lignes droites horizontales qui représentent l'écoulement à travers l'annulaire reliant les conditions de la surface avec celles du fond.

On basant sur cette analyse, il est possible de conclure que la plage où l'écoulement annulaire se produit dans les opérations UBD est tout à fait limitée.

En outre, la possibilité que l'écoulement en churn se produit est très petite et il n'y a pas un modèle bien défini d'écoulement en churn, il est habituellement traité comme un écoulement en slug.

Par conséquent, Dans les géométries annulaires, les opérations d'UBD traitent dans la plupart du temps l'écoulement en bulle dispersée, en bulle, et l'écoulement en slug. Ceci est conforme aux résultats expérimentaux de Sunthakar qui ont identifié principalement l'écoulement en bulle et l'écoulement en slug pendant leurs expériences avec la boue aérée dans les géométries annulaires.

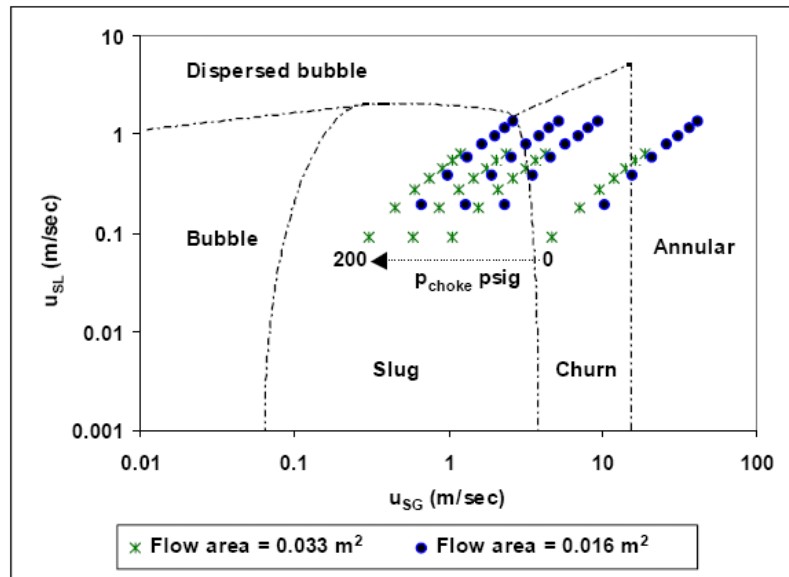


Figure III-3 - La carte de modes d'écoulements dans l'annulaire près de la surface du puits

III.4.2. Écoulement en géométrie intérieur garniture de forage

Concernant l'écoulement bi-phasique descendant, Barnea et récemment Lage dans des expériences à petite échelle déroulées aux conditions presque atmosphériques, ont observé que seulement l'écoulement annulaire, slug, et les régimes d'écoulement en bulles se produisent dans l'écoulement descendant en vertical.

Ils ont également observé que le système a tendance d'arranger plus spontanément dans l'écoulement annulaire, au lequel prend la forme de pellicule qui tombe à des vitesses superficielles basses du gaz et écoulement annulaire normal pour des vitesses superficielles élevées du gaz.

Cependant, pendant des opérations communes d'UBD, le gaz et le liquide sont simultanément injectés à travers la garniture de forage d'une section de : $0,00387 \text{ m}^2$ (6 in²), qui correspond à 88,9 mm (3 ½ in) de tige, à une pression d'injection élevée, normalement plus grands que 6,9 MPa (1000 psi). Cette pression élevée génère des forces turbulentes et des effets compressibles assez importantes pour maintenir la phase gazeuse dispersé dans la phase liquide continue et donc, limite l'apparition de l'écoulement annulaire.

Comme vu pour l'écoulement en géométrie annulaire, on peut conclure que l'écoulement en Dispersed bubble, bulle, et écoulement en slug, comme suggéré par Hasan, sont également les modes dominants de l'écoulement descendant dans la garniture, on se basant sur :

- ✚ Les définitions des vitesses superficielles ;
- ✚ Les changements dans la pression et la température qui peuvent se produire le long de la garniture ;
- ✚ Les débits de gaz et de liquide et les sections de la garniture mentionnée ci-dessus :

La figure III-5 montre que la carte de mode d'écoulement pour les conditions typiques d'UBD. Dans cette figure, les ensembles de trois cercles rouges dans la ligne horizontale, de

gauche à droite, représentent les conditions au fond, au milieu, et en surface pour différentes combinaisons des débits d'injection de gaz et de liquide.

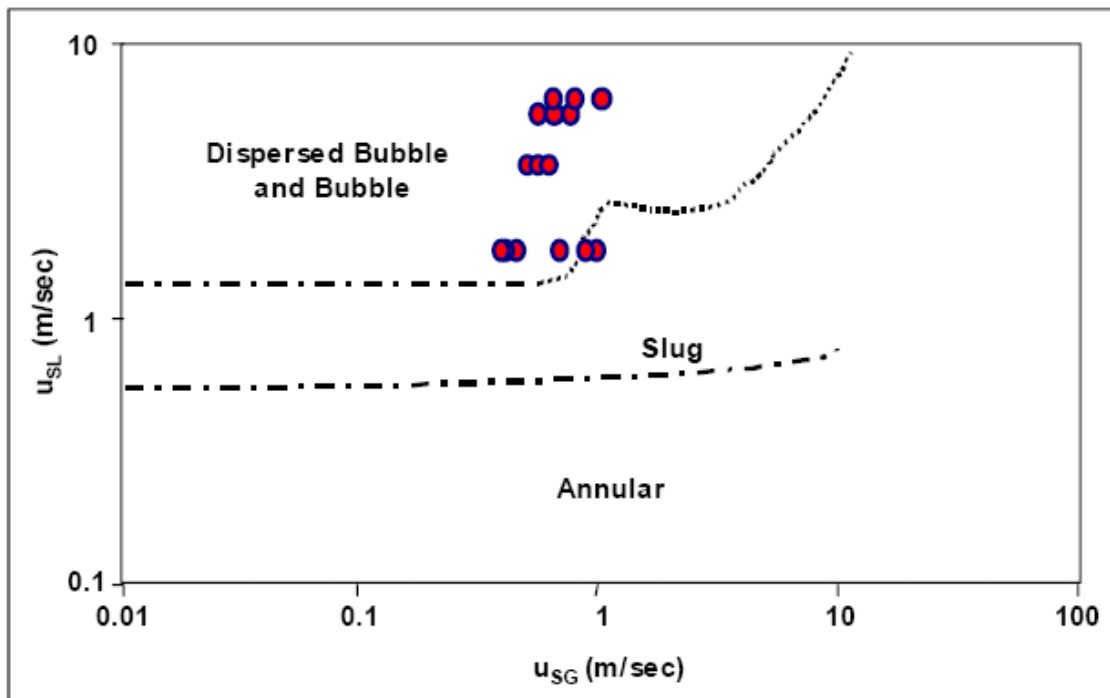


Figure III-4 - Les modes d'écoulements dominants en UBD pour les géométries de la garniture

III.5. Considérations générales pour la sélection d'un fluide

Tout comme pour les puits forés en surpression, le fluide de forage joue un rôle essentiel dans les puits forés en sous-pression en permettant le transport des déblais jusqu'à la surface, en refroidissant et lubrifiant les outils et en contrôlant la pression au fond du puits. Pourtant, la conception du système de fluide est souvent négligée dans les forages UBD, malgré son importance capitale.

Le système de fluide a un impact significatif sur la densité équivalente de circulation nécessaire dans les forages en UBD, et sa conception doit permettre d'obtenir une pression inférieure à celle de la formation, mais pas trop basse pour éviter des problèmes tels qu'une surproduction qui pourrait compromettre la stabilité du trou.

La compatibilité entre les composants du système de fluide, le fluide de forage et la formation sont tous des facteurs critiques dans le choix d'un fluide de forage approprié. L'incompatibilité peut causer des dommages à la formation ou la création d'émulsions, tandis que les fluides de formation peuvent également affecter les caractéristiques du système de fluide. En somme, la conception d'un système de fluide bien adapté est essentielle pour la réussite d'un forage en UBD.

Le gaz et les hydrocarbures en général affectent la stabilité de la plupart des mousses. Le nettoyage de trou est toujours un souci permanent dans l'UBD.

Il est nécessaire d'avoir une très bonne vélocité, (vitesse de remontée des cuttings), pour avoir un bon nettoyage du trou. Les capacités de charge des cuttings pour les fluides utilisés en UBD sont extrêmement faibles pour le système utilisant le gaz comme fluide de forage, et une très bonne capacité de charges des cuttings pour les systèmes utilisant la mousse comme fluide de forage.

La stabilité de la température doit être également considérée en concevant le système liquide de l'UBD. Plusieurs des produits chimiques utilisés peuvent se décomposer avec la haute température.

Ceux-ci comprennent des agents tensioactifs et des agents viscosifiants. La température affectera également la densité des fluides utilisés. Lorsque ces fluides sont chauffés, leur densité diminue. Cela vaut particulièrement pour des saumures et des pétroles. Ceci est un problème très critique pour les fluides qui sont utilisés pour tuer le puits (cas d'une éruption par exemple).

La corrosion est un souci important qu'il faut prendre en considération pour la conception d'un fluide de forage. Pendant que le puits produit en forage, l'interaction du fluide produit et le gaz ou le fluide peut créer un environnement qui favorise un taux élevé de corrosion. Les problèmes de corrosion sont accélérés, car les solides qui se trouvent dans le fluide de forage sont enlevés et on a donc une élimination de la barrière naturelle contre la corrosion.

L'effet sur les outils de fond doit également être considéré dans le choix du fluide utilisé en UBD. Il comprend la compressibilité des fluides multiphasiques, qui abaisse le rendement de puissance des moteurs de fond et la compatibilité du fluide avec des élastomères doit également être considérée.

L'incompatibilité du fluide utilisé peut affecter la fonctionnalité et la longévité des moteurs et des appareils de mesure de fond.

L'infusion du gaz dans des élastomères peut également mener à la décompression explosive des élastomères pendant l'injection du gaz.

On devrait choisir et concevoir des outils de fond (tels que des outils sans élastomères) qui ne seront pas affectés par le fluide de forage.

Le choix du liquide affectera également la capacité de transmettre les données de fond vers la surface, telle que l'utilisation du gaz qui est un fluide compressible dans le forage d'un puits horizontal, le MWD ne peut pas transmettre les données de fond jusqu'en surface.

Enfin, le choix du fluide de forage doit prendre en considération le prix de revient, la sécurité et le degré de pollution et de contamination de l'environnement

III.6. Problématique du forage UBD dans le réservoir HC

Pendant les opérations de forage en UBD avec les installations conventionnelles (forage avec tiges), les fluides de forage (liquide ou liquide gazéifié) sont pompés vers le bas à travers la garniture de forage. Les fluides de forage dans l'annulaire sont mélangés aux cuttings et avec les fluides produits de la formation (gaz, huile, ou eau).

Par conséquent le système de circulation hydraulique en UBD est typiquement caractérisé par un écoulement annulaire multiphasique complexe de deux phases ou plus (mélange liquide, mélange de gaz et cuttings).

Cet écoulement génère des fluctuations permanentes de la pression de circulation de fond rendant difficile le maintien et le contrôle des conditions d'écoulement au fond durant le forage.

De plus, quand le liquide et le gaz entrent simultanément dans le puits, ils tendent à se séparer en raison de :

- La différence des densités ;
- Ecoulement à différentes vitesses;
- Expansion de la phase gazeuse à forte compressibilité avec la diminution de pression qui augmente le débit volumétrique régional (in-situ) du gaz.

Par conséquent, le système de fluide utilisé dans le forage UBD complique l'habileté de calcul et d'estimation de la pression de fond (BHP).

En résumé, les principales causes qui rendent difficile la modélisation de l'écoulement sont:

- 1- Le fluide injecté dans la garniture n'est pas homogène (gaz / liquide) de point de vue fractions à cause des grandes variations de température (20° à 120°C) et de pression ;
- 2- Le fluide existant dans la garniture n'est pas similaire à celui de l'annulaire, à cause de l'arrivée des effluents de densités différentes, et des phases solides (cuttings) ;
- 3- L'écoulement est géré par un fluide compressible ;
- 4- Les pertes de charge de friction, et d'accélération ne sont pas négligeables.

La modélisation de cet écoulement complexe est une tâche importante dans le processus de contrôle de la pression de fond lors du forage UBD.

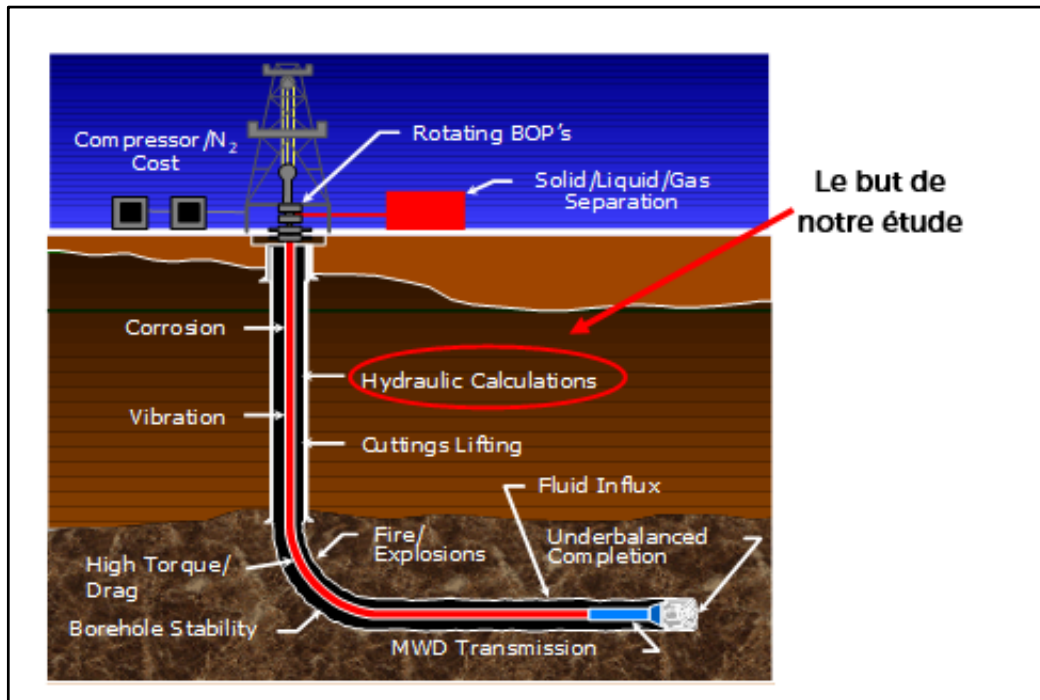


Figure III-5 - Les différents problèmes rencontrés en forage UBD

III.7. Détermination la fenêtre de drawdown

La nécessité de maintenir en permanence les conditions UBD et le contrôle des fluctuations de la pression de fond dans une fenêtre de pression a motivé la recherche actuelle.

