

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté Par :

RABHI Maha Tasnim, ZEROUALI Mouaiz Eddine, KENZARI Oussama

-THEME-

La gestion d'intégrité de puits au champ de HMD

Jury :

Président :	baziou halima	Univ.Ouargla
Examineur:	sid rouhou elhadj mohamed	Univ.Ouargla
Rapporteur:	ali zerrouki ahmed	Univ.Ouargla
Co-rapporteur:	atlili mohamed elhadi	Univ.Ouargla

Remerciement

Au premier temps, nous tenons à remercier le bon dieu, qui nous a donné la force et le courage pour achever ce modeste travail.

On aimerait bien exprimer nos plus profondes gratitudees à tous

ceux qui, de près ou de loin ont

Contribué à l'élaboration de ce travail, leur aide forte appréciable

a été enrichissante et déterminante lors de l'élaboration de ce

travail.

Nous tenons à remercier Mr Elhadi ATLILI et Mr Ahmed ALI

ZERROUKI pour ces conseils et orientations. On le remercie

vivement pour ses

Remarques et pour le temps qu'il nous a accordé le long de cette

période malgré ses occupations. Nous adressons nos

remerciements aussi tous les personnels de départements

production professionnelle pour leur effort.

MERCI

Dédicace :

C'EST AVEC UN GRAND PLAISIR QUE JE DEDIE CE MODESTE TRAVAIL :

Mes parents auxquels J'ai toujours voulu leur offrir quelque chose en signe de reconnaissance pour tous les efforts qu'ils ont fournis pour me voir réussir.

A mon cher Père
A celui qui a été ma source de courage.

A ma chère Mère
A celle qui m'a donné la vie, symbole de beauté et fierté.

A ma sœur Nada Lina, qui m'a toujours soutenue dans les moments difficiles.
A mon petit frère Bachir Wael.

A toute ma famille maternelle et paternelle, particulièrement : à ma tante Oulfa pour
Tout l'amour qu'elle m'a donné, ma cousine Kholoud.

A mes chers binômes.

A tous ceux avec qui j'ai partagé de très bons moments, et qui ont été à mes côtés
Durant tout mon parcours, à mes meilleurs amis : Imane, Oumelkhir, Rahma, Afaf, Yasmine,
Tayf, Asma, Farah, Yahia, Akram et Mouaiz.

RABHI MAHA TASNIM



Dédicace

Je dédie ce projet :

A ma chère maman que Dieu te protège

Celle qui m'a inséré le goût de la vie et le sens de la responsabilité

A mon cher Père Allah yarhmo

Celui qui est la source de mon inspiration et de mon courage

*Ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, de fierté, de
sagesse et de patience.*

A ma sœur,

A mon frère Chakib

*Pour leur soutien moral tout le long de mes études A toute ma
famille*

*A mes meilleures ami(e)s de promo : Oussama, Raouf, Sif, Ahmed
Alaa, Yahia, Akram, Tasnime, Rahma.*

*A toutes mes autres ami(e)s : Abdou, fares, Dhiou, zikou, Midou,
sif, anis, tergi, ferda, Ayoub, loulou .*

*A Mes amis vivent en dehors du pays : hafid, hamza, baha, zakrou,
Mouhamed lamine*

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

ZEROUALI MOUAIZ EDDINE

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à : mes très Chers Parents À ma raison de vivre, d'espérer À ma source de courage, à ceux que j'ai de plus Chers : Mon père M. Kenzari **ABDELHAMID** Ma mère Pr. **BOUTOBBA NOUARA***

Que je ne saurais jamais assez remercier pour leurs sacrifices et pour leur présence au long de mes études et simplement dans ma vie.

À mes Sœurs

À toute ma Famille

A mes chers binômes

*A Mes amis proches : Mouiz, Raouf, Sif, Ahmed, Hachem, ANIS, **BADI, MEHDI, OUSSAMA***

*· À toutes les Personnes que j'ai eu le bonheur de connaître. A
Tous mes Camarades de promo*

OUSSAMA KENZARI

الملخص :

أثناء تشغيل آبار النفط، من الممكن أن نواجه العديد من الصعوبات أثناء تشغيل آبار النفط، وهذا يشكل تحديات للحفاظ على البيئة والعاملين المعنيين. أحد هذه التحديات هو فقدان سلامة البئر، والذي يمكن أن يحدث لأسباب متنوعة ويؤثر على الضغوط الحلقية. الهدف من هذا العمل هو تحديد الإجراء الذي يجب اتبعه لإدارة سلامة البئر من أجل منع التسريبات أو الحد من العواقب خلال أي مرحلة من مراحل دورة حياة البئر.

الكلمات المفتاحية: سلامة البئر، الإكمال، الأنابيب، الغلاف، الغلاف، الحاجز والحلقة .

Abstract:

Many difficulties may arise in the operation of oil wells and pose challenges for the preservation of the environment and personnel.

One of these problems is the deterioration of the integrity of the well, which can occur for various reasons and which has an impact on the annuli pressure.

The aim of this study is to determine the method to be adopted to ensure the integrity of wells in order to prevent leaks or minimize consequences at all stages of a well's life cycle.

Key words: integrity, completion, tubing, casing, MAASP, annulus

Résumé

Pendant l'exploitation des puits pétroliers, il est possible de rencontrer de nombreuses difficultés et cela pose des défis pour préserver l'environnement et le personnel impliqué.

L'un de ces défis est la perte d'intégrité du puits qui pourra avoir lieu pour différentes causes et qui affecte les pressions annulaires.

Le but de ce travail est de définir la procédure à suivre pour gérer l'intégrité des puits a fin de prévenir les fuites ou bien réduire les conséquences durant n'importe quelle phase d'un cycle de vie d'un puits.

Mots-clés : Intégrité, complétion, Tubing, Tubage, MAASP, Barrière, Annulaire

Table des matières

Table des matières

Remerciement.....	I
dédicace.....	II
Résumé.....	III
Liste des figures	X
Liste des Tableaux.....	XI
Liste des abréviations	XII
Introduction Générale :.....	1

Chapitre I :

Généralités sur l'intégrité des puits

1- Introduction :.....	3
2- Définition et l'importance de l'intégrité des puits :.....	3
2.1. Objectifs de l'intégrité des puits :	4
3- La gestion de l'intégrité des puits (WIM) :.....	5
3.1. Le système de gestion d'intégrité des puits :.....	5
4- Le profil d'un forage pétrolier :.....	6
4.1. Les fonctions du tubage.....	8
4.2. Exemple de programme de forage et de tubage :.....	12
5- La production fond et complétion des puits :.....	13
5.1. Le Rôle de la complétion : Assurer :.....	14
5.2. Les équipements de la complétion :.....	14
6- La philosophie de deux barrières :	20
7- Les types de puits et les fluides produits par le réservoir :	22
8- Les paramètres des limites de fonctionnement d'un puits :	22
9- Principe du programme de gestion des pressions :	22
9.1. Gestion des annulaires :.....	23

Table des matières

9.2. Les sources d'augmentation de la pression annulaire :	23
--	----

Chapitre II :

Surveillance et contrôle

1- Introduction :	31
2- Surveillance d'intégrité d'un puits :	31
2.1. Inspection visuelle	31
2.2. Logging des puits :	32
2.3. Surveillance de la corrosion :	32
2.4. Surveillance de l'érosion:	33
3- contrôle d'intégrité d'un puits :	34
3.1. Essai de purge :	34
3.2. Analyse des fluides récupérés :	35
3.3. Test des joints de la tête de puits (tubing Hanger Seals test):	35
3.4. Investigation de fond du puits : (down hole investigation) :	36
3.5. Prévention et élimination de la pression annulaire soutenues :	36
4- Gestion du risque :	38
4.1. L'emplacement :	39
4.2. Potentiel d'écoulement vers l'extérieur :	39
4.3. Effluent du puits :	40
4.4. Environnement externe :	40
4.5. Classification des risques Intégrité :	41
5- Pression maximale admissible de l'annulaire à la surface (MAASP) :	42
5.1. Définition du MAASP :	42
5.2. Procédure de calcul du MAASP :	42
5.3. Calcul de MAASP :	42

Chapitre III :

Table des matières

Etude de cas

1- Introduction :.....	48
2- Présentation du champ :	48
2.1.Introduction :.....	48
2.2.Situation géologique :.....	48
2.3.Historique de champ de Hassi Messaoud :.....	49
2.4.Caractéristiques du réservoir	50
2.5.La production dans le champ :	50
3- Etude de cas :.....	51
3.1.Perte d'intégrité à cause d'effet thermique :	51
3.2.Perte d'intégrité à cause de mauvaise cimentation :	66
Conclusion générale	71
Références bibliographiques	75

Liste des Figures

Liste des figures

Figure I. 1: puits 75	4
Figure I. 2: Schéma de la gestion de l'intégrité de puits	5
Figure I. 3: Profil type d'un forage pétrolier	7
Figure I. 4: programme de forage et de tubage type (A terre)	8
Figure I. 5: tube guide	10
Figure I. 6: tubage de surface	11
Figure I. 7: exemple de programme de forage et de tubage puits vertical	13
Figure I. 8: Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité.	15
Figure I. 9: le schéma de Storm choke	17
Figure I. 10: le packer	19
Figure I. 11: SCSSV (surface controlled sub-surface safety valve).....	20
Figure I. 12: illustration de la philosophie a deux barrières durant le cycle de vie d'un puits	21
Figure I. 13 : schéma des annulaires	23
Figure I. 14: formes de corrosion	24
Figure II. 1:Etanchéité des annulaires de casing Hanger et de tubing Hanger.....	36
Figure III. 1: Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud	49
Figure III. 2: Nombre des puits avec cimentation défailante	67

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

tableau I. 1: Exemples de systèmes de barrière à travers le cycle de vie du puits	21
tableau I. 2: problèmes de corrosion	25
Tableau II. 1: Classification des risques Intégrité	41

Liste des abréviations

Liste des abréviations

API: American Petroleum Institut

ASME: American Society of Mechanical Engineers

HMD: Hassi Messaoud

LOT: Leak off test

IP : Indice de Productivité (bbl/j/psi)

WIM: Well integrity management

WIMS: Well integrity management system

SCSSV: Surface controlled sub surface safety valve

BOP: Blow out preventer

BSW: basic sediment and water

MAWOP : pression de fonctionnement Max admissible de la tête de puits (psi)

GOR: Gaz oil ratio

FIT: Formation integrity test

TVD : true vertical depth (ft)

FG : Gradient de break down de formation

MG : Gradient de boue

PB : Pression d'éclatement extérieur du casing (psi)

PC : Pression de collapse d'interne de casing (psi)

TOC : Top of ciment

MAASP : Maximum Allowable Annular Surface Pressure(psi)

Introduction

Générale

Introduction générale

Introduction Générale :

Le pétrole est une ressource naturelle essentielle qui a façonné l'économie mondiale et le mode de vie moderne depuis plus d'un siècle. L'industrie pétrolière joue un rôle crucial dans la fourniture d'énergie, de matières premières et de produits essentiels à la société. Vu son importance, des quantités énormes doivent être produites en temps record pour répondre aux besoins. Tout en maîtrisant les impacts sur l'environnement le long du cycle de vie d'un puits

Pour cela, on fait appel à la pratique et à la technologie de l'intégrité des puits.

Le but de notre mémoire est d'étudier le système d'intégrité des puits et son application en cas de problème.

Notre travail est organisé en trois chapitres :

Le chapitre I : présente les notions fondamentales de l'intégrité des puits, les barrières, et la perte d'intégrité et ses causes.

Le chapitre II : comporte les stratégies de surveillance et les méthodes de contrôle, ainsi que le calcul de MAASP.

Le chapitre III : inclut la présentation du champ de HASSI MESSAOUD et l'étude de cas des puits au champ de HMD.

Chapitre I :

Généralités sur l'intégrité des puits

1- Introduction :

L'intégrité du puits est l'application de solutions techniques, opérationnelles et organisationnelles afin de réduire le risque de rejet non contrôlé des fluides de formation à l'atmosphère ou souterraines couches, tout au long du cycle de vie d'un puits.

Nous allons aborder dans ce chapitre, un aperçu sur l'intégrité des puits, barrières du puits et le système de gestion et attention particulière aux sources d'augmentation des pressions annulaires.

2- Définition et l'importance de l'intégrité des puits :

L'intégrité de puits se définit comme la capacité d'un puits de conserver son intégralité structurelle et d'empêcher toute fuite ou contamination des fluides pendant toute sa durée d'exploitation en employant et en maintenant une ou plusieurs barrières de puits pour empêcher les mouvements de fluides involontaires entre la formation avec un régime de pression différent ou la perte dans l'environnement. L'intégrité de puits est un élément essentiel pour assurer la sécurité des opérations, la protection de l'environnement et la viabilité économique à long terme des projets pétroliers et gaziers. Le maintien de l'intégrité de puits permet de prévenir les accidents, de réduire les coûts de réparation et de minimiser l'impact environnemental.

