

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Kasdi-Merbah OUARGLA
Faculté Sciences appliquées
Département Génie civil et Hydraulique



Mémoire de fin d'étude

Présenté par

Hamza Mohamed Abdalah

Pour l'obtention du grade de

Master 2 professionnel en traitement des eaux

Filière : Hydraulique et génie civil

Thème

Well integrity management system

Soutenu le : 05 Mai 2017

Devant le Jury composé de :

Prénoms et Noms	Grades	Université	
Mr Samir KATEB	M.C.A	Univ.Kasdi-Merbah de Ouargla	Président des jurés
Mme Amel BELMABDI	M.C.A	Univ.Kasdi-Merbah de Ouargla	Membre des jurés
Mr Houari ZEGGANE	M.C.A	Univ.Kasdi-Merbah de Ouargla	Encadreur

Année Universitaire 2016 /2017

Résumé

Au cours de l'exploitation du pétrole, beaucoup de difficultés peuvent survenir et présente des défis compte à la préservation de l'environnement et du personnel impliqués.

Cette étude consiste à mettre le point sur l'importance d'un système de gestion d'intégrité de puits (WIMS), qui a été mis en place par les opérateurs pétroliers pour but de minimiser les risques lié à l'extraction de cette ressource.

A travers la poursuite des opérations, les pertes de circulation du fluide de forage constituent un sérieux problème qu'il faut traiter rapidement pour éviter les retards et les conséquences qui en découlent.

A la phase 8 1/2, au niveau de chantier de forage HSM-5, s'est produite une perte de circulation de la boue de forage, la maîtrise et la rapidité du traitement ont donné des résultats positifs.

Le traitement s'est déroulé selon les étapes suivantes:

- Détermination des types de pertes.
- Détermination des causes et évaluations des conséquences du problème.
- Choix de la solution appropriée à mettre en œuvre.

Abstract

During the exploitation of petroleum, many difficulties can arise and present challenges for the preservation of the environment and the personnel involved.

This study consists of highlighting the importance of a well integrity management system (WIMS), which was set up by oil operators with the aim of minimizing the risks associated with the extraction of this resource. .

Through the continuation of operations, the loss of circulation of the drilling fluid constitutes a serious problem which must be dealt with quickly in order to avoid delays and the ensuing consequences.

In phase 8 1/2, at the HSM-5 drill site, there was a loss of circulation of the drilling mud, the control and speed of the treatment gave positive results.

The treatment took place in the following stages:

- Determination of the types of losses.
- Determination of the causes and evaluations of the consequences of the problem.
- Choice of the appropriate solution to implement.

ملخص

أثناء استغلال البترول ، يمكن أن تنشأ العديد من الصعوبات وتشكل تحديات للحفاظ على البيئة والموظفين المعنيين. تهدف هذه الدراسة إلى تسليط الضوء على أهمية نظام إدارة سلامة الآبار ، والذي تم وضعه من قبل مشغلي النفط لتقليل المخاطر المرتبطة باستخراج هذا المورد.

من خلال استمرار العمليات يشكل فقدان دوران مائع الحفر مشكلة خطيرة يجب معالجتها بسرعة لتجنب التأخير والعواقب المترتبة على ذلك.

في المرحلة 8.5, على مستوى موقع الحفر HSM-5 , كان هناك فقد في دوران طين الحفر ، وأعطت السيطرة وسرعة المعالجة نتائج إيجابية.

تم العلاج في المراحل التالية:

- تحديد أنواع الخسائر.
- تحديد أسباب المشكلة وتقييم نتائجها.
- اختيار الحل المناسب للتنفيذ.

Sommaire

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Réalisation d'un puits pétrolier	
1.1 INTRODUCTION.....	2
1.2 CONSTRUCTION D'UN PUIITS.....	2
1.2.1 Le principe de forage.....	2
1.2.2 La boue de forage.....	4
1.2.3 Les coffrages dans un puits.....	4
1.2.4 La cimentation d'un puits	6
1.2.5 La complétion d'un puits	6
1.2.6 Phase de production.....	8
1.2.7 La fermeture ou abandonnement d'un puits.....	8
1.3 LES PROBLEMES DANS UN PUIITS.....	8
1.3.1 Pendant le forage.....	8
1.3.2 Pendant la production.....	11
Chapitre II : Généralités sur l'intégrité des puits	
2.1 INTRODUCTION.....	13
2.2 INTEGRITE DE PUIITS.....	13
2.2.1 C'est quoi l'intégrité du puits.....	13
2.2.2 Les conséquences de la perte d'intégrité du puits.....	14
2.3 BARRIERES DE PUIITS.....	14
2.3.1 Définition.....	14
2.3.2 Fonctions des barrières de puits.....	15
2.3.3 Exigences de barrières de puits.....	15
2.3.4 Philosophie de barrières de puits.....	16
2.3.5 Fonctions de sécurité.....	17
2.3.6 Systèmes de sécurité.....	17
2.3.7 Résistance au feu.....	18
2.4 SCHEMA DE BARRIERES DE PUIITS.....	18
2.4.1 Phase de forage.....	18
2.4.2 Phase de complétion.....	20
2.4.3 Phase production.....	21
2.4.4 Phase d'intervention.....	22
2.4.5 Phase d'abandonnement.....	23
2.5 DIAGRAMME DE BARRIERES DE PUIITS.....	24
2.6 EXEMPLES DE PERTE D'INTEGRITE DE PUIITS.....	25
2.6.1 Deepwater Horizon.....	25
2.6.2 La cave de Haoud Berkaoui en Algérie.....	26

Chapitre III : Système de Gestion d'Intégrité des Puits pour la phase opérationnelle

3.1	INTRODUCTION.....	27
3.2	PRESENTATION DU PROJET ISG.....	27
3.2.1	Le projet ISG Phase I.....	27
3.2.2	Le projet ISG SF.....	27
3.3	ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL (EIES).....	28
3.4	INTEGRITE DE PUIITS DANS LA PHASE OPERATIONNELLE.....	29
3.5	OBJECTIF.....	30
3.6	VUE GENERAL SUR LE SYSTEME.....	30
3.7	PROCESSUS.....	31
3.7.1	Phase de construction.....	31
3.7.2	Phase des opérations.....	32
3.7.3	Exigences d'intégrité de puits.....	33
3.7.4	Responsabilités et Compétences.....	34
3.7.5	Directives d'exploitation de puits.....	35
3.7.6	Directives d'intervention de puits.....	35
3.8	SYSTEME DE SECURITE DU PUIITS.....	35
3.8.1	Politique générale de sécurité du puits.....	35
3.8.2	Programme d'intégrité tubing/casing.....	36
3.8.3	Programme d'inspection, de maintenance et de test de l'arbre de Noël / tête de puits.....	36
3.8.4	Programme d'intégrité des vannes de sécurité de fond (DHSV).....	37
3.8.5	Gestion de données.....	37
Chapitre IV : Application de WIMS sur le puits HSM-5		
4.1	INTRODUCTION.....	38
4.2	CONDITIONS DE FOND LORS DU FORAGE DE LA PHASE 8 1/2.....	38
4.2.1	Paramètres de forage.....	38
4.2.2	Caractéristiques de boue.....	38
4.2.3	Garniture de forage.....	39
4.2.4	Stratigraphie.....	39
4.2.5	Risques potentiels durant le forage de la phase 8 1 /2.....	41
4.3	ETUDE DU PHENOMENE DE PERETE TOTALE DANS LA PHASE 8 1/2 DU PUIITS.....	41
4.3.1	Définitions et aperçus.....	41
4.3.2	Préventions de la perte de circulation.....	42
4.3.3	Tests préventifs.....	42
4.3.4	Calculs préliminaires.....	43
4.3.5	Traitement des pertes en cours de forage.....	46
4.3.6	L'arbre de décisions de perte de circulation.....	46
4.3.7	Déroulement de l'opération.....	46
Conclusion Générale.....		48
Bibliographie.....		49

Remerciement

Dans mon imaginaire, l'écriture de cette page était loin de présenter autant de choses: la joie immense d'avoir mené ce projet à bien, mais aussi la tristesse qui se cache toujours derrière le mot fin.

Rien n'aurait été possible seul. Par cette simple phrase, cette page prend ici tout son sens et la peur d'oublier quelqu'un qui aurait pu, ne serait ce que par un mot, changer le cours des choses, devient réelle. A tous ceux là, MERCI.

Je tenais à exprimer, en premier lieu, mes plus vifs remerciements à Monsieur **HOUARI ZEGGANE**, mon promoteur, pour avoir accepté à m'encadrer, son aide, sa disponibilité, sa passion du métier qu'il sait rendre contagieuse et la confiance qu'il a bien voulu m'accorder tout au long de ce travail.

Ce travail n'aurait pu aboutir sans l'aide précieuse du personnel de service Well Intervention de BP, à savoir; Mr. PATRIC SCOT, Mr. MOKHTAR HOUILI, Mr. IMAD LAIDOUM, Mr. MUSTAPHA MALLEL, Mr. AMAR BADJADJ, Mme. HESSEN MERIEM Wafa, à qui j'exprime mes sincères gratitudees.

Je tenais à remercier également l'ensemble du personnel enseignant de m'avoir aidé à réussir mes années et arriver à cette étape finale.

Aussi, je salues plus globalement tous mes camarades avec qui j'ai partagé un joyeux cursus.

Sans oublier à la fin de dédier

A mes chers parents,

En témoignage de leurs dévouements

A mes frères et sœurs

En témoignage de nos profondes affections,

A vous tous on dédie ce travail.

Liste des figures

Figure 1.1: Image récapitulative d'un appareil de forage.....	3
Figure 1.2: Exemple d'une mise en place des coffrages dans un puits.....	5
Figure 1.3: Tête de puits (wellhead).....	7
Figure 1.4: Coincement de train de tiges.....	9
Figure 1.5: Perte de circulation.....	9
Figure 1.6: Déviation de la trajectoire.....	9
Figure 1.7: Instabilité du puits.....	10
Figure 1.8: Dépôts d'Asphaltes.....	11
Figure 1.9 : Dépôts de paraffine.....	11
Figure 2.1: Cycle de vie de l'intégrité de puits.....	14
Figure 2.2: Fonctions des barrières de puits.....	15
Figure 2.3: Barrières de sécurité pendant le forage	19
Figure 2.4: Barrières de sécurité pendant la complétion.....	20
Figure 2.5: Barrières de sécurité pendant la production.....	21
Figure 2.6: Barrières de sécurité pendant les opérations.....	22
Figure 2.7: Barrières de sécurité pendant l'abandonnement.....	23
Figure 2.8: Diagramme de barrières de puits.....	24
Figure 2.9: Catastrophe du golfe du Mexique.....	25
Figure 10.10: La cave de Haoud Berkaoui.....	26
Figure 3.1 : Implantation du projet In Saleh Gas	28
Figure 3.2 : Schéma des barrières de puits.....	36
Figure 4.1 : Stratigraphie tu puits HSM-5.....	40

Liste des tableaux

Tableau 4.1 : Paramètres de forage.....	38
Tableau 4.2 : Paramètres de boue.....	38
Tableau 4.3 : Éléments de garniture de forage.....	39
Tableau 1.4 : Risques potentiels.....	40

Liste des abréviations

API : institue américain de pétrole.

BOP : obturateur de sécurité.

DHSV : vanne de sécurité de fond.

DST : les essais aux tiges

EIES : Etude d'impact enviremontalle et sociale

FIT : test d'intégrité de formation.

FTA : évaluation technique formelle.

IP : indicateur de performance.

ISO : organisation international de normalisation.

LMV: Vanne maître inférieure.

LOT : test de fuite.

MAASP : Pression annulaire de surface maximale autorisée.

MOASP : Pression annulaire de surface maximale opérationnelle.

OBM : Boue à base d'huile.

PMV : Vanne maîtresse de production.

PWV : Vanne latérale de production.

SCE : Equipement critique de sécurité.

SSSV : Vanne de sécurité Sous-surface.

TR-SSSV : Vanne de sécurité Sous-surface récupérable.

UMV: Vanne maître supérieure.

WIMS: Well integrity managment system.

WSSV : Vanne de sécurité de surface latérale.

X-MAS : Arbre de Noël.

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

Depuis sa première extraction par forage en 1859, le pétrole a pris place comme l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine.

C'est une matière première très importante et joue un rôle essentiel, et demande une attention très particulière du fait de son omniprésence dans toutes les industries modernes.

L'exploitation de cette ressource d'énergie demande des technologies coûteuses et présente des défis compte à la préservation de l'environnement et du personnel impliqués.

Pour remédier à ces problèmes, les opérateurs pétroliers ont développés un système qui comprend la philosophie de ses derniers vis-à-vis les risques lié à l'extraction de cette ressource, ce système est appeler système de gestion d'intégrité de puits (WIMS).

Cette étude consiste à comprendre l'importance de ce système, et ces composants essentiels. Dans ce mémoire on abordera quatre chapitres :

Le premier chapitre consacré aux généralités de construction des puits pétrolier et les problèmes les plus fréquents.

Le second chapitre comprend des généralités sur l'intégrité des puits pétrolier et les barrières de sécurité de chaque phase du cycle de vie du puits.

Le troisième chapitre concerne l'application du système de gestion d'intégrité de puits dans la phase opérationnelle.

Le quatrième chapitre concerne l'étude du problème de perte de circulation totale dans le cas du puits HSM-5, et quelques recommandations pratiques sur l'identification et le traitement.

Chapitre I:
Réalisation d'un puits
pétrolier

1.1. INTRODUCTION

Un puits de pétrole ou de gaz, sujet de notre discussion dans ce chapitre, est un équipement chargé d'extraire les hydrocarbures du sous-sol vers la surface, ce dernier est construit à partir du forage ensuite complété avec un équipement adéquat selon les caractéristiques petro-physiques du réservoir avant qu'il soit opérationnel.

Durant sa vie, un puits s'expose régulièrement à des opérations d'intervention à savoir pour évaluer et améliorer ses caractéristiques petro-physiques voire même le nettoyer des résidus (sels, asphaltes, solides...etc.) qui peuvent nuire à la production ou changer un équipement défaillant pour prévenir les risques éventuels qu'y sont associés. Si les opérations d'intervention se trouvent inefficaces à rétablir un minimum de production, l'opérateur abandonne définitivement le puits puisque il n'est pas économiquement viable (sa rentabilité est en dessous du cout d'investissement à sa maintenance).

Dans un éventail chronologique, nous abordons dans ce chapitre tout le cycle de vie d'un puits, de son forage à son abondement, ainsi que les effets des formations, afin de savoir dans quelle activité le système de gestion d'intégrité de puits (WIMS) doit être appliqué.

1.2. CONSTRUCTION D'UN PUIITS

Par définition, un puits n'est d'autre qu'un trou foré dans le sous-sol afin de donner accès à un gisement d'hydrocarbures, l'objectif primaire pouvant être l'exploitation d'une nouvelle source (recherche de gisements) ou le développement d'un réservoir existant afin de maintenir ou améliorer la production.

La construction de ce dernier, implique deux objectifs principaux:

- Forer un trou jusqu'au piège à hydrocarbure.
- Mettre en place des tubes, de la surface jusqu'au réservoir. Ces tubes sont appelés aussi « coffrage » ou « casing en anglais », et sont généralement cimenté de façon à assurer un passage étanche jusqu'au réservoir.

1.2.1. Le principe de forage

Il s'agit d'enfoncer un train de tiges dans le sous-sol en y injectant une boue spéciale. Ce processus nécessite tout d'abord d'installer un derrick (Figure 1.1), qui sert de support aux tiges de forage.

À l'extrémité de la première tige de forage se trouve le trépan (aussi appelé outil de forage), qui joue le rôle d'une énorme perceuse. Le trépan broie la formation en appuyant sur la roche (broyage par poinçonnement) et en tournant à grande vitesse (broyage par rotation).