Par conséquent, cette dernière est focalisée sur l'élaboration d'un modèle de calcul et de la prédiction de la pression de fond dans les puits forés sous les conditions UBD.

Des prévisions du comportement d'écoulement biphasique employant un modèle basé sur le principe de conservation de masse et d'énergie, tout en prenant compte la production du réservoir HC seront développées pour permettre de :

- ✚ Déterminer la pression de fond (BHP) en fonction des débits d'injection ;
- ✚ Contrôler les fluctuations de la pression de fond par l'élaboration des fenêtres opérationnelles de pression pour le cas avec et sans apport du puits ;
- ✚ Déterminer les paramètres d'injection optimums pour maintenir la pression de fond à la valeur désirée.

Pour aboutir à ces résultats, on doit prendre en compte des données suivantes :

- La pression de réservoir (P_G) ;
- La géométrie de puits;
- Les propriétés des fluides (injecté et du réservoir) ;
- Pression et température de surface.

Ces données sont employées comme "input data" pour le modèle de calcul élaboré et ce pour prévoir le calcul des pertes de charges le long du circuit d'écoulement et par conséquent contrôler les fluctuations de la pression lors d'un éventuel influx.

Le résultat est présenté sous forme de figure suivante :

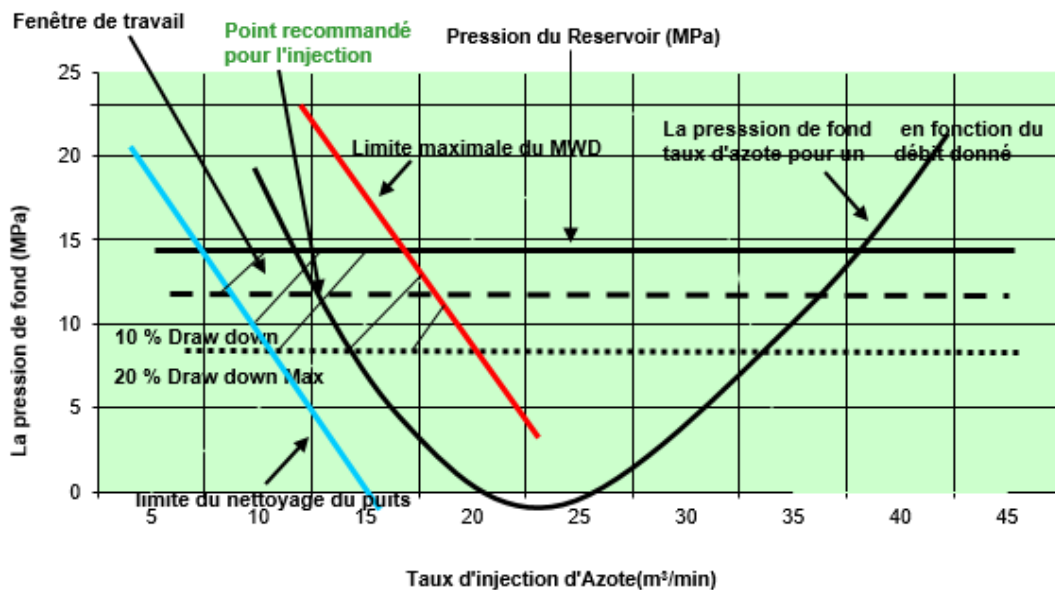


Figure III-6 - Les Paramètres qui Influencent Sur La Proportion Du Mélange Brut/Azote (Cas sans Production)

Pour chaque débit liquide, on fait varier le débit de gaz et on choisit enfin de compte les débits de gaz et de liquide qui assurent le draw down fixé par nous et qui assure en même temps le nettoyage du trou, la stabilité des parois du puits et la performance du moteur du fond.

III.7.1. Nettoyage du trou

Les différentes techniques utilisées pour assurer un bon nettoyage du trou avec un fluide gazéifié sont influencées par les propriétés du liquide, par la géométrie du trou et par l'apport du fluide de formation.

On retiendra que pour avoir un bon nettoyage du trou, il faut choisir un débit optimal d'injection de gaz, sans affecter la pression de fond du trou, ni augmenter les pertes par friction et sans créer des problèmes de stabilité du puits.

Débit de circulation optimum : Pour empêcher l'accumulation des débris à l'intérieur du puits, la circulation est un facteur prédominant.

Cependant, circuler un fluide plus qu'il en faut va :

1. Augmentation du coût pour le fluide supplémentaire.
2. Utilisation abusive des pompes.
3. Augmentation des frictions le long d'annulaire.
4. Consommation excessive de l'énergie.

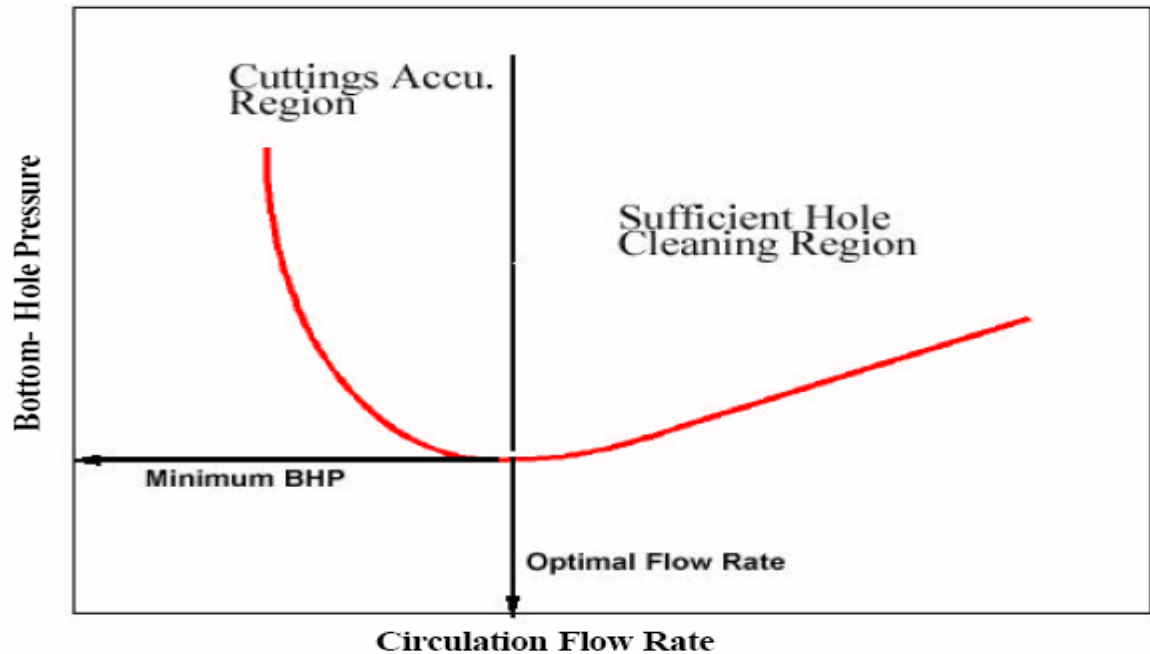


Figure III-7 - BHP en fonction du débit de circulation

Il est possible de représenter approximativement Q_{\min} , par l'expression suivante :

$$Q_{\min} = Q_0 + N * H \quad (\text{III-3})$$

Où :

Q_{\min} : Débit d'injection minimale (scfpm).

Q_0 : Débit d'injection à la profondeur zéro (scfpm)

H : Profondeur du trou (feet).

N : Facteur dépendant de ROP (ROP apparentes).

III.7.2. La Stabilité des Parois du Puits

Dans le forage en underbalance, la stabilité des parois est un aspect essentiel à prendre en compte pour assurer la sécurité et l'efficacité du processus. Le forage en underbalance se réfère à une technique où la pression dans le puits est maintenue inférieure à la pression de formation, ce qui permet de minimiser les problèmes de circulation du fluide de forage et de réduire les dommages à la formation.

Pour assurer la stabilité des parois lors du forage en underbalance, voici quelques considérations importantes :

- Sélection appropriée des fluides de forage : Le choix des fluides de forage est crucial pour maintenir la stabilité des parois. Des fluides de forage adaptés doivent être utilisés pour maintenir la pression équilibrée tout en minimisant les perturbations de la formation. Des fluides non invasifs tels que les fluides à base d'eau ou les fluides à base d'huile peuvent être utilisés pour éviter les réactions indésirables avec la formation.
- Évaluation préalable de la formation : Une évaluation approfondie de la formation avant le forage peut aider à identifier les zones de faible stabilité et à prendre des mesures

préventives appropriées. Des techniques telles que l'imagerie sismique, l'analyse des carottes et les données de puits antérieures peuvent fournir des informations précieuses sur la nature de la formation et ses caractéristiques de stabilité.

III.7.3. Performance du moteur de fond

Dans le forage en underbalance, le moteur de fond joue un rôle crucial dans la performance globale du processus de forage. Le moteur de fond, également appelé moteur de forage directionnel ou moteur de forage à orientation réglable, est utilisé pour orienter et faire tourner le trépan pendant le forage. Voici quelques éléments à considérer concernant la performance du moteur de fond dans le forage en underbalance :

- Capacité à maintenir le contrôle directionnel : Lors du forage en underbalance, il est essentiel de maintenir un contrôle précis de la trajectoire du puits. Le moteur de fond doit être capable de fournir une puissance et une précision suffisantes pour orienter le trépan dans la direction souhaitée, en tenant compte des variations de pression et des conditions de formation. Une bonne performance du moteur de fond contribue à éviter les déviations excessives et les erreurs directionnelles.
- Taux de pénétration (ROP) : Le taux de pénétration est un indicateur clé de la performance globale du processus de forage. Un moteur de fond performant doit être en mesure de maintenir un ROP élevé tout en travaillant sous des conditions d'underbalance. Cela permet d'optimiser l'efficacité du forage et de réduire le temps nécessaire pour atteindre la profondeur cible.
- Résistance à l'usure et à la corrosion : Les moteurs de fond utilisés dans le forage en underbalance sont exposés à des conditions environnementales souvent agressives, y compris des fluides de forage corrosifs. Une performance optimale du moteur de fond nécessite une résistance élevée à l'usure et à la corrosion, assurant ainsi une durée de vie prolongée et réduisant les temps d'arrêt pour l'entretien et le remplacement.
- Capacité à fonctionner à des pressions différenciées : Dans le forage en underbalance, les pressions dans le puits peuvent varier considérablement. Le moteur de fond doit être capable de fonctionner de manière fiable et efficace dans ces conditions de pression différenciée, en maintenant une performance constante et en évitant les problèmes tels que la détérioration des joints d'étanchéité ou les fuites de fluides.
- Maintenance et disponibilité des pièces de rechange : Une maintenance adéquate du moteur de fond est essentielle pour assurer sa performance à long terme. Il est important de disposer d'un plan de maintenance régulier et de s'assurer de la disponibilité des pièces de rechange nécessaires. Les moteurs de fond de haute qualité avec un bon support technique sont préférables pour minimiser les temps d'arrêt non planifiés et maximiser la disponibilité opérationnelle.

Il est également crucial de noter que la performance du moteur de fond dépend de divers autres facteurs, tels que la conception du système de forage, les caractéristiques de la formation, les paramètres de forage et l'expertise de l'équipe de forage. Une planification adéquate, une formation appropriée et une surveillance continue sont essentielles pour optimiser la performance globale du moteur de fond dans le forage en UBD.

Chapitre 04 :

Description du phénomène de Slugging

Chapitre IV : Description du phénomène de Slugging

IV.1. Introduction et définition du phénomène :

La technique d'injection par tubage concentrique offre plusieurs avantages, mais si le débit de gaz n'est pas correctement contrôlé, cela peut entraîner des variations de pression lors de l'injection. Ces fluctuations de pression affectent la quantité de gaz qui entre dans le puits. Des variations de débit peuvent provoquer des problèmes à la surface et des fluctuations de la pression en fond de puits (BHP), ce qui perturbe le bon déroulement des opérations.

Lorsqu'on utilise le tubage concentrique, les entreprises de services peuvent parfois rencontrer d'importantes fluctuations de pression dues à l'effet de slugging. Cependant, un fluide incompressible est injecté dans l'espace entre les deux tubages concentriques, le gaz commence à s'accumuler, ce qui entraîne une augmentation de la pression dans cet espace. La pression devient alors plus élevée que celle du puits au point d'injection. À ce stade, le gaz commence à pénétrer dans l'espace entre le tubage et les tiges avec un débit supérieur à celui de l'injection en surface.

Lorsque le fluide est injecté dans le puits, le débit d'injection au fond augmente à mesure que la colonne de fluide dans le puits s'allège, ce qui entraîne une diminution de la pression au point d'injection. Ce processus se poursuit jusqu'à ce que la pression dans le tubage concentrique soit inférieure à celle du puits, ce qui arrête l'afflux de fluide. Ensuite, le tubage concentrique se recharge et le cycle se répète. Ce phénomène est connu sous le nom « effet de slugging ». Le comportement de la pression est oscillatoire, ce qui signifie qu'elle fluctue, et le débit de gaz est intermittent, c'est-à-dire qu'il n'est pas constant. Le gaz arrive en surface sous forme de bouchons appelés « slugs », ce qui signifie qu'à un moment donné, entre deux bouchons, il n'y a pas de gaz dans le puits pour alléger la colonne de fluide. Cela entraîne une fluctuation de la pression en fond de puits, ce qui provoque une remontée temporaire d'un déséquilibre (overbalance).

Pour cette étude on doit utiliser le model **Drill Bench** pour faire la simulation des débits de gaz et de liquide.