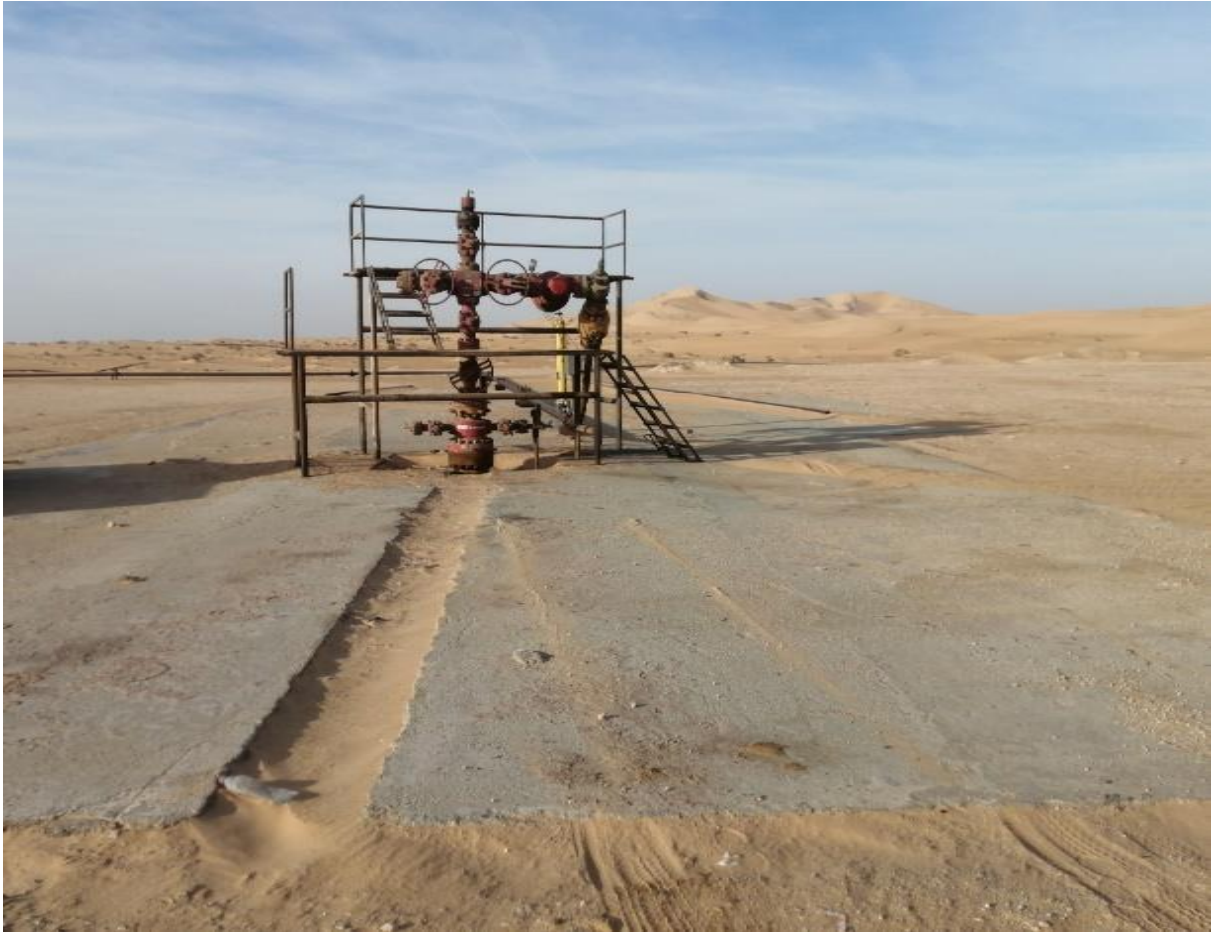


Figure I. 1: puits BEK-2 [1]

2.1. Objectifs de l'intégrité des puits :

Les objectifs de l'intégrité des puits sont multiples et comprennent :

- **Sécurité** : Garantir la sécurité des travailleurs, des installations et de l'environnement en prévenant les incidents et les fuites de fluide dangereux tels que le pétrole et le gaz.
- **Fiabilité** : Assurer le bon fonctionnement des puits pour maintenir une production continue et stable de pétrole, de gaz ou d'eau, ce qui est essentiel pour répondre à la demande énergétique et aux besoins en eau.
- **Conformité réglementaire** : Respecter les réglementations et les normes en matière de sécurité et d'environnement imposées par les autorités gouvernementales et les organismes de régulation.
- **Durabilité** : Prolonger la durée de vie utile des puits en minimisant les risques de défaillance et en assurant une exploitation responsable des ressources naturelles.

- Réputation : Protéger la réputation et l'image de l'entreprise en démontrant son engagement envers la sécurité, la responsabilité environnementale et la conformité aux normes.
- Rentabilité : Réduire les coûts liés aux réparations, aux interruptions de production et aux amendes réglementaires résultant de problèmes liés à l'intégrité des puits.

3- La gestion de l'intégrité des puits (WIM) :

La gestion de l'intégrité des puits implique la mise en œuvre de différents processus techniques, opérationnels et organisationnels afin de garantir la fiabilité d'un puits tout au long de son cycle d'exploitation.

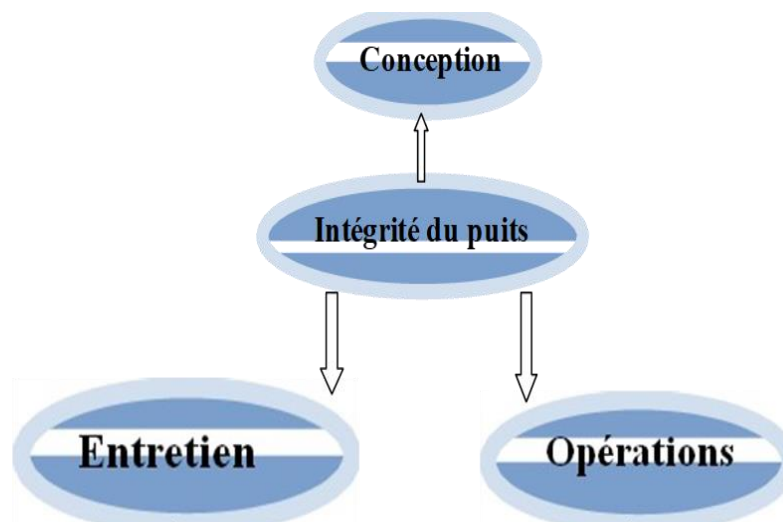


Figure I. 2: Schéma de la gestion de l'intégrité de puits [2]

3.1. Le système de gestion d'intégrité des puits :

L'exploitant de puits doit avoir un système de gestion d'intégrité des puits approuvé qui est appliqué pour tous les puits sous sa responsabilité.

Au minimum les éléments suivants doivent être présents :

- 1- Politique et stratégie d'intégrité des puits,
- 2- Définir les ressources, les rôles, les responsabilités et les niveaux d'autorité.

- 3- L'aspect de l'évaluation des risques,
- 4- Les barrières du puits,
- 5- Les normes de performance de composants du puits,
- 6- Les limites de fonctionnement du puits,
- 7- Le suivi et la surveillance du puits,
- 8- La gestion de la pression annulaire,
- 9- L'entretien du puits,
- 10- Gestion de défaillances d'intégrité des puits,
- 11- Gestion du changement,
- 12- Les dossiers et les rapports d'intégrité des puits,
- 13- La surveillance du rendement de système de gestion d'intégrité des puits.

4- Le profil d'un forage pétrolier :

Le profil d'un forage pétrolier dépendra de sa profondeur (qui peut varier de quelques centaines de mètres à plus de 10 000 m) et de l'objectif. Pour des raisons techniques évidentes il est impensable de faire un trou qui soit de diamètre constant depuis la surface jusqu'à de telles profondeurs ; le puits sera donc constitué de sections successives, de diamètres de plus en plus petits. Entre chaque phase de forage le trou est "tubé", c'est-à-dire cuvelé par une colonne de tubes en acier : le cuvelage, plus communément appelé tubage (cf. Figure I.3). Cette colonne de tubage est ensuite cimentée : la succession des tubages cimentés correctement permet d'assurer un passage étanche jusqu'au réservoir.

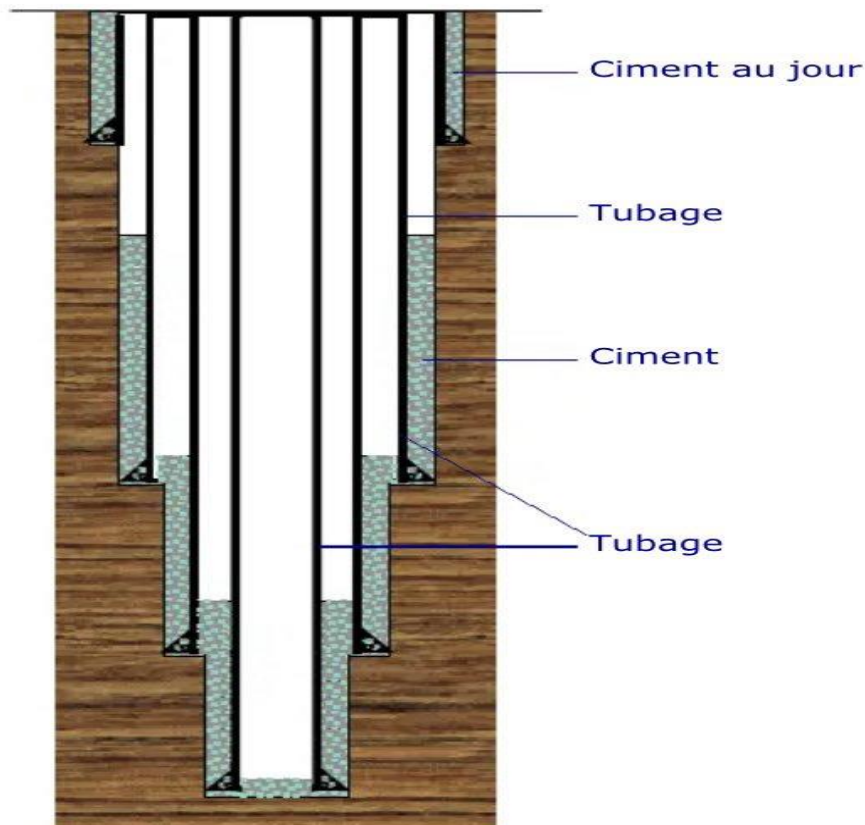


Figure I. 3: Profil type d'un forage pétrolier [3]

Note : Il existe une grande variété de dimensions de tubage : afin de limiter les problèmes de logistiques et d'assurer une certaine homogénéité dans ces diverses opérations, chaque opérateur définit un programme standard d'outil et de tubage. La séquence suivante la plus courante sera (pour un puits à terre à 5000 m environ) : (cf. figure I.4)

- forage en 26" jusqu'à 20 m

- tubage 20"

- forage en 17" 1/2 de 20 à 1000 m

- tubage 13"3/8

Forage en 12" 1/4 de 1000 à 3500 m

- tubage 9" 5/8

- forage en 8" 1/2 de 3500 à T.D. (cote finale)

- tubage en 7"

- Si besoin forage en 6".

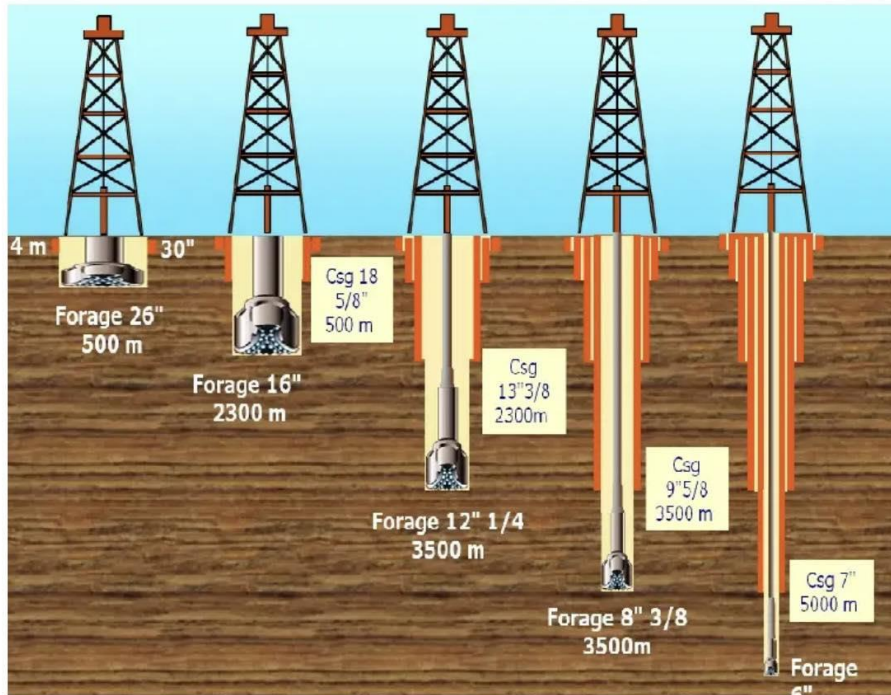


Figure I. 4: programme de forage et de tubage type (A terre) [2]

4.1. Les fonctions du tubage

La mise en place d'un tubage répond au souci de coffrer solidement le trou foré afin de :

- l'isoler des terrains et fluides traversés,
- lui permettre d'encaisser les pressions susceptibles d'être rencontrées au cours du forage de la phase suivante,
- assurer une assise mécanique aux éléments de la tête de puits.

Ces principales fonctions ne sont effectives que lorsque le tubage est correctement cimenté.

L'American Petroleum Institute (API) a procédé à la normalisation des tubages. La dimension extérieure a été reconnue comme référence de diamètre de tubage ; les qualités d'acier sont répertoriées par grade en fonction de leurs résistances. Les filetages sont normalisés à 8 filets au pouce et les conicités à $\frac{3}{4}$ " par pieds (6,25 %).

Les normes API des tubages peuvent se trouver dans de nombreux formulaires.

Tube guide (cf. figure I.5)

Le tube guide ou tube conducteur est le premier tubage descendu. C'est une colonne courte que l'on utilise lorsque l'on doit passer des couches marécageuses, tendres.

Le rôle du tube guide est :

- de permettre la remontée du fluide utilisé pour le forage,
- de véhiculer ce fluide dans les bassins à boue,
- d'empêcher les affouillements des terrains sous la substructure,
- de donner la possibilité de monter un obturateur de diversion « divertir », s'il y a risque de rencontrer des couches à gaz de surface.