Au fur et à mesure que l'on s'enfonce dans le sous-sol, on ajoute de nouvelles tiges de forage en les vissant aux précédentes. Leur ensemble constitue le train de tiges. [1]

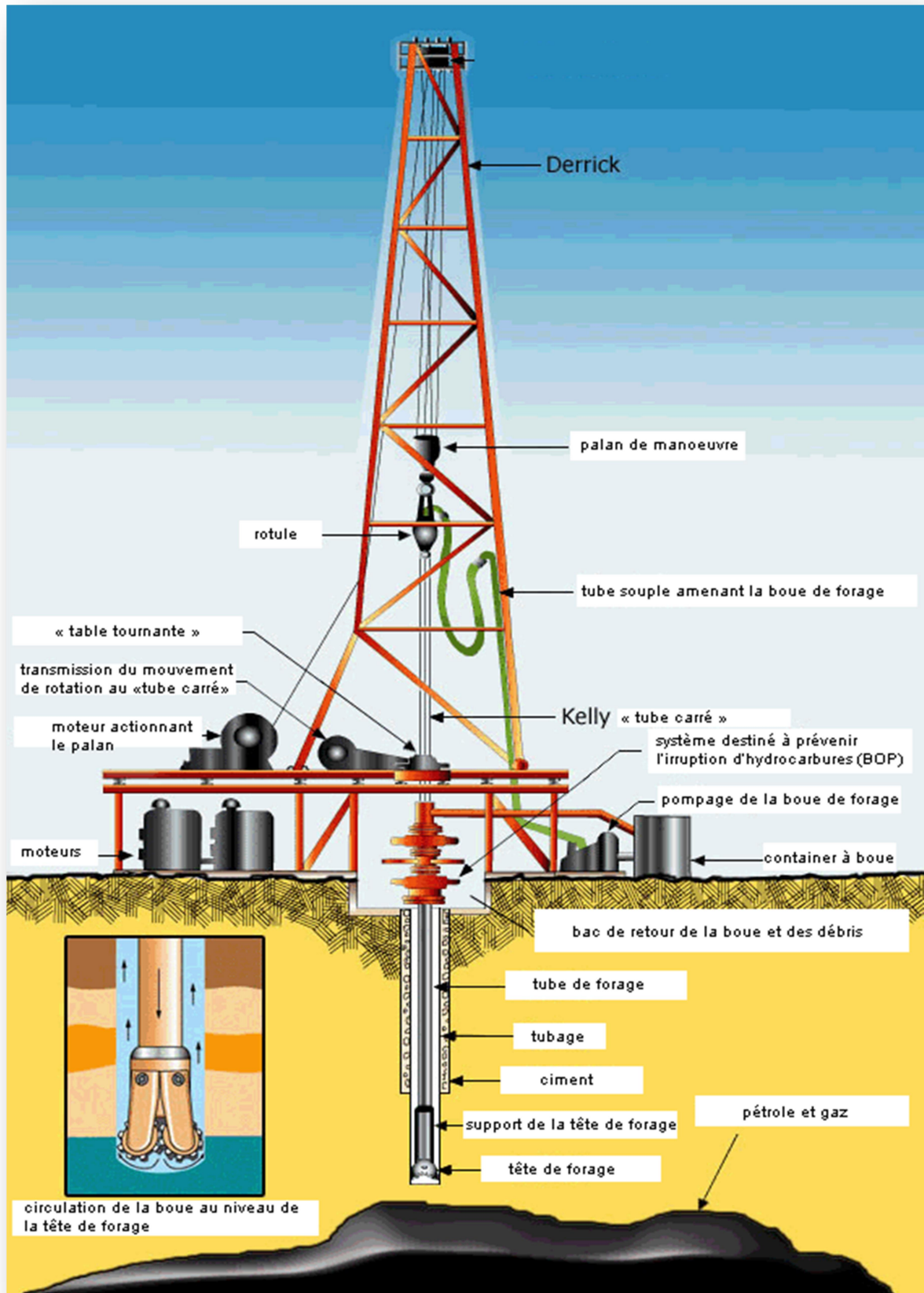


Figure 11.1: Image récapitulative d'un appareil de forage

1.2.2. La boue de forage

Pendant que l'on creuse le trou, on y injecte en permanence de la boue de forage, un fluide qui circule de haut en bas à l'intérieur des tiges et de bas en haut dans l'annulaire (Figure 1.1).

Il s'agit principalement d'un mélange d'un fluide de base (eau ou gasoil) densifié, homogénéisé et stabilisé grâce à différents additifs chimiques. Sa composition peut varier en fonction des roches traversées et de la pression dans les réservoirs traversés. Indispensable au bon déroulement du forage, elle doit être parfaitement préparée et sa densité doit être contrôlée en permanence. Trop lourde, elle risque de pénétrer dans les réservoirs qu'elle rencontre parce que la pression y est plus faible que dans le trou. Si la boue est trop légère, elle risque de provoquer une éruption incontrôlable et dangereuse. [1]

Donc en résumer, la boue de forage a plusieurs fonctions, pour l'essentielles on note :

- Elle refroidit l'outil de forage et évite sa surchauffe en circulant en permanence dans le trou.
- Elle contribue à attaquer la roche et à nettoyer le fond du puits des débris qui s'y accumuleraient.
- Elle ramène à la surface les fragments de roche (déblais) qui sont examinés afin de déterminer la nature des roches et d'y déceler d'éventuelles traces d'hydrocarbures.
- Elle fournit une contre-pression qui stabilise les parois du trou autrement dit pour éviter son effondrement due au cavage.
- Elle permet d'équilibrer la pression dans le trou avec celle dans les roches réservoirs traversées, prévenant ainsi des venues ou de dangereuses éruptions d'eau, de pétrole ou de gaz provenant de ces réservoirs.

1.2.3. Les coffrages dans un puits

Un coffrage est constitué de tubes d'acier vissés les uns aux autres. L'épaisseur de ces tubes varie selon le type d'acier utilisé et la pression maximale à laquelle ils sont exposés.

Pour chaque grade de coffrage correspond des caractéristiques précises concernant sa résistance mécanique. Lorsque le forage d'une section du puits est complété, ces tubes sont descendus dans le trou, puis cimentés à la paroi rocheuse autrement dit espace annulaire.

Après la mise en place du premier coffrage, le forage sera poursuivi avec un outil dont le diamètre est inférieur au diamètre intérieur du coffrage précédemment mis en place.

Un forage est donc un ouvrage télescopique puisque chaque coffrage mis en place réduit le diamètre du trou qui pourra être foré ultérieurement. (Voir figure 1.2).

Les coffrages successifs permettent de protéger le puits des éboulements et d'isoler les formations rocheuses les unes des autres, empêchant ainsi les fluides des zones poreuses de communiquer entre elles ou de remonter à la surface. Ainsi, il est généralement nécessaire d'installer plus d'une séquence de coffrage en raison des différentes fonctions propres à chaque type de coffrage que voici (Figure 1.2).

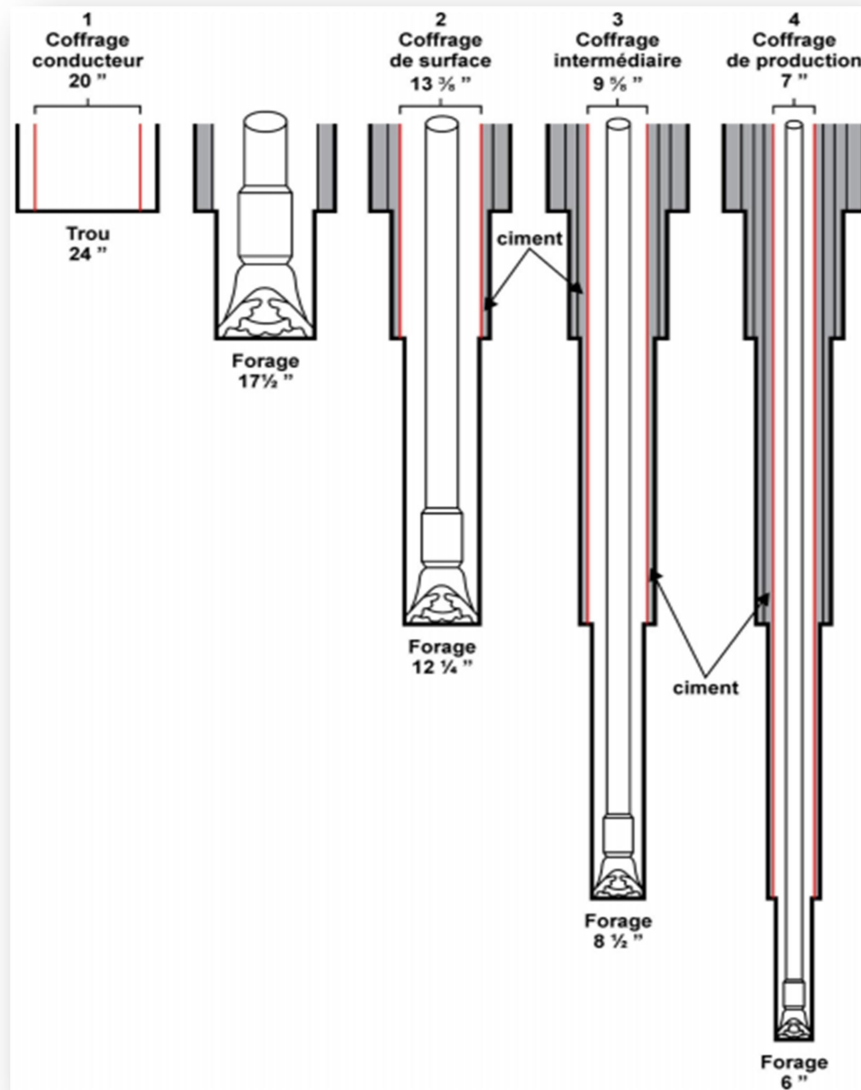


Figure 1.12: Exemple d'une mise en place des coffrages dans un puits

1) Coffrage conducteur : Le coffrage conducteur est généralement mis en place avant l'arrivée de l'appareil de forage ou le Derrick. Il est ancré dans le sol à une profondeur de l'ordre d'une dizaine de mètres puis cimenté, s'il traverse les dépôts meubles pour atteindre le socle rocheux. En plus de renforcer et stabiliser la surface du sol, consolidé ou non, le coffrage conducteur favorise la circulation des fluides de forage. [1]

2) Coffrage de surface : Après l'installation du coffrage conducteur, le forage continue jusqu'à la base des aquifères d'eau douce, où un deuxième coffrage, le coffrage de surface, est inséré et cimenté en place. Ce coffrage a pour principal but de protéger les eaux potables d'une contamination potentielle par les fluides de forage et les hydrocarbures ainsi que de contrôler la pression dans le puits. [1]

3) Coffrage intermédiaire : Le coffrage intermédiaire constitue souvent la section de coffrage la plus longue d'un puits. Il est nécessaire afin de minimiser les risques liés à

l'écoulement des fluides de forage pour protéger d'autres ressources telles que les zones de stockage de gaz.[1]

4) Coffrage de production : Le coffrage de production est le dernier coffrage à être installé et est aussi le plus profond. C'est ce coffrage qui sert de conduit entre la formation-cible et la surface. Parfois, le puits est foré jusqu'à la formation-cible et le coffrage de production est alors installé à son sommet. La formation cible est ensuite forée et le reste du trou demeure ainsi sans coffrage. Cette section est appelée puits ouvert (*open hole*). Lorsque le coffrage de production est placé plus bas que la formation-cible, des perforations doivent donc être réalisées à-travers le coffrage afin d'entreprendre des essais de production au sein de la formation cible. Ce type de puits est alors appelé puits coffré (*cased hole*). [1]

1.2.4. La cimentation d'un puits

La cimentation consiste à combler l'espace entre la paroi externe du coffrage et la paroi rocheuse, appelé « l'espace annulaire ». Pour y parvenir, du ciment est injecté sous pression à l'intérieur du coffrage jusqu'au fond de la section à coffrer. Le ciment remonte ensuite par l'espace annulaire jusqu'à la surface. Pour éviter un retour de ciment à l'intérieur du coffrage, un bouchon mécanique est installé à la base de la section de coffrage cimentée. Le retour de ciment à la surface par l'espace annulaire confirme que celui-ci est bien rempli. Les opérations sont alors suspendues entre 12 à 48 heures pour permettre au ciment de durcir.

Avant de reprendre les opérations de forage, un obturateur anti-éruption (« Blow Out Preventer » ou « B.O.P. ») est mis en place sur le coffrage à la surface et des essais de pression sont réalisés afin de vérifier l'intégrité de l'ensemble coffrage-obturateurs.

Après avoir foré quelques mètres de la nouvelle section, un essai de pression additionnel est effectué, afin de déterminer à quelle pression la formation géologique située à la base du coffrage commencera à se fracturer. Ce test déterminera la pression hydrostatique a n'est pas dépasser au cours de forage de la nouvelle section, qu'on peut la traduire aussi par la densité de la boue maximale à éviter afin de prévenir toutes pertes de boue.

Par ailleurs, le coffrage cimenté est examiné généralement à l'aide de diagraphies géophysiques afin de s'assurer de son étanchéité, si le test est positif on procède au forage de la section suivante, sinon des mesures correctives seront prises pour remédier au problème via des opérations spéciales.

1.2.5. La complétion d'un puits

Cette phase a pour objectif de préparer le puits pour sa mise en production ultérieure. Une tête de puits (Figure 1.3), qui est un assemblage de vannes de contrôle donnant accès au coffrage et au tubage du puits, sera installée en premier lieu. La complétion consiste à perforer le coffrage au niveau des zones productrices identifiées lors des essais aux tiges (Drill Stem Tester « DST »), à nettoyer au besoin ces perforations et à mettre en place un tubage de petit diamètre dans le puits en conjonction avec des équipements de fond

spéciaux, qui faciliteront la remontée à la surface des hydrocarbures. Le puits est alors complété et il est alors possible de procéder à un essai de production. [1]

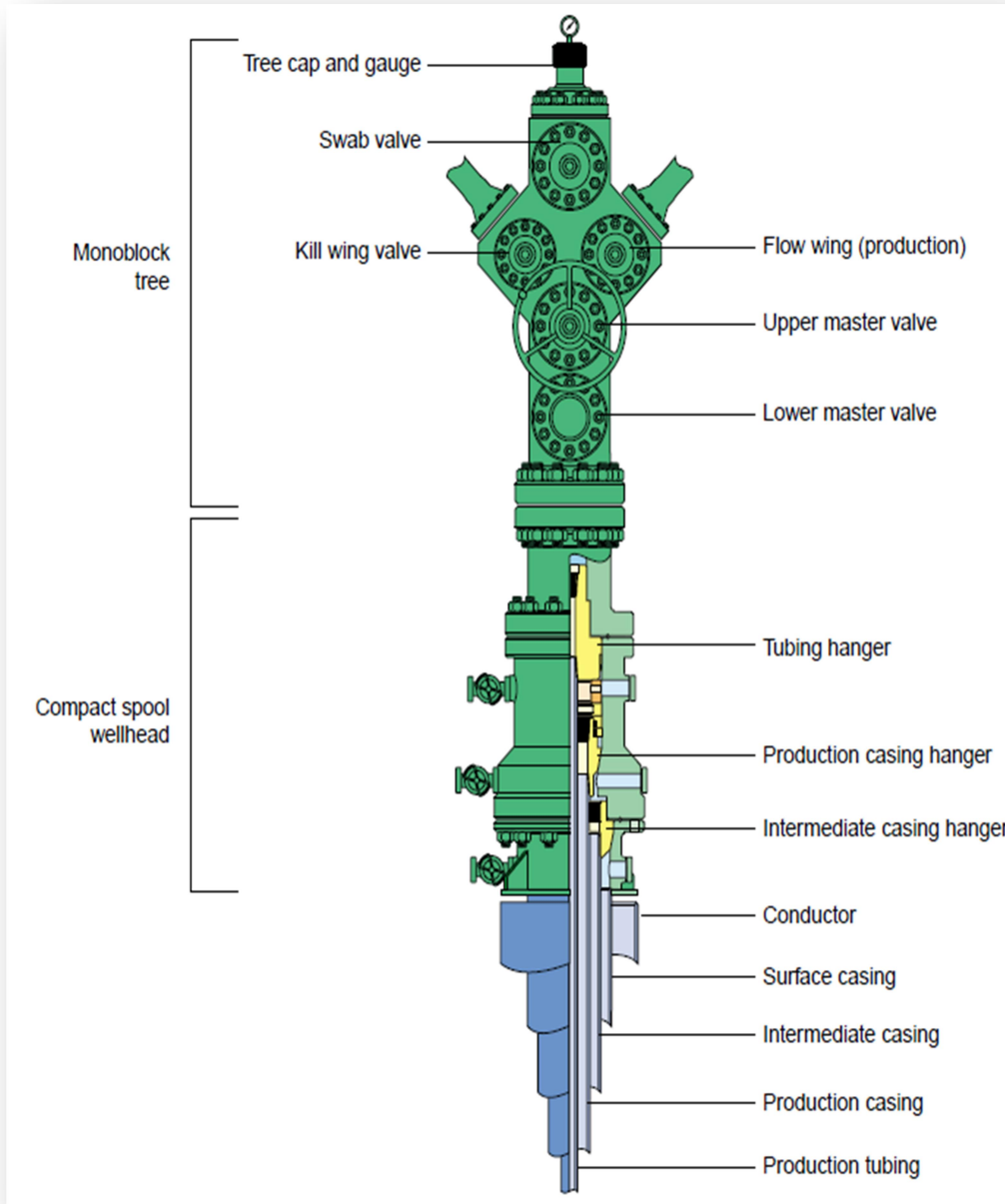


Figure 1.13: Tête de puits (wellhead)

1.2.6. Phase de production

Les puits de production sont le plus souvent éloignés des zones de consommation. Pour acheminer le pétrole ou le gaz d'une zone à l'autre on se réfère le plus souvent au moyen de transports par l'oléoduc (ou pipeline).

Une fois le puits est complété, la phase de production commence et le puits sera connecté directement à un pipeline (puits onshore) afin que les hydrocarbures soient acheminés à un centre de traitement pour les transformer en produits propres à l'emploi. [1]

1.2.7. La fermeture ou abandonnement d'un puits

Les travaux de fermeture de puits sont une opération essentielle à la protection des eaux souterraines et de surface. Une procédure appropriée doit être suivie afin de bloquer efficacement la migration du pétrole, du gaz, de la saumure ou toutes autres substances nuisibles dans les aquifères d'eau douce. Habituellement, on procède à la fermeture d'un puits soit parce qu'il s'avère être un trou sec (ou à faible potentiel) ou bien qu'il ait cessé de produire des quantités économiques d'hydrocarbures. Un puits peut également être abandonné si de graves problèmes surviennent lors du forage. Les autorités gouvernementales peuvent également ordonner la fermeture d'un puits pour des raisons environnementales ou de sécurité.