Le Drill Bench est un logiciel puissant dédié à l'industrie pétrolière et gazière, notamment dans le domaine du forage sous-pression. Il permet aux ingénieurs d'optimiser la conception du puits et les paramètres de forage pour maintenir une pression inférieure à celle de la formation géologique. Grâce à ses fonctionnalités avancées, il simule les conditions de forage, surveille en temps réel la pression de fond de trou et fournit des outils d'analyse pour prendre des décisions éclairées. Drill Bench contribue ainsi à améliorer l'efficacité et la sécurité des opérations de forage sous-pression, offrant des avantages considérables aux professionnels de l'industrie pétrolière et gazière.

The screenshot displays the Drillbench software interface with the following data:

Description	
Company	
Field	
Well	Well section

Well geometry	
Water depth	n/a m
Casing shoe	3362,00 m
Initial bit depth	3420,00 m
Total MD	3420,00 m
Drillpipe OD	8,9 cm
Bit diameter	12,7 cm
Vertical depth	3401,213 m
Drillpipe	

Drilling fluid	
Fluid	Default
Type	Water based
Oil/water ratio	n/a
Density	1,00 sg
Rheology	Non-Newtonian; Fann tables

Surface equipment	
Choke ID	7,6 cm

Injection system	
Type	Parasite annulus
Gas density	0,0007 kg/l

Reservoir	
Type	Matrix
Top depth	MD 3448,00 m
	TVD 3415,878 m
Influx rate	Reservoir model
Reservoir fluid	Custom

Figure IV-1 - Présentation du logiciel Drillbench

On voit les simulations suivantes :

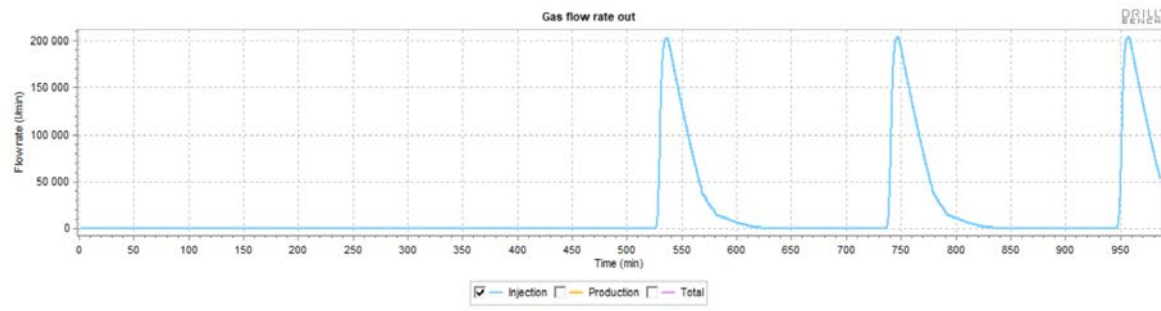


Figure IV-2 - Débit de gaz sortant, illustration du phénomène de Slugging

Le phénomène de slugging (ou "effet de bouchon") dans le forage en underbalance se produit lorsqu'il y a une alternance de phases liquide et gazeuse dans la colonne de boue pendant le processus de forage. Dans un contexte d'underbalance, la pression dans le puits est maintenue inférieure à la pression de formation, ce qui permet aux fluides de la formation de s'écouler vers le puits.

Lorsque le forage en underbalance est effectué, la colonne de boue dans le puits peut contenir à la fois du liquide et du gaz. Le slugging se produit lorsque des poches de gaz ou de liquide se forment dans la colonne de boue et se déplacent vers le haut en blocs ou en bouchons. Ces bouchons se déplacent avec une certaine vitesse et peuvent provoquer des fluctuations de pression et de débit dans le système.

Les facteurs qui contribuent au phénomène de slugging sont les suivants :

1. Différence de densité : La différence de densité entre le liquide et le gaz dans la colonne de boue peut entraîner la formation de poches de gaz qui se déplacent vers le haut.
2. Vitesse de circulation : Une circulation de boue trop rapide peut entraîner l'entraînement de poches de gaz ou de liquide, créant ainsi des bouchons.
3. Configuration du puits : La configuration du puits, y compris le diamètre et l'inclinaison, peut influencer la formation de bouchons de gaz ou de liquide.

Les effets du slugging dans le forage en underbalance peuvent être problématiques. Ces fluctuations de pression et de débit peuvent entraîner des problèmes opérationnels, tels que des dommages à l'équipement de forage, des perturbations du processus de circulation de la boue, des risques de colmatage du puits et des variations de la pression de fond de trou. Des mesures doivent être prises pour minimiser les effets du slugging, notamment en ajustant la vitesse de circulation de la boue et en utilisant des techniques de contrôle de la pression appropriées.

À chaque augmentation de pression, le liquide pénètre et remonte dans le tubage concentrique, ce qui se manifeste par des signes de perte de circulation (Figure 4.5). Au fur et à mesure de l'injection de gaz, ce dernier chasse le liquide hors du tubage concentrique, et ce phénomène se répète à chaque fois. Les variations du niveau de liquide donnent l'impression d'un ressort en mouvement. Ce phénomène est appelé "effet ressort" ou "Spring effect".

La Figure 4.4 montre les variations des débits d'injection de gaz. On peut observer que malgré un débit constant à la sortie des boosters, le débit entrant dans l'espace annulaire fluctue. Les pics correspondent à la sortie d'une grande quantité de gaz, tandis que les zones plates représentent les phases de recharge du tubage concentrique, où la pression en fond de puits au point d'injection est supérieure à la pression à l'intérieur de l'espace annulaire entre les tubages.

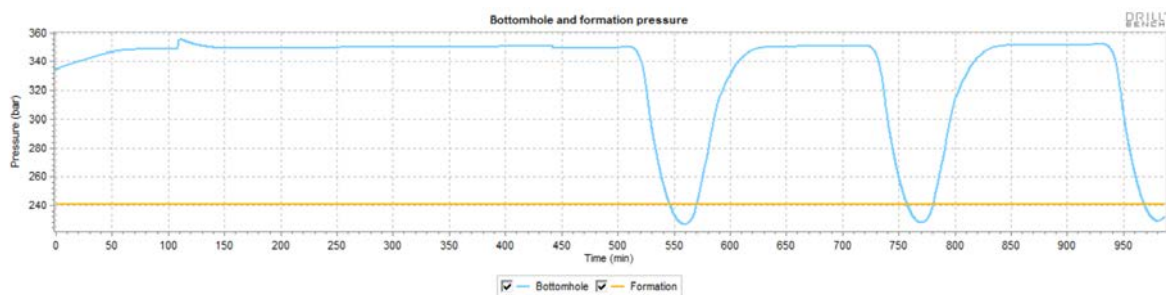


Figure IV-3 - Evolution de la pression de fond pendant le phénomène de Slugging

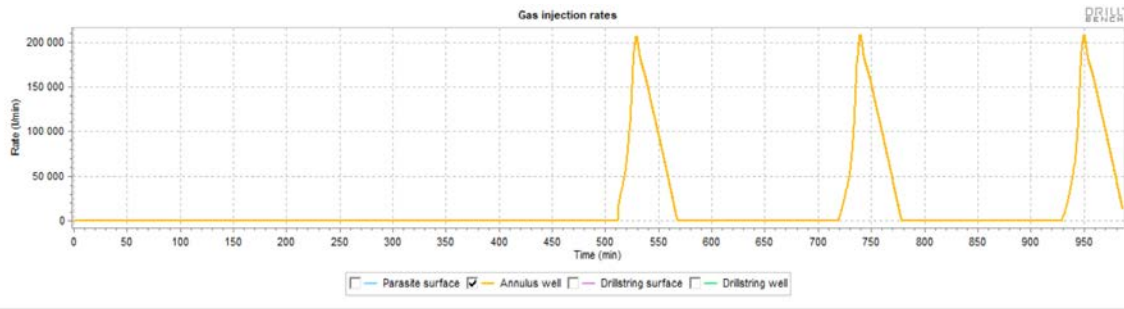


Figure IV-4 - Evolution du débit d'injection de gaz pendant le phénomène de Slugging

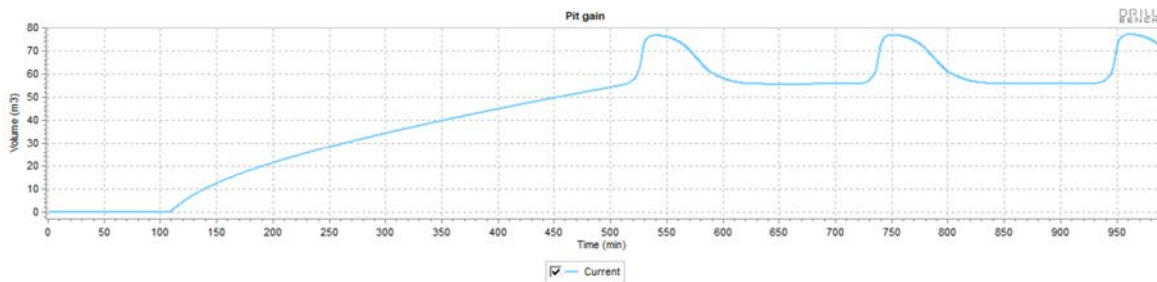


Figure IV-5 - Evolution du niveau des bacs pendant le phénomène de Slugging

Ce phénomène est non souhaité mais parfois prévu, il engendre un certain nombre de problèmes et de risques :

Risques de pertes de circulation : Le retour momentané dans les conditions d'overbalance peut entraîner des pertes surtout dans les réservoirs fracturés où la fenêtre opérationnelle est très mince. A ne pas confondre avec le « Spring effect » qui peut feindre les mêmes signes.

Perte de maîtrise du puits : Les variations de pression causées par le slugging peuvent rendre difficile le maintien d'une pression stable et contrôlée de fond de trou. Cela peut entraîner une perte de maîtrise du puits, augmentant le risque d'éruptions incontrôlées ou de pertes de boue.

Difficulté à prévenir les coups de bélier : Le slugging peut entraîner des fluctuations rapides de pression, ce qui augmente le risque de coups de bélier. Les coups de bélier sont des augmentations soudaines de pression qui peuvent endommager les tiges, les vannes et l'équipement de surface.

Problèmes de stabilité du puits : Les variations de pression dans le fond de trou peuvent affecter la stabilité du puits. Des pressions instables peuvent provoquer des effondrements, des détériorations des parois du puits ou des problèmes de fuites.

Risque accru de formation de kick : Les variations de pression dues au slugging augmentent le risque de kick, c'est-à-dire l'influx non contrôlé de fluides de formation dans le puits. Il est essentiel de surveiller attentivement les paramètres de pression pour détecter tout signe de kick et prendre des mesures correctives appropriées.

Difficultés dans l'utilisation des techniques de contrôle de la pression : Le slugging peut rendre plus complexe l'utilisation des techniques de contrôle de la pression, telles que les

vannes de régulation ou les systèmes de contrôle de puits avancés. Des ajustements fréquents peuvent être nécessaires pour maintenir la pression de fond de trou dans des limites sécuritaires.

Risque accru de dommages à l'équipement de forage : Les fluctuations de pression causées par le slugging peuvent exercer des contraintes excessives sur l'équipement de forage, augmentant le risque de dommages mécaniques, de fuites ou de ruptures d'équipement.

Pour atténuer ces problèmes et risques, il est crucial de mettre en œuvre des procédures de contrôle de la pression strictes, d'utiliser des équipements de surveillance en temps réel, de former le personnel sur les techniques de contrôle appropriées et de disposer d'une expertise solide en matière de gestion de la pression lors des opérations de forage.

IV.2. Facteurs influençant la stabilité de la pression de fond

IV.2.1. Volume du concentrique :

En raison du phénomène d'accumulation, la taille de l'espace annulaire est directement liée à la tendance des variations de pression de fond. Si le volume du concentrique est plus important, la période nécessaire pour stabiliser la pression de fond sera également plus longue.

IV.2.2. Débit de gaz

Il est clairement en relation inverse avec la tendance des variations de pression de fond. Lorsque le débit est élevé, cela augmente la force propulsive du gaz, et par conséquent sa vitesse au niveau du point d'injection. Cela augmente ainsi les chances d'atteindre le régime critique.

IV.2.3. Débit de liquide

Le débit des pompes a un impact direct sur la pression de fond et sur la pression du puits exercée au point d'injection du gaz. Par conséquent, il est en relation proportionnelle avec le phénomène de variation de la BHP.

En plus, un débit important aux pompes entraîne une augmentation de la BHP, et donc le risque perdre définitivement la condition d'underbalance.

IV.2.4. Surface d'injection TFA (Total Flow Area)

Afin de réduire les variations de pression, il est essentiel de maintenir un flux constant de gaz à travers les orifices d'injection. Selon les équations d'écoulement du gaz à travers un orifice (Buse de Laval, Ryhming, 2009), le débit critique est directement proportionnel à la section de passage. Une méthode déjà utilisée au Moyen-Orient consiste à installer une restriction, telle qu'une duse de fond, sur les ports d'injection. Cela provoque des pertes de charge et réduit la quantité de gaz qui s'échappe à chaque impulsion, régulant ainsi le débit de sortie dans le puits.

Pour calculer la surface d'injection TFA en fonction du diamètre des orifices, il est d'abord nécessaire de connaître la pression en amont de ces orifices (P1). Ensuite, en connaissant la pression en aval, qui est équivalente à la pression dynamique exercée par la colonne de fluide de forage en circulation (P2) (Figure-6.6), on peut utiliser le concept du

ratio critique du gaz (Ryhming, 2009). Ce ratio représente le rapport entre la pression en aval et la pression en amont d'un orifice pour une onde de choc. Au point critique, ce ratio s'exprime comme suit :

$$y_c = \frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (IV-1)$$

Où k : ratio des chaleurs spécifiques pour le gaz en question, est égal à 1.4 pour l'azote (gaz diatomique).