Plusieurs façons peuvent être retenues pour la descente du tube guide :

- par forage d'un trou, descente de la colonne suivie d'une cimentation (c'est la méthode la plus usuelle),
- par jetting : cette méthode est particulièrement recommandée pour les terrains très tendres, marécageux ou en mer. L'extrémité de la colonne sera fermée à la base et les tubes ne seront pas vissés mais soudés les uns aux autres,
- par battage : la colonne est mise en place à l'aide d'un marteau pneumatique.

Nota : Habituellement avant que l'appareil de forage arrive sur l'emplacement, une plate-forme en béton, ainsi qu'une sorte de fosse appelée "cave", profonde d'environ 1,50 m ont été préparées.

La plate-forme servira à mettre de niveau et à donner une bonne assise aux substructures de l'appareil. La cave servira à réaliser les différents empilages des équipements de tête de puits, ainsi que les obturateurs, nécessaires après la descente de chaque tubage.

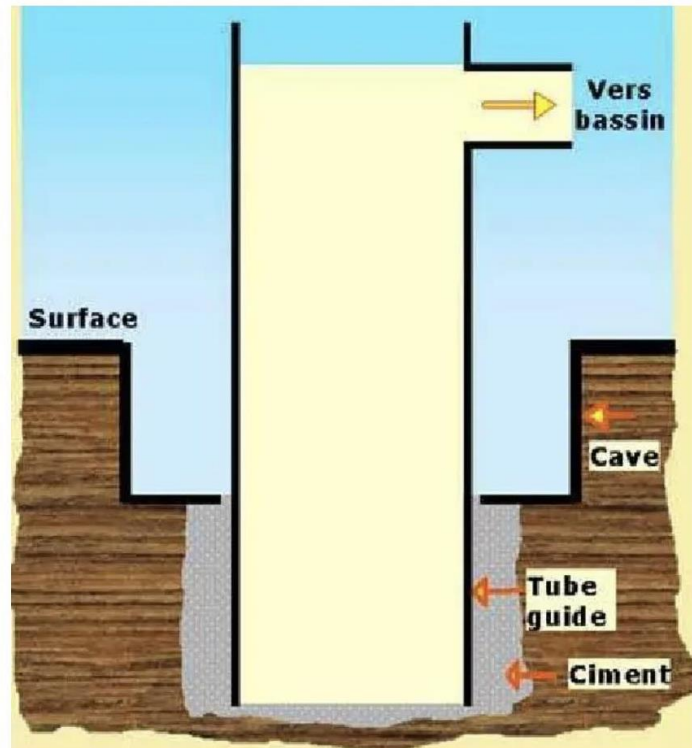


Figure I. 5: tube guide [2]

Tubage de surface

Après le tube guide, il faut mettre en place la colonne de surface. C'est un tubage qui va supporter une série d'équipements qui devra faire partie du puits une fois terminé.

Cette colonne est posée assez profond de façon à permettre la protection du puits contre les effondrements, ou les venues d'eau. Le diamètre de ce tubage sera inférieur à celui du tube guide.

La profondeur du sabot varie suivant les formations géologiques et les lois en vigueur sur la protection des réservoirs d'eau douce.

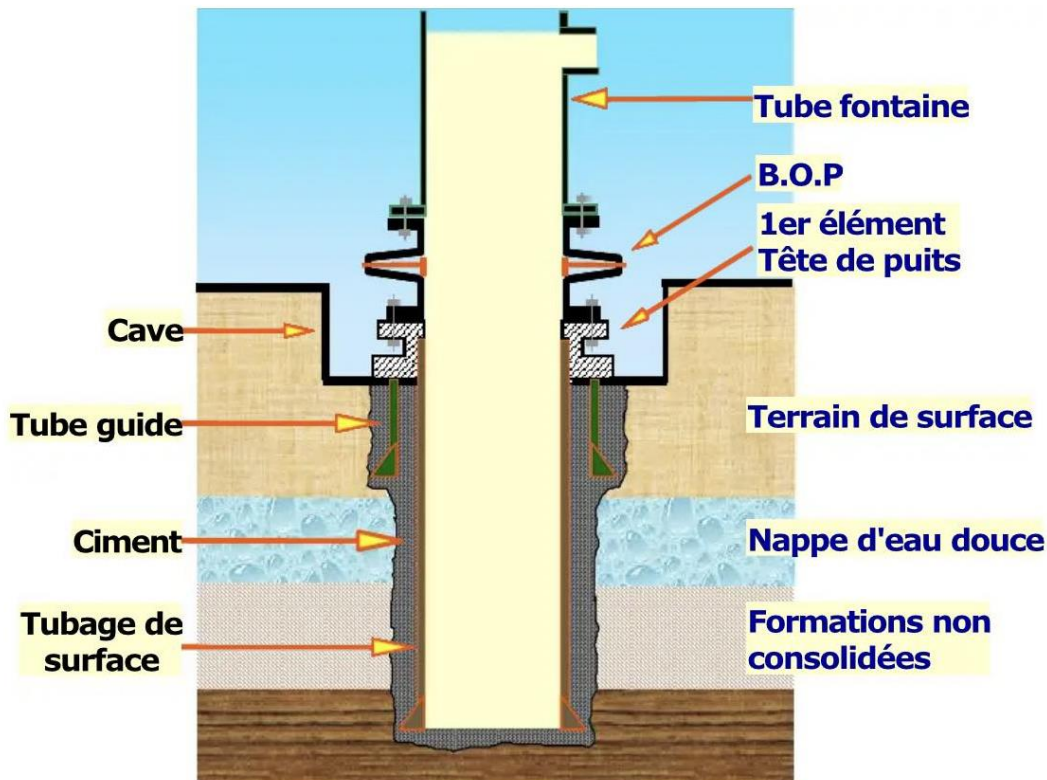


Figure I. 6: tubage de surface [2]

Tubage intermédiaire :

Cette colonne intermédiaire servira, et ce sera sa principale fonction, de protection du trou. Elle sera descendue pour éliminer les couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage ;

Par exemple des terrains éboulants, des zones contenant des fluides à forte pression, des zones friables qui par suite du poids de la boue risquent de se fracturer.

Tubage de production :

Indispensable dans le cas d'un sondage de production il permet - d'isoler la couche productive - la mise en œuvre du matériel de production au fond du puits. Si le puits est positif, à l'intérieur de la colonne de production sera descendu un tube d'écoulement de l'effluent (le tubing).

C'est grâce à ce tubage de production que les tubings et équipements du puits seront protégés ; c'est ce qui permettra à tout moment de pouvoir retirer le tubing du puits afin de le remplacer ou inspecter tout autre équipement de production.

Colonne perdue :

La colonne perdue (appelé communément « liner ») est une longueur réduite de tubage partant du fond jusqu'à une trentaine de mètres environ à l'intérieur de la colonne précédente.

Ces colonnes perdues sont ancrées dans le tubage précédent par un dispositif de suspension. Généralement ce tubage est cimenté, toutefois dans certains cas ces colonnes ne sont pas cimentées.

La cimentation est le point essentiel de la mise en place de tous les tubages et en particulier des tubages de production ; les principaux facteurs influençant la qualité de la cimentation sont les suivants :

- la préparation du trou,
- le choix du type des équipements de colonne,
- le type des ciments et additifs,
- la fabrication de ce laitier et sa mise en place,
- l'attente de prise du ciment.

La qualité de la cimentation de la colonne de production est d'autant plus importante qu'elle doit isoler différents niveaux contenant des hydrocarbures avec des pressions différentes.

4.2. Exemple de programme de forage et de tubage :

Le programme de forage et tubage d'un puits type pour mettre en production le gisement

D'HASSI MESSAOUD - ALGERIE sera le suivant (cf. figure I.7) :

Puits vertical

- Mise en place d'un tube guide à environ 5 mètres.

Mise en place du tube guide 39" à plus ou moins 5 m. Ce tube guide sera posé dans les sables de surface.

- Forage en 26" jusqu'à 500 m environ.
- Descente et cimentation d'un tubage 18"5/8 à 500m. Cette colonne maintient les Terrains non consolidés de surface et sert de support aux obturateurs
- Forage en 16" jusqu'à 2500 m environ

Descente et cimentation d'une colonne de surface 13"3/8 à 500 m..

- Forage en 12"1/4 jusqu'à 3300 m.

Descente et cimentation d'un tubage 9"5/8 à 2500 m. Cette colonne est destinée à protéger les terrains traversés par de la boue à densité élevée dont l'emploi est nécessaire pour traverser les zones à eau chlorurée calcique à haute pression du LIAS (de la phase suivante).

- Forage en 8"3/8 jusqu'à 3300 m.

Descente et cimentation d'un tubage 7" au toit du réservoir. Cette colonne de production est destinée à isoler la couche d'eau à haute pression et à maintenir les terrains avant l'entrée dans la couche.

- Forage du réservoir en 6" ou carottage en 5"7/8.

Trou ouvert ou descente d'un liner 4"1/2 et cimentation éventuelle.

Aujourd'hui, la plupart des puits du champ d'Hassi Messaoud sont réalisés en forage horizontal.

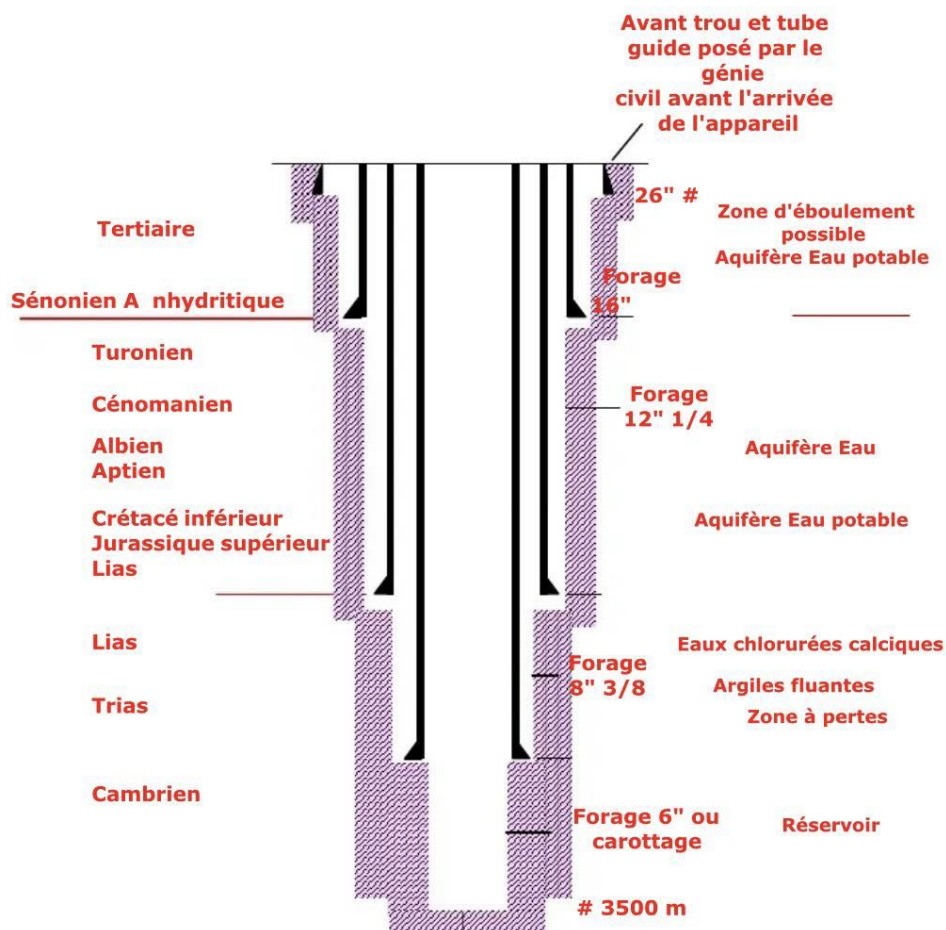


Figure I. 7: exemple de programme de forage et de tubage puits vertical [4]

5- La production fond et complétion des puits :

5.1. Le Rôle de la complétion : Assurer :

- la liaison de production entre le réservoir et la surface (liaison : couche-trou-surface).
- la production optimale par des équipements spécifiques (activation).
- la sécurité en cas d'incident dans le puits ou en surface.

5.2. Les équipements de la complétion :

1. Tête de puits
2. L'arbre de Noël
3. tubing hanger
4. la colonne de production
5. Downhole safety valve
6. La vanne de sécurité annulaire (Annular safety valve)
7. Landing nipple (siège)
8. Sliding sleeve
9. Packer de production
10. Downhole gauges (Mesures)
11. Formation isolation valve
12. Guide d'entrée de câble (Wireline entry guide).