Les travaux de fermeture d'un puits consistent à la mise en place de bouchons de ciment ou mécaniques dans le puits à des intervalles spécifiques afin d'empêcher la migration des fluides vers la surface et de maintenir l'intégrité de la pression dans le puits :

- Au fond du puits.
- À travers le sabot du dernier coffrage.
- Au niveau des zones productrices ou perméables.

Ainsi, un minimum de trois bouchons de ciment est généralement placé lors des opérations d'abandon. Toutefois, la longueur des bouchons de ciments diffèrent selon la juridiction en place. En effet, la longueur minimale requise chez les pays européens est la plupart du temps plus élevée qu'ailleurs dans le monde. Également, l'intervalle entre les bouchons doit être rempli avec une boue lourde ou tout autre liquide approuvé. Le processus peut prendre deux jours à une semaine, selon le nombre de bouchons fixés dans le puits. [1]

1.3. LES PROBLEMES DANS UN PUIT

Un puits est exposé à de nombreux problèmes durant la phase de forage ou de l'exploitation, qui influent sur la production mais aussi sur le cout du projet. Voici donc les problèmes les plus fréquents :

1.3.1. Pendant le forage

- Coincement de train de tiges (stuck pipe): Un train de tiges est considéré coincé s'il ne peut pas être libéré et retiré du trou sans l'endommager et sans dépasser la charge de levage maximale autorisée par l'appareil de forage (figure 1-4). [2]

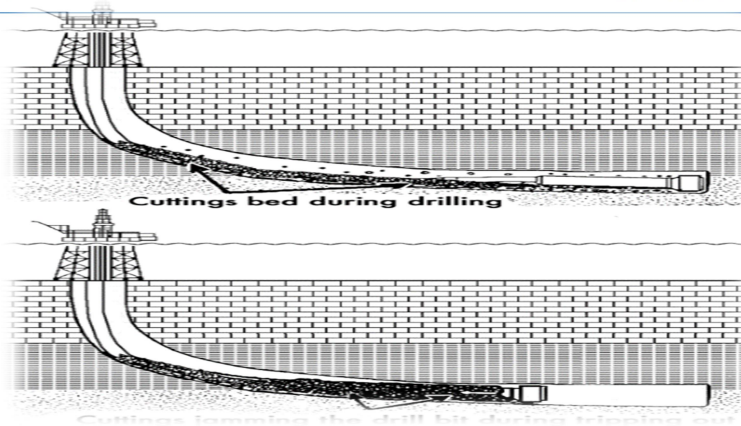


Figure 1.14: Coincement de train de tiges

-Perte de circulation (lost circulation): Les pertes de circulation sont la conséquence logique de déséquilibre de pression, existante ou créée, entre le milieu traversé et le fluide utilisé en forage.

Une perte de circulation (ou perte de retour) est définie comme la perte totale ou partielle du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations de forte perméabilité, cavernueuses ou fissurées soit naturellement soit durant le forage. [2]

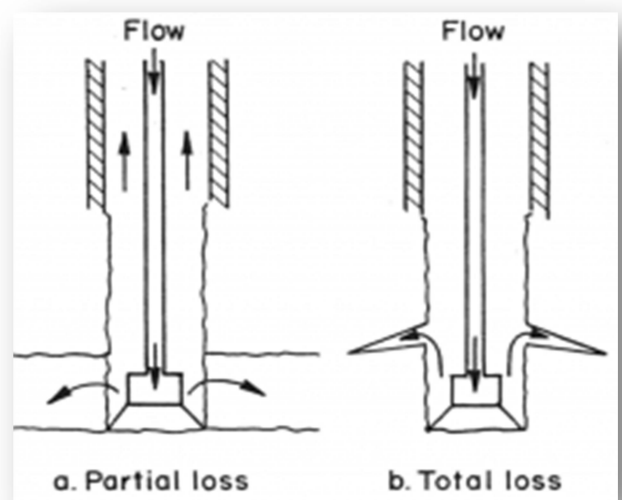


Figure 1.15: Perte de circulation

-Déviation de la trajectoire (dogleg): Cette déviation est définie par le départ involontaire de l'outil de forage à partir d'une trajectoire de forage présélectionnée, que ce soit pour forer une section verticale, courbée ou horizontale, ce que peut très souvent induire un coincement du train de tiges. [2]

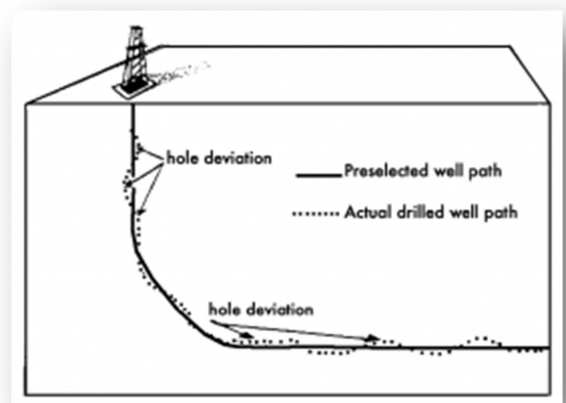


Figure 1.16: Déviation de la trajectoire

-Echecs de train de tiges (Drillpipe failures) : Les échecs de train de tiges de forage peuvent être placés dans l'une des catégories suivantes: torsion causé par un couple excessif, se séparer en raison d'une tension excessive, éclater ou s'effondrer en raison d'une pression interne excessive par rapport à la pression externe (dans l'annulaire), ou la fatigue résultante de charges cycliques mécaniques avec ou sans corrosion. [2]

-Instabilité de puits : L'instabilité du trou est la condition indésirable d'un intervalle d'ouverture qui ne maintient pas sa taille et sa forme et / ou son intégrité structurelle, ce qui provoque l'effondrement ou la fracturation du sol mais aussi l'agrandissement ou la fermeture du trou. [2]

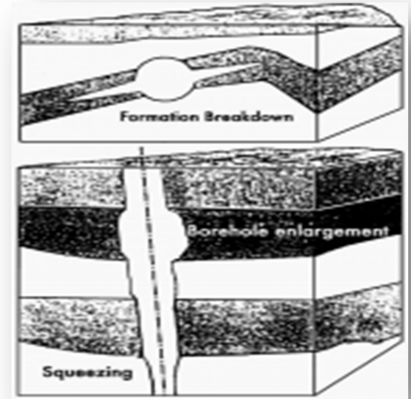


Figure 1.17: Instabilité du puits

-Contamination de la boue : On dit qu'une boue est contaminée lorsqu'un matériau étranger entre dans le système de boue et provoque des changements indésirables dans les propriétés de la boue, telles que la densité, la viscosité et la filtration. Généralement, les systèmes de boue à base d'eau sont les plus sensibles à la contamination. [2]

-Produire des dégâts de formation (formation damage): Les dégâts de formation sont une altération du réservoir (production réduite) causée par les fluides de forage utilisés pendant les opérations de forage, complétion ou workover. C'est une zone de perméabilité réduite à proximité du puits de forage (skin) à la suite d'une invasion des fluides étrangers dans la roche du réservoir ce qui endommage les pores de la matrice enveloppante des hydrocarbures.[2]

-Zones contiennent de l'acide sulfurique et de gaz peu profond: Le forage des formations qui emprisonnent le H₂S pose l'un des problèmes les plus difficiles et les plus dangereux pour l'homme (intoxication) et l'équipement (corrosion). Le gaz à faible profondeur à haute pression peut être rencontré à des profondeurs aussi basses que quelques centaines de pieds où le gradient de formation-fracture est très faible. Le danger est que si le puits est fermé, la fracturation de la formation est plus susceptible de se produire, ce qui entraînera le problème d'éruption le plus sévère. [2]

-Problèmes des équipements et de personnels: L'intégrité de l'équipement de forage et son entretien sont des facteurs importants dans la réduction des problèmes de forage.

Une puissance hydraulique appropriée (puissance des pompes de forage) pour le nettoyage efficace du fond de puits, aussi une puissance de levage assez suffisante pour permettre plus de sécurité en cas d'un problème de coincement, et des systèmes de contrôle de puits qui permettent le contrôle du kick sous n'importe quelle situation sont tous nécessaires pour réduire les problèmes de forage. Les systèmes de surveillance et d'enregistrement appropriés qui surveillent les changements de tendance dans tous les paramètres de forage

et de récupérer des données de forage à une date ultérieure, le matériel tubulaire approprié spécifiquement adapté pour accueillir toutes les conditions de forage prévues et un circuit de boue efficace qui veillera à ce que les propriétés de boue sont conçus pour les fonctions prévues sont également nécessaires.

Compte tenu des conditions générale pendant les opérations de forage / complétion, le personnel est la clé du succès ou de l'échec de ces opérations. Les coûts globaux liés à tout problème peuvent être extrêmement élevés; Par conséquent, la formation continue du personnel est directement ou indirectement essentielle aux pratiques réussies. [2]

1.3.2. Pendant la production

-Asphaltes: Certaines huiles brutes déposent d'asphaltes solides pendant la production. Ces dépôts peuvent boucher les tubes de forage et les vannes, ainsi que les équipements de sécurité de surface et de contrôle des procédés. Les tendances des bruts à déposer des asphaltes ne sont pas en corrélation avec la quantité d'asphaltes dissous présents dans le fluide du réservoir. [3]

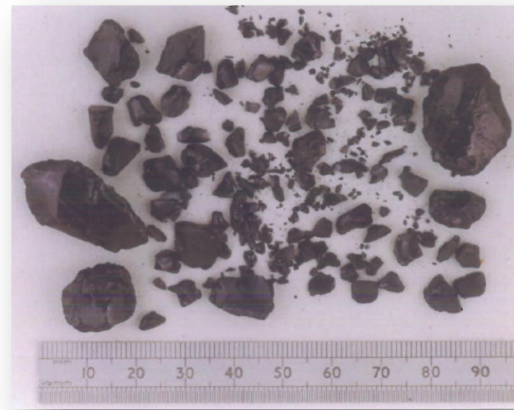


Figure 1.18: Dépôts d'Asphaltes

-Cires (paraffine): Les cires sont des paraffines d'un poids moléculaire élevé (elles deviennent solides à basse température) qui se produisent dans des huiles brutes. La cire peut entraîner une augmentation de la viscosité du pétrole brut ou forme des dépôts. Le dépôt de paraffine dépend en grande partie du débit du pétrole brut cireux, de la différence de température entre l'huile brute et la surface du tuyau, le taux de refroidissement entre les propriétés de la surface du pétrole brut et de la surface du tuyau, ce qui peut provoquer des dépôts sur les surfaces des tuyaux, ou dans le réservoir. [3]

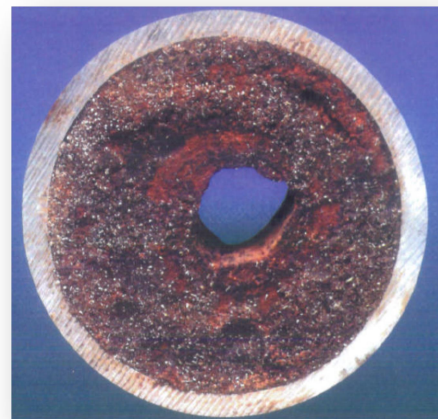


Figure 1.19 : Dépôts de paraffine

-Production des matières toxiques: Différents matériaux toxiques comme l'acide sulfurique, le mercure et les éléments radioactifs comme le radium et le radon sont coproduits avec les hydrocarbures. [3]

-L'eau: La principale cause des dommages liés à la production est l'eau, parce qu'il est plus lourd que le pétrole et donc épuise les systèmes de production de l'énergie, et il est difficile et coûteux pour s'en débarrasser, provoque aussi la corrosion, la formation de dépôt, les Hydrates et les émulsions. [3]

-Formation des dépôts inorganiques: Les puits qui produisent de l'eau sont susceptibles de développer des dépôts d'écailles inorganiques. Les balances peuvent faire porter des perforations, des casings, des tubes de production, des soupapes, des pompes et des équipements de fond, tels que des équipements de sécurité et des mandrins élévateurs à gaz. Si on le permet, cette mise de dépôts limitera la production, nécessitant éventuellement l'abandon du puits. [3]

Chapitre II :
Généralités sur
l'intégrité des puits

2.1. INTRODUCTION

Comme on a vu précédemment, un puits est exposé à plusieurs problèmes, mais aussi, il représente un grand risque sur les personnes et l'environnement.

Nous allons aborder dans ce chapitre, un aperçu sur l'intégrité des puits, et une attention particulière aux barrières de puits, ainsi que des exemples de perte d'intégrité.

2.2. INTEGRITE DE PUIITS

2.2.1. C'est quoi l'intégrité du puits:

2.2.1.1. Définition

L'intégrité du puits est définie dans Norsok D-010 comme: "application de solutions techniques, opérationnelles et organisationnelles pour réduire le risque de libération incontrôlée de fluides de formation tout au long du cycle de vie d'un puits".

Norsok D-010 est une norme fonctionnelle et définit les exigences minimales pour les équipements / solutions à utiliser dans un puits, mais il laisse aux entreprises qui opèrent de choisir les solutions qui répondent aux exigences. Les sociétés d'exploitation ont alors toute la responsabilité d'être conformes à la norme.[4]

2.2.1.2. Solutions techniques

Lors du choix des solutions techniques, il est important de définir les bonnes spécifications d'équipement et de définir les exigences pour la barrière du puits afin d'assurer l'intégrité du puits pendant toute la durée de vie. Les caractéristiques typiques à spécifier sont la taille et la taille de BOP, les enveloppes à utiliser, la pression nominale sur les équipements de sous-surface et de fond et la spécification matérielle de l'équipement.

2.2.1.3. Solutions opérationnelles

La solution opérationnelle comprendra des procédures pour le fonctionnement des vannes sur un puits, des restrictions d'écoulement, etc., qui peuvent avoir une incidence sur l'intégrité du puits et les autres activités quotidiennes afin de garder un bon contrôle de produire de manière sûre. Un autre exemple est de surveiller en permanence la pression dans les annulaires d'un puits afin de s'assurer qu'une fuite ou une rupture d'une barrière de puits est détectée tôt et que des mesures correctives peuvent être prises avant que le problème augmente.

2.2.1.4. Solutions organisationnelles

Cela inclura, entre autres choses, qu'une société d'exploitation veille à ce que les personnes ayant la bonne compétence travaillent avec des opérations de puits et qu'elles soient à jour avec le dernier statut de puits. Une bonne communication entre les parties impliquées est requise pour que les informations correctes soient partagées et transmises, par exemple, passation de consignes.

Dans la passation de consignes, toutes les informations pertinentes en ce qui concerne les barrières, les limites de fonctionnement, l'état des vannes, la conception du puits etc., doivent être compilée dans le cadre d'un paquet de transfert. Beaucoup de problèmes et d'accidents ont été causés par la mauvaise passation de consignes, et pour cela des solutions organisationnelles sont nécessaires pour maintenir le niveau de sécurité requis dans les opérations.

2.2.2. Les conséquences de la perte d'intégrité du puits

Les conséquences évidentes sont les éruptions ou les fuites qui peuvent causer des dommages matériels, des blessures corporelles, des pertes de production et des dommages environnementaux entraînant des réparations coûteuses et risquées.[4]

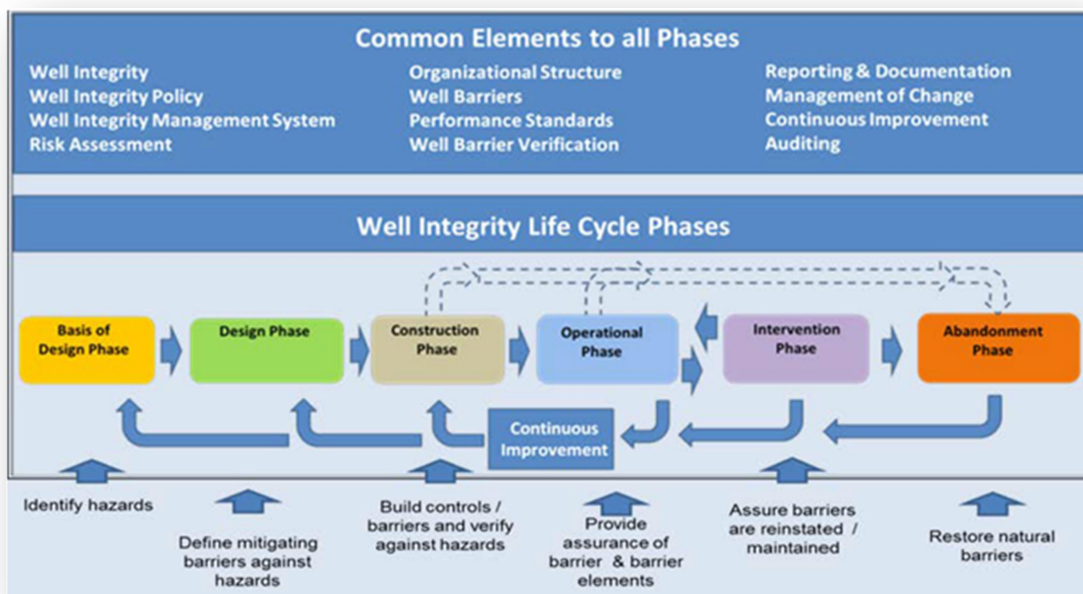


Figure 2.1: Cycle de vie de l'intégrité de puits

2.3. BARRIERES DE PUIITS

2.3.1. Définition

Barrière de puits: enveloppe d'un ou plusieurs éléments de barrière dépendants empêchant les fluides ou les gaz de s'écouler involontairement de la formation dans une autre formation ou à la surface [NORSOK D-010].[4]

Certaines barrières de puits ont plusieurs éléments de barrière qui, en combinaison, garantissent que la barrière de puits est capable d'exécuter sa (ses) fonction (s) prévue (s).