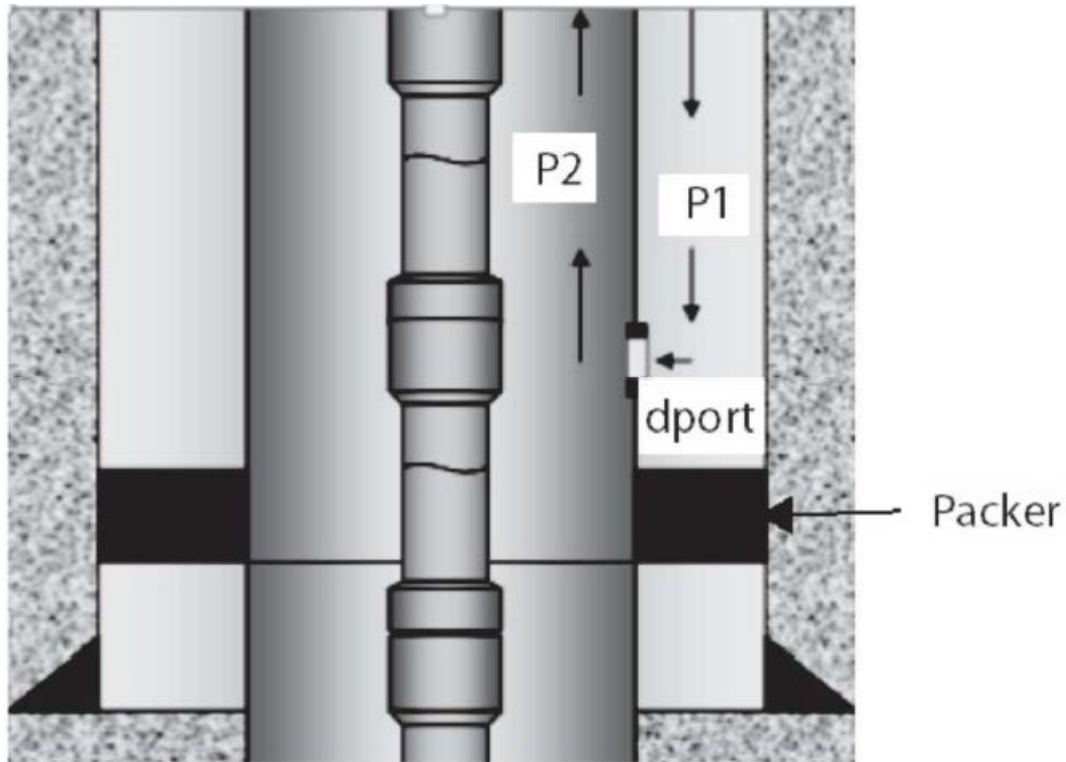


Figure IV-6 - Illustration d'un point d'injection de gaz

Pour calculer le diamètre du point d'injection on applique la formule suivante :

$$D_{PI} = \sqrt{\frac{Q_{sc} \sqrt{\gamma_g T_1 Z_1}}{844 P_1 \sqrt{\left(\frac{k}{k+1}\right) \left(y_c^{\frac{2}{k}} - y_c^{\frac{k+1}{k}}\right)}}} \quad (IV-2)$$

Où :

Q_{sc} : débit condition standards (Mscf/day)

γ_g : masse spécifique du liquide

T_1 : température en amont (Rankine)

Z_1 : facteur de compressibilité du gaz

On remarque bien que les diamètres des orifices sont assez petits, ce qui augmente les chances de bouchage par les cuttings ou par des particules solides de la boue. Les compagnies de services préfèrent de loin avoir une fluctuation de pression qu'un bouchage des points d'injection, car c'est un problème très délicat qui peut entraîner des complications sévères (jusqu'à l'abandon de l'injection de gaz).

IV.2.5. Pression à la Duse

En rappelant que plus on ferme la duse plus la pression appliquée en surface est élevée.

À mesure que le pourcentage d'ouverture de la duse diminue, la pression se stabilise plus rapidement. Cependant, étant donné que la pression de fond dépend de la pression appliquée en surface, elle se stabilise à chaque fois à une pression supérieure. Cela s'explique par le fait que plus on ferme la duse, plus on limite l'évacuation rapide du gaz du puits. Par conséquent, la colonne hydrostatique reste allégée avec du gaz pendant une période plus longue.

IV.2.6. Influence de la production

La production semble avoir un impact sur la stabilité de la pression de fond. D'un côté, si le fluide de formation présente un GOR élevé, l'échappement de gaz va alléger davantage la colonne de liquide et "aider" l'azote. Une réduction de la BHP conduit à une meilleure stabilité et à une atténuation des fluctuations.

D'un autre côté, un afflux non contrôlé peut entraîner une diminution excessive de la pression de fond, entraînant une augmentation des fluctuations. Par conséquent, il peut avoir un effet inverse.

Néanmoins, en cas de possibilité de rencontrer des zones à gaz, il est important de prendre en compte leur influence. Un moyen rapide de détecter l'entrée d'une grande quantité de gaz dans le puits consiste à incorporer un capteur de pression de fond avec le MWD (Measurement While Drilling). Cela permet de surveiller instantanément les variations de la BHP.

IV.2.7. Viscosité de la phase liquide

Durant la phase de forage en underbalance, le fluide de réservoir qui va affluer dans le puits va se combiner avec le fluide de forage et modifier la viscosité du fluide sortant. Il est donc nécessaire d'étudier l'effet de la fluctuation de la viscosité sur la stabilisation de la BHP.

Plus la viscosité augmente, plus la stabilité de la BHP s'améliore. Cela est dû au fait que la viscosité a tendance à créer une résistance à la montée des bulles de gaz, réduisant ainsi leur vitesse de migration dans le puits. Par conséquent, la BHP reste plus basse pendant une période plus longue. D'un autre point de vue, une viscosité élevée entraîne des pertes de charge plus importantes à la sortie des points d'injection, ce qui réduit la vitesse du gaz et régule l'écoulement. Les bulles de gaz sortantes ont tendance à se regrouper, ce qui permet un écoulement continu.

Néanmoins, une viscosité élevée a tendance à entraîner des pertes de charge accrues en raison des effets de friction dans l'espace annulaire, ce qui augmente la BHP et contribue ainsi à l'effet de slugging.

IV.3. Conclusion :

L'étude de l'influence de chaque paramètre est très intéressante car il permet à l'ingénieur spécialiste en UBD d'optimiser la conception du puits pour de meilleures performances et un gain de temps.

Chapitre 05 :

Etude de cas MDZ-672

Chapitre V : Etude de cas MDZ-672

V.1. Position Du Puits

Le puits MDZ-672 se situe dans la région sud à l'extérieur de Hassi Messaoud, entre MD36 et MD248.

Les puits les plus proches de MDZ-672 sont MD36, MD122, MD322 et MD248. Les caractéristiques pétro physiques des puits MD36, MD122, MD471 et MD322 ont été fournies par Sonatrach, et ces puits serviront de référence pour l'estimation des propriétés pétro physiques.

Well	Drain	K (mD)	Phi (%)
<i>MD36</i>	DST	0.1	6.1
<i>MD122</i>	DST(D2)	5.998	5.1
<i>MD471</i>	DST	0.56	1.9
<i>MD322</i>	DST(D2)	5.2	7.24

Table V-1 - Caractéristiques pétro physiques des puits décalés.

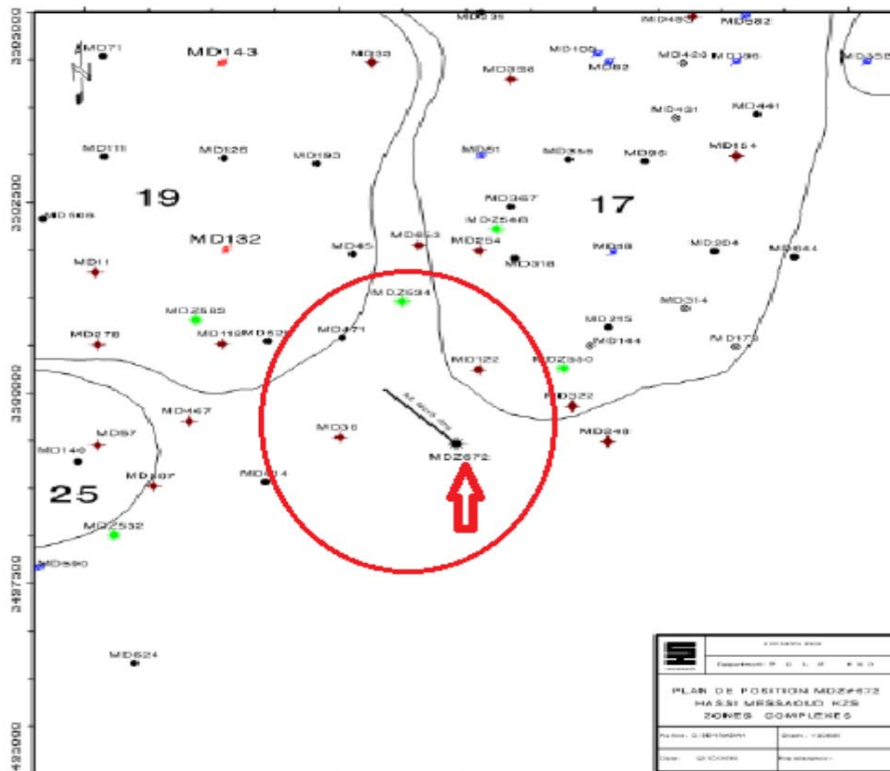


Figure V-1 - Position du puits

V.2. Schéma du puits

Le diagramme présenté ci-dessous est le schéma du puits pour le puits MDZ-672 prévu d'être foré dans le champ de Hassi Massoud.

Le programme de tubage prévu pour ce puits comprend la pose et le cimentage du tubage de 18 5/8" à 475 m TVD, du tubage de 13 3/8" à 2325 m TVD, du tubage de 9 5/8" à 3228 m TVD, et d'un tubage de 7" posé à 3363 m TVD (DH-D5). La section productive (Ra-D2) sera forée horizontalement sur 750 m dans la formation Ra.

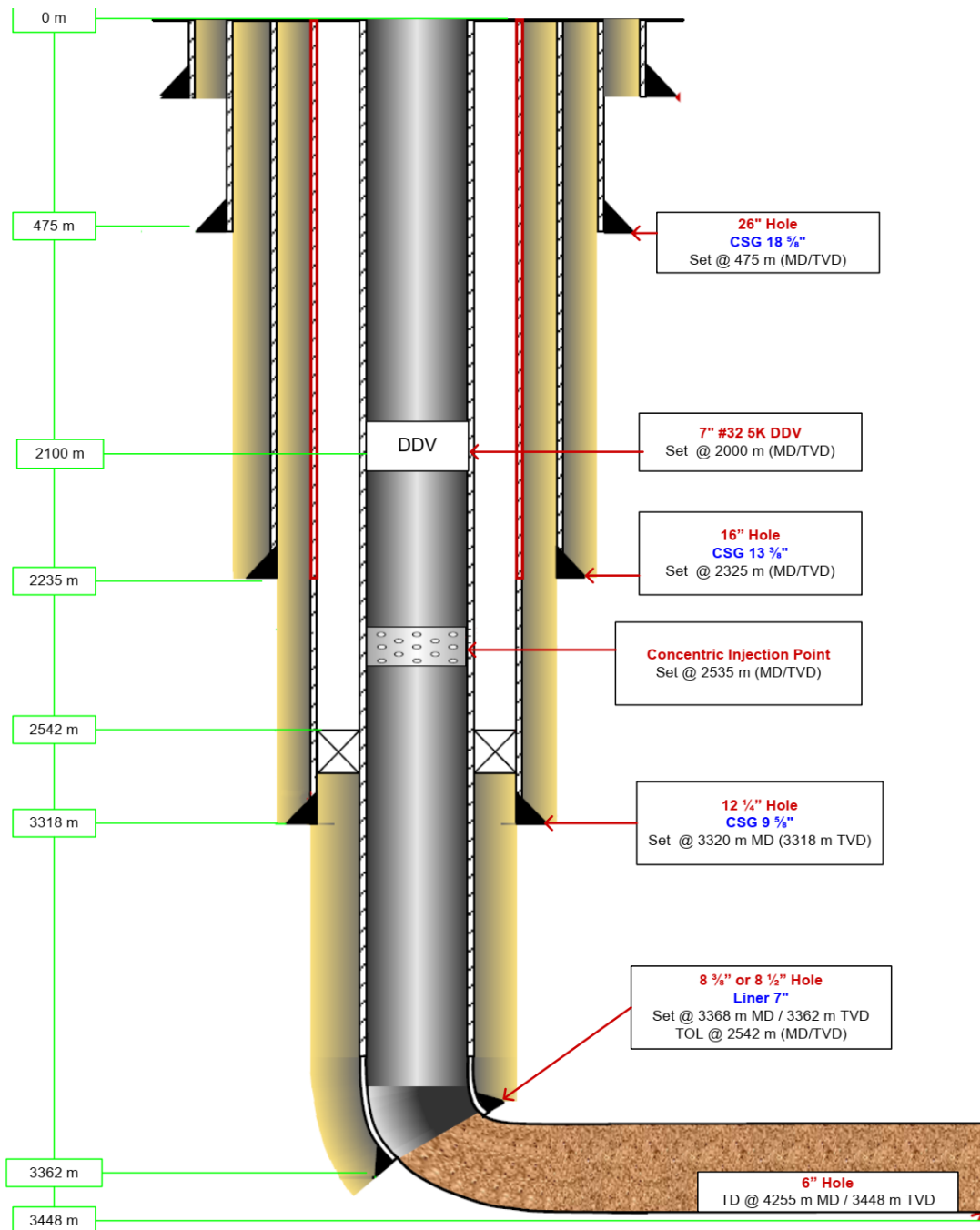


Figure V-2 - Architecture du puits MDZ-672

V.3. Profil directionnel

Weatherford a reçu un profil directionnel de 7 points comme indiqué dans le tableau ci-dessous, cependant, dans la modélisation hydraulique, le profil du puits influence grandement les calculs. Par conséquent, il était nécessaire de calculer les points restants comme indiqué dans le tableau dans la Page 89.

Well Profile Data								
Design Comment	MD (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	VSEC (m)	NS (m)	EW (m)	DLS ('/30m)
Tie In	0	0	315	0	0	0	0	N/A
	2325	0	315	2325	0	0	0	0
KOP	3200	0	315	3200	0	0	0	0
9 5/8" Csg Shoe	3319	15.58	315	3318	17.39	12.15	-12.15	4.1
7in Lnr Shoe	3368.95	30.89	315	3363	36.97	26.14	-26.14	8.71
Landing Point	3505.53	88.55	315	3429	150	106.07	-106.07	12.67
TD	4255.77	88.55	315	3448	900	636.4	-535.4	0

Table V-2 - Profil du puits MDZ-672 reçu par Sonatrach.