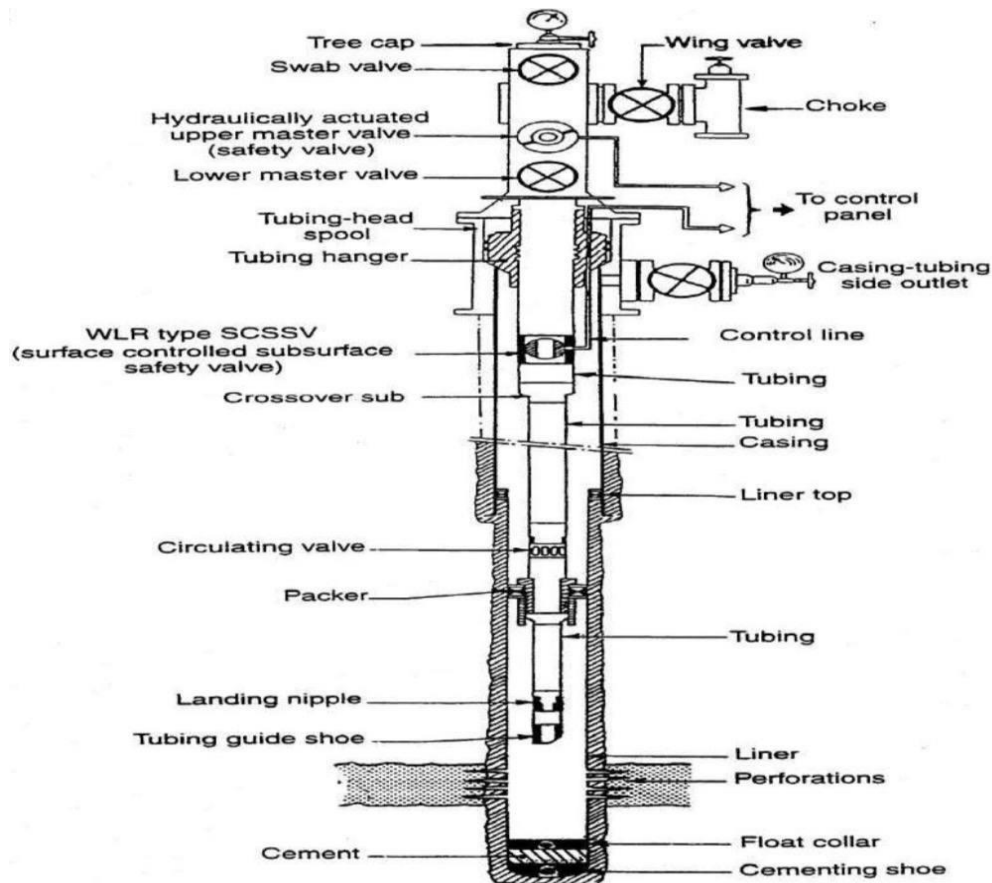


Figure I. 8: Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité. [5]

Le tubing :

Caractéristiques du tubing :

- Diamètre.
- Caractéristiques mécaniques (tension, éclatement, collapse). Métallurgie (grade, alliage).
- Type de connexion.

En fonction de :

- Données réservoir (effluent, pression, température).
- Débit requis.
- Trajectoire et profondeur du puits.
- Présence d'effluents corrosifs tel que : CO₂, H₂S et eau réservoir.

Storm choke

Applications :

- Puits dont la pression de fond diminue
- Puits à haut volume et à basse pression
- Puits qui ne sont pas équipés de vannes à commande de surface

Caractéristiques

- Fermeture à clapet
- Grands orifices avec capacité pour les puits à grand volume
- Conçus pour résister aux coups de bélier

Avantage :

- Mise en place et retrait sous pression par câble
- Adaptable à tout mandrin de verrouillage
- Peut être placé dans n'importe quel embout d'atterrissage

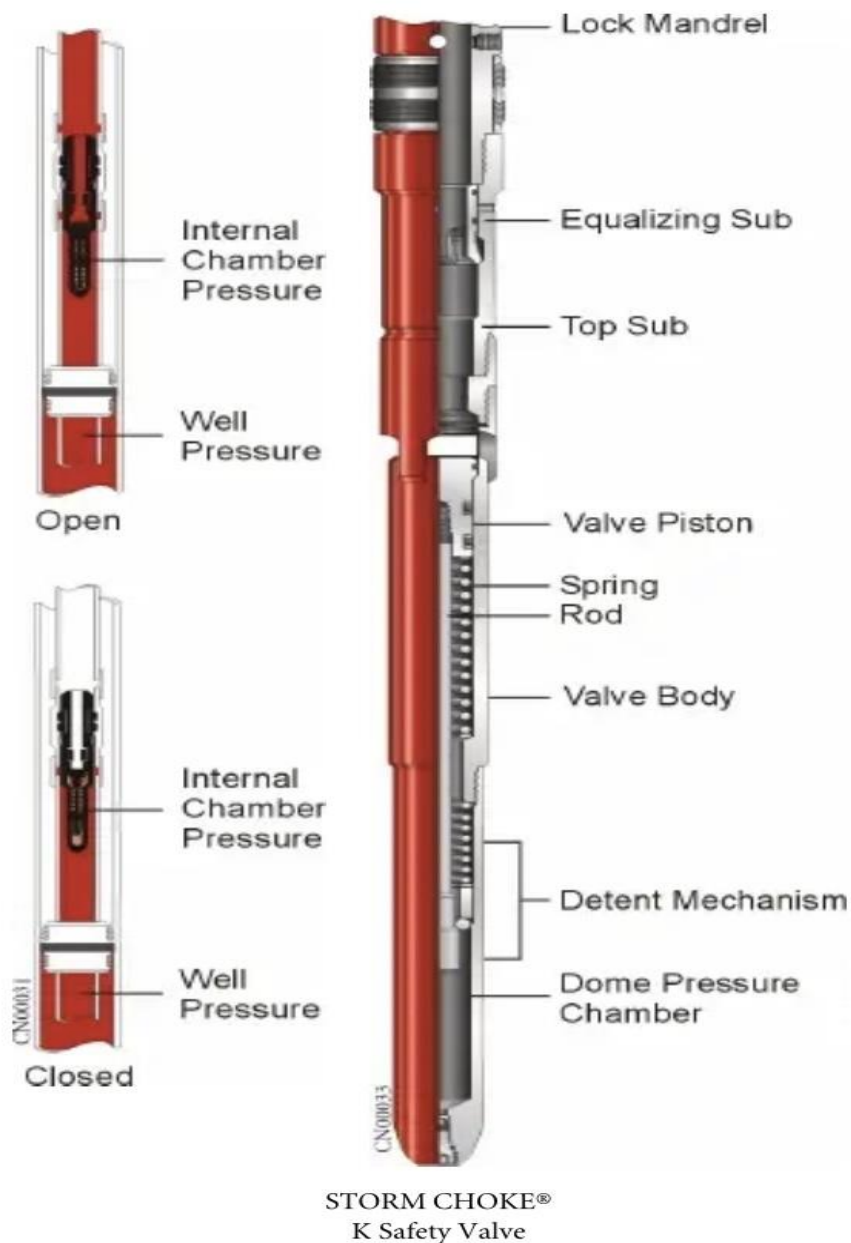


Figure I. 9: le schéma de Storm choke [6]

Le packer

Les packers de production se positionnent comme des gardiens stratégiques au sein des puits pétroliers et gaziers. Leur rôle fondamental réside dans la capacité à isoler sélectivement différentes zones de production, créant ainsi un équilibre délicat entre rendement optimal, contrôle de la pression et préservation environnementale.

Les packers de production jouent un rôle crucial dans l'industrie pétrolière et gazière, en particulier dans le processus d'extraction et de production des hydrocarbures. Voici quelques-unes des principales raisons pour lesquelles les packers de production sont importants :

- **Isolation des zones de production :** Les packers sont utilisés pour isoler différentes zones dans un puits de pétrole ou de gaz. Cela permet de contrôler la production de différentes formations géologiques simultanément, améliorant ainsi l'efficacité de l'extraction.
- **Protection contre les contaminations :** Les packers servent à prévenir les contaminations croisées entre les différentes zones de production. Ils évitent que des fluides indésirables ou des gaz ne migrent d'une zone à une autre, ce qui pourrait compromettre la qualité du produit extrait.
- **Optimisation de la production :** En isolant sélectivement les zones de production, les packers permettent d'optimiser la production en extrayant séparément les hydrocarbures de différentes formations géologiques. Cela permet d'ajuster la production en fonction des caractéristiques spécifiques de chaque zone.
- **Contrôle de la pression :** Les packers contribuent au contrôle de la pression dans le puits. En isolant certaines zones, ils aident à maintenir une pression appropriée, ce qui est essentiel pour maximiser la production tout en évitant des problèmes tels que les fuites de gaz.
- **Réduction des coûts d'exploitation :** En permettant une gestion plus précise de la production, les packers contribuent à réduire les coûts d'exploitation. Une meilleure optimisation de la production signifie généralement une utilisation plus efficace des ressources et une prolongation de la durée de vie productive d'un puits.
- **Sécurité environnementale :** En empêchant les fuites non contrôlées de fluides ou de gaz, les packers contribuent à la sécurité environnementale. Cela aide à éviter les déversements accidentels et à minimiser les impacts négatifs sur l'écosystème environnant.



Figure I. 10: le packer [5]

SCSSV (surface controlled sub-surface safety valve):

Les soupapes de sécurité souterraines contrôlées par la surface agissent comme un système à sécurité intégrée pour empêcher toute libération incontrôlée des fluides du réservoir en cas de catastrophe en surface. Elle est toujours installée en tant que composant essentiel de la complétion et est considérée comme une barrière primaire.

La SCSSV est actionnée hydrauliquement tout au long d'une ligne de contrôle continue / discontinue à partir d'un panneau de contrôle, d'une station de contrôle, des parties supérieures à la surface.

Il existe deux types principaux de SCSSV : les TRSCSSV récupérables par tubage, qui nécessite l'intervention d'un appareil de forage en cas de défaillance, et les SCSSV récupérables par câble, qui peuvent être installées et récupérées par câble.

Les SCSSV sont conçues pour maintenir la pression de fermeture du puits. Différents modèles sont disponibles sur le marché, mais le type à clapet est le plus courant, avec un joint métal-métal.

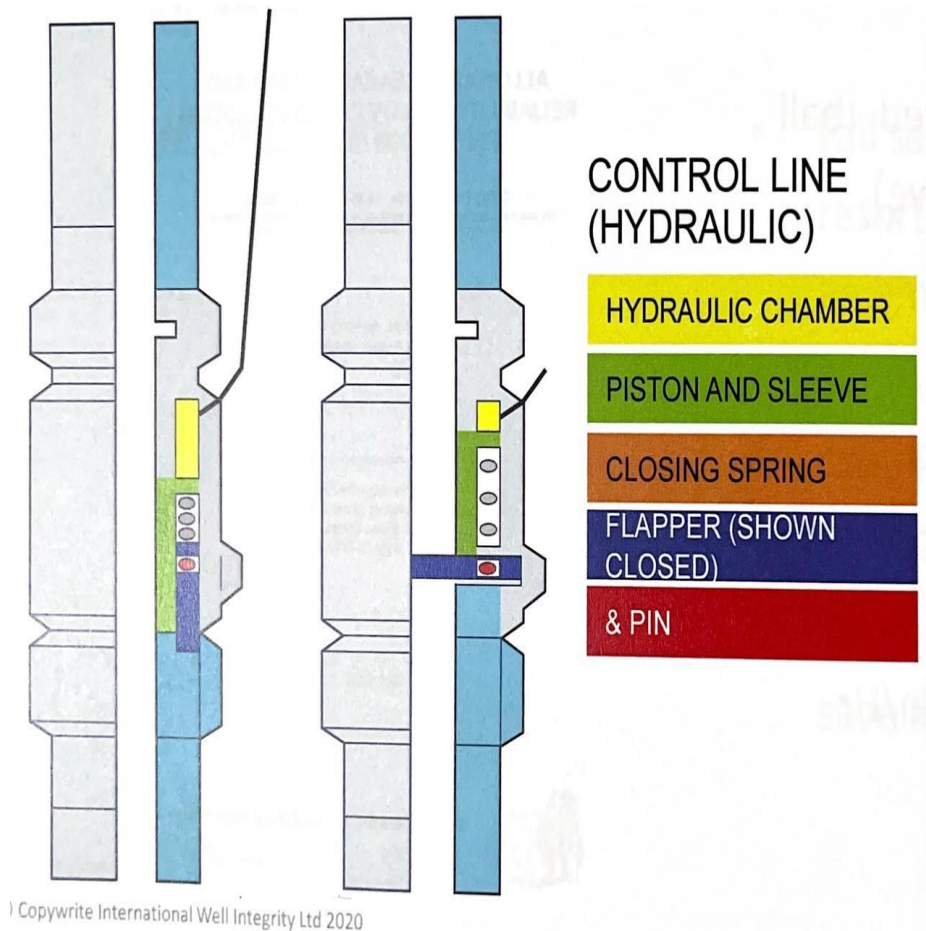


Figure I. 11: SCSSV (surface controlled sub-surface safety valve) [7]

6- La philosophie de deux barrières :

Pour contrôler le puits, deux enveloppes de barrière de puits indépendantes qualifiées doivent être présentes à chaque étape de la vie d'un puits. L'industrie pétrolière emploie le principe d'une philosophie à deux barrières depuis les années 1920.

En général, l'excès d'équilibre du liquide de forage est la barrière primaire et le (BOP) avec casing string constitue la barrière secondaire pendant la construction du puits. Au fil du temps, l'industrie pétrolière est entrée dans des environnements plus complexes et plus difficiles, et par conséquent, la nécessité de clarifier et de normaliser l'intégrité de la barrière du puits a augmenté. En pratique, l'application de la philosophie de la barrière du puits est plus compliquée en raison des limites techniques et opérationnelles. La figure dessous illustre la philosophie à deux barrières d'un puits tout au long de son cycle de vie, et le tableau présente des exemples de systèmes de barrière tout au cours de sa durée de vie du puits donné.