2.3.2. Fonctions des barrières de puits

Dans l'analyse des barrières du puits, il est important de comprendre les fonctions de barrière et les moyens possibles de faillite de la barrière.

NORSOK D-010 distingue les barrières de puits primaires et secondaires. Une barrière de puits primaire est la barrière la plus proche des hydrocarbures sous pression.

Si la barrière primaire du puits fonctionne comme prévu, elle pourra contenir les hydrocarbures sous pression. Si la barrière du puits primaire échoue (par exemple, par une fuite ou une vanne qui ne se ferme pas), la barrière secondaire empêchera l'écoulement du puits. Si la barrière du puits secondaire échoue, il se peut que la barrière tertiaire soit ou peut ne pas être disponible, ce qui peut empêcher l'écoulement des hydrocarbures.[4]

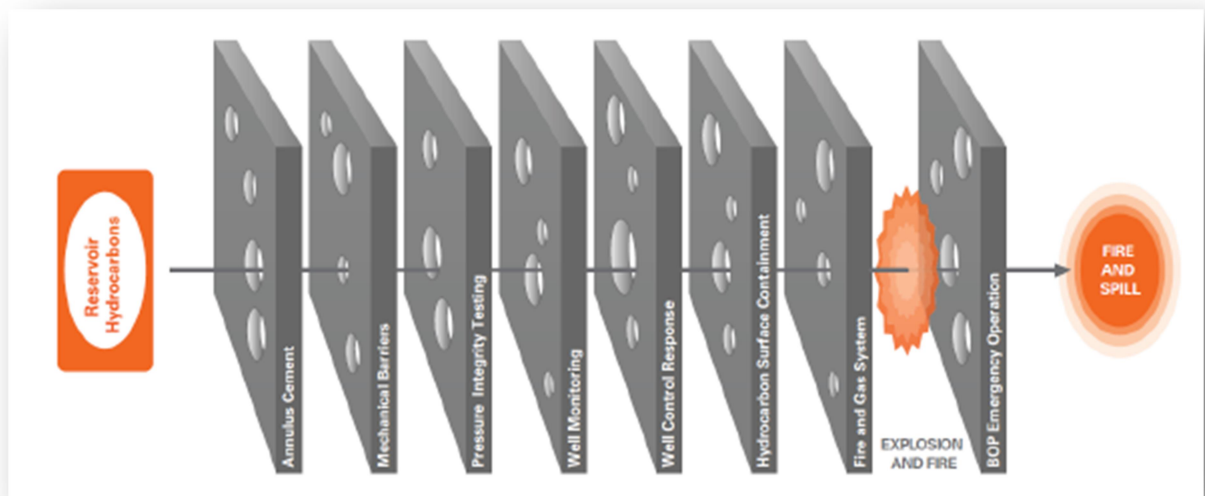


Figure 2.2: Fonctions des barrières de puits

2.3.3. Exigences de barrières de puits

La performance d'une barrière de puits peut être caractérisée par son:

- Fonctionnalité; Ce que la barrière devrait faire et à quelle heure.
- Fiabilité (ou disponibilité); La capacité, en termes de probabilité, d'effectuer les fonctions requises dans les conditions d'exploitation indiquées et dans un délai spécifié.
- La capacité de la barrière à résister au stress dans des situations de conditions spécifiques.

Les organismes de réglementation fournissent des exigences générales dans leur réglementation et font référence à des lignes directrices et à des normes nationales et

internationales (telles que les normes Norsok, les normes ISO, les normes API), reconnues pour des exigences plus détaillées. [4]

La ligne directrice du § 48(article) du Règlement sur les installations, par exemple, se réfère à des 47 chapitres de la norme Norsok D-010 et aussi à des sections spécifiques du Règlement de gestion. Les exigences minimales suivantes sont les suivantes :

- Au moins deux barrières indépendantes et testées doivent, en règle générale, être disponibles afin d'éviter un flux involontaire du puits pendant les activités de forage et de puits.
- Les barrières doivent être conçues de manière à permettre un rétablissement rapide d'une barrière perdue.
- En cas de panne de barrière, des mesures immédiates doivent être prises afin de maintenir un niveau de sécurité adéquat jusqu'à ce que deux barrières indépendantes aient été restaurées. Aucune activité à d'autres fins que le rétablissement de deux obstacles ne doit être effectué dans le puits.
- Les barrières doivent être définies et les critères doivent être déterminés.
- Le positionnement / l'état des barrières doit être connu en tout temps.
- Il sera possible de tester les barrières de puits. Les méthodes d'essai et les intervalles doivent être déterminés. Dans la mesure du possible, les barrières doivent être testées dans le sens du débit.

2.3.4. Philosophie de barrières de puits

C'est une philosophie générale selon laquelle les puits doivent être équipés de barrières de puits mécaniques suffisantes empêchant l'écoulement incontrôlé du réservoir. De plus, il s'agit d'une règle générale selon laquelle aucune défaillance d'une composante ne peut entraîner des conséquences inacceptables.

Pour les puits, cela signifie en termes pratiques qu'un puits doit être équipé de deux barrières de puits contre le réservoir et que les barrières du puits doivent être aussi indépendantes que possible. En outre, il faudra avoir des obstacles suffisants contre des volumes limités comme par exemple Contre la sortie de l'anneau A dans les puits soulevés par le gaz.

Pour les puits en exploitation et les puits fermes, deux barrières de puits indépendantes doivent être en place. Pour les puits qui sont forés ou intervenus, il n'est pas toujours possible d'assurer une indépendance totale. Pour les puits sans l'indépendance totale des barrières du puits, une fiabilité supplémentaire des éléments communs de barrière du puits sera requise ainsi que des exigences plus strictes dans les plans d'intervention d'urgence.[5]

2.3.5. Fonctions de sécurité

Pour un bon fonctionnement, certains éléments de barrière doivent être dans une position ouverte pour pouvoir produire le puits. C'est généralement le DHSV, PMV et PWV. Il est

donc essentiel que ces vannes se referment automatiquement dans des situations où l'alimentation électrique ou hydraulique est perdue ou si un incendie se produit. Il est essentiel que ces vannes soient sécurisées, ce qui signifie que la vanne est conçue pour se déplacer vers la position de sécurité lorsqu'une telle défaillance se produit.

Pour assurer la fonction de sécurité, il est essentiel que les calculs de conception corrects soient effectués. Un exemple est par exemple qu'un DHSV doit avoir un ressort suffisamment résistant, ce qui garantit que la vanne se ferme avec la pression la plus élevée possible sur la ligne de commande après une panne de ligne de commande.[5]

2.3.6. Systèmes de sécurité

Les systèmes de sécurité sont nécessaires à la fois pour s'assurer que les limites opérationnelles ne sont pas dépassées et pour s'assurer que le puits est fermé dans des situations potentiellement dangereuses.

Généralement, les systèmes de sécurité sont nécessaires pour s'assurer que toute injection dans le puits ne sera pas avec une pression plus élevée que les barrières de puits sont construites pour. Dans ce cas, il est très important de protéger le puits avec deux niveaux de système de sécurité:

1. Fermeture automatique du puits lorsqu'une certaine pression est atteinte.
2. Purge automatique de la pression d'injection dans une zone sûre si une certaine pression d'injection est atteinte.

Lorsque l'arrêt involontaire doit être évité, il y aura des alarmes mises en place à certains niveaux de pression, ce qui vous permettra de prendre des mesures manuelles et de réguler la pression.

D'autres systèmes de sécurité typiques protègent contre les effets thermiques sur les volumes enfermés. Lorsque la pression annulaire devient trop élevée en raison de l'échauffement pendant le démarrage, un système de sécurité assurant que le puits est fermé automatiquement à une certaine pression annulaire Prévenir le risque d'échec de barrière en raison de l'effet de température et du manque de régulation de la pression manuelle.

Il est essentiel d'avoir des systèmes de sécurité pour s'assurer que le puits est fermé lorsque des situations d'urgence se produisent lors de l'installation. De plus, les systèmes de sécurité qui ferment le puits lorsque la pression dans le puits devient trop faible doivent être mis en œuvre, car une faible pression indiquera une fuite.

Il peut y avoir besoin de plus ou moins de systèmes de sécurité que les exemples mentionnés ci-dessus. Le besoin général de systèmes de sécurité dépend beaucoup du risque. [5]

2.3.7. Résistance au feu

Il est essentiel que l'enveloppe du puits de sécurité soit résistante au feu en cas d'incendie dans la zone de la tête du puits. Par conséquent, toutes les vannes de barrière doivent

automatiquement passer à une position sûre assurant une résistance au feu dans de tels cas. En outre, tous les joints d'étanchéité XT et tête de puits qui font partie de l'enveloppe de barrière doivent être résistants au feu.

Tout manque de résistance au feu augmentera le risque d'incendie, car le risque de mettre le puits en feu deviendra évident. [5]

2.4. SCHEMA DE BARRIERES DE PUIITS

Un schéma de barrière de puits est une illustration statique du puits et de ses principaux éléments de barrière, où tous les éléments de barrière de puits primaire et secondaire sont marqués de différentes couleurs.

Des exemples de schémas de barrières de puits pour un large éventail de situations de puits sont établis et évalués dans NORSOK D-010. [4]

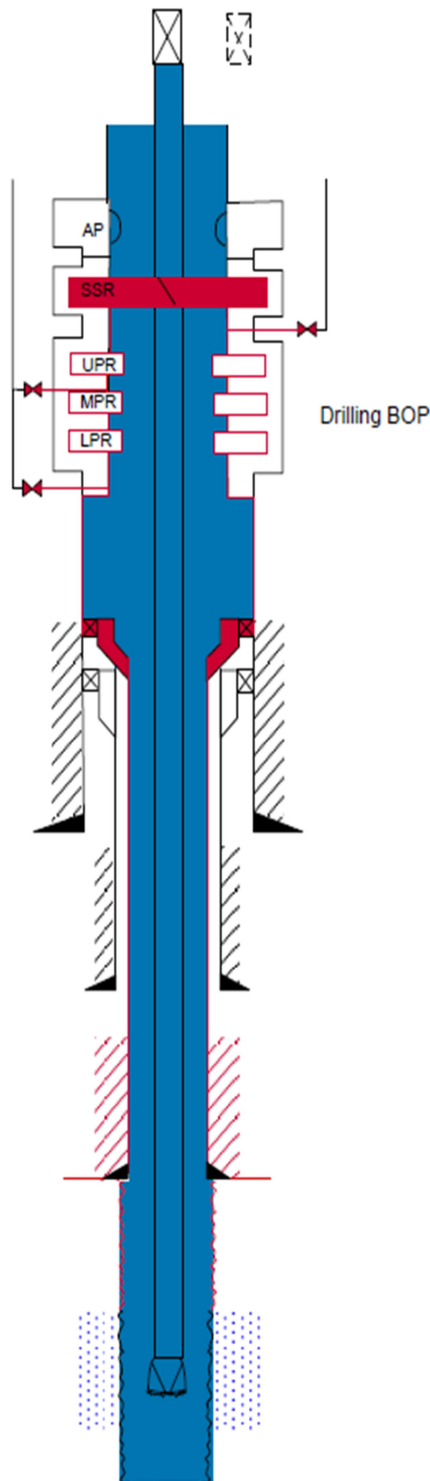
2.4.1. Phase de forage

Au cours de la phase de forage, l'intégrité est principalement associée à la maîtrise de la formation et à la compatibilité du casing avec le puits, de sorte que les forces exercées sur le casing string ne compromettent pas son intégrité. Des exemples de telles forces peuvent être la formation d'effondrement, la dilatation thermique des fluides piégés dans l'annulaire ou des charges dynamiques expérimentées lors de la descente dans le trou du casing. L'usure de casing causée par le forage à long terme et la rotation dans le dernier ensemble de casing est également quelque chose qui affectera l'intégrité du puits si elle n'est pas prise en compte pendant la phase de conception.

Le schéma de barrière de puits ci-dessus montre la configuration typique pour la phase de forage, où la barrière primaire est la colonne de fluide dans le puits. La barrière secondaire est le dernier ensemble et le casing cimenté, avec le BOP, le casing hanger et la tête de puits. [5]

WELL BARRIER SCHEMATIC

5.8.1 Drilling, coring and tripping with shearable drill string



Well data		
Installation/Field:	xxxxx	
Well no:	xxx/xx-xx	Drilling start date: DD.MM.YYYY
Well type:	e.g. oil producer	
MSDP:	xxx bar	
Revision no:	x	Date: DD.MM.YYYY
Well status:	Drilling	
Prepared:	xxxxx (Name and signature)	
Verified:	xxxxx (Name and signature)	
Well barrier elements	Ref. WBEAC tables	Verification of barrier elements
PRIMARY - reservoir		
Well fluid	52	Flow checks/ stable fluid level
SECONDARY - reservoir		
Formation at casing shoe	51	FIT to x.xx sg EMW.
Production casing cement	22	Length: xx mMD > casing shoe Method: volume control/logs and FIT/LOT to x.xx sg EMW at casing shoe
Production casing	2	PT: xxx bar with x.x sg
Production casing hanger with seal assembly	5	PT: xxx bar with x.x sg
WH	5	PT: xxx bar with x.x sg
High pressure riser	26	PT: xxx bar with x.x sg
BOP	4	PT: xxx bar with x.x sg
Notes:		
Disp. no. well integrity issues	Comment	
None		

Figure 2.3: Barrières de sécurité pendant le forage

2.4.2. PHASE DE COMPLETION

On a les mêmes enveloppes de barrière que la phase de forage. Les spécifications des équipements utilisés dans la complétion sont très importantes pour l'intégrité globale du puits, puisque cet équipement est le plus exposé aux fluides du puits pendant la durée de vie du puits. Donc, si l'équipement de complétion sélectionné n'est pas correctement conçu, des problèmes d'intégrité apparaissent à cause de cela. Lors de la sélection des composants pour une réalisation, plusieurs choses doivent être prises en considération, telles que la durée de vie du puits, la composition des fluides, la pression et la température. [5]

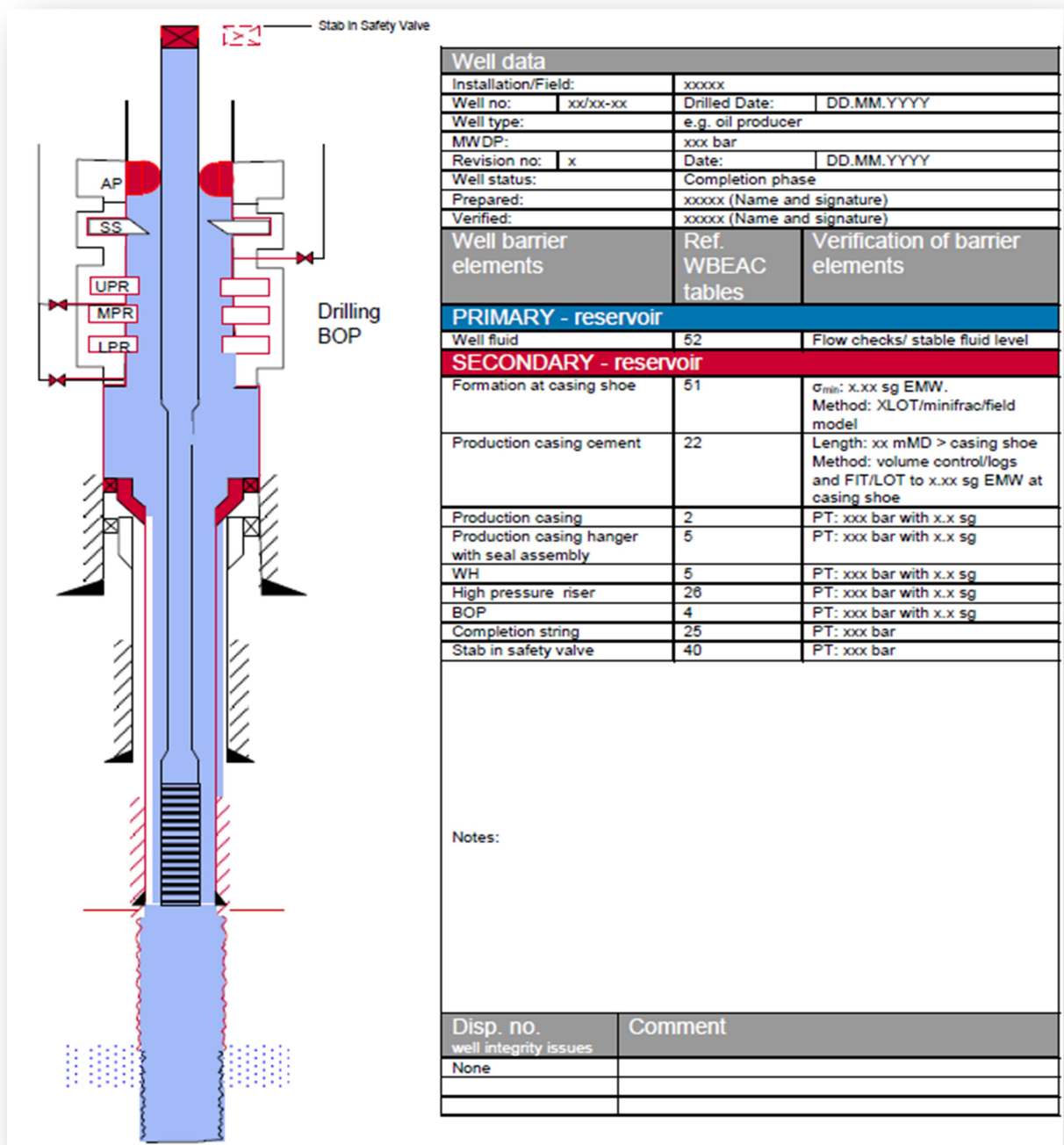


Figure 2.4 : Barrières de sécurité pendant la complétion

2.4.3. Phase production

Au cours de la phase de production, les barrières seront tout à fait différent du moment de forage / complétion du puits. Dans cette phase, plus d'équipements sont installés dans le puits comme l'arbre X-mas est présent sur le dessus du puits. Bien qu'il y ait plus d'équipement pour garder le puits sous contrôle pendant la production, la plupart des problèmes d'intégrité du puits surviennent lorsque le puits produit. C'est parce que la phase de forage et de complétion est une petite partie de la vie d'un puits par rapport à la phase de production.