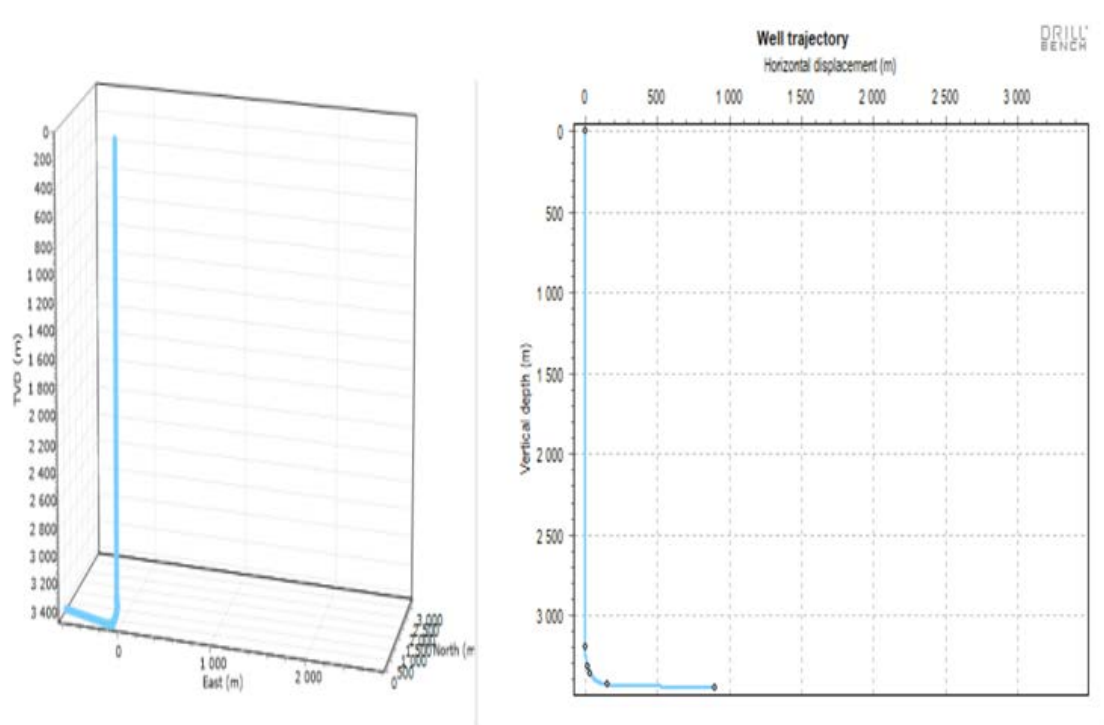


Figure V-3 - Survey et illustration profil du puits MDZ-672

V.4. Objectifs

- Forer 750 m de trou découvert de 6" à travers le tubage de production de 7" dans la section de Drain D2, dans la formation Ra, dans des conditions sous-pressurisées.
- Minimiser les dommages au réservoir (maximiser la productivité du réservoir).
- Caractérisation du réservoir, évaluation de la production de pétrole/gaz pendant le forage du puits et lors des tests d'écoulement et des tests de montée en pression.
- Minimiser l'instabilité du puits de forage.
- Augmenter la vitesse de pénétration.

V.5. Considérations de modélisation

Les considérations suivantes ont été utilisées pour effectuer les simulations de modélisation des écoulements hydrauliques :

- Un système biphasique, avec du pétrole brut (avec une densité de 0,82 S.G. = 6,838 lb/gal) en tant que phase liquide et de l'azote en tant que phase gazeuse.
- Des vitesses minimales de liquide annulaire de 55 m/min pour la section verticale et de 65 m/min pour la section horizontale du puits sont nécessaires pour assurer l'élimination efficace des déblais de forage du puits et garantir un nettoyage adéquat du trou.
- Le tubage de production de 7" s'étend jusqu'à la surface à l'aide d'un système de raccordement. Les orifices de circulation sont situés à 2535 m TVD.
- Une densité de déblais de forage de 22,6 lb/gal, un diamètre de déblais de 0,05" et une vitesse de pénétration de 5 m/h.
- Un rabattement de 5,5 % (jamais plus de 500 psi de rabattement par rapport à la pression réelle du réservoir).
- Un moteur de fond à déplacement positif, de vitesse moyenne (4 ¾" de diamètre extérieur) avec un débit compris entre 450 lpm et 950 lpm.
- Une chute de pression de 821 psi à travers l'ensemble outil de fond de trou (PDM+MWD+trépan).
- Un trépan de 6" avec des buses de 3 x 13/32".

V.6. Modélisation de la pression de fond dans le cas de non production

Une simulation de la pression de fond en fonction du débit de gaz injecté a été faite en utilisant le logiciel Drillbench.

Des simulations hydrauliques ont été réalisées en tenant compte du scénario de "non-production", ce qui signifie qu'aucun influx du réservoir n'a été prise en compte lors de la modélisation de l'enveloppe.

Les figures suivantes présentent des graphiques de la BHCP (bottom hole circulating pressure) induite par différentes quantités d'injection de gaz azote et de liquide. Ces graphes sont appelés "enveloppe de fonctionnement". Les différentes contraintes qui doivent être

prises en compte lors des opérations de forage sous-pressurisé sont également représentées sur l'enveloppe de fonctionnement.

L'objectif de tracer cette enveloppe (évaluation sans production) est d'obtenir les paramètres d'injection de liquide et de gaz nécessaires lors de l'initiation de l'opération de forage UBD et avant d'obtenir la production de gaz/pétrole brut à partir du réservoir.

Well	Depth	Reservoir Pressure in WellFlo File	Production per total section at suggested rate of N2 (4-30 m ³ /min) injection and Oil 800 -750 lpm of Crude Injection		
	m MD	psi - Kg/cm ²	Oil	GOR	WOR
MDZ 672	4255	3555 - 250	27.16 lpm	217 m ³ /m ³	0
Assumptions			Values		
Oil IPR per length used in WellFlo			0.000735 Bbls/day/psi/ft		
GOR used in WellFlo			217 m ³ /m ³		
Water used in WellFlo			0		
Reservoir Pressure			3500 psi – 250 Kg/cm ²		
Dead Oil Viscosity Correlation			ASTM Equation		
Dead Oil Viscosity Correlation			Twu		
Method: for Horizontal and Inclined Flow			Xiao Film Modified		
Survey Received with 7 points			Remaining points calculated		
Casing Temperature Profile			0 m MD 43°C - 3448 m TVD 117 °C		
Concentric Casing Ports Injection			2292 m MD/TVD		
Native Crude Oil Specific Gravity			0.82		
Nitrogen Injection			0.96 N2 + 0.04 O2		
Drill String			DP OD = 3.5", TJ DP OD = 4.75"		
Pressure Drop MWD			200 psi		
Pressure Drop Motor			400 psi		
Nozzles /32 in			13, 13, 13		
Choke Surface Backpressure			50-250psi		
Deviation survey			Section 4.2.		

Table V-3 - Valeurs d'hypothèse pour développer la modélisation

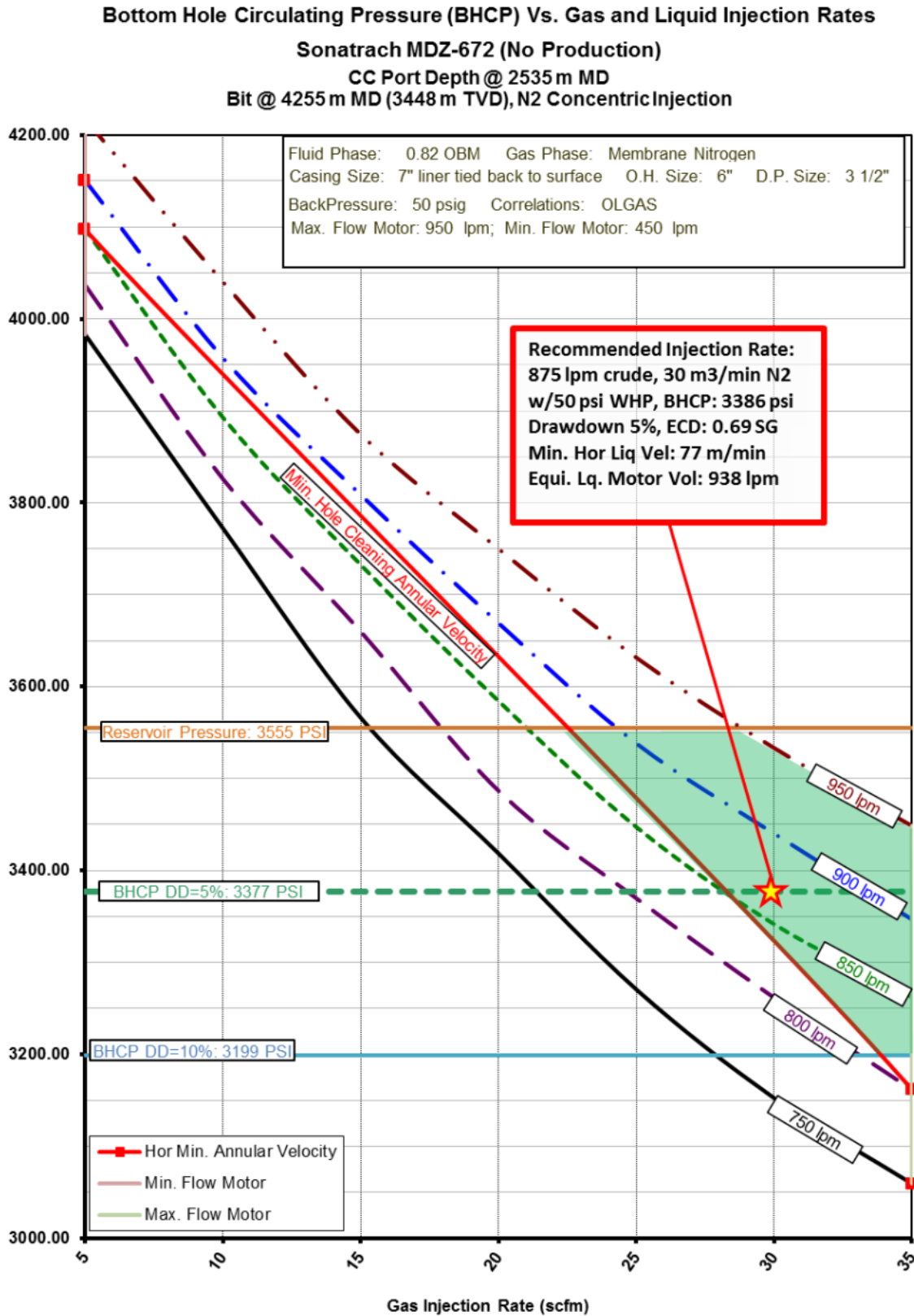


Figure V-4 - Fenêtre opérationnelle - Injection en tubage concentrique (pas de production)

La modélisation des écoulements indique que des conditions sous-pressurisées sont réalisables pour le puits horizontal MDZ-672 qui sera foré à 3448 m TVD / 4255 m MD dans le champ de Hassi Messaoud. Une fenêtre opérationnelle existe pour des taux d'injection de

pétrole brut compris entre 870 et 950 lpm et des taux d'azote de 22 à 35 m³/min avec une contre-pression de 50 psi appliquée.

Pour obtenir la meilleure pression de rabattement pour l'initiation du forage UBD, un taux d'injection de pétrole brut de 875 lpm avec 30 m³/min d'azote est recommandé pour atteindre un rabattement de 5% (3386 psi au fond du trou) pour la configuration prévue du tubage/trou.

V.7. Modélisation de la pression de fond dans le cas avec production

D'un point de vue opérationnel, il est possible d'atteindre des conditions sous-pressurisées. Cependant, dès que la production du réservoir est rencontrée, l'opération de forage sous-pressurisé devient plus complexe. Le débit de production de pétrole ainsi que le GOR (Gas-Oil Ratio) qui envahit le puits réduisent la densité de circulation équivalente du système de boue pondérée. Les résultats sont une pression élevée à la tête de puits, ainsi qu'un débit de fluide de retour élevé qui peut causer des problèmes d'érosion sur la conduite de fluide, notamment lorsque les déblais de forage sont entraînés dans le flux de fluides. Enfin, la gestion d'un volume important de production de fluides en surface nécessite une planification spécifique pour chaque cas.

Étant donné que cette évaluation hydraulique est étroitement liée aux propriétés du réservoir (profondeur, production de pétrole, GOR, pression de la formation, etc.), des simulations hydrauliques seront réalisées en tenant compte du cas spécifique ou de l'ensemble de données fourni par Sonatrach.

Les simulations de débit réalisées indiquent que des conditions sous-pressurisées sont toujours réalisables pour le puits MDZ-672 de Hassi Messaoud, même lorsqu'il y a production. Une fenêtre opérationnelle existe pour des taux d'injection de pétrole brut compris entre 800 et 950 lpm et des taux d'azote de 16 à 35 m³/min avec une contre-pression de 150psi appliquée. Pour obtenir le meilleur rabattement de pression pour l'initiation du forage sous-pressurisé, un taux d'injection de pétrole brut de 875 lpm avec 23 m³/min d'azote est recommandé pour atteindre un rabattement de 5% (3382psi au fond du trou) pour la configuration prévue du tubage/trou.