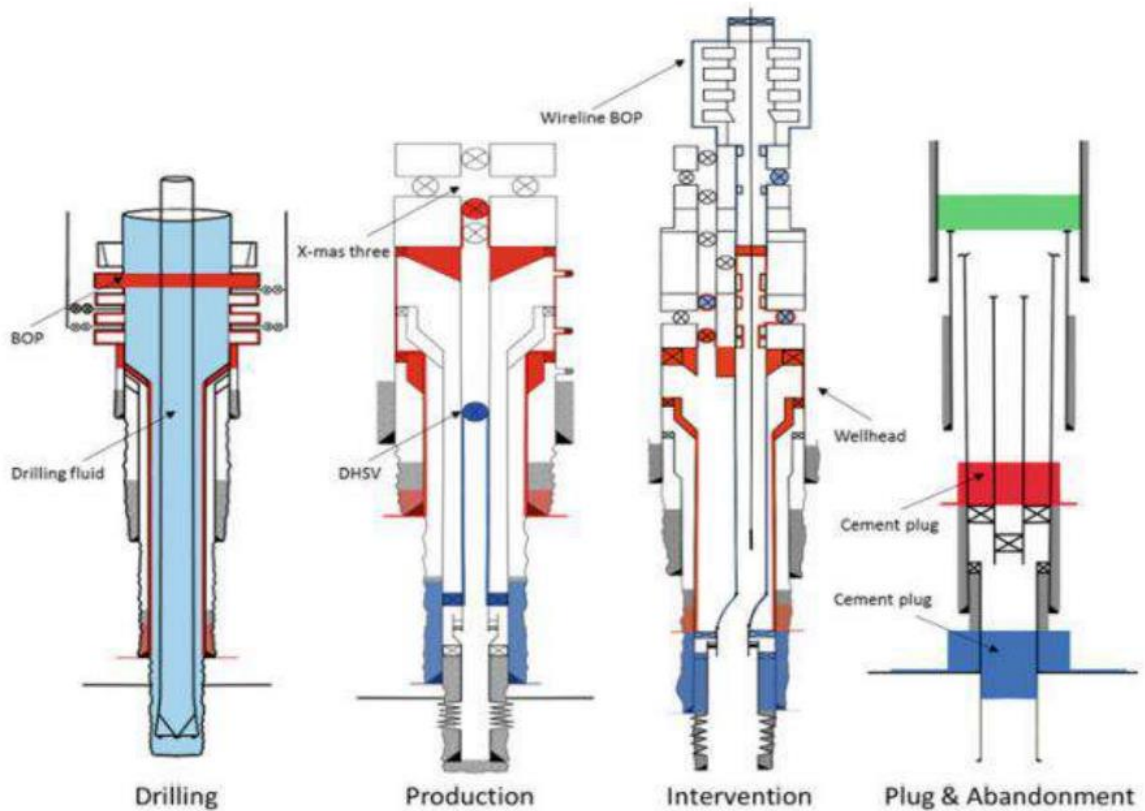


Figure I. 12: illustration de la philosophie à deux barrières durant le cycle de vie d'un puits [8]

tableau I. 1: Exemples de systèmes de barrière à travers le cycle de vie du puits [9]

Example	Primary Barrier	Secondary Barrier
Drilling	Overbalanced mud with filter cake	Casing cement, casing, wellhead, and BOP
Production	Casing cement, casing, packer, tubing, and DHSV (Downhole Safety Valve)	Casing cement, casing, wellhead, tubing hanger, and Christmas tree
Intervention	Casing cement, casing, deep-set plug, and overbalanced mud	Casing cement, casing, wellhead, and BOP
Plug & Abandonment	Casing cement, casing, and cement plug	Casing cement, casing, and cement plug

7- Les types de puits et les fluides produits par le réservoir :

Il existe essentiellement deux types de puits :

- Puits d'exploration : L'objectif principal d'un puits d'exploration est de trouver des réservoirs potentiels en vue d'un développement et d'une production futurs. Ces puits sont normalement bouchés après la diaggraphie et les essais.
- Puits de production / d'injection : Après le forage, ces puits sont complétés pour la production et/ou l'injection. De l'eau ou du gaz est normalement injectée dans le réservoir pour maintenir la pression. Une fois la phase de production terminée, le puits est bouché et abandonné.

8- Les paramètres des limites de fonctionnement d'un puits :

- les débits de production / d'injection ;
- pressions annulaires admissibles (MAASP)
- les pressions annulaires, les purges et les accumulations ; (Bleed off et build up) ;
- la composition corrosive pour le fluide de production ou d'injection (par exemple les limitations H₂S, CO₂, etc.) ;
- l'érosion des fluides de production ou d'injection (par exemple, les limites de teneur en sable et de vitesse)
- Water cut et BS&W
- Température de fonctionnement
- Les paramètres de fonctionnement de gas-lift
- contrôler la pression de la conduite et le fluide
- La pression d'injection des produits chimique et fluide
- Les pressions des actionneurs des vannes de sécurité et les fluides de fonctionnement
- Fréquence de fuite autorisée et volume total, par annulaire
- Les taux de corrosion
- L'épaisseur des parois de tubing et des tubages

9- Principe du programme de gestion des pressions :

9.1. Gestion des annulaires :

En théorie, il est nécessaire de maintenir chaque annulaire rempli de fluide avec une pression minimale à la tête du puits (MAOP). Cette pression de référence sera utilisée afin de surveiller les pressions des annulaires tout au long du cycle de vie du puits.

En réalité, en raison des effets thermiques ou de fuites intermittentes légères, il est possible de créer une pression positive ou une pression négative en surface. L'intégrité de puits n'est pas forcément affectée et peut être tolérée tant qu'elle ne compromet pas la sécurité d'exploitation du puits. Lorsqu'une pression excessive ou une aspiration continue se produit dans un annulaire, cela constitue une situation anormale qui pourrait signaler ou entraîner des problèmes d'intégrité sérieux. Il est recommandé de surveiller régulièrement, d'enregistrer et d'analyser les pressions sur tous les annulaires. Il est donc nécessaire de les réaliser afin de faciliter l'identification et la gestion de tout problème d'intégrité.

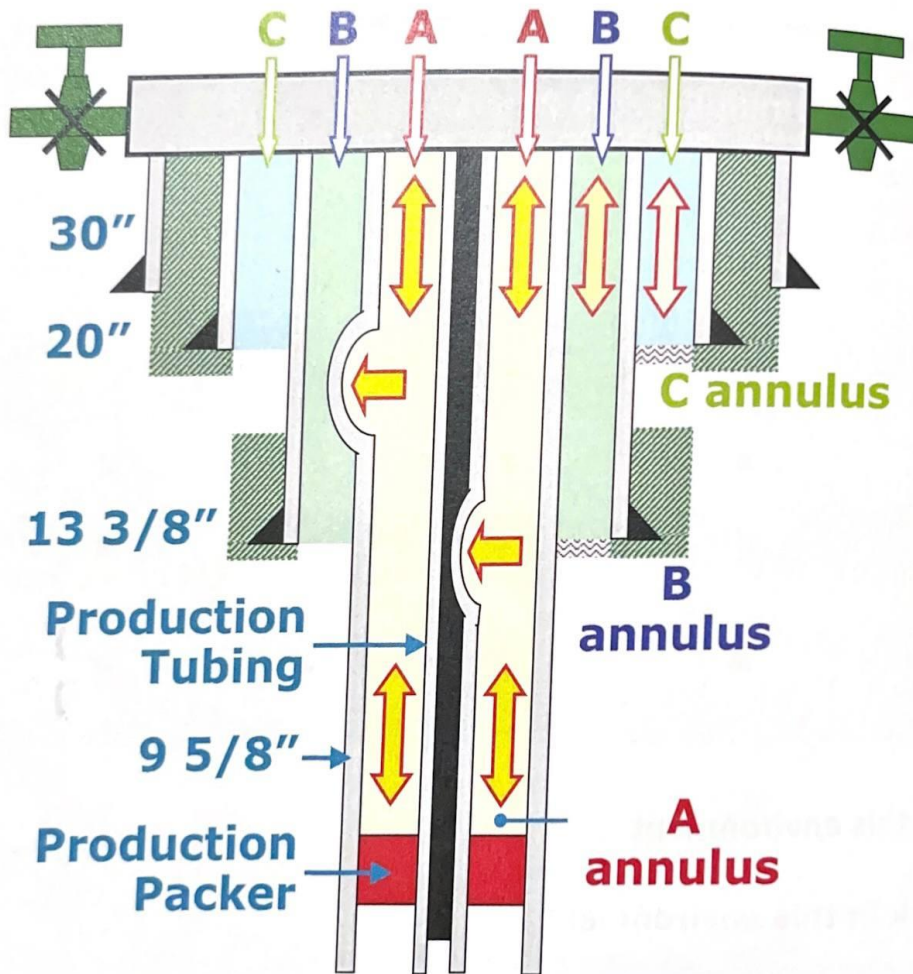


Figure I. 13 : schéma des annulaires [10]

9.2. Les sources d'augmentation de la pression annulaire :

L'augmentation de la pression dans les espaces annulaires peut avoir plusieurs causes :

9.2.1. La corrosion :

Perte de métal due à des réactions chimiques ou électrochimiques, qui peut finir par détruire une structure. La corrosion peut se produire n'importe où dans le système de production, que ce soit au fond du trou ou dans les conduites et les équipements de surface.

Le taux de corrosion variera dans le temps en fonction des conditions particulières du champ pétrolier, telles que la quantité d'eau produite, les opérations de récupération secondaire et les variations de pression. (D'après Schlumberger).



Figure I. 14: formes de corrosion [3]

Conséquence :

- Fuite tubing.
- Fuite casing /casing.

Les facteurs qui influent la corrosion :

Fluides produits sous forme de:

- Chlorures
- pH
- Pressions partielles de H₂s et Co₂
- Teneur en eau
- GOR
- API = Les huiles lourdes émulsifient l'eau (5-7%).
- Les huiles plus légères ne peuvent pas transporter d'eau (1-2%).

-GOR élevé, pas de protection contre le tournage et fortes turbulences

-Les bicarbonates sont alcalins et affectent le pH.

tableau I. 2: problèmes de corrosion [5]

Problème	Cause de corrosion	Méthode de contrôle	Monitoring
Oxygène corrosion	- Eau oxygénée - Attaque interne - Attaque externe	- Matériaux résistants - Piégeurs d'oxygène - Décapage de l'oxygène - Conception améliorée des joints - Revêtements - Protection cathodique	- Comptage du fer - Sondes de corrosion - Sondes à oxygène - Enquêtes sur les coupons - Enquêtes sur l'épaisseur des parois - Inspections internes visuelles - Inspections visuelle
Corrosion par sulfure d'hydrogène Piqûres	- Eau provenant de l'aquifère de production ou d'un autre aquifère profond - Eau contaminée par le gaz de décapage ou de levage	- Dégazage à basse pression - Contrôle des gaz contaminés - Utilisation de matériaux résistants	- Sondes - Comptage du fer - Enquêtes sur l'épaisseur des parois
Bactéries réductrices de sulfate (SRB)	-Fluides anaérobies - Fluides stagnants - Conditions sous écailles ou autres dépôts	- Biocides - Chlorination	-Comptage des bactéries anaérobies) - Mesures du chlore résiduel
Corrosion acide	- Acides stimulants et nettoyeurs	-Inhibiteurs d'acide	-Contrôle des inhibiteurs d'acide

<p>Corrosion par le dioxyde de carbone</p>	<p>-Eau provenant d'un aquifère de production ou d'un autre aquifère profond</p> <p>-Eau contaminée par le décapage ou gaz lift</p>	<p>Dégazage à basse pression</p> <p>- contrôle des gaz contaminés</p> <p>- Utilisation de matériaux résistants</p>	<p>-Sondes</p> <p>- Comptage du fer</p> <p>- Enquêtes sur l'épaisseur des parois</p>
--	---	--	--

Solution

_injection d'inhibiteur de corrosion (produits chimique anti corrosion)

_l'élimination chimique des bactéries existantes.

_ La corrosion à l'intérieur du tubing peut être réduite grâce à un nettoyage au câble avec racleur.

9.2.2. Effet thermique :

Au début d'un puits, surtout lors de sa mise en production, l'effluent chaud du réservoir réchauffe les annulaires. Étant des espaces confinés et fermés, les annulaires sont soumis à une augmentation de la pression (allant de 1 bar/°C à 6 bar/°C), ce qui peut entraîner des pressions extrêmement élevées.

Solution : il est donc nécessaire de purger les annulaires jusqu'à ce qu'ils stabilisent.

9.2.3. Fuite au packer :

Communication entre réservoir et annulaire tubing /casing de production.

Solution : changement définitive de packer.

9.2.4. Perte d'intégrité du ciment :

Le ciment est un élément d'étanchéité de l'annulaire alors Les liquides ou les gaz peuvent se déplacer dans la zone cimentée et entraîner une hausse de la pression de l'annulaire, comme illustré dans la figure ci-dessous :

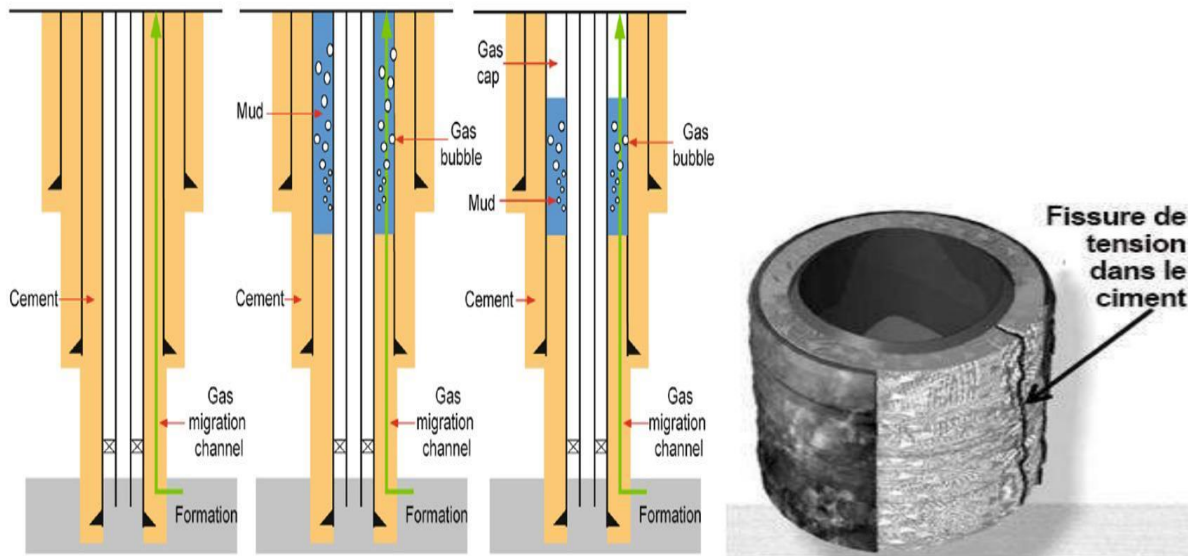


Figure I.15 : mauvaise cimentation. [5]

Conséquence :

Il existe plusieurs éléments qui peuvent contribuer à une mauvaise adhérence du ciment entre la couche et la formation dans un puits, ce qui peut entraîner une mauvaise adhérence du ciment :

- Une élimination incorrecte de la boue : Il est nécessaire de procéder à une épuration complète de la boue avant de procéder à la pose de ciment.
- La contamination du ciment : On peut mélanger des matériaux étrangers tels que des fluides de réparation ou des contaminants de puits, ce qui peut avoir un impact sur sa résistance et ses caractéristiques de fixation.
- Une augmentation de pression dans les annulaires.
- Problèmes de conception (design) de ciment : L'utilisation du type de ciment incorrect pour les conditions de puits (pression, température, fluides de puits) peut entraîner des problèmes tels que la mise en place prématurée, une insuffisance de force ou une séparation pendant le curage. Un mauvais placement technique peut entraîner une mauvaise pression de pompe, une mauvaise concentration des composants de ciment ou un volume inadéquat de ciment, ce qui peut entraîner une évacuation (une distribution incorrecte) ou une évacuation du ciment, laissant des espaces entre le casing et la formation.
- Le problème lié aux wellbore c'est l'excentricité du casing (non centré dans le puits), les fractures dans la formation ou les déséquilibres de pression peuvent également contribuer à une mauvaise cimentation.