De même, dans la phase de production, le fluide s'écoule à travers le puits avec des températures, des pressions et une viscosité différentes de celles utilisées pour le forage du puits. [5]

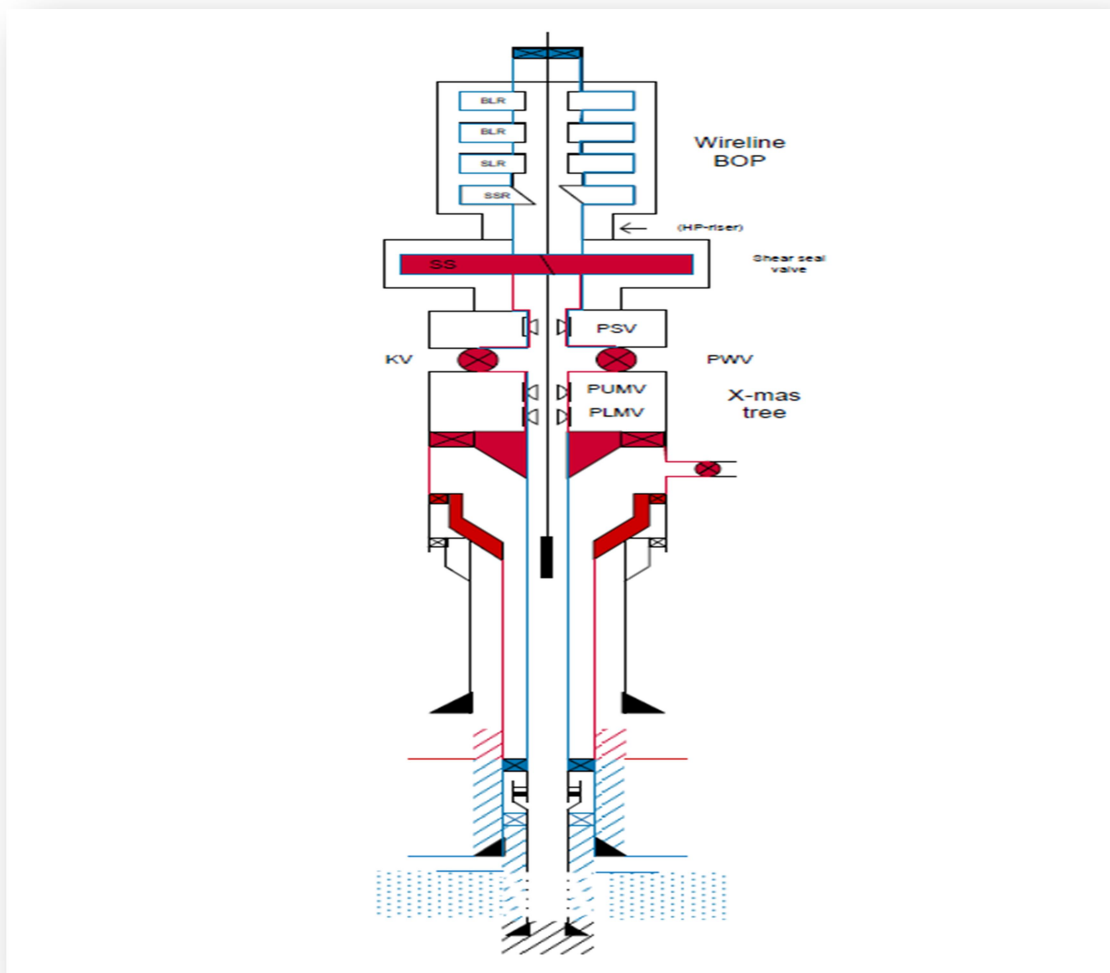


Figure 2.5: Barrières de sécurité pendant la production

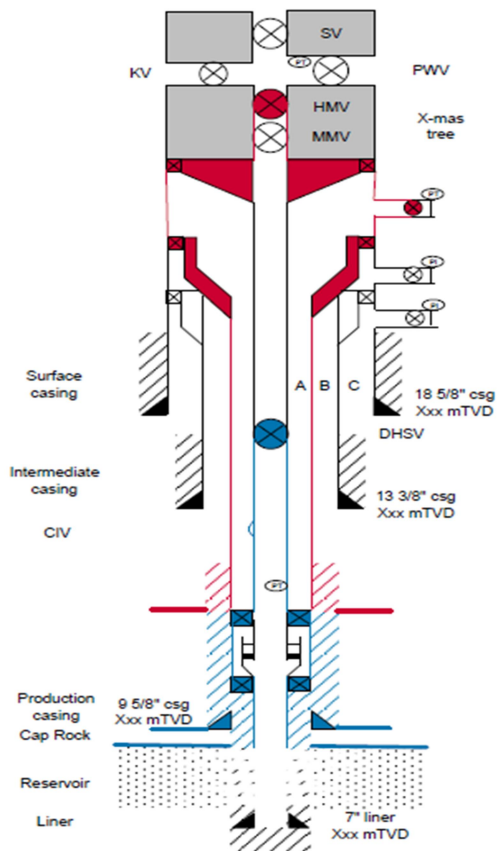
2.4.4. Phase d'intervention

Pendant l'intervention dans un puits vivant, un package d'intervention est installé sur le dessus de l'arbre X-mas pour pouvoir lubrifier les outils d'intervention dans le puits. Les barrières pour l'intervention sur le puits utilise la plupart des éléments de barrière de puits utilisés pour la phase de production, mais la barrière primaire est prolongée dans le package d'intervention du puits car la soupape de sécurité du fond du puits est hors fonction.

Il est très important d'effectuer une évaluation détaillée des risques pour le travail réel et de mettre en œuvre des mesures de réduction des risques. [5]

WELL BARRIER SCHEMATIC
Planned/As built

8.8.1a) Typical platform production/
injection well capable of flowing



Well data		
Installation/Field name:	xxxxx	
Well no:	xx/xx-xx	Completed date: DD.MM.YYYY
Well type:	Oil producer, water injector, etc.	
MWDP:	xxx bar	
Revision no:	x	Date: DD.MM.YYYY
Well status:	Eg. operational/temp. plugged etc.	
Prepared:	xxxxx (Name and signature)	
Verified:	xxxxx (Name and signature)	
Well barrier elements	Ref. WBEAC tables	Verification of barrier elements
PRIMARY - reservoir		
Cap rock	51	σ_{min} : x.xx sg EMW. Method: XLOT/minifrac/field model
Liner cement	22	Length: xx mMD > res. Method: volume control/logs
Liner	2	PT: xxx bar with x.x sg
Liner top packer	43	PT: xxx bar with x.x sg
Formation at casing shoe	n/a	σ_{min} : x.xx sg EMW. Method: XLOT/minifrac/field model
Production casing cement* (shoe to prod.packer)	22	Length: xx mMD, shoe to prod.packer Method: volume control/logs and FIT/LOT to x.xx sg EMW at casing shoe
Production casing (below prod.packer)	2	PT: xxx bar with x.x sg
Production packer	7	IT: xxx bar (or PT: xxx bar with x.x sg)
Production tubing	25	PT: xxx bar with x.x sg
CIV	29	IT low: xxx bar, IT high: xxx bar
DHSV/Controlines	8	IT low: xxx bar, IT high: xxx bar
SECONDARY - reservoir		
Formation at prod.packer	51	σ_{min} : x.xx sg EMW. Method: XLOT/minifrac/field model
Production casing cement* (above prod.packer)	22	Length: xx mMD > prod.packer Method: volume control/logs
Production casing (above prod.packer)	2	PT: xxx bar with x.x sg
Production casing hanger with seal assembly	5	PT: xxx bar with x.x sg
WH/Annulus valve	12	PT: xxx bar with x.x sg
Tubing hanger with seals	10	PT: xxx bar with x.x sg
WH/X-mas tree Connector	5	PT: xxx bar with x.x sg
Tubing hanger neck seal	10	PT: xxx bar with x.x sg
X-mas tree valves	33	PT: xxx bar with x.x sg
Noes:		
Disp. no. well integrity issues	Comment	
None		

Figure 2.6: Barrières de sécurité pendant les opérations

2.4.5. Phase d'abandonnement

Les barrières de puits pour l'abandonnement doivent être placées aussi près que possible de la source d'affluent et, au minimum, à une profondeur qui a une résistance de formation suffisante. Il est important que le ciment ou le matériau de bouchage alternatif recouvre toute la section transversale du puits, y compris tous les annulaires et scelle à la fois verticalement et horizontalement. Comme la tête de puits et les enveloppes seront coupées au-dessous de la surface, il sera très difficile de rentrer dans le puits après. [5]

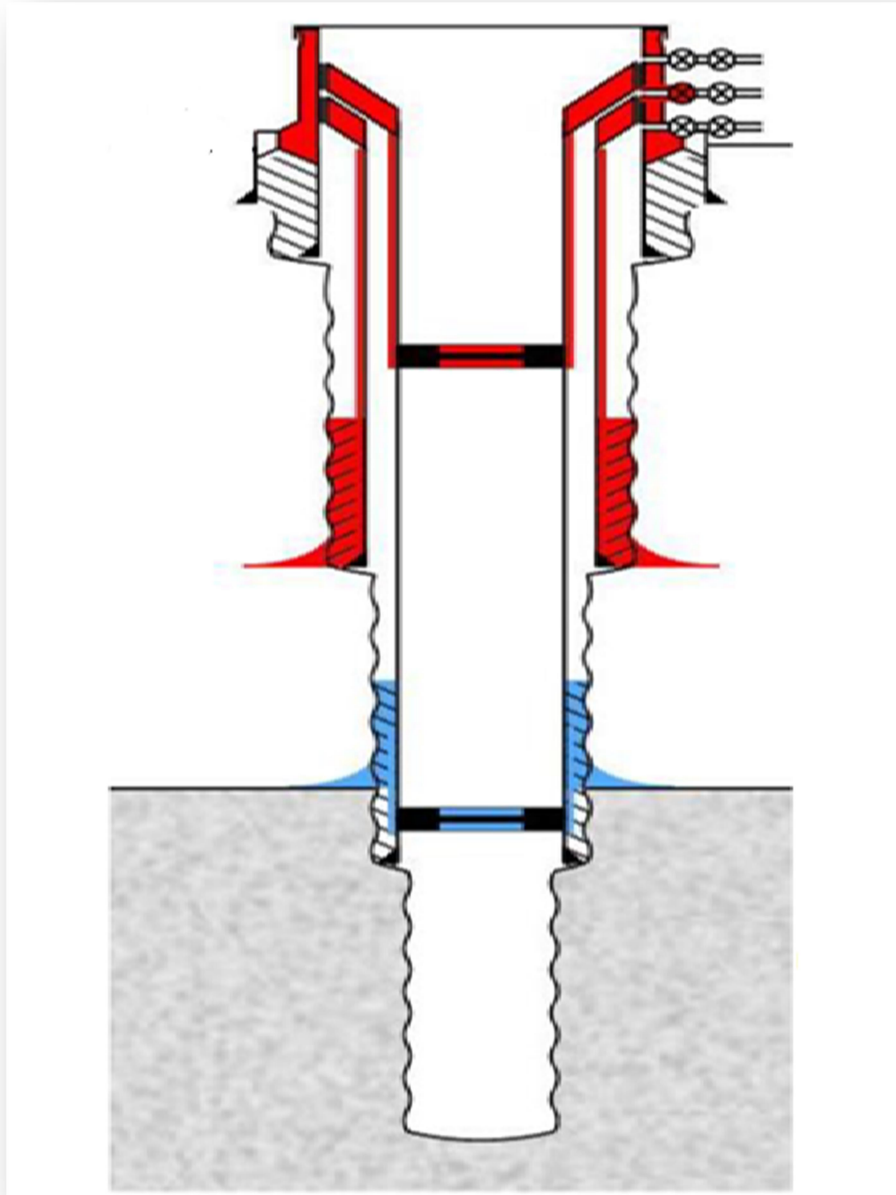


Figure 2.7: Barrières de sécurité pendant l'abandonnement

2.5. DIAGRAMME DE BARRIERES DE PUITS

Les barrières du puits peuvent également être illustrées par un schéma de barrière de puits. Le diagramme de barrière de puits est un réseau illustrant tous les chemins de fuite possibles du réservoir vers l'environnement. Les environnements dépendent de la situation et peuvent être l'environnement extérieur, ou certaines parties du système. Un exemple de diagramme de barrière pour un puits de production est montré dans la figure

Tous les chemins du réservoir aux alentours de la figure sont des chemins de fuite possibles. Si, par exemple, les vannes DHSV et X-mas (y compris les joints d'étanchéité de la tige) ont tous deux des pannes critiques (c.-à-d. Ne pas fermer ou fuir en position fermée), il y a une fuite du réservoir vers l'environnement. Un diagramme de barrière peut être dessiné de différentes façons

Les diagrammes de puits sont les mieux adaptés aux situations statiques, c'est-à-dire aux puits en production. Les diagrammes de barrières sont utiles pour garder une vue d'ensemble lors de l'analyse de divers dispositifs de barrière de puits et pour l'analyse de la fiabilité des barrières. [4]

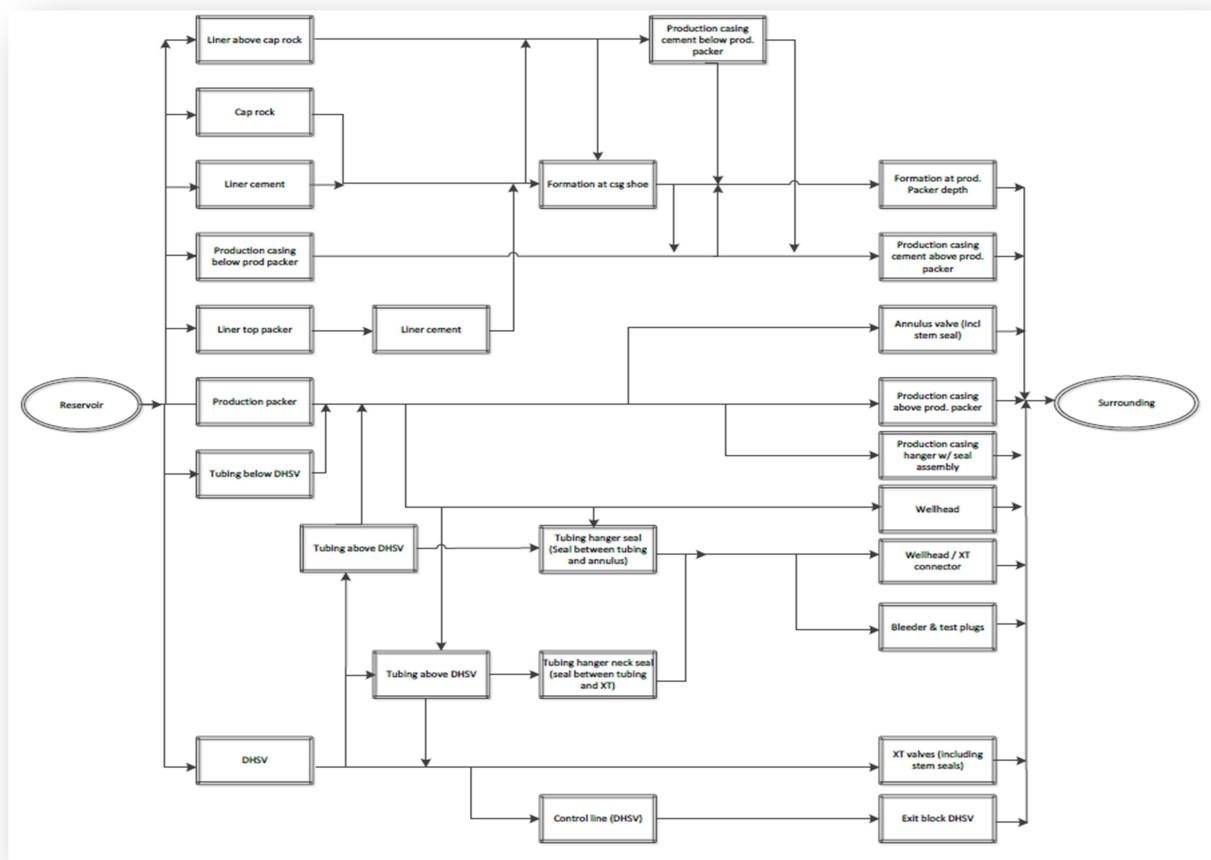


Figure 2.8: Diagramme de barrières de puits

2.6. EXEMPLES DE PERTE D'INTEGRITE DE PUITES

2.6.1. Deepwater Horizon

L'explosion de *deepwater horizon* (golfe du Mexique) appelé aussi marée noire, désigne une explosion et un incendie considérable déclarés, le 20 Avril 2010, sur la plate-forme pétrolière *Deepwater Horizon*.