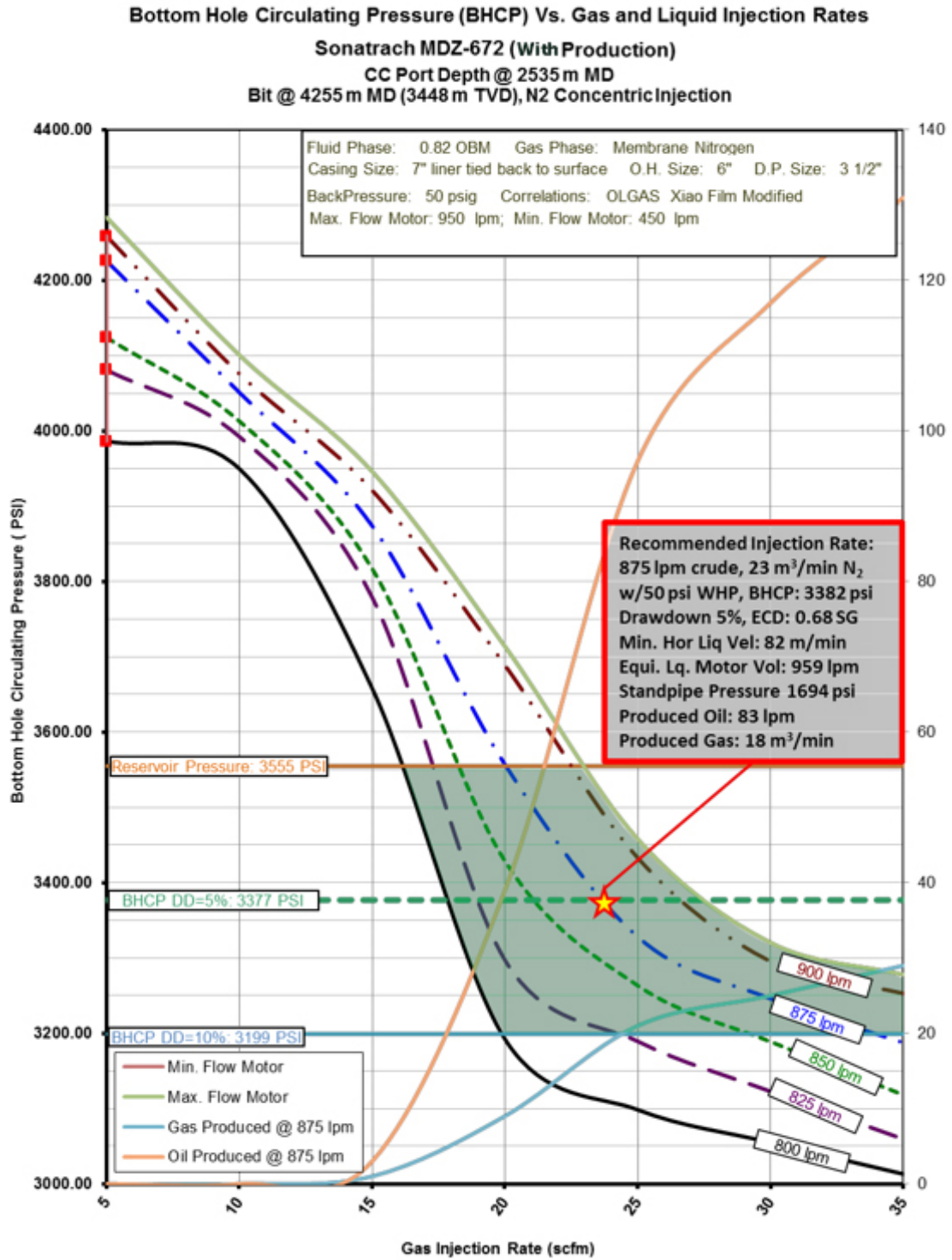


Figure V-5 - Fenêtre opérationnelle - Injection en tubage concentrique (avec production)

V.8. Simulation du cas MDZ-672

Afin d'analyser les résultats réellement obtenus à partir de la fiche technique du puits, il est nécessaire de procéder à des simulations en important les données d'entrée dans le logiciel Drillbench. Les résultats affichés sont les suivants :

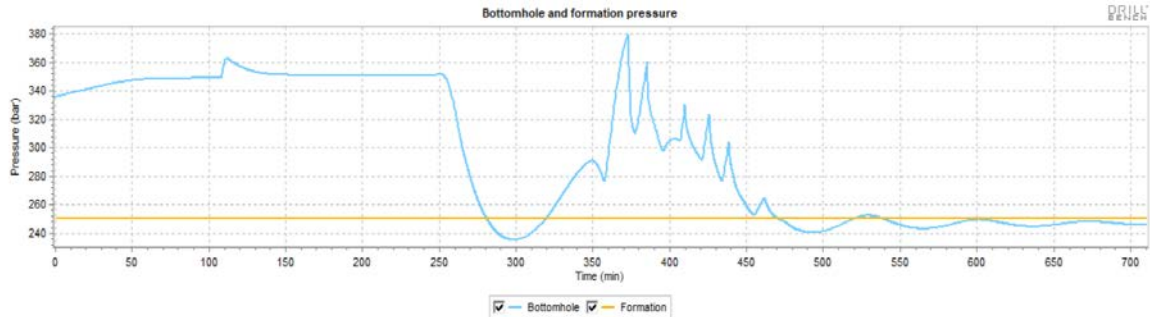


Figure V-6 - Evolution de la pression de fond, Cas du MDZ-672

Avant d'entamer la phase de forage de la zone productive, nous avons commencé à injecter du gaz afin d'atteindre un déséquilibre de pression (underbalance). Avec un débit initial de gaz de 35 m³/min, nous avons atteint une situation d'underbalance après 4 heures et 40 minutes et 40 minutes d'injection. Nous sommes entrés dans la fenêtre requise de 5% (3355 psi). Cependant, après quelques 20 à 30 minutes, nous avons constaté une augmentation de la pression de fond de trou (BHP) (voir figure 5.6). Cela marque le début de la formation de bouchons de gaz, qui ont atteint un débit de 200 m³/min (voir figure 5.8). Le scénario précédent explique le phénomène de slugging (chapitre 04).

Pour réguler le débit de gaz en surface, la vanne a été fermée à plusieurs reprises. Cependant, la BHP continue de fluctuer après 8 heures d'injection et n'a pas encore atteint la fenêtre requise de 5 à 10%.

Bien que nous ayons réussi à atteindre l'underbalance en modifiant le pourcentage d'ouverture de la duse, cette procédure a créé un autre problème, comme le montrent les figures suivantes :

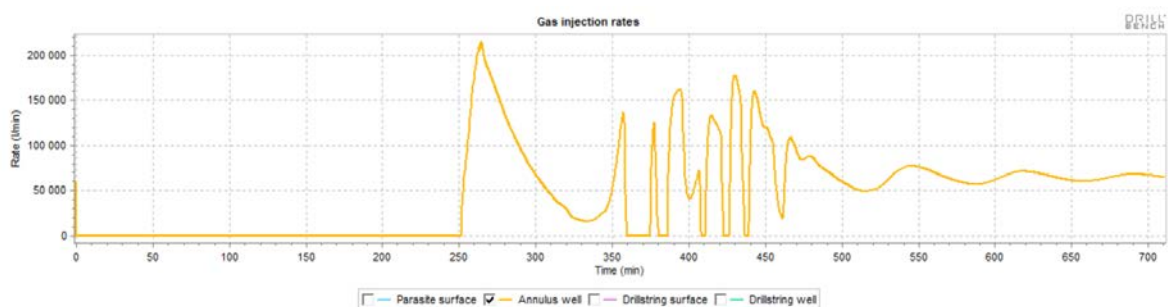


Figure V-7 - Débit d'injection de gaz, Cas du MDZ-672

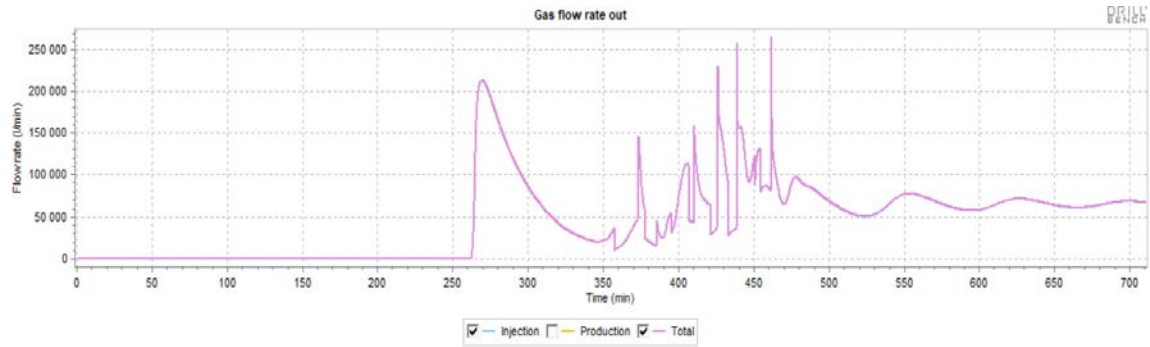


Figure V-8 - Débit sortant de l'annulaire en surface

D'après les figures 5.7 et 5.8, on observe des oscillations rapides entre 4 et 8 heures, ce qui nous pose des difficultés pour contrôler la pression en surface. De plus, cette forte pression en surface est capable d'endommager les équipements de surface.

Comme nous pouvons le constater, il y a des pics dans le débit de sortie du gaz (gas flow rate out), et ces pics peuvent dépasser la capacité du séparateur, ce qui entraîne un mauvais fonctionnement du séparateur.

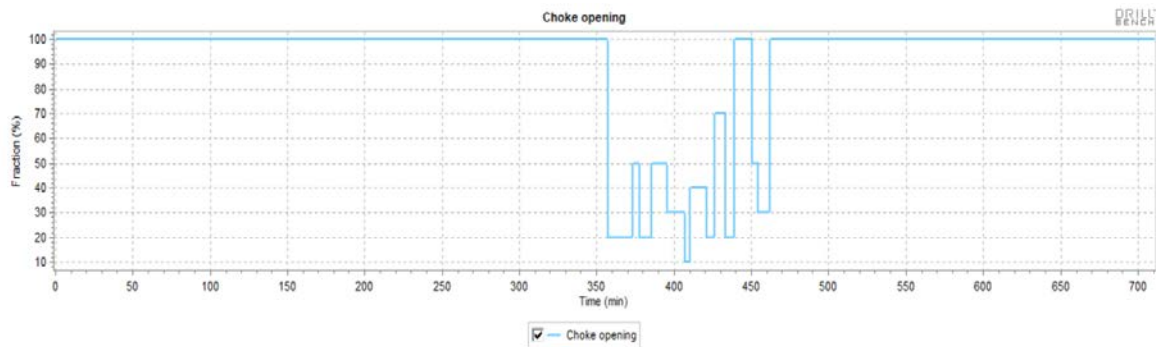


Figure V-9 - Ouverture de la duse pendant la phase d'injection de gaz, Cas du MDZ-672

Dans la figure 5.9, on observe que le changement d'ouverture de la duse n'est pas régulier, ce qui est dû à un retard dans la transmission des valeurs de BHP depuis l'outil MWD vers la surface.

V.8.1. Les principaux problèmes rencontrés

- Dû à l'augmentation de la BHP pendant l'état de fermeture de la duse, un grand volume de liquide est rentré dans le concentrique quand il s'est déchargé du premier bouchon de gaz, donnant les signes d'une perte de circulation.
- Impossibilité de forer dans ces conditions, l'état d'underbalance n'étant pas assuré lors du forage, la décision d'attendre la stabilisation de la pression fut prise. Ce qui implique un NPT.
- Pendant le forage, les fluctuations de pression ont occasionnées un effet de dune, ce qui a eu pour conséquence des tirages excessifs lors des remontées de la garniture.

V.9. Solutions et Propositions

V.9.1. Manipulation de la pression de la duse

Une méthode astucieuse pour gérer la pression au fond du puits est d'appliquer une pression en surface (Back Pressure) avec la duse. Si la surface annulaire est trop grande pour assurer la stabilité, une bonne approche pour contrôler la pression du puits consiste à manipuler la duse en surface³.

Un contrôle dynamique de la pression à la duse permet d'atténuer progressivement les fluctuations de pression. La pression en surface peut être augmentée en fermant la duse avant le pic de pression pendant la descente du tubage concentrique, et inversement lors de son élévation.

Une simulation a été réalisée en utilisant les mêmes paramètres d'injection que ceux présentés dans le problème d'étude de cas. Cette simulation a impliqué un contrôle précis de l'ouverture de la duse, ainsi qu'une anticipation des variations de pression et de débit à la sortie des puits d'injection. En prenant en compte un temps de retard pour la réponse. Cette manipulation repose sur la capacité à anticiper les changements de débit de gaz au niveau du point d'injection plutôt qu'en surface.

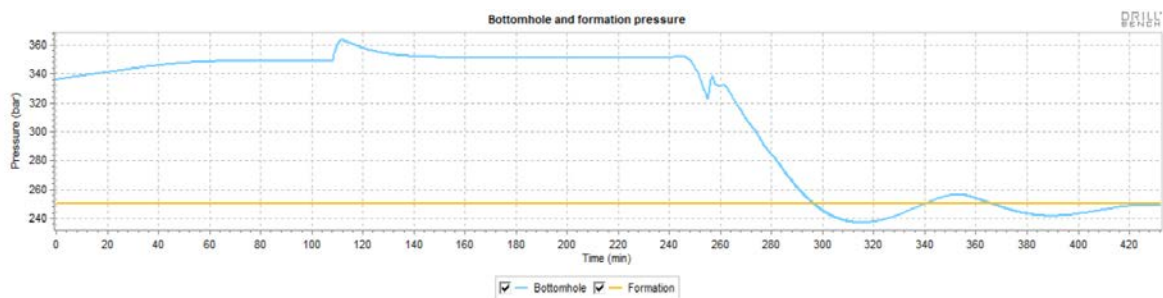


Figure V-10 - Evolution de la pression de fond pour une pression de duse contrôlée

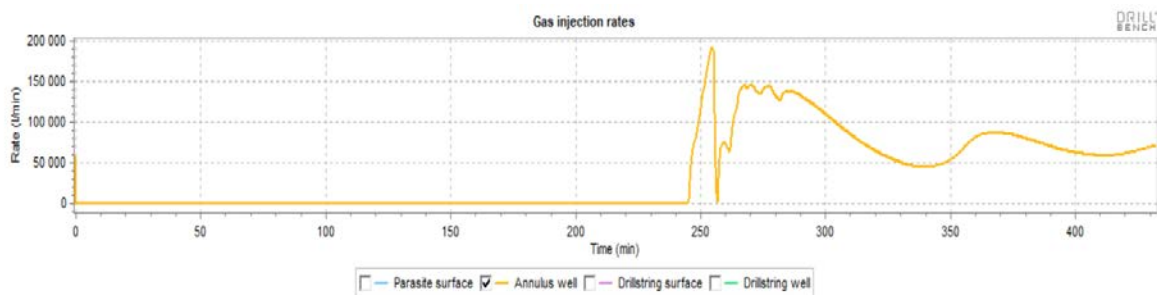


Figure V-11 - Evolution des débits d'injection de gaz pour une pression de duse contrôlée

³ En prenant en compte le délai de réponse de la pression.