Solution :

Lorsqu'on détecte une mauvaise cimentation, différentes méthodes sont utilisées pour résoudre le problème, en fonction de la gravité et de la localisation du problème.

On peut les classer de manière générale comme :

- Le squeeze qui consiste à injecter du ciment supplémentaire dans l'annulaire afin de combler les vides ou les canaux.
- Stage de cimentation : Cette méthode utilise plusieurs emplacements de ciment avec des caractéristiques différentes afin d'obtenir une isolation zonale améliorée (séparation de différentes formations).
- Méthodes de réparation basées sur le Résine : Dans certains cas, on peut injecter des résines spécifiques afin d'améliorer la liaison entre le ciment existant et la structure/casing.
- Techniques d'isolation mécaniques : Dans des cas extrêmes, on peut utiliser des packers ou des bouchons de ponté pour séparer des zones spécifiques au sein du puits.

9.2.5. Dépôts de tartre scale :

Dépôt dur et cristallin, exactement comme le tartre dans les bouilloires et la plomberie domestique.

Il résulte de la précipitation de minéraux généralement présents dans l'eau de formation et/ou l'eau d'injection.

Les dépôts les plus courants sont les suivants : - :

- Carbonates
- Sulfates
- Sulfures

Ils cristallisent sur les parois (tubing, SCSSSV, vannes de tête de production)

Conséquence :

Le tartre forme des dépôts sur l'équipement

- Endommagement de la formation/obturation du puits
- Blocages des perforations ou accumulation de gravier
- Réduction de la capacité de transport des conduites

- Enrobage des mandrins de gas-lift ou d'injection
- Défaillance de la vanne de sécurité de fond de puits et de l'étrangleur
- Défaillance de l'ESP ou augmentation de la puissance requise
- Réduction du transfert de chaleur
- Usure/cavitation de la pompe
- Corrosion sous dépôt
- Arrêts forcés Nettoyage des cuves

Solution :

- Les carbonates sont les plus courants et peuvent être traités mécaniquement ou par des lavages chimiques
- Les dépôts de sulfite sont généralement insolubles et peuvent être très difficiles à éliminer une fois qu'ils sont formés. Utiliser des inhibiteurs de calcaire et planifier dès la phase de conception.
- Les écailles de sulfure, moins courantes, mais à surveiller en cas de températures et/ou de salinités élevées. Ils sont extrêmement insolubles et l'inhibition est la méthode d'atténuation préférée.

Planifiez à l'avance, en particulier si les puits sont en eaux profondes et/ou sous-marines.

Chapitre II :

Surveillance et contrôle

1- Introduction :

L'intégrité d'un puits doit être surveillée et contrôlée toute au long son cycle de vie. Par exemple, durant la phase de forage et construction on a pour but :

- Éviter les puits de s'effondrer
- Réguler le débit des fluides.

Alors qu'en phase d'exploitation, la surveillance se représente en :

- un contrôle de la pression et du débit des effluents ;
- un contrôle de la pression ou des niveaux dans les annulaires.

2- Surveillance d'intégrité d'un puits :

En opération normale, la pression dans les espaces annulaires est nulle et /ou faible.

L'augmentation de pression annulaire correspond à une perte d'une barrière de sécurité.

Elle peut être due à :

- Augmentation de température (démarrage de puits)
- Fuite des éléments d'étanchéité sur packers /Anchor seals /Tête de casing/tête de puits/vannes de circulation/vanne injection de produits chimiques.
- Communication tubing/casing ou casing/casing
- Canaux dans les annulaires de zones sous pression

La surveillance est l'observation des paramètres de fonctionnement d'un puits, par instrumentation, sur une fréquence prédéfinie pour s'assurer qu'ils restent dans les limites de fonctionnement (par ex. pressions, températures, débits) .

Le programme de contrôle et de surveillance des puits devrait tenir compte, au minimum, des principaux éléments suivants :

- L'état du puits : injection, production, fermeture, suspension, abandon ;
- Les limites d'exploitation ;
- La corrosion ;
- L'érosion ;

2.1. Inspection visuelle :

Une inspection visuelle est faite pour évaluer l'état général des équipements de surface, ainsi que les protections associées autour du puits. Les éléments inclus dans une inspection visuelle sont :

- Les dommages physiques à l'équipement des puits et aux barrières,
- Toutes les connexions au puits sont sécurisées et intactes, (par ex les lignes d'instrumentation et de contrôle ;
- Les caves de puits sont propres et vide de débris ou de fluides, y compris les eaux de surface, les accumulations ;
- Etat général de la tête de puits et de l'arbre de Noël: dommages mécaniques, corrosion, érosion, usure;
- L'observation de fuites ou de bulles émanant de l'arbre de Noël ou de la tête de puits, notamment d'annulaire et d'autres cavités non testées ou surveillées par d'autres moyens.

2.2. Logging des puits :

Les techniques de logging des puits sont souvent le seul moyen d'évaluer l'état de certains éléments de barrière tels que ciment, tubage, tubing, etc. Ces techniques de logging et de surveillance peuvent faire partie d'un programme de surveillance préétabli ou peuvent être lancées en réponse à un événement ou une anomalie observée.

Le logging des puits peut être abordée de différentes manières:

- La base du puits individuel, c'est-à-dire l'évaluation de l'état d'un puits;
- Dans un bloc, où les puits d'échantillonnage sont évalués et les résultats projetés dans l'ensemble de champ.

Le logging de puits peut inclure les types de mesure suivants:

- calliper à la corrosion;
- Acoustique;
- Sonique et ultra-sonique;
- Magnétique;
- Température;
- Pression;
- Logging de la production ;
- Vidéo et caméra de fond.

2.3.Surveillance de la corrosion :

La corrosion des composants structuraux ou contenant de la pression du puits peut entraîner une perte d'intégrité du puits. Un puits est généralement exposé à deux processus de corrosion suivant:

- la corrosion interne qui provient des fluides du réservoir ou des fluides imposés, des fluides d'injection, de la boue de forage ou des fluides de complétion;
- La corrosion externe qui provient du contact de l'air avec l'eau, telle que : – les eaux de surface, – les eaux souterraines statiques ou les aquifères. La corrosion interne et externe entraîne des problèmes d'intégrité structurelle et une perte potentielle de confinement si elle n'est pas atténuée rapidement. L'opérateur du puits doit définir le programme de surveillance et la fréquence en fonction de l'évaluation du risque de corrosion des éléments de la barrière structurelle du puits, qui peut être ajustée en fonction des résultats des inspections effectuées.

Les programmes de gestion de la corrosion peuvent inclure :

- Une sélection de matériaux résistants à la corrosion;
- Des estimations des taux de corrosion des éléments de barrière pendant la durée de vie nominale du puits; ces taux de corrosion estimés devraient être fondés sur une Chapitre I : Généralités sur l'intégrité des puits 15 expérience de terrain documentée ou modélisés à l'aide de pratiques reconnues de l'industrie;
- Des mesures indirectes, telles que l'échantillonnage d'un fluide d'annulaire ou de puits pour détecter les produits chimiques corrosifs (par ex. H₂S, acide) et les sous-produits de réactions corrosives;
 - La surveillance de l'injection de produits chimiques dans le circuit d'écoulement du fluide;
 - La surveillance de l'inhibition chimique des fluides annulaires;
 - L'isolation des annulaires des sources d'oxygène;
 - La protection cathodique.

2.4.Surveillance de l'érosion:

L'érosion des composants dans le trajet d'écoulement dans la colonne, la tête de puits et l'arbre de Noël peut entraîner la perte de l'intégrité du puits. Une attention particulière doit être accordée aux sections dans le trajet d'écoulement où la vitesse et la turbulence peuvent augmenter, comme cela peut se produire lors des changements de section dans la colonne de complétion, et dans les cavités dans l'arbre de Noël. Les limites d'écoulement et de vitesse doivent être basées sur la composition du fluide de puits et la teneur en particules solides. En cas de changement important dans la composition ou la teneur en particules solides du fluide de puits, les risques d'érosion et les limites de vitesse doivent être réévalués. Pour les puits qui fonctionnent à proximité des limites de vitesse, un programme de surveillance de l'érosion devrait être établi et faire partie du programme d'inspection et d'entretien des puits.

3- contrôle d'intégrité d'un puits :

3.1.Essai de purge :

Si l'on pense que la pression d'annulaire observée est une pression annulaire soutenue, un essai de purge sous pression suivi d'un essai d'accumulation peut être nécessaire pour déterminer le taux de fuite. Dans ce test, on tente de faire baisser la pression pour déterminer si la pression s'accumule et la vitesse à laquelle elle s'accumule. En peut observer plusieurs cas à analysés :

- **La pression diminue sans accumulation après être purgée :**

Si la pression se diminue à 0 psi et ne s'accumule pas dans les 24 heures consécutives, la source de pression dans l'annulaire en question est soit d'origine thermique, soit résultat d'une fuite à très faible débit. Dans ce cas, les barrières de puits peuvent être considérées comme efficaces.

- **La pression diminue avec l'accumulation après être purgée :**

Si la pression diminue à 0 psi et remonte à la pression d'origine ou inférieure dans les 24 heures consécutives, alors une barrière associée à l'annulaire en question a une petite fuite. Parce que la pression peut être purgée à zéro, le taux de fuite est considéré comme acceptable et les barrières pour le confinement de la pression peuvent être considérées comme adéquates. Ce puits devrait être surveillé, cet annulaire devrait être réévalué périodiquement pour déterminer si les barrières de confinement sous pression sont toujours acceptables.

Une accumulation de pression supérieure à l'original est possible si la pression n'était pas stabilisée au début de l'essai ou si la pression hydrostatique était réduite pendant l'essai en remplaçant un fluide annulaire de densité plus élevée par un fluide de formation plus léger (liquide et / ou gazeux).

Les raisons pour lesquelles la pression n'a pas atteint sa valeur initiale dans les 24 heures consécutives peuvent être les suivantes :

a) Le taux de fuite est très faible ;

b) Il y a un grand bouchon de gaz au sommet de l'annulaire ;

c) Une partie de la pression d'origine a été causée par des effets thermiques ;

d) L'accumulation de pression initiale après la purge à une colonne complète de fluide, et une pression plus élevée se développera plus tard lorsque de petites bulles de gaz migreront lentement vers le sommet de l'annulaire.

- **La pression ne se réduit pas avec la purge ouverte :**

Si la pression ne se vide pas à 0 psi dans les 24 heures, la barrière de pression peut ne pas être efficace et, dans certains cas, le taux de fuite peut être inacceptable. Cette condition peut indiquer que le taux de fuite est supérieur au taux de purge. Si cette condition est sur l'annulaire "A", une investigation plus approfondies doit être effectuée pour déterminer le chemin de communication et la source de fuite. Des plans de réparation peuvent également devoir être développés. Si cette condition existe sur les annulaires externes, il est reconnu que les options de correction sont très limitées. L'ampleur des conséquences et la probabilité d'une rupture complète de la barrière devraient être prises en compte pour déterminer si des réparations ou d'autres actions futures sont nécessaires.

Les puits avec une pression d'annulaire qui ne se purgent pas à 0 psi doivent être évalués plus avant que d'autre tentative de purge supplémentaires ne soient tentés.

3.2. Analyse des fluides récupérés :

Les liquides récupérés pendant le test de purge peuvent être analysés pour leur contenu.

- Si le fluide provenant de l'annulaire "A" est similaire aux fluides de production / injection, cela peut être une indication d'une fuite de tubing ou d'étanchéité.
- Si le fluide provenant de l'annulaire "A" est différent du fluide de production / injection et est également différent des fluides de remplissage initiaux laissés dans l'annulaire, ceci peut être une indication d'une fuite de tubage ou de migration de fluide d'une source différente.

La corrélation de l'analyse chimique du fluide récupéré avec les enregistrements de forage pertinents, tels que les diagraphies ou l'analyse chimique des hydrocarbures dans les échantillons de boue, peut aider à identifier la source du fluide récupéré.

- Si l'analyse des fluides récupérés indique que la source est l'intervalle production / injection, une analyse plus approfondie de la situation doit être effectuée pour déterminer le niveau de risque.