Elle coule deux jours plus tard, et repose désormais par 1500 m de fond. Avant ces événements, 115 personnes étaient présentes sur la plate-forme. Parmi celles-ci, onze personnes ont d'abord été portées disparues puis déclarées officiellement décédées. En outre, 17 blessés ont été recensés parmi les personnes rapatriées sur le continent.

Plusieurs fuites ont été produites lors de l'exploitation, libérant le pétrole de son réservoir.

La cause principale est que le dernier dispositif de sécurité associé à la foreuse a lâché, rendant non opérationnelle la coupure de sécurité et les autres barrières empêchant le flux de pétrole de se vider dans la mer.

La marée noire s'étendait sur près de 4800 km² et a pollué plus de 1700 km de zones marécageuses et de plages.[6]



Figure 2.9: Catastrophe du golfe du Mexique

2.6.2. La cave de Haoud Berkaoui en Algérie

Le 26 Octobre 1986, un incident géologique majeur a eu lieu en Algérie. Un affaissement de terrain s'est produit sur le champ pétrolifère de Haoud Berkaoui, au sud-ouest de la ville d'Ouargla. Un cratère de 80 m de profondeur et de près de 200 m de diamètre s'est créé. Le puits de pétrole OKN-32 venait d'être englouti. Il est à l'origine de cet écroulement de terrain. Quelques mois plus tard, au printemps 1987, le cratère s'est étendu au puits pétrolier voisin. L'effondrement avait grossi à 320 m de diamètre. Depuis cette date, le cratère continue inexorablement de s'étendre, avec des conséquences écologiques majeures sur la pollution des nappes phréatiques.

Une estimation actuelle du diamètre du cratère est d'environ 350 m. Le diamètre progresse d'environ un mètre par an.

Les failles qui entourent le cratère -comme des stries circulaires- sont un signe inquiétant. Un nouvel affaissement brutal de terrain est du domaine du probable. L'effondrement pourrait potentiellement passer à 500 m. Comme une tumeur maligne, l'affaissement du terrain et du sous-sol va continuer à grossir. [7]



Figure 20.10: La cave de Haoud Berkaoui

Chapitre III :
***Systeme de Gestion
d'Intégrité des Puits
pour la phase
opérationnelle***

3.1. INTRODUCTION

L'intégrité de puits et une approche multidisciplinaire qui a pour but d'assurer la fonctionnalité de tous les équipements de puits, et leur maintenance pendant tout le cycle de vie du puits. Pour cela un système appelé Système de Gestion d'Intégrité de Puits (Well Integrity Management System ou WIMS) et mise en place, et qui représente la philosophie de gestion des risques de l'entreprise.

On va voir dans ce chapitre un aperçu sur le système de gestion d'intégrité de puits dans la phase opérationnelle (O-WIMS) adapté dans la société ISG (JV).

3.2. PRÉSENTATION DU PROJET ISG

Le projet ISG est le plus grand projet de gaz sec en Algérie. Il implique l'exploitation d'un ensemble de blocs de gaz localisé dans la partie centrale sud de l'Algérie, connue sous le nom de District 3 (une réserve d'hydrocarbures prouvée de 110.000 km²), et l'exportation du gaz commercial vers le sud de l'Europe. Le projet ISG est réalisé grâce à exploitation conjointe (JV, Joint-Venture) entre SONATRACH, la Compagnie nationale de pétrole et de gaz de l'Algérie et ses partenaires, BP et STATOIL. La Société ISG (JV) est l'opérateur du projet.

Actuellement le projet ISG envisage l'exploitation de sept (7) des huit (8) blocs grâce à l'utilisation d'une approche phasée, comprenant deux projets clés. La découverte des champs a été comme suit :

- Teguentour 1957
- In Salah 1957
- Krechba 1958
- REG 1962
- Garet el Befinat 1983
- Gour Mahmoud 1988
- Hassi Moumene 1990

3.2.1. Le projet ISG Phase I:

Cette étape implique l'exploration et l'exploitation de trois blocs localisés sur le Plateau du Tademaït. Ces blocs, connus sous le nom des blocs du nord (Teguentour [-Teg-], REG, et Krechba), sont opérationnels depuis juillet 2004. Le gaz extrait de ces blocs est transporté vers des installations localisées à Hassi R'Mel pour plus de traitement et pour sa distribution.

3.2.2. Le projet ISG SF

Ce projet implique l'évaluation et l'exploitation de quatre blocs localisés sur la Plaine de Tidikelt, dans laquelle ont eu lieu auparavant des activités sismiques et de forage. Ces blocs, connus sous le nom des blocs sud (Gour Mahmoud [GMD], In Salah [IS], Hassi Moumene [HMN] et Garet El Befinat [GBF]).

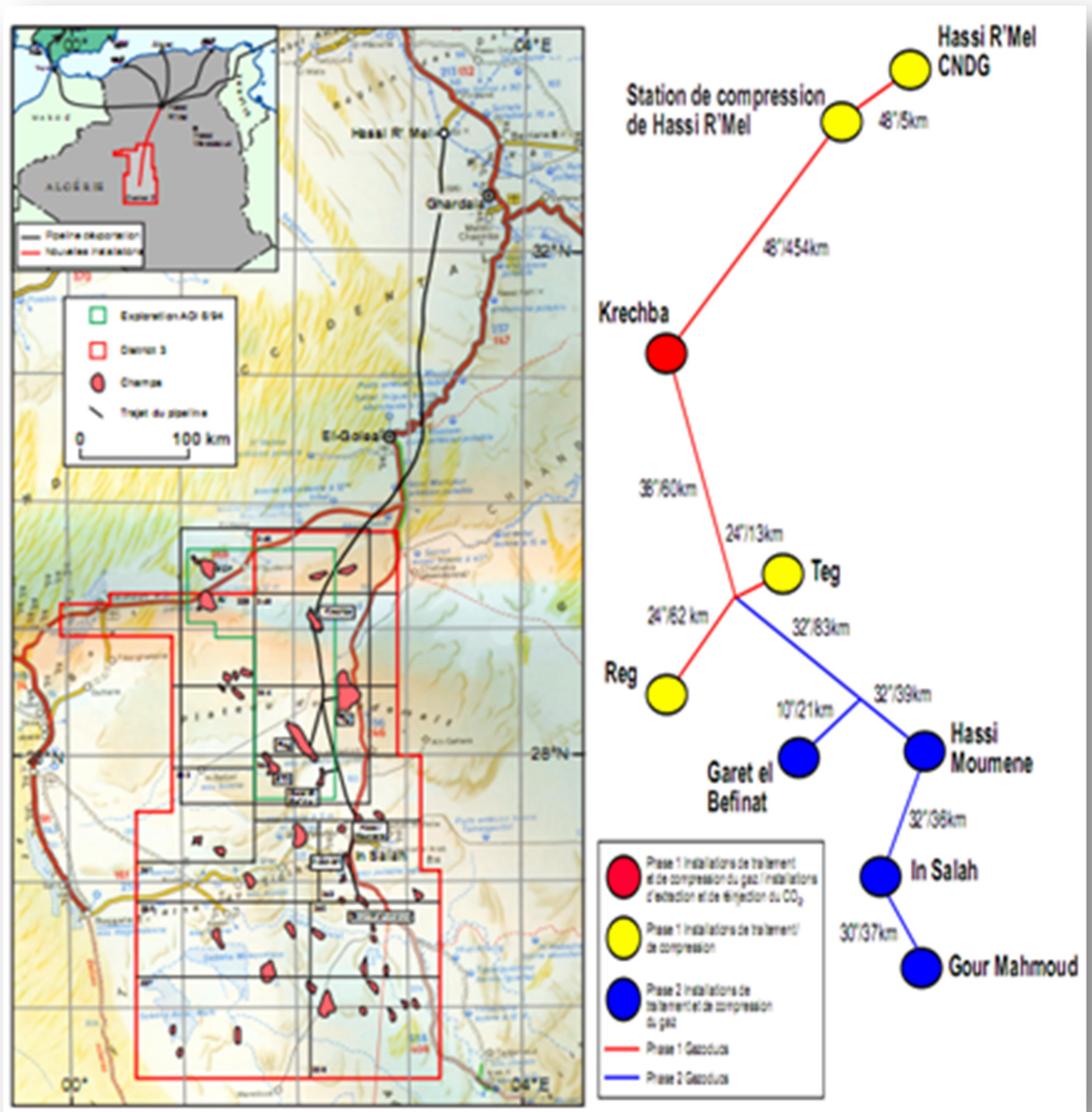


Figure 3.1 : Implantation du projet In Saleh Gas

3.3. ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL (EIES)

L'EIES a été développée afin de fournir des directives de gestion des activités du projet proposé, à l'intérieur de la zone du projet. Le développement de cette EIES représente un élément du processus d'Environnement, hygiène et sécurité (EHS) et de gestion sociale pour le projet. Les décisions concernant la réalisation des installations, la conception des installations ainsi que les paramètres d'exploitation effectuées.

L'EIES a été établi pour fournir une compréhension du projet proposé, de l'environnement qui pourrait être affecté, des impacts qui pourraient se produire et des mesures prises pour éviter ou réduire ces impacts.

Les exigences d'ISG pour l'EIES comprennent la conformité avec les exigences légales Algériennes, les Normes internationales pertinentes, et les normes de la compagnie des partenaires de l'ISG.[8]

3.4. INTEGRITE DE PUIITS DANS LA PHASE OPERATIONNELLE

L'intégrité du puits dans son ensemble implique la conception et l'installation de l'équipement de puits plus l'opération et la maintenance de tous les équipements de puits à la fois pour assurer le confinement des puits de production ou d'injections des liquides pour la vie d'un puits.

L'intégrité du puits est critique car elle:

- Réduit les risques liés aux opérations avec le but suivant: pas d'accident, pas de mal aux personnes, aucun dommage à l'environnement.
- S'assurer que les équipements critiques pour la sécurité répondent aux exigences.
- Améliore les performances commerciales.
- Élimine l'escalade des défauts grâce à un suivi rigoureux.

La conception et la construction des puits sont réalisées par l'équipe de puits/ forage suivant les normes et les procédures national et international.

Le système de gestion de l'intégrité des opérations (O-WIMS) englobe la tête du puits l'équipement de surface et son bon fonctionnement, comme l'arbre de Noël, les vannes d'arbres de Noël; LMV, UMV, Swab, Kill & Wing, vanne de sécurité de surface (WSSV) et soupape de sécurité de sous-surface (SSSV) après l'installation et le transfert.

En outre, les joints d'étanchéité et de tubage, les tubes de production, les emballeurs de production et les tubes de puits et Le boîtier sera surveillé par l'intégrité.

En cas de problèmes d'intégrité ou de comportement anormal des joints tubulaires, tubulaires et Packer, il sera signalé à l'équipe JV Wells dans HMD pour obtenir des conseils sur une enquête plus approfondie et mesures correctives.

L'O-WIMS (Opérations- well integrity management système 'en anglais', ou système de gestion d'intégrité de puits_ opération 'en français') garantit que l'intégrité de l'intégrité est gérée tout au long du cycle de vie des puits lorsqu'ils passent de la Construction du puits aux Operations et garantissent que les bonnes normes et les procédures sont appliquées.[9]

3.5. OBJECTIF

Il est prévu que tout puits avec des défauts mécaniques soit identifié, évalué et réparé (Si pratique) en temps opportun et de manière cohérente. Le non-respect de ses consignes pourrait entraîner des blessures des gens, les dommages causés à l'environnement, des dommages causés aux équipements et / ou la perte de production.

O-WIMS est le système par lequel les opérations démontrent, de manière vérifiable, qu'il est gérant l'intégrité des puits et en particulier ses éléments critiques pour la sécurité.

Ceci est destiné à être un document contrôlé. Il sera révisé et mis à jour après tout changements ou ajouts d'intégrité du puits, lorsque de nouveaux types de puits sont introduits et plus d'expérience d'exploitation est acquise avec les puits existants. Tout problème ou préoccupation impliquant de bonnes conditions ou procédures devrait être étudié et discuté et Les opérations du puits devraient s'arrêter jusqu'à ce que le problème soit résolu.

Le conseiller d'intervention ou le chef d'équipe des opérations doit mettre à jour et examiner ce manuel chaque année.

Le but de ce document (O-WIMS) est de veiller à ce que la maintenance et l'intégrité de tous les composants du puits sont conformes aux réglementations et aux normes international, selon la spécification des exigences minimales pour la maintenance, l'inspection et les essais des équipements de sécurité critiques.[9]

3.6. VUE GENERAL SUR LE SYSTEME

Le système de gestion de l'intégrité des puits devrait être basé sur une approche Plan-Faire-Mesure-apprendre afin de gérer le système de procédures et de processus. Cette approche est également une base pour le modèle de qualité ISO 14001 et garantit une amélioration continue et une livraison de haut niveau.

Plan:

- Identifier les exigences de réduction des risques opérationnels, les équipements critiques de sécurité (SCE) et les normes de performance associées.
- Élaborer des programmes d'atténuation, de suivi, de maintenance et d'inspection nécessaires pour réduire les risques.
- Planification et planification des programmes, y compris la main-d'œuvre, les installations, l'équipement et les ressources financières nécessaires pour mettre en œuvre la stratégie.
- Définir les responsabilités et les attentes de chaque équipe, y compris l'interface entre les équipes et le transfert de données / informations entre les équipes.
- Procédures d'intervention et d'intervention.

Faire:

- Mettre en œuvre les programmes selon le calendrier avec coordination et coopération entre les équipes d'opérations et de maintenance.

Apprendre:

- Les données de performance devraient être suivies et analysées au fil du temps afin de fournir des évaluations ponctuelles et des tendances de performance.
- La taille et la tendance de tout écart entre les performances prévues et les performances réelles devraient être revues et un plan d'action correctif élaboré.

Mesure:

- Mesurer et collecter des données pour chaque indicateur de performance (IP).

La FTA (formal technical assessment) ou évaluation technique formelle est un examen de l'intégrité des puits, à laquelle participent un personnel technique pertinent et a une fréquence minimale d'une fois par an. En définissant et révisant les objectifs et les indicateurs clés de performance, ce processus devrait fournir une assurance et des ajustements à offrir une amélioration continue. Il fournit également une philosophie pour examiner l'intégrité du puits, au cours du cycle de vie complet et, par conséquent, l'FTA devrait être menée par l'équipe d'intervention qui a participé aux puits.

La FTA passe en revue le journal d'action, toute maintenance en retard, toute modification et tous échecs des SCE. Des examens réguliers de la performance et de rendement par rapport à ces objectifs Conduire des actions correctives et tout changement approprié dans les objectifs à mesure que les installations vieillissent. Les résultats sont des journaux d'action mis à jour et un état d'intégrité du puits.[9]

3.7. PROCESSUS

3.7.1. Phase de construction

La Phase de construction du puits n'est réalisée que pour chaque nouveau puits par l'équipe de puits. Le puits est ensuite remis à l'équipe d'opérations sur le terrain et il entre dans un processus continu. Le puits ne laisse que ce processus après le déclassement final de son champ. L'équipe des opérations /Maintenance des équipements de chaque site est la seule responsable du puits après la construction finale et la mise en service lorsqu'il leur est remis. Afin de s'assurer que les puits sont exploités et entretenus de manière sécurisée, l'équipe de production prendra l'avantage de l'intégrité de l'organisation opérationnelle et conseillera / prend en charge les différents sites en conséquence.[9]

3.7.1.1. Équipements critiques de sécurité (SCE) et normes de performance

Avant qu'un nouveau puits passe de la phase de construction à la phase d'exploitation, les équipements critiques de sécurité (SCE) et les normes de performance relatives à chaque SCE sont identifiés et inclus dans la documentation de la part de l'équipe de puits. Dans l'enveloppe du puits, les SCE devraient au moins inclure le tube de production, le Packer de production, TRSSSV, boîtier de production, ciment derrière le casing, cintre, La soupape maîtresse inférieure et la WSSV. [9]

3.7.1.2. Transfert initial du puits

Un nouveau puits n'entre pas dans O-WIMS qu'une fois qu'il a été formellement remis de l'équipe de puits. Elle doit suivre le processus de transfert du puits selon les directives d'exploitation efficaces. Les procédures d'exploitation efficaces et le certificat de transfert officiel approuvé doivent être stockés dans les fichiers du puits et les procédures opérationnelles seront mises à jour.