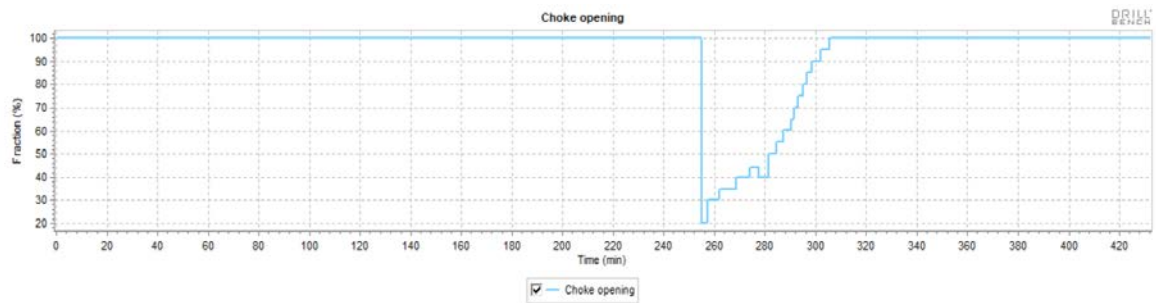


Figure V-12 - Evolution de pourcentage d'ouverture de la duse

D'après la Figure-6.1, il suffit d'une manipulation précise du degré d'ouverture de la duse pour contrôler les variations de pression. Lorsque la première bulle de gaz est libérée, une pression de surface est appliquée pour empêcher l'entrée de gaz dans le puits. Ensuite, le gaz est progressivement relâché en ajustant l'ouverture de la duse.

Une fois que la pression a été stabilisée, le débit de gaz a été ajusté à $35 \text{ m}^3/\text{min}$ afin d'obtenir une pression de fond de trou (BHP) dans la plage de drawdown exigée, soit entre 5% et 10%. On observe qu'avec cette méthode, nous atteignons la plage de drawdown après 5 heures d'injection de gaz, ce qui représente une évolution significative par rapport à ce qui a été présenté dans le chapitre 5.

Cependant cette méthode nécessite une manipulation précise et une bonne communication entre l'opérateur de duse et l'ingénieur UBD. Il serait également indispensable d'incorporer une duse dite semi-automatique utilisée en général pour les opérations MPD où il faut garder une pression de surface constante et contrôler avec précision le pourcentage d'ouverture de la duse avec un panel numérique.

V.9.2. Mise en place d'un clapet anti-retour

Pour déterminer l'impact de la vanne sur le comportement de la pression, nous effectuons une simulation en présence et en absence de la vanne anti-retour, où les résultats sont présentés dans les figures suivantes :

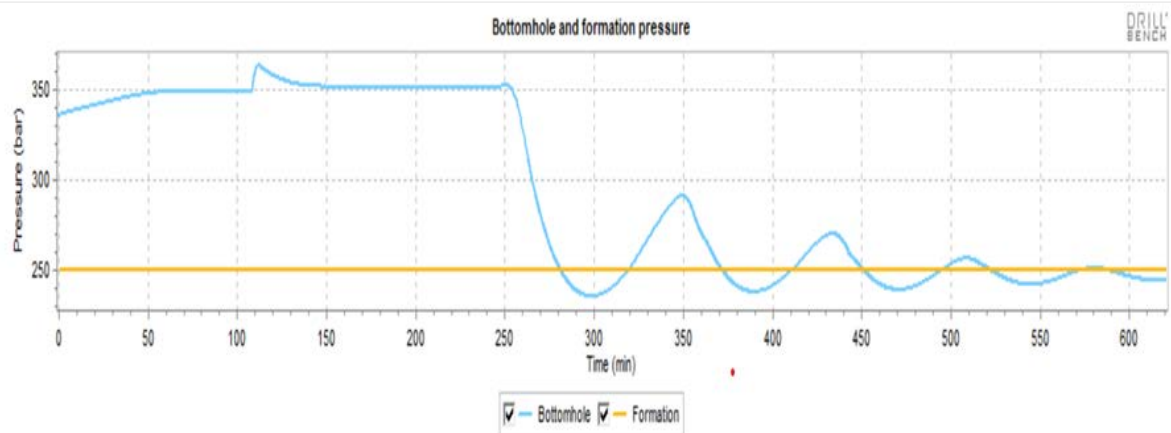


Figure V-13 - L'évolution de la pression de fond sans un clapet anti-retour

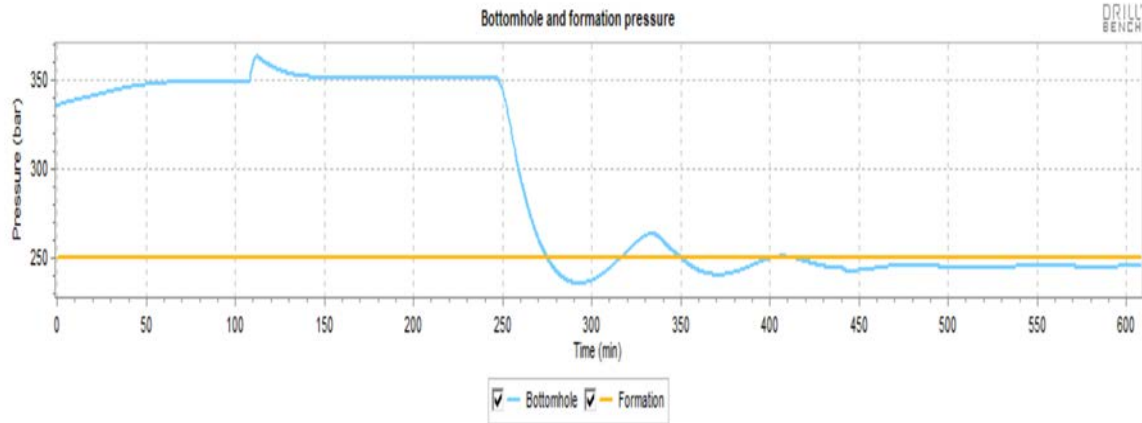


Figure V-14 - L'évolution de la pression de fond avec un clapet anti-retour

En comparant les deux figures, nous remarquons une différence de pression. En présence de la valve anti-retour, il y a des oscillations avec une amplitude réduite et un temps de demi-période plus long. De plus, nous observons une stabilité de la BHP dans la figure 5.4 avant que le BHP dans la figure 5.5.

En se basant sur les observations, le montage de la valve anti-retour empêche le fluide d'entrer dans le concentrique, car il n'y a plus de communication entre le puits et le concentrique du moment que la pression de ce dernier est inférieure à celle de la colonne hydrostatique dans le puits au point d'injection. Cela permet un temps de recharge plus court et régulier, ce qui conduit à une réduction du temps nécessaire pour atteindre la stabilité de BHP. Cette explication met en évidence l'importance de la vanne dans le comportement de la pression.

Toutefois, cette technique présente le risque d'obstruction des clapets par les particules solides de la boue. De plus, bien que théoriquement elle semble la plus appropriée et la moins problématique, une usure au niveau des clapets rend ce choix beaucoup moins intéressant d'un point de vue pratique.

V.9.3. Injection duale

Cette technique repose sur la diminution de la pression de la colonne hydrostatique en utilisant l'injection par les tiges avant de démarrer l'injection concentrique. Étant donné que la pression du liquide est supérieure à celle du gaz, cela le retient et entraîne ainsi l'apparition de ce phénomène connu sous le nom de "slugging".

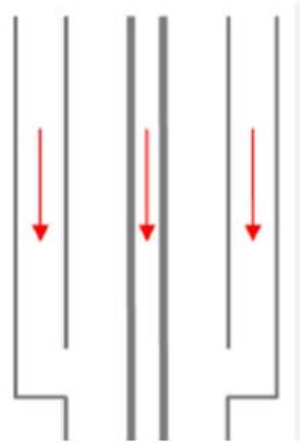


Figure V-15 - Injection duale

Nous effectuons la simulation suivante, et les résultats sont affichés dans les figures ci-dessous :

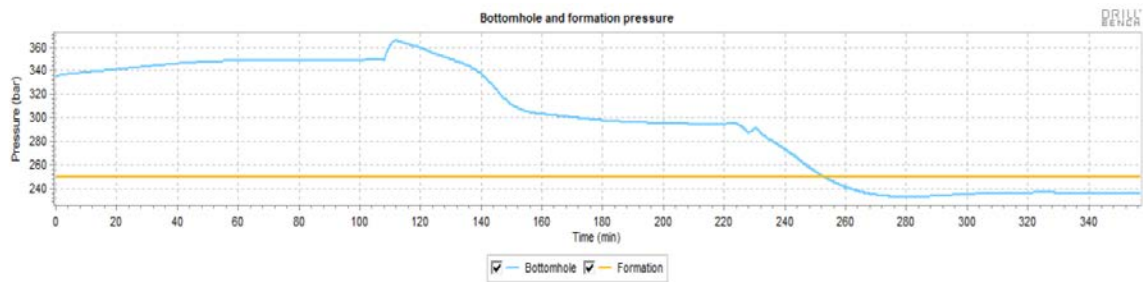


Figure V-16 - Evolution de la pression de fond avec injection double, Cas du MDZ-672

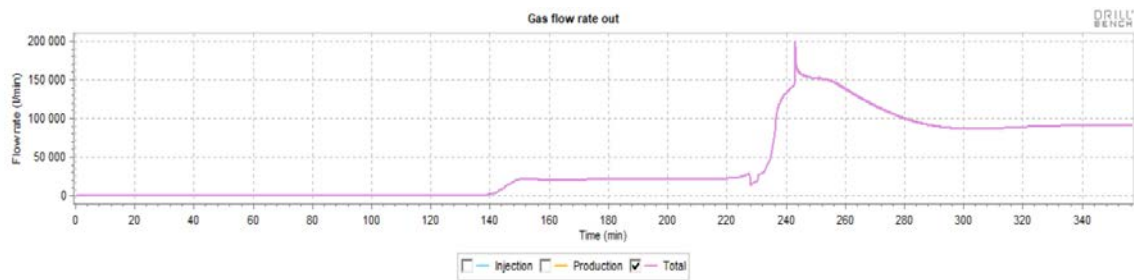


Figure V-17 - Evolution du débit de gaz au séparateur, Cas du MDZ-672

Le fonctionnement de cette technique repose sur l'utilisation de deux conduites pour l'injection de gaz. La première est utilisée afin de réduire rapidement la pression de fond de puits en passant par l'intérieur des tiges, tandis que la deuxième est utilisée pour l'injection concentrique.

On a commencé par injecter $22\text{m}^3/\text{min}$ de gaz à l'intérieur des tiges, ce qui réduira la pression hydrostatique, tout en injectant simultanément un débit de $35\text{m}^3/\text{min}$ dans le point concentrique pour le charger. Avant que la première bulle de gaz ne sorte du point concentrique, il est nécessaire de réduire progressivement le débit d'injection par les tiges de manière à ce qu'au moment où l'injection par le point concentrique commence, afin d'augmenter le débit à $49\text{m}^3/\text{min}$.

D'après la figure 6-7, il est observé que la BHP atteint la stabilité après 4 heures, une fois qu'elle atteint le drawdown souhaité à 7%.

L'avantage de cette méthode est d'éviter un débit de gaz trop élevé dans le puits, ce qui pourrait entraîner un drawdown excessif et des difficultés à contrôler les effluents en surface.

Mais le problème réside dans l'utilisation de deux compresseurs séparés, ce qui rend la technique coûteuse et onéreuse.

V.9.4. Injection par parasite string

La suggestion ici est de modifier complètement la méthode d'injection d'azote. Nous optons plutôt pour l'injection via un parasite, qui consiste en un petit tubing de diamètre réduit (3" dans le cas simulé) descendu avec le tubage, et le point d'injection se situe dans la section tubée du trou.

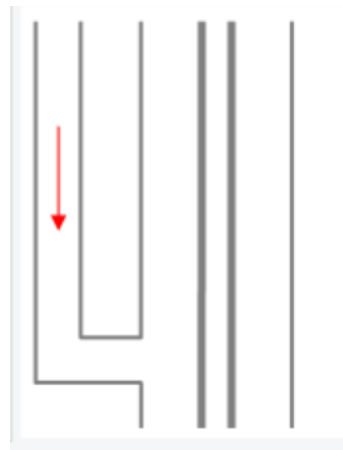


Figure V-18 - Injection par parasite string

La simulation de l'évolution de la BHP en fonction du débit de gaz injecté est présentée dans Figure-6.10 :

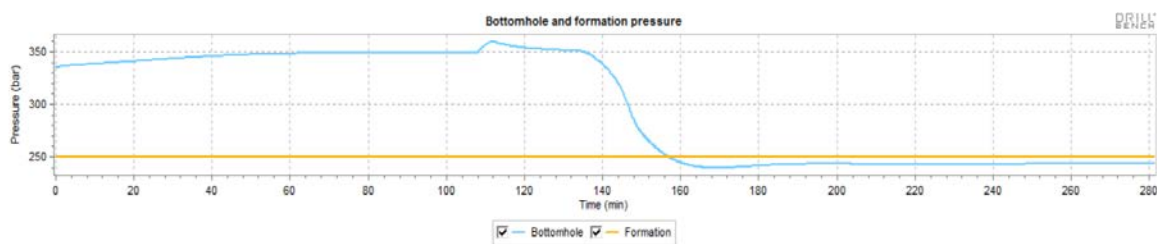


Figure V-19 - Evolution de la pression de fond avec injection par parasite string, Cas du MDZ-672

Avec cette technique on réduit le volume à remplir de 11m^3 par rapport à celui du concentrique. L'évolution de la BHP est présentée dans la Figure précédente.

Après 2 heures, un déséquilibre permanent est observé, suivi d'une stabilisation dans la plage souhaitée (5%-7%) au bout de 2 heures et 30 minutes.

Cette technique offre indéniablement un avantage en termes de gain de temps, mais elle présente quelques difficultés liées à son installation :

- Il est nécessaire de prendre des précautions lors de la descente du tubage raccordé au parasite pour éviter d'endommager ce dernier lors des connexions.
- Une tête de tubage spéciale est requise pour tenir compte de l'extension du parasite sur le tubage.

V.9.5. Injection par Drill Pipe

Il s'agit d'une solution extrêmement intéressante qui présente de nombreux avantages :

- Elle ne nécessite que peu de modifications par rapport aux puits conventionnels.
- Moins d'équipements et de personnel sont nécessaires sur le chantier.
- La quantité de gaz nécessaire pour alléger la colonne est réduite, car le point d'injection se trouve plus bas, ce qui permet à l'expansion du gaz à travers la colonne de la rendre plus légère.