3.3. Test des joints de la tête de puits (tubing Hanger Seals test):

Après avoir confirmé qu'on a une communication avec le test de purge et d'accumulation on fait une investigation de surface, on testant les joints d'étanchéité de tête de tubing et de tubage à la surface

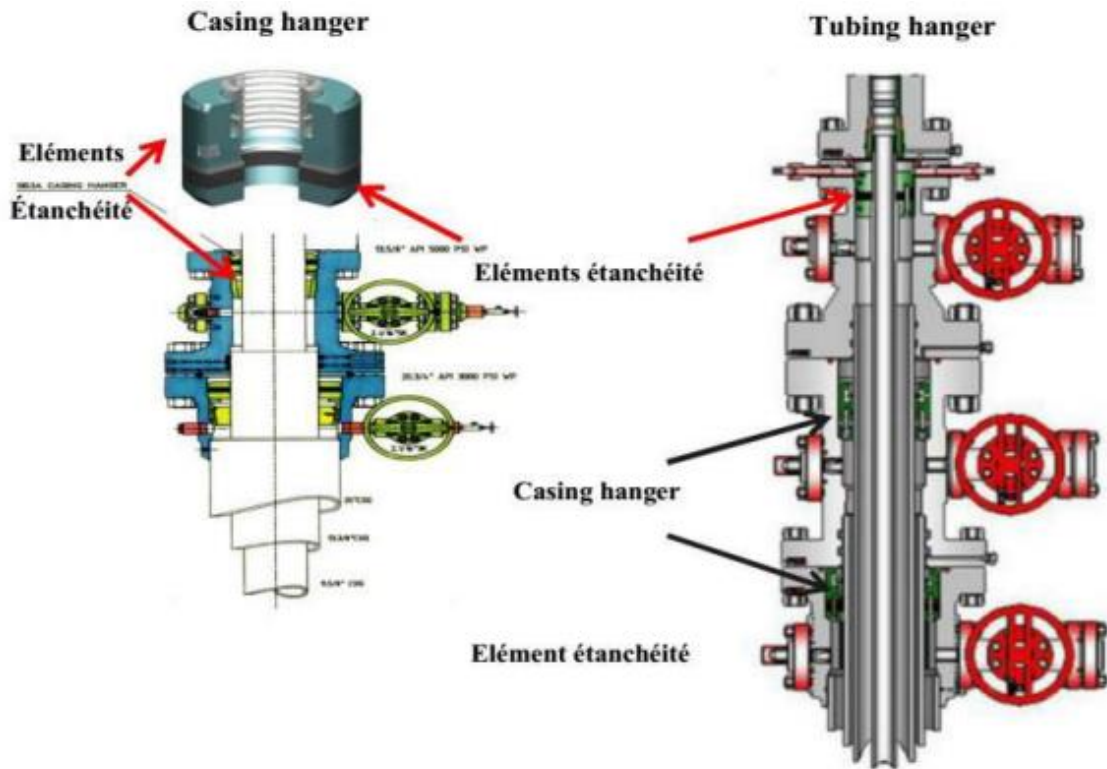


Figure II. 1:Étanchéité des annulaires de casing Hanger et de tubing Hanger [11]

3.4. Investigation de fond du puits : (down hole investigation) :

Si les joints de surface de tubing sont étanche donc une fuite de tubing est suspectée, un bouchon peut être placé dans le tubing, on purge la pression de tubing au-dessus du bouchon et on surveille la pression dans l'annulaire "A".

Si la pression de l'annulaire "A" diminue, cela indique que la fuite est au-dessus du bouchon. L'emplacement d'une fuite de tubing sous le raccord de tubing le plus bas peut être déterminé en posant les bouchons de tubing à des différentes profondeurs et en testant la pression sur le tubing. La réaction précoce de la pression de l'annulaire peut être dominée par les effets thermiques de la production et un temps d'arrêt suffisant peut être nécessaire pour permettre à la pression résultant des effets thermiques de se stabiliser

3.5. Prévention et élimination de la pression annulaire soutenues :

Idéalement, la pression annulaire soutenue devrait être éliminé après la détection. Cependant, dans la pratique, l'expérience a montré que la pression annulaire soutenue peut être très difficile

à éliminer lorsqu'elle est présente dans les sous-sections, certaines techniques et méthodes d'élimination de pression soutenue et de la prévenir sont mentionnées au-dessous :

En général, les mesures visant à éliminer la pression annulaire soutenue doivent être placées aussi près que possible de la source, et le potentiel de l'état ou de la condition doit être éliminé le plus tôt possible

Conception de puits et considérations opérationnelles : le moyen le plus efficace de prévenir la pression annulaire soutenue passe par un processus initial de construction de puits où le potentiel de pression annulaire soutenue est identifié et traité.

Les zones de formation qui peuvent entraîner le flux et la pression dans les annulaire à l'extérieur des barrières de puits établies sont souvent les situations les plus complexes et les plus difficiles à gérer et à éliminer après l'apparition de la pression annulaire soutenue.

Il est crucial que ces zones soient identifiées et correctement isolées. Ceci inclut l'isolation des formations qui sont perméables ou peuvent être fracturées si elles sont exposées à la pression de la zone de flux dans la section de tubage. Une telle isolation est généralement réalisée grâce à l'utilisation d'agents de fixation, comme le ciment. La probabilité de fuites résultant de la pression annulaire soutenue peut être minimisée grâce à la conception et à la sélection d'équipements qui fonctionneront comme prévu et résisteront à l'environnement auquel ils peuvent être exposés au fil du temps.

Pour s'assurer que cet objectif est atteint, des efforts doivent être faits pour identifier toutes les charges potentiels et environnements auxquels l'équipement peut être exposé pendant sa durée de vie. Ceci s'applique à l'équipement installé pendant la construction initiale du puits, mais également pour l'équipement qui est installé plus tard dans la vie du puits, par ex. patches et bouchons.

Opérations de pompage : Lorsque la pression annulaire soutenue est découverte, les opérations de pompage sont souvent utilisées pour tenter d'atténuer ou d'éliminer la condition. Les opérations de pompage peuvent impliquer une circulation ou une injection annulaire. De telles opérations peuvent impliquer le placement d'un agent de réglage et / ou d'un liquide lourd dans les annulaire.

Les agents de réglage sont utilisés pour isoler la source et l'emplacement de la pression annulaire soutenue. La source de pression annulaire soutenue et son potentiel doivent donc être correctement évalués et compris avant d'être isolés. Les liquides lourds sont utilisés pour contrôler hydro-statiquement la source de la pression en créant un déséquilibre hydrostatique.

De telles applications sont généralement préférées lorsque la source de pression annulaire soutenue est constituée de zones perméables peu profondes ou lorsque la fuite résultant est dans une seule direction. Les variations de pression différentielle en fonction du temps et de la profondeur doivent être évaluées et des limites de pression appropriées doivent être définies avant le début de l'opération.

Workover et Interventions conventionnelles : Plusieurs options sont disponibles pour atténuer ou éliminer la pression annulaire soutenue grâce à l'utilisation de Workover ou d'interventions conventionnelles de puits si la fuite qui en résulte est située dans la colonne de complétion et la colonne de tubage. Lors de l'exécution d'un workover, la colonne de complétion est remplacée et la colonne de tubage devienne accessible pour l'inspection et la réparation. Des patches, des straddles ou des dispositifs d'isolation mécanique similaires transportés à l'aide de techniques d'intervention conventionnelles peuvent être utilisés pour éliminer les fuites dans les colonnes de complétion et de tubage.

4- Gestion du risque :

Les techniques d'évaluation des risques établies et approuvées sont appliquées et utilisées comme un outil pour aider à la gestion de l'intégrité des puits.

On identifie les facteurs à prendre en compte et présente les techniques d'évaluation qui peuvent être appliquées lors de l'utilisation de l'évaluation des risques ;

- établir des régimes de suivi, de surveillance et de maintenance des éléments de barrière de puits qui visent à minimiser les risques potentiels de toute atteinte aux enveloppes de barrière de puits;
- déterminer quels éléments de la barrière sont considérés comme des éléments essentiels à la sécurité qui exigent des normes de rendement et des tâches d'assurance qui confirment la conformité à la norme de rendement ;
- déterminer une ligne de conduite appropriée pour traiter les anomalies de puits rencontrées au cours de ces régimes de suivi, de surveillance et de maintenance ;
- établir le risque de perte en tenant compte du type de puits, de la pression, de fluide et du potentiel d'écoulement, Pour l'évaluation des risques en va prendre en considération les éléments suivants :

4.1. L'emplacement : L'emplacement du puits peut influencer sur les risques présentés par un puits en termes de :

- L'emplacement géographique, par ex. onshore ou offshore, urbain ou éloigné,
- installation / type de puits, par ex. plate-forme, sous-marine, installation ou emplacement habité ou non habité,
- La concentration du puits, par ex. puits unique, grappe de puits multiples (existe on offshore).

Donc il faudrait tenir compte des éléments suivants :

- La proximité du puits aux travailleurs et les effets potentiels sur la santé et la sécurité des travailleurs de toute atteinte à l'intégrité d'une enveloppe de barrière de puits causée par une anomalie quelconque ;
- La proximité du puits par rapport à l'environnement et les effets potentiels sur l'environnement de toute atteinte à l'enveloppe d'un puits causée par une anomalie quelconque ;
- La proximité du puits avec d'autres puits et les infrastructures et les effets potentiels sur ces puits et les infrastructures de toute dégradation de l'enveloppe d'une barrière de puits due à une anomalie quelconque ;
- L'évaluation de tout risque composé posé par des puits ou des infrastructures adjacentes présentant également une forme de dégradation de leurs propres enveloppes-barrières ;
- Capacité à accéder au puits pour : o surveiller son état, o effectuer la maintenance, o effectuer des réparations ;
- Capacité à accéder à la zone située à proximité du puits afin d'atténuer les effets de toute perte d'intégrité potentielle ;
- Capacité et temps de forer un puits de secours, si nécessaire.

4.2. Potentiel d'écoulement vers l'extérieur : La capacité des fluides de puits à s'écouler vers la surface ou dans un endroit souterrain indésirable dans le puits, avec ou sans l'aide d'un ascenseur artificiel, a potentiellement une incidence sur l'ampleur des conséquences associées à une perte d'intégrité du puits.

Il faudrait prendre en compte les impacts des éléments suivants :

- Les sources potentielles et les voies de fuite de l'écoulement (tuyauterie, annulaire, contrôle line, valve de gas-lift) ;

- Moyen d'écoulement (provenant des réservoirs et également des volumes limités, par exemple gas-lift) ;
- Défaillance d'autres éléments de barrière ;
- Durée pendant laquelle le puits est capable de supporter le débit ;

4.3.Effluent du puits :

La composition de l'effluent du puits influe sur les risques posés par un puits, tant en ce qui concerne les effets de l'effluent des puits sur les enveloppes des barrières que les risques pour la santé, la sécurité, l'environnement associés au rejet potentiel de ces effluents en cas de perte d'intégrité du puits. L'évaluation des risques associée à toute anomalie potentielle concernant

- Les Composants Acides;
- Les Composants Corrosifs;
- Les Composants Toxiques;
- Les Composants Cancérogènes;
- Les Composants Inflammables Ou Explosifs;
- Composants Erosifs ;
- Les Composants Asphyxiants ;
- Compatibilité Entre Les Composants;
- Formation D'émulsions Et D'hydrates.

4.4.Environnement externe : En plus des risques d'intégrité des puits influencés par le potentiel d'écoulement et les effluents, l'exposition des barrières de puits à des environnements externes présente des risques potentiels d'intégrité qui peuvent être indépendants des intervalles de production ou d'injection auxquels ces puits sont reliés. Les effets suivants devraient être prêt on considération :

- La corrosion externe des composants de la structure tels que le tubage du conducteur, le tubage de surface et la tête de puits exposés à l'atmosphère.
- La corrosion externe des tubages exposés à des fluides corrosifs dans des emplacements souterrains (par exemple, aquifères contenant des fluides corrosifs, incompatibilité entre le liquide annulaire et le fluide de remplissage.
- L'impact du chargement cyclique et / ou thermique des puits sur la résistance du sol et la capacité des sols à fournir un support structurel au puits ;

- Les charges externes sur les puits associées aux mouvements de la terre (par exemple, le compactage du réservoir, les tremblements de terre, les mouvements tectoniques associés aux failles et le mouvement des matériaux ductiles tels que les formations salines) ;
- Les impacts mécaniques associés à la chute d'objets (provenant d'installations, de navires, de véhicules ou d'autres équipements à proximité des puits) ;
- Les impacts mécaniques associés aux collisions (par exemple, par des navires ou des véhicules).

4.5. Classification des risques Intégrité :

Les conditions d'intégrité des enveloppes définiront la classification des risques tels que définis par le tableau ci-dessous :

Tableau II. 1: Classification des risques Intégrité [2]

Catégorie	Description	Risque	Actions
Rouge	Une barrière/enveloppe défaillante et l'autre est dégradée	Très élevé	Les actions de remédiation sont nécessaires avant que le puits ne puisse être mis en fonctionnement.
Orange	Rupture d'une barrière/enveloppe et l'autre est intact, ou les deux enveloppes sont dégradées	Élevé	Des actions de remédiation urgente seront nécessaires dans les meilleurs délais.
Jaune	Une barrière/Enveloppe dégradée, l'autre est intacte	Modéré	Le puits sera mis en surveillance selon sa criticité (voir section 3), et l'exploitant doit évaluer les actions de réparation.
Vert	Aucun problème mineur (enveloppes étanches)	Acceptable	Aucune action n'est requise

- La catégorie rouge : Un puits classé dans la catégorie rouge doit être considéré avec un risque très élevé et non conforme, des actions de remédiation seront nécessaires avant que le puits ne puisse être mis en fonctionnement.
- La catégorie orange : Un puits classé dans la catégorie orange doit être considéré avec un risque élevé et non conforme, des actions de remédiation urgente seront nécessaires dans les meilleurs délais.

- La Catégorie jaune : Un puits classé dans la catégorie jaune doit être considéré avec un risque modéré et non négligeable, le puits sera mis en surveillance selon sa criticité et l'exploitant doit évaluer les actions de réparation.
- La Catégorie verte : Un puits classé dans la catégorie verte doit être considéré avec un risque acceptable et conforme.

Toutes les barrières passives installées dans puits (qui ont été testées avec succès lors de la phase de forage/complétion) seront de facto considérées comme fonctionnelles et acceptables, sauf indication contraire (augmentation de pression) qui déclenchera les tests de fuites périodiques spécifiques à la barrière considérée.

5- Pression maximale admissible de l'annulaire à la surface (MAASP) :

5.1.Définition du MAASP :

La pression de surface maximale admissible de l'annulaire (MAASP) est la plus grande pression mesurée à la tête du puits qu'un annulaire peut contenir, sans compromettre l'intégrité des éléments de barrière de cet annulaire

Cette pression est établie par l'équipe de forage et complétion.

5.2.Procédure de calcul du MAASP :

La procédure de calcul de la pression maximale théorique est la suivante :

- Définir les caractéristiques du liquide de l'annulaire et les conditions de la pression et de température.
- Définir les caractéristiques de résistance d'attraction des tubulaires.
- Définir les cas pour l'analyse de sensibilité
- Déterminer les conditions de collapse et d'éclatement pour chaque casing string. L'analyse des contraintes du tubing doit être utilisée pour déterminer l'impact des effets tels que la compression sur la résistance du tubing.
- 10 % facteurs de sécurité doivent être utilisés pour l'éclatement et le collapse.
- Déterminer l'impact de cas alternatifs. Par exemple, La perte de solidité du liquide annulaire (boue) peut se produire avec le temps, ce qui peut donner en une densité
- aussi faible que la base liquide (l'eau dans le cas des boues à base d'eau) [5].

N.B : Dans les calculs ci-dessous, il est supposé que le pire des cas (densité plus forte) liquide de l'annulaire est la densité originale de la boue de forage.

5.3.Calcul de MAASP :

La pression maximale admissible de l'annulaire à la surface (MAASPs) est appliquée à tous les puits afin de préserver l'intégrité de la pression des barrières annulaires. Pressions annulaires existent dans presque tous les puits et peuvent varier selon le mode de fonctionnement d'un puits avec des effets thermiques étant la principale cause de fluctuation. Pressions annulaire peut être tolérée jusqu'à la valeur maximale établie par les calculs. Les problèmes potentiels qui peuvent être causés par la pression de l'annulaire orientent les critères utilisés pour définir les valeurs MAASP. Il y a trois d'éventuelles pertes d'intégrité qui peuvent être causées par un excès de pression annulaire :

- Breakdown de la formation au sabot de casing.
- Éclatement de casing.
- Collapse du interne casing/ tubing.

La pression pour chacun de ces cas de défaillance doit être calculée, la méthodologie pour chaque calcul est décrite ci-dessous. La plus faible de ces trois valeurs calculées fournira une valeur maximale théorique au cours de laquelle une défaillance pourrait se produire. La plus faible pression de défaillance est normalement la formation breakdown en cas de B et C et de packer/anneaux d'essai en cas de "A" de l'espace annulaire. Cependant, il n'est pas sûr de supposer que ce sera le cas dans tous les cas et donc les trois valeurs doivent être calculées pour la validation et l'intégralité.

Breakdown de la formation Cette valeur est calculée en fonction de la pression, établie pendant la phase de forage, nécessaire pour provoquer la fuite de liquide ou breakdown de la formation vers le sabot du casing extérieure de l'annulaire pertinent. Cette pression aura été déterminée par le test de l'intégrité de la formation (FIT) ou test de fuite (LOT) effectué après perçage du ciment dans le sabot.

Pour le calcul on suppose que la colonne de fluide dans l'annulaire est formée de la boue qui était dans le trou et déplacées par le travail du ciment sur le casing intérieur et est destiné à l'origine de la densité.

Une autre hypothèse est que l'anneau/sabot de communication existe et la colonne de fluide est présente à la profondeur du sabot. Ce n'assume aucune obligation de ciment entre les deux casings et cette hypothèse prudente demeure même si une bonne adhésion est considéré sur le ciment bond log.

Faire de ces hypothèses, la pression maximale théorique est la différence entre la pression nécessaire à la dégradation de la formation et de la pression hydrostatique exercée au sabot par la colonne de liquide dans l'annules

Ceci peut être calculé en utilisant la formule suivante : Formule (III.1) : **MAASPFBD = 0.9 x TVD x 0.433 (FG-MG)** Alors,

MAASPFBD MAASP Breakdown de la formation en (psi).

FG Gradient de breakdown de la formation (SG).

MG Gradient de boue annulaire (Inner casing mud, SG).

TVD Profondeur vertical du l'extérieur de sabot (ft).

Conversion de poids spécifique (SG) au gradient psi/ft : 1 SG = 0,433 psi/ft

Un facteur de sécurité de 10 % est compris dans ce calcul. Dans le cas où aucune FIT ou LOT a été effectuée à sabot de casing, il est préférable d'assumer les valeurs obtenues à partir des puits dans l'équivalent de la formation. La valeur la plus faible obtenue doit être utilisée dans le calcul d'offrir le pire des cas **Éclatement de casing** Cette pression maximale théorique est la pression maximale permise pour éviter l'éclatement du tubage extérieure de l'annulaire en question.

Comme dans le calcul précédent, on suppose que l'annulaire est ouvert au sabot de casing extérieur et rempli avec le poids de la boue d'origine au moment de cimenter l'intérieur de casing.

Dans le pire des cas il est également supposé que l'annulaire extérieur est rempli avec de l'eau. La pression théorique de l'éclatement du casing est donc calculée comme la différence entre la pression nécessaire pour faire éclater de casing extérieure (obtenue à partir les spécifications de casing) avec un gradient hydrostatique de l'eau douce dans l'anneau extérieur et la pression exercée sur le sabot à la pression hydrostatique de la colonne de liquide

La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante : Formule (III.2) : **MAASPburst = (Pb / 1.1) – TVD x 0.433 (MG – 1.0)** Alors,

MAASPburst MAASP d'éclatement de casing (psi).

Pb Pressure d'éclatement extérieur de casing (psi).

MG Poids de la boue avant la cimentation d'intérieur de casing (SG).

TVD Profondeur verticale de l'extérieur de sabot (ft).

1.0 Gravité spécifique à l'eau, SG. Un facteur de sécurité de 10 % est appliqué dans ce calcul.

Collapse de casing : C'est la pression maximale théorique admissible permis pour éviter le collapse de casing intérieure de cet annulaire. Il est supposé que le pire scénario est que l'annulaire est ouvert jusqu'à le sabot de casing extérieur et remplies de fluide de forage d'origine (comme dans les calculs ci-dessus). Alors que le casing est toujours plus profond que le sabot de casing extérieur, il est supposé que la formation serait le chemin de fuite pour tout liquide fluide/excès de pression et donc la pression ne serait pas exercée tout jusqu'à le sabot de casing intérieur.

Dans le pire des cas il est également supposé que l'annulaire intérieur est rempli d'eau. La pression théorique maximale pour éviter le collapse est calculée comme la différence entre la pression requise pour réduire de casing intérieure (obtenue à partir de casing spécifications) avec un gradient hydrostatique de l'eau douce dans l'annulaire extérieur de casing et la pression exercée au sabot da casing intérieure par la pression hydrostatique de la colonne de liquide.

La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante : Formule(III.3) : **MAASPcollapse = Pc – TVD x 0.433 (MG – 1.0)** Alors,

MAASPcollapse MAASP collapse de casing (psi).

Pc Pression collapse d'intérieur de casing (psi).

MG Poids de la boue avant la cimentation d'intérieur de casing (SG).

TVD Profondeur verticale du l'extérieur de sabot (ft).

1.0 Gravité spécifique à l'eau, SG.

Collapse de tubing Cette pression théorique maximale est la pression maximale permise pour éviter le collapse de tubing pour l'espace annulaire 'A'.

Le tubing évacué est considéré comme le pire scénario. La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante : Formule (III.4) :

MAASPTubing collapse = Pc – (0.433 x TVD x MG) Alors,

MAASPTubing collapse MAASP collapse de tubing (psi).

Pc Pression collapse de tubing (psi).

MG Gravité de fluide de complétion (SG)

Chapitre III :

Etude de cas

1- Introduction :

Ce chapitre contient des différents puits qui représentent des exemples de perte d'intégrité pour diverses causes et la solution faite pour réparer chacun, on citant les différentes étapes pour avoir un diagnostic précis sur la situation.

2- Présentation du champ :**2.1.Introduction :**

Située au nord du Sahara algérien, la région de Hassi-Messaoud est connue pour son industrie pétrolière très développée. C'est l'un des gisements pétroliers les plus complexes au monde et le plus important d'Algérie, avec une superficie totale d'environ 2000 km². Ce gisement a connu une évolution tectonique importante pendant son enfouissement jusqu'à ce qu'il prenne la forme actuelle. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits et il est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. D'importants investissements ont été effectués et d'autres le seront à l'avenir afin d'extraire le plus de pétrole possible et d'accroître ainsi la récupération finale.

2.2.Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud/Sud Est d'Alger et à 350 km de la Frontières Tunisienne, sa localisation en coordonnées LAMBERT Sud Algérie :

X = (790.000 – 840.000) Est.

Y = (110.000 – 150.000) Nord

En coordonnées géographiques, il est limité

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

Et Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Il est limité :

Du point de vue géologique par :

- A l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya.
- Au Nord par la structure Djemmâa-Touggourt.

- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

Du point de vue gisement par :

- NW par le gisement d'Ouargla, Guellaba, Benkahla et Haoud Berkaoui.
- SW par le gisement d'el Gassi, Zotti et El Agreb.
- SE par le gisement de Rhoude-El-Baguel et Mesdar.
- Est par le gisement de Ghadamès.

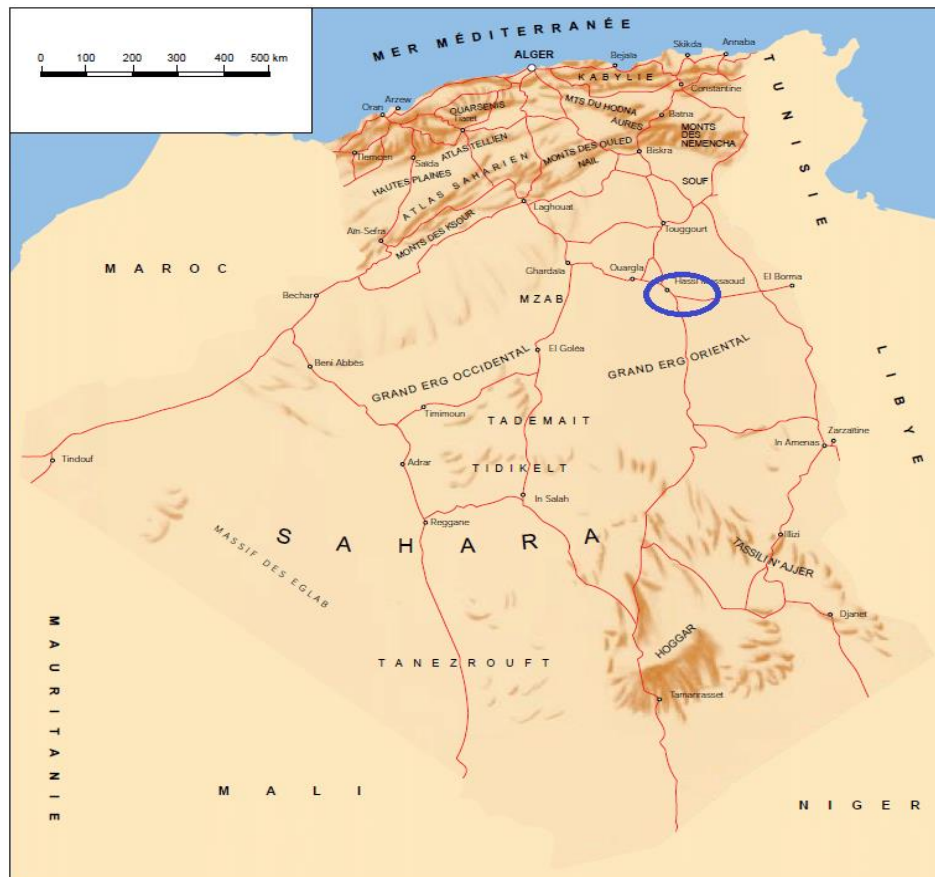


Figure III. 1: Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud [2]

2.3. Historique de champ de Hassi Messaoud :

1956 : Découverte du champ (Forage de MD 01)

1958 : Mise en exploitation du champ Sud

1959 : Mise en exploitation du champ Nord

1960 : Création du CIS et CINA

1960-1970 : Réalisation de 05 Unités de séparation ; 02 Unités de Réinjection de gaz ; 01 Toppinget 02 Unités de Stabilisation.

1970-1980 : Réalisation de 02 Unités GPL ; 07 Unités de séparation Satellites ; 01 Raffinerie ; 01 Unité d'injection d'eau ; 05 Unités Boosting et 05 Unités de Réinjection de gaz

1980-1990 : Réalisation de 02 Unités de Réinjection d'eau ; 01 Unité de séparation Satellites ; 06 Unités Boosting ; 01 Unité de séparation et 02 Unités d'injection de gaz.

1990-2000 : Réalisation de 17 Unités Boosting ; 06 Unités de Réinjection de gaz ; Unité de séparation de gaz ; 01 Unité de GPL et 02 Unités d'azote.

2000 à ce jour : Réalisation de 02 Unités de Traitement des eaux Huileuse ; 01 Unité de valorisation des Condensats ; 01