Il incombe à l'équipe de puits de démontrer que l'intégrité a été réalisée tel que:

- Tous les nouveaux puits ont été conçus, construits et mis en service en utilisant le Processus, pratiques et procédures appropriés.
- Tous les nouveaux puits ont été conçus avec des risques réduits aussi peu que raisonnablement pratique. [9]

3.7.2. Phase des opérations

3.7.2.1. Production

Une fois que le transfert initial pour les puits producteurs a été achevé, trois parties principales de l'O-WIMS doivent être en place, qui sont:

- Opérations:
 - Procédures d'exploitation efficaces.
 - Procédures d'intervention du puits.
 - Programme d'intégrité tubing/ casing- Suivi.
 - Programme d'inspection, d'entretien et de test de tête de puits/ arbre de Noël.
- Surveillance:

La surveillance de routine, l'échantillonnage, le test du nouveau puits et son fluide pendant les opérations normales devront être mis à jour et être exécuté de façon continue. Les données recueillies sont enregistrées à des fins de référence et d'audit, conformément aux normes de performance requises pour assurer l'intégrité du puits. Ceci comprend:

- Programme de surveillance de l'intégrité tubing/casing.

-Programme d'inspection, d'entretien et de test de tête de puits/ arbre de Noël.

-Programme d'intégrité des vannes de sécurité du fond de puits (DHSV).

L'équipe d'intervention des opérations effectue principalement les routines de surveillance.

• Entretien:

La maintenance des puits et comment la maintenance est enregistrée doivent être mises à jour pour permettre la démonstration de l'intégrité continue du puits. La plupart des tâches de maintenance, d'essai et d'inspection sont fournies par des exigences et les recommandations. [9]

3.7.2.2. *Maintien et amélioration de O-WINS sur un cycle de vie complet*

Tout changement dans un système de conception ou de sécurité du puits tout au long du cycle de vie du puits qui affecte matériellement son intégrité ou son enveloppe de fonctionnement, est une modification. Les points suivants couvrent ce qui est nécessaire pour effectuer tout type de modification dans un puits:

- Gestion du changement: Une évaluation des risques appropriée doit être faite pour s'assurer que la modification proposée ne compromette pas l'intégrité du puits.

- Procédure de transfert du puits, une partie des Lignes directrices sur le bon fonctionnement.

- Procédures de travail de puits. [9]

3.7.3. Exigences d'intégrité de puits

Les normes de la gestion de l'intégrité définissent les exigences minimales pour l'Intégrité du puits. Des exigences bien spécifiques sont mentionnées. Le système de gestion de l'intégrité de puits (WIMS) définit le cadre stratégique pour la manière dont ces exigences sont traitées dans les opérations.

L'O-WIMS se résume comme suit:

• La politique de forage et de contrôle de puits de BP s'applique pendant tout le temps de la construction à l'abandon. Cette politique devrait être clairement comprise par tous les intervenants dans les opérations de puits, les activités d'intervention et les Opérations de forage.

• Les personnes responsables de l'intégrité du puits sont identifiées.

• Les limites maximales admissibles de la pression superficielle de (MAASP) ont été établies par l'équipe de forage et de complétion. Lorsque les pressions annulaires sont proches des limites de MAASP, la condition doit être signalée à l'équipe d'intervention du site pour que les mesures appropriées soient prises.

- Les limites maximales de la pression superficielle de l'annulaire d'exploitation (MOASP) ont été établies par l'équipe de forage et de complétion. Lorsque la pression annulaire soit proche ou égale aux limites MOASP, la condition doit être signalée à l'équipe d'intervention du site pour l'information et l'inspection. Si cette condition est confirmée, le puits sera défini comme un puits anormal.
- L'équipe d'intervention lance des travaux de diagnostic et des plans d'intervention requis, pour des conditions anormales.
- L'entretien préventif des vannes de tête de puits et d'arbre de Noël est effectué de façon régulière, par exemple: graissage et essais d'afflux de toutes les vannes.
- Le puit nécessite deux barrières compétentes qui peuvent empêcher la libération incontrôlée de fluides de réservoir dans l'environnement extérieur.
- Des normes de performance sont établies pour toutes les vannes de sécurité de l'arbre de Noël et du sous-sol en fonction des pratiques recommandées (par exemple API RP 6A, 14B, 14H).
- Le puits avec des valeurs annulaires de communication, de l'arbre de Noël ou de la soupape de sécurité souterraine supérieures aux normes de performance établies, exige une évaluation des risques par le contrôle technique pour continuer l'opération.
- Une dispense pour continuer l'opération sera obtenue grâce au processus de gestion du changement. [9]

3.7.4. Responsabilités et Compétences

3.7.4.1. Rôles et responsabilités

Il faut une responsabilité unique pour la gestion de l'intégrité, qui est le président de l'entreprise. Un chef de projet doit nommer une équipe d'experts-conseils et d'assistance technique des puits pour fournir des conseils et des conseils sur les processus et les systèmes de gestion des risques liés à l'intégrité physique. [9]

3.7.4.2. Compétences en gestion de l'intégrité du puits

Tout le personnel professionnel, superviseur, opérationnel et de maintenance impliqué dans l'activité de puits doit être compétent pour gérer la livraison de l'intégrité et l'assurance du puits tout au long du cycle de vie complet de chaque puits. Les niveaux de compétences requises varieront, mais chacun comprendra le concept et les objectifs de base. [9]

3.7.5. Directives d'exploitation de puits

Un document officiellement approuvé spécifiant les Lignes directrices sur l'exploitation efficace est disponible. Ce document aborde les opérations quotidiennes de puits et couvre différents sujets tels que les procédures de démarrage, les mouvements de tête de puits, la gestion de la corrosion / érosion et les procédures d'exploitation des puits anormales.

Des instructions d'utilisation hebdomadaires seront nécessaires, y compris les comportements anormaux détectés ou les problèmes d'intégrité du puits, les instructions temporaires à effectuer au cours de la semaine à venir ainsi que le plan de surveillance à court terme. [9]

3.7.6. Directives d'intervention de puits

Les Interventions et leurs implications pour l'intégrité sont gérées par une équipe d'intervention et en particulier par les ingénieurs d'intervention de. Toutes les interventions de puits seront effectuées sur la base d'un document qui décrit les instructions. La plupart des interventions de puits sont des opérations de routine où des procédures se trouvent dans ce document. [9]

3.8. SYSTEME DE SECURITE DU PUIITS

3.8.1. Politique générale de sécurité du puits

Tous les puits fonctionneront avec deux barrières compétentes qui peuvent empêcher la libération incontrôlée de fluides de réservoir dans l'environnement extérieur.

La gamme indésirable des rejets des liquides de réservoir peut être regroupée en deux catégories principales: la libération atmosphérique et l'éruption souterraine. Le packer de production, les tubes de production et vanne SSSV définissent la barrière principale. Le casing de production, le ciment, l'arbre de Noël, les vannes principales, la valve annulaire primaire A, et le tubing hanger définissent en grande partie la barrière secondaire.

Chaque barrière doit faire l'objet d'un test d'étanchéité au cours de la construction du puits avant le transfert de puits aux opérations.

L'objectif des Programme d'intégrité tubing / casing, Programme d'inspection / maintenance et de tests des arbres de Noël et le programme d'intégrité des annulaires et des Vannes de sécurité consiste à connaître l'état des barrières et réagir de manière appropriée à un changement dans ce statut. [9]

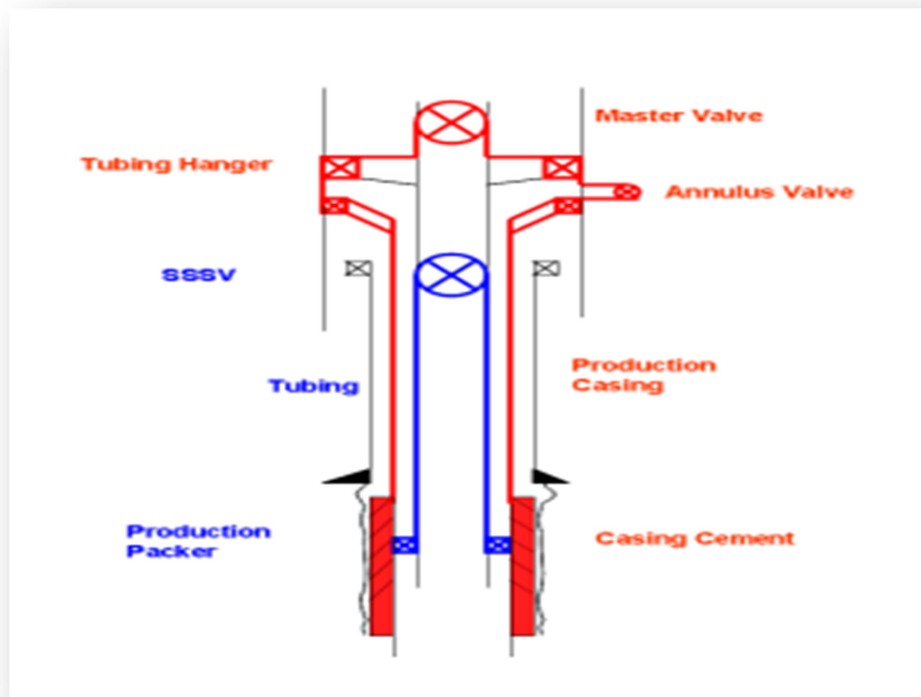


Figure 3.2 : Schéma des barrières de puits

3.8.2. Programme d'intégrité tubing/casing

Un document spécifiant le programme d'intégrité tubing /casing doit être disponible. Ce document traite des éléments suivants nécessaires pour minimiser tous les risques liés à la communication annulaire:

- Surveillance de la pression, enregistrement et évaluation.
- Établissement de la pression maximale de surface annulaire opérationnel (MOASP) et la pression de surface maximale annulaire admissible (MAASP).
- Gestion de la pression annulaire, y compris les procédures de purge.
- Méthode d'évaluation pour les puits avec communication annulaire.

Les valeurs MOASP et MAASP pour chaque puits doivent être revues et révisées chaque année. Ces valeurs devraient également être disponibles dans les instructions d'utilisation des objectifs hebdomadaires de production de puits. [9]

3.8.3. Programme d'inspection, de maintenance et de test de l'arbre de Noël / tête de puits

Pour ce programme, l'arbre et la tête de puits doivent être considérés comme étant tous les composants de surface en amont de la vanne d'étranglement de production, y compris les bobines casing et de tubing, les vannes, les bouchons, les brides et tous les autres équipements connectés aux composants de l'arbre de Noël. [9]

L'entretien régulier et l'inspection et l'essai de l'intégrité de l'arbre de Noël, ses vannes et sa tête de puits sont essentiels pour assurer une intégrité continue pendant la durée de vie du puits.

La tête de puits est essentielle pour assurer une intégrité continue pendant la vie du puits. Un document en tant que programme d'inspection, de maintenance et de test de l'arbre de Noël doit être effectué.

Ce document détaille les cycles de maintenance, les cycles d'inspection et de test d'intégrité et les critères de certification pour chacune des vannes de sécurité ainsi que la manière dont le processus sera mis en œuvre. Il doit être adopté et mis en œuvre pour fournir un moyen de surveiller de l'état de l'arbre de Noël et de la tête du puits. [9]

3.8.4. Programme d'intégrité des vannes de sécurité de fond (DHSV)

Un programme d'intégrité DHSV formel et approuvé est développé qui tient compte des risques du cycle de vie complet. Les programmes de maintenance et de test sont définis et suivent la même philosophie d'assurance que la maintenance régulière et le test des vannes des arbres. Les activités d'intégrité sont signalées et enregistrées pour optimiser les tests, la maintenance et les réparations en analysant les résultats des tests lors de l'examen annuel.

3.8.5. Gestion de données

3.8.5.1. La documentation

C'est une exigence obligatoire de l'O-WIMS que tous les tests soient documentés et enregistrés conformément aux exigences des sections individuelles de cette politique. Des enregistrements papier seront effectués sur place au moment du test. Les détails sommaires des tests effectués et les résultats seront entrés dans une base de données de gestion de l'intégrité des puits. [9]

3.8.5.2. Les rapports

Un rapport trimestriel doit être établi montrant l'état de tous les systèmes ou éléments inclus dans le schéma O-WIMS. Tout équipement qui ne parvient pas à tester conformément aux critères définis doit être immédiatement pour prendre des mesures correctives pour atténuer les risques liés à l'échec. [9]

Chapitre IV :
Application de WIMS
sur le puits HSM-5

4.1. INTRODUCTION

Les pertes de circulation sont un problème qui se manifeste souvent dans l'une des phases de l'architecture du puits.

Dans le champ de Hassi Moumen et au niveau de puits HSM-5, le forage de phase 8^{1/2} est assez problématique à cause des pertes de circulation au niveau du réservoir (formation D50). Elles retardent considérablement l'avancement du forage et nécessitent des remèdes coûteux.

L'étude des pertes de circulation dans un appareil de forage dans la phase 8^{1/2} du puits HSM-5, situé dans le champ de Hassi Moumen, est l'objet de ce chapitre.

4.2. CONDITIONS DE FOND LORS DU FORAGE DE LA PHASE 8^{1/2}

4.2.1. Paramètres de forage

La finalité d'un forage c'est d'attendre l'objectif qui est le réservoir, pour cela l'opération de forage nécessite trois fonctions principales qui sont mentionnée dans le tableau suivant :

Tableau 4.1. Paramètres de forage.

Paramètres	RPM (tr/min)	WOB (t)	Q (gpm)
valeurs	135	4-10	371.2

4.2.2. Caractéristiques de boue

La boue de forage assure plusieurs fonctionnalités, parmi ces taches est d'assurer le bon nettoyage du fond du trou ainsi l'application d'une contrainte axial appelé pression hydrostatique. Durant le forage du puits HMN-5 la boue est caractérisée comme suite :

Tableau 4.2. Paramètres de boue.

Fluide de forage		
type	OBM	
Profondeur	1898	m
Température	130°	°C
Densité	1.12	sg
Viscosité	48	s/qt
ECD	1.17	sg
YP	12	lbf/100ft ²

4.2.3. Garniture de forage

La garniture de forage c'est l'ensemble d'assemblage des différents éléments constitutifs, Appelé aussi train de tige. Le train de tige assure la transmission des vitesses de rotation et la canalisation du fluide de forage jusqu' à l'outil de forage, le tableau 2 indique la composition de la garniture de forage :

Tableau 4.3 : Éléments de garniture de forage

Composition de la garniture de forage		
Éléments	Nombre	Longueur (m)
Bit	1	0.25
Mud motor	1	4.13
sub	2	2.22
MWD	3	22.97
Drill collar	1	8.77
Port collar/ diverter	1	0.8
Heavy weight	40	460.26
jar	1	9.87
		Totale 509.27

4.2.4. Stratigraphie

Le puits HMN-5 est un puits de développement horizontal situé à In Salah, sa profondeur final est 2473m. L'objectif du forage de ce puits est d'atteindre le réservoir dans la formation D55, dont la densité au toit de la formation et de 1.06 sg, et la pression de pore (gisement) a la cote 1189m et de 1789 Psi.

La formation D55 est de l'âge DEVONIAN, et se compose des Grès en forme de quartz gris, fin à très grossier, subarrondi, modérément trié, cimenté avec une matrice a base du calcaire fossilifère, et des Mudstone gris foncé à noir, dur, micacé, pyrétique et limon.

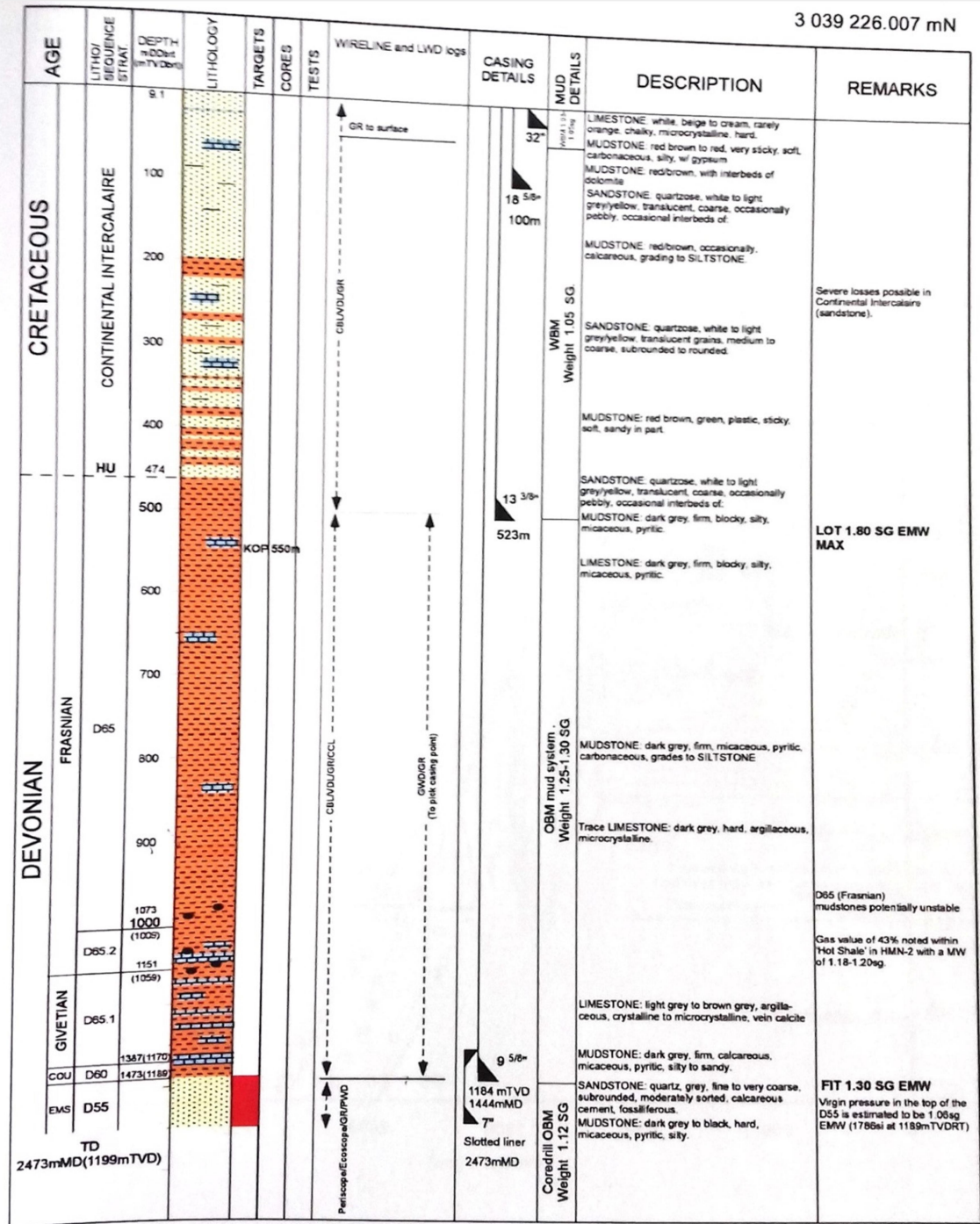


Figure 4.1 : Stratigraphie tu puits HSM-5

4.2.5. Risques potentiels durant le forage de la phase 8^{1/2}

Durant le forage de la phase 8^{1/2}, le puits est exposé à plusieurs risques et problèmes qui peuvent nous mener à des retards de l'avancement des opérations de forage, et engendrer des pertes financières. Donc une étude pour prévenir et déterminer les risques et ces conséquences est nécessaire.

Les risques potentiels durant le déroulement des opérations sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau 2.4 : Risques potentiels

Risques	Description des conséquences
Déversement d'OBM	Des dommages environnementaux, nuire aux personnes, problèmes de réputation.
Nettoyage des trous médiocres	Accumulation des déblais
Perte d'infiltration	Atténuation du mud cack
perte totale	Contrôle du puits, opérations suspendues
Coincement	Temps et coût perdu
Dégâts de formation	Temps et coût perdu
Pas capable de réaliser des chevrons planifiés	Incapable d'atterrir comme prévu, le temps de perte, le sidtrack possible
Haute vibration (stick-slip)	Échecs des outils de fond, faible ROP
trou réduit	Coincement des pipes
L'endommagement RSS(moteur) et/ou échec MWD/LWD	Perte de la trajectoire, et perte d'enregistrement en temps réel

4.3. ETUDE DU PHENOMENE DE PERETE TOTALE DANS LA PHASE 8^{1/2} DU PUIITS (HSM-5) :

4.3.1. Définitions et aperçus

Les pertes de circulation sont la conséquence logique des déséquilibres de pression, existante ou créés, entre le milieu traversé et le fluide utilisé en forage.

Dans le forage lorsqu'on dit qu'on a une perte totale cela veut dire qu'on n'a pas de retour de boue au niveau de la goulotte et les tamis. Cette perte est fréquente dans les terrains caverneux, fissurés et les terrains fracturés par la boue de forage.

Le cas du puits horizontal (HMM-5) illustre bien une perte de circulation totale dans la phase 8 ^{1/2}, à une profondeur de 1189m, donc au niveau du réservoir D55.

4.3.2. Préventions de la perte de circulation

La prévention complète de la circulation perdue est impossible, car certaines formations, telles que des zones fracturées, cavernueuses ou à haute perméabilité, ne sont pas évitables. Cependant, la limitation de la perte de circulation est possible si certaines précautions sont prises, en particulier celles liées aux fractures induites. Ces précautions comprennent:

- Maintien du poids correct de la boue.
- Nettoyage adéquat des trous.
- Éviter les restrictions dans l'espace annulaire.
- Réglage du casing pour protéger les formations supérieures dans une zone de transition.
- Mise à jour de la pression des pores de la formation et des gradients de fracture pour une meilleure précision avec le journal et les données de forage.

Si des zones de perte sont prévues, des mesures préventives devraient être prises en traitant la boue avec de matériaux de perte de circulation (LCM) et des tests préventifs tels que le test de fuite (LOT) et l'essai d'intégrité de la formation devrait être effectué pour limiter la possibilité de perte de circulation.

4.3.3. Tests préventifs

4.3.3.1. Test de fuites LOT

Effectuer un LOT (leak of test) test précis est fondamentale pour prévenir la perte de circulation. Le LOT est effectué en fermant le puits (BOP) et mette sous pression la partie open-hole (trou) ouvert au-dessous du dernier casing cimenté Avant de procéder au forage de la phase suivante. Sur la base du point où la pression diminue, le test indique la résistance du puits de forage au siège du casing (guide shoe ou sabot) généralement considéré comme l'un des points plus faibles dans n'importe quel intervalle. Cependant, l'extension d'un LOT test jusqu'à l'étape de la fracturation peut réduire sérieusement la densité de la boue maximale qui peut être utilisée pour forer en toute sécurité l'intervalle sans perte de circulation. Par conséquent, l'arrêt du test le plus tôt possible après l'apparition de la chute de pression est préférable

4.3.3.2. Test d'intégrité de la formation FIT

Pour éviter de fracturer la formation, de nombreux opérateurs effectuent un FIT (formation integrity test) devant le sabot du casing pour déterminer si le puits tolérera le poids de la boue maximal prévu lors du forage de la phase suivante. Si le sabot de tubage put résister à la pression qui est équivalente à la densité de la boue prévue, le test est considéré comme réussi et le forage reprend.

Lorsqu'un opérateur choisit d'exécuter un LOT ou un FIT, et le test échoue, des opérations pour remédier aux problèmes (habituellement un bouchon de ciment) devrait être effectué avant de reprendre le forage.

4.3.4. Calculs préliminaires

a) Calcul de la densité moyenne de circulation (ECD)

La pression de fond doit être supérieure légèrement à la pression de gisement pour éviter l'éruption de ce dernier.

Donc d'après le draw-down (range de sécurité) utilisé 100 Psi on trouve :

$$P_g = 1786 \text{ Psi}$$

$$P_f = P_g + 100 = 1786 + 100 = 1886 \text{ Psi}$$

$$P_f = \frac{\text{ECD} \times H}{10.2 \times 14.5}$$

Donc on

$$\text{ECD} = \frac{P_f \times 10.2}{H \times 14.5} = \frac{1886 \times 10.2}{1189 \times 14.5} = 1.12$$

* P_g : Pression de gisement.

* P_f : Pression de fond.

* H : Hauteur vertical.

$$1 \text{ bar} = 14.5 \text{ Psi}$$

Pour éviter le craquage point de vue surpression la vitesse de la descente.

b) Pression de fracturation :

C'est la pression maximale admissible liée à la résistance des formations, elle peut s'apparaître sous plusieurs formes *LOT* ou *IFT*.

$$P_{frac} = P_{lot} + \frac{H \times D}{10.2}$$

Dans notre cas on a utilisé la pression P_{ift} ($IFT=1.3$) au lieu de la pression P_{lot} .

On calcule la pression *IFT* avec la formule suivante :

$$P_{ift} = \frac{I_{ft} \times H}{10.2}$$

Application numérique :

$$P_{ift} = \frac{1.3 \times 1189}{10.2} = 151.54 \text{ bar} \times 14.5 = 2197.31 \text{ Psi}$$

Donc la formule de la pression de fracturation sera comme suite :

$$\begin{aligned} P_{frac} &= P_{ift} + \frac{H \times D_{boue}}{10.2} = 151.54 + \frac{1189 \times 1.12}{10.2} = 282.1 \text{ bar} \times 14.5 \\ &= 4090.5 \text{ Psi} \end{aligned}$$

* P_{frac} : Pression de fracturation.

* P_{ift} : Pression IFT.

*IFT: Integrity Formation teste.

* H : La hauteur verticale.

* D : Densité de la boue.

c) Densité de fracturation :

C'est la densité correspondante à la pression de fracturation spécifique à la formation

$$D_{frac} = \frac{P_{frac} \times 10.2}{H}$$

Application numérique :

$$D_{frac} = \frac{282.1 \times 10.2}{1189} = 2.42$$

* D_{frac} : Densité de fracturation.

* P_{frac} : Pression de fracturation.

* H : La hauteur verticale.

d) Pression admissible

$$P_{adm} = \frac{(D_{frac} - D_{boue}) \times H}{10.2}$$

Application numérique :

$$P_{adm} = \frac{(2.42 - 1.12) \times 1189}{10.2} = 151.54 \text{ bar} \times 14.5$$

$$P_{adm} = 2197.31 \text{ psi}$$

* D_{frac} : Densité de fracturation.

* D_{boue} : Densité de la boue.

* H : La hauteur verticale.

La pression admissible doit être inférieure légèrement à la pression de craquage.

Donc on doit maintenir la pression de refoulement de telle sorte qu'on pourra assurer un bon nettoyage du fond de trou.

e) La hauteur statique du vide:

La hauteur statique correspond à un volume maximal de boue à ne pas le perdre, pour éviter le défaut de remplissage afin de garder le puits dans des conditions d'équilibre dynamique.

La hauteur statique s'exprime avec la formule suivante :

$$H_s = \frac{\Delta P \times 10.2}{D_{boue}}$$

Application numérique :

$$H_s = \frac{100 \times 10.2}{1.12} = 62.8 \text{ m}$$

H_s : Hauteur statique.

ΔP : La pression différentielle entre la pression de fond et la pression de gisement.

f) Volume du vide annulaire unitaire:

Le volume de vide annulaire unitaire (V_a) est le volume entre les parois du trou et les parois du train de tige pour 1 mètre de hauteur. Il est calculé comme suite :

$$V_a = \frac{\pi \times D^2}{4} = \left[\left(\frac{\pi}{4} \times 8.5^2 \right) - \left(\frac{\pi}{4} \times 6.5^2 \right) \right] \times 0.0254^2$$

Application numérique :

$$V_a = \left[\left(\frac{3.14}{4} \times 8.5^2 \right) - \left(\frac{3.14}{4} \times 6.5^2 \right) \right] \times 0.0254^2 = 15.2 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}$$

Donc le volume statique (V_s) de boue à ne pas le perdre est :

$$V_s = H_v \times V_a$$

$$V_s = 62.8 \times 15.2 \cdot 10^{-3} = 0.942 \text{ m}^3$$

4.3.5. Traitement des pertes en cours de forage :

Un plan de prévention des différents types de perte de circulation appelé l'arbre de décisions de perte de circulation est effectué ainsi que les solutions (traitement) appropriés.

Le traitement consiste à pomper des produits colmatant afin de boucher les pores ou les fissures des formations à perte. Ces produits appelés également LCM (lost circulation matériel) sont ajoutés directement dans la boue, et ils existent sous formes granulaires, lamellaires, fibreux et gonflants.

Selon l'importance du degré de la perte de circulation, on adopte une technique optimale appropriée à chaque cas.

Ils sont plus ou moins efficaces en fonction de la dimension des fractures, et forment deux types de colmatage :

*Face à la formation aux abords du puits.

*A l'intérieur de la formation.

4.3.6. L'arbre de décisions de perte de circulation

C'est un schéma préventif des différents types de perte de circulation avec des solutions qui spécifient les produits, les volumes et les concentrations utilisés appropriés à chaque cas (voir l'annexe N° 01).

Ce schéma fait partie du système de gestion d'intégrité de puits dans la phase de forage (construction).

4.3.7. Déroulement de l'opération

Dans notre cas (puits HSM-5), les études géologiques ont démontré que la formation D55 est fracturée naturellement avec une porosité élevée, donc une perte de circulation est probable.

Il est nécessaire de préparer une réserve de produits colmatent LCM, pour l'injecter ou aura lieu à un imprévu.

Pendant le forage dans la cote 1189 m, une perte de circulation totale s'est produite, ce qui a empêché l'avancement du forage, alors des mesures correctives doivent être prises immédiatement.

On a appliqué la décision (5) de l'arbre des décisions de pertes de circulation sévères, la décision se procède comme suite :

- Remonter au-dessus de la zone de perte
- Vérifié le puits de la table de rotation, niveau de boue n'est pas visible
- Essayé de remplir bien via le trip tank.
- Pompé 50 *bbls* du bouchon LCM.
- Préparation de 50 *bbls* de LCM réserve avec 20 *ppb* EZ PLUG et 20 *ppb* BARAKARB 1200.

Le niveau de boue a commencé d'augmenter avant la fin de déplacement, et il a rapidement diminué, jusqu'à ce qu'il s'est stabilisé au niveau de la tête de puits.

- Remplissage du puits via trip tank 120 bbl/hr perte statique.
- Continuer d'observer les paramètres du puits pendant le mixage du LCM
- Pomper et déplacer 50bbl du bouchon LCM avec un débit de 150 gpm /P= 220-300 Psi

Le niveau de boue a commencé d'augmenter avec un retour de boue minimale après 317 coups (strokes) de déplacement.

- Après le déplacement le niveau statique a diminué de 20 m sous la table de rotation
- Remplissage du puits via trip tank 120 bbl/hr perte statique.
- Remonter jusqu'à 1883 m.
- Continuer à surveiller le puits visuellement et remplir le trip tank, entre temps complété le mixage du bouchon LCM de la décision (5) qui se compose de :
 - ✓ 40 ppb EZ PLUG.
 - ✓ 20 ppb BARACARB 1200.
 - ✓ 30 ppb BAROSEAL.
 - ✓ Ouvrir le CIRCULATING SUB dans le train de forage
- Pomper et déplacer le LCM préparé.

Le niveau de la boue a commencé d'augmenter graduellement après que le bouchon LCM a atteint le CIRCULATING SUB ; le retour de boue a commencé d'augmenter graduellement dans les bacs avant la fin de circulation.

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

Depuis sa première extraction par forage en 1859, le pétrole a pris place comme l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine.

C'est une matière première très importante et joue un rôle essentiel, et demande une attention très particulière du fait de son omniprésence dans toutes les industries modernes.

L'exploitation de cette ressource d'énergie demande des technologies coûteuses et présente des défis compte à la préservation de l'environnement et du personnel impliqués.

Pour remédier à ces problèmes, les opérateurs pétroliers ont développés un système qui comprend la philosophie de ses derniers vis-à-vis les risques lié à l'extraction de cette ressource, ce système est appeler système de gestion d'intégrité de puits (WIMS).

Cette étude consiste à comprendre l'importance de ce système, et ces composants essentiels. Dans ce mémoire on abordera quatre chapitres :

Le premier chapitre consacré aux généralités de construction des puits pétrolier et les problèmes les plus fréquents.

Le second chapitre comprend des généralités sur l'intégrité des puits pétrolier et les barrières de sécurité de chaque phase du cycle de vie du puits.

Le troisième chapitre concerne l'application du système de gestion d'intégrité de puits dans la phase opérationnelle.

Le quatrième chapitre concerne l'étude du problème de perte de circulation totale dans le cas du puits HSM-5, et quelques recommandations pratiques sur l'identification et le traitement.

Bibliographie

- [1]. Manuelle de forage SONATRACH.
- [2]. http://petrowiki.org/Drilling_problems.
- [3]. http://petrowiki.org/PEH:Well_Production_Problems.
- [4]. NORSOK Oil and Gas (NORSOK D-010).
- [5]. An Introduction to Well Integrity (04 December 2012) – Norwegian University of Science and Technology.
- [6]. <https://www.britannica.com/event/Deepwater-Horizon-oil-spill-of-2010>.
- [7]. <https://7our.wordpress.com/2015/03/14/des-photos-satellite-de-la-catastrophe-confidentielle-okn-32/>.
- [8]. ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL (ISG).
- [9]. ISG Operations Well Integrity Management System (O-WIMS).