Néanmoins, cette méthode présente quelques problèmes :

- La pression au fond du puits ne peut pas être contrôlée avec précision pendant le forage, il est donc essentiel d'appliquer les paramètres optimaux dès le début de la phase en déséquilibre.
- Dans les puits horizontaux, le gaz a tendance à se séparer du liquide et à remonter vers la partie supérieure du trou, créant ainsi un drawdown plus élevé dans cette zone. Cela peut entraîner un affaissement du trou.

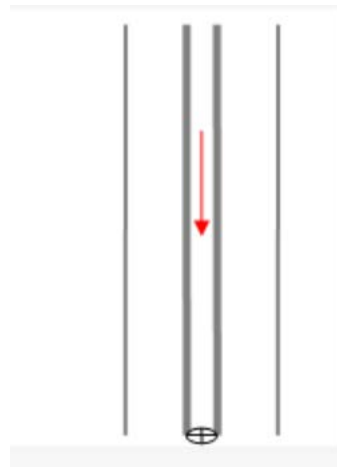


Figure V-20 - Injection par drill pipe

La simulation par le logiciel Drillbench nous donne cette figure :

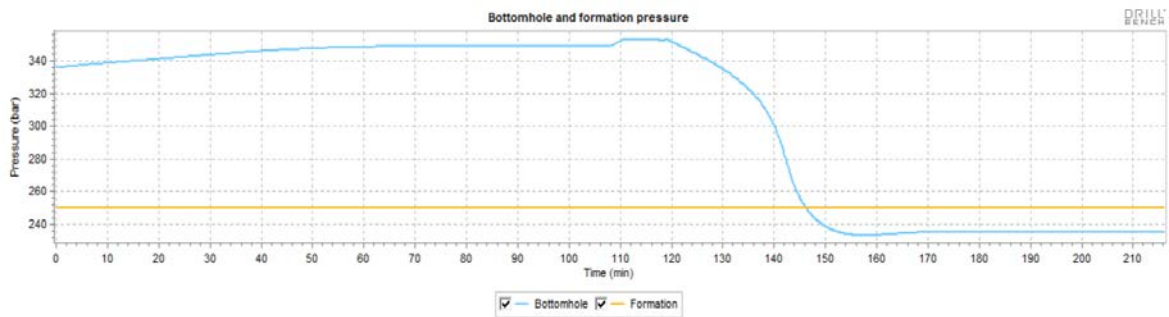


Figure V-21 - Evolution de la pression de fond avec injection par drill pipe, Cas du MDZ-672

Après 2 heures, on remarque une diminution de la pression de fond, cette diminution est expliquée par le début d'injection du gaz. Après 30 minutes de la diminution de la pression, La pression au fond du puits devient inférieure à la pression de la formation et se stabilise à 235 bar, ce qui correspond à un drawdown de 6% ce qui est acceptable.

Conclusion Générale

L'objectif de cette étude est de décrire les phénomènes physiques qui régissent l'effet de slugging, un problème qui persiste en Algérie. Elle propose également de nombreuses stratégies pour réduire et gérer les fluctuations de pression fondamentales dans l'UBD.

Cependant, les remèdes proposés présentent un défaut, car ils ne traitent que l'aspect pratique du problème sans tenir compte de ses répercussions économiques. Le manque des informations dans ce domaine rend difficile la discussion de ce dernier sujet.

Ce travail démontre la valeur de la simulation dynamique dans la planification des opérations en UBD. Contrairement à la simulation continue, qui ne représente pas les variations des différents paramètres et, par conséquent, la réalité de la situation.

Il peut être nécessaire d'expérimenter avec les variables affectant le flux de gaz à travers les orifices afin de résoudre convenablement le problème de l'effet de slugging, ou bien de mettre en œuvre l'une des solutions suggérées dans le chapitre 5. On propose ce qui suit :

- Utilisation d'une phase liquide avec une viscosité accrue. Les opérations en UBD ne font pas obstacle à l'ajout d'un produit viscosifiant au départ pour obtenir une viscosité qui peut mettre la BHP plus stabilisée.
- Le déplacement des points d'injection vers le haut dans le concentrique et l'ajout d'un packer en dessous du niveau des points d'injection limitera le volume de concentrique et permettra une meilleure maîtrise de la BHP.
- L'ajout d'une duse semi-automatique permettrait un contrôle plus précis de la pression en surface et, par conséquent, la capacité de contrôler le débit qui émerge des points d'injection situés en dessous de la surface.
- L'ajout d'une duse associée à un logiciel de simulation permet une anticipation efficace des variations de la BHP, permettant ainsi une réaction rapide pour contrôler la pression.
- Pour maîtriser efficacement la manipulation de la duse, nous pouvons chercher à réduire le délai de transmission des données vers la surface. En tenant compte du fait que le transfert des données vers la surface se fait à travers les tiges, le câble électrique et la boue de forage.
- Pour l'injection par l'intérieur des tiges, la fenêtre opérationnelle est un outil très utile pour créer les paramètres d'injection. Cependant, la fenêtre modélisée dans ce mémoire n'est pas complète ; il est nécessaire d'ajouter les limites de performance du moteur de fondation. De plus, il convient de prendre en compte les facteurs liés aux vibrations causées par l'évaporation intermittente au niveau de l'outil.
- L'installation d'une vanne de déviation directionnelle (DDV) dans les conduites permet de minimiser les dommages à la formation par rapport à la technique de boue de calage. De plus, cela permet de gagner du temps lors des manœuvres en éliminant la nécessité de déplacer un objet lourd avec une boue lourde.

Bibliographies

- [1]- “*Practical Underbalanced Drilling and Work Over*”, The University of Texas at Austin.
- [2]- “*Introduction to Underbalanced well construction*”, Course Manual, Halliburton Energy Services 2003
- [3]- 7. Allan, P.D.: “*Nitrogen Drilling System for Gas Drilling Applications*,” paper SPE 28320 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA September 25-28.
- [4]- BLADE, “*A Course in Advanced Underbalanced Drilling*” Version 1.0
- [5]- Eck-Olsen, J. (2003). “*Underbalanced Drilling Orientation*.”. IADC RIGPASS pour Statoil.
- [6]- Lyons, W. C., Roberts, J. A., Faulkner, T. J., & Bowers, G. R. (2012). *Underbalanced Drilling: Limits and Extremes*. Nom de la maison d'édition.
- [7]- Beggs, H. D., and Brill, J. P., 1973, “*A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*”, *Journal of Petroleum Technology*, May 1973, pp. 607-617.
- [8]- Duns Jr., H., and Ros, N. C. J., 1963, “*Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells*”, *Proceedings of 6th World Petroleum Congress, Frankfurt, Section II*, paper 22-PD6.
- [9]- Beattie, D.R.H., and Whalley, P.B. A Simple Two-Phase Frictional Pressure Drop Calculation Method,” *International Journal of Multiphase Flow*”, Vol. 8, pp. 83-87, 1982
- [10]- Barnea, D., Granica, D., Doron. P. and Taitel Y.: “*Hydraulic transport of coarse particles with gas injection*,” *10th International Conference on the Hydraulic Transport of Solids in Pipes, October, 1986*.
- [11]- Chisholm, D., A Theoretical Basis for the Lockhart-Martinelli Correlation for Two-Phase Flow, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Vol. 10, pp. 1767- 1778, 1967
- [12]- Carlos Perez-Tellez, PHD May 2003 “*improved bottom hole pressure control for underbalanced drilling operations*” - Louisiana state university and agricultural and mechanical college -.
- [13]- Smith, S. P., Gregory, G. A., and Brand, P. R., 2000, “*Application of Multiphase Flow Methods to Underbalanced Drilling Pilot Test Data*”, *BHR Group Multiphase Technolgy Conference 2000, Calgary, Canada*.
- [14]- Naganawa, S.; Atsushi, O.; Masuda, Y.; Yonezawa, T.; Hoshino, M.; Acuna, P.: “*Cuttings Transport in Directional and Horizontal Wells While Aerated Mud Drilling*”, *paper SPE/IADC 77195, presented at IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, held in Jakarta, Indonesia, September 9-11 2002*.
- [15]- Matthew J. S. King, C. Paul Fairhurst & Trevol J. Hill, “*Solids Transport in Multiphase Flows Application to High Viscosity System*”. *Paper submitted to the Energy Sources Technology Conference and Exhibition, New Orleans, Feb 14-17, 2000* .

- [16]- Poettman, F. H., and Carpenter, P. G., 1952, “The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water through Vertical Flow String with Application to the Design of Gas-Lift Installation”, *Drilling and Production Practice (API)* 257.
- [17]- Gregory, G.A., Nicholson M.K., and Aziz K.: “*Correlation of the Liquid Volume Fraction in the Slug for Horizontal Gas-Liquid Slug Flow*”, *Int. J. Multiphase Flow* 4, No. 1, 33-39 (1978).
- [18]- Leirkjaer, R. S (2014). “*Simulating Underbalanced Drilling*”. Université de Stavanger, Norvège
- [19]- Raen, J (2012). “*Managing Pressure during underbalanced drilling*”. Université de Stavanger, Norvège
- [20]- Myktyw, C. G., Davidson, I. A., Frink, P. J (2003).”*Design and operational considerations to maintain underbalanced conditions with concentric casing injection*”. SPE 81631, présenté à l’IADC/SPE conférence sur le forage Underbalance, Houston, Texas, USA.
- [21]- Bieseman, T., Emeh, V., “*An introduction to Underbalanced Drilling*”, RKER.95.071
- [22]- Yasir Matin / Cesar Orta “*UNDERBALANCED DRILLING PROGRAM (DP & Concentric Casing Gas Injection) MDZ-672 Horizontal Well*”, Hassi Messaoud, Sonatrach Forage, June 22 2016, MENA-SDS-905
- [23]- Stone, C.R. and Cress, L.A.: “*New Applications for Underbalanced Drilling Equipment,*” paper SPE 37679, manuscript under review (1997).
- [24]- Rommetveit, R., Lage, A.C.V.M.: “*Designing Underbalanced and Lightweight Drilling Operations; Recent Technology Developments and Field Applications*” Paper SPE presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25-28 March 2001.
- [25]- Saponja, J.: “*Challenges with jointed-pipe Underbalanced Operations*” SPE Drilling and Completion, June 1998. Paper SPE 37066 presented originally at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology in Calgary, 18-20 November 1996.
- [26]- MI SWACO. (2010). “*Drilling chokes, Protect your well with dependable, secure pressure control*” Retrieved 03.11.2011 from:
http://www.slb.com/~media/Files/miswaco/brochures/Drilling_Chokes.ashx
- [27]- Eck-Olsen, J. (2010). “*Underbalanced Applications: Planning and design*”. Lecture TPG4215. High Deviation Drilling, Trondheim, Norway, 20. October: NTNU
- [28]- Eck-Olsen, J. (2010).” *Managed Pressure Drilling, What It Is and What It Is Not*”. Lectur TPG4215. High Deviation Drilling, Trondheim, Norway, 27 October: NTNU.
- [29]- SPT Group. (2012). “*Information web side about Dynaflo-drill (DrillBench)*”
- [30]- SPT Group. (2011). “*Drillbench Dynaflo-drill User Guide*”

Annexes

Données de Survey du puits MDZ-672

Design Comments	Measured Depth (meters)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	True Vertical Depth	N. Offset (m)	E. Offset (m)	DLS Deg/30m	T Face (deg)	B.Rate Deg/30m	T.Rate Deg/30m	VS (m)
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0	0.00		0
	100.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	200.00	0.00	0.00	200.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	300.00	0.00	0.00	300.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	400.00	0.00	0.00	400.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	500.00	0.00	0.00	500.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	600.00	0.00	0.00	600.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	700.00	0.00	0.00	700.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	800.00	0.00	0.00	800.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	900.00	0.00	0.00	900.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1000.00	0.00	0.00	1000.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1100.00	0.00	0.00	1100.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1200.00	0.00	0.00	1200.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1300.00	0.00	0.00	1300.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1400.00	0.00	0.00	1400.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1500.00	0.00	0.00	1500.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1600.00	0.00	0.00	1600.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1700.00	0.00	0.00	1700.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1800.00	0.00	0.00	1800.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	1900.00	0.00	0.00	1900.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2000.00	0.00	0.00	2000.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2100.00	0.00	0.00	2100.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2200.00	0.00	0.00	2200.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2300.00	0.00	0.00	2300.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2325.00	0.00	0.00	2325.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2400.00	0.00	0.00	2400.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2500.00	0.00	0.00	2500.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2600.00	0.00	0.00	2600.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2700.00	0.00	0.00	2700.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2800.00	0.00	0.00	2800.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	2900.00	0.00	0.00	2900.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	3000.00	0.00	0.00	3000.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	3100.00	0.00	0.00	3100.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
Kick Off Point	3200.00	0.00	0.00	3200.00	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0
	3300.00	13.83	315.00	3299.03	8.49	-8.49	0.00	0	0.00	0	0
9-5/8 in Csg Shoe	3319.66	16.55	315.00	3318.00	12.14	-12.14	4.15	315	4.15	0	12.01
7in Csg Shoe	3368.94	30.89	315.00	3363.00	26.12	-26.12	4.15	0	4.15	0	17.16
	3400.00	44.00	315.00	3387.61	39.44	-39.44	8.73	0	8.73	0	36.93
	3500.00	86.22	315.00	3428.75	102.14	-102.14	12.66	0	12.66	0	55.78
Landing Point	3505.52	88.55	315.00	3429.00	106.04	-106.04	12.66	0	12.66	0	144.45
	3600.00	88.55	315.00	3431.39	172.83	-172.83	12.66	0	12.66	0	149.97
	3700.00	88.55	315.00	3433.92	243.52	-243.52	0.00	0	0.00	0	244.42
	3800.00	88.55	315.00	3436.45	314.21	-314.21	0.00	0	0.00	0	344.39
	3900.00	88.55	315.00	3438.98	384.89	-384.89	0.00	0	0.00	0	444.35
	4000.00	88.55	315.00	3441.51	455.58	-455.58	0.00	0	0.00	0	544.32
	4100.00	88.55	315.00	3444.04	526.27	-526.27	0.00	0	0.00	0	644.29
	4200.00	88.55	315.00	3446.57	596.96	-596.96	0.00	0	0.00	0	744.26
Well TD	4256.00	88.55	315.00	3448.00	636.81	-636.81	0.00	0	0.00	0	900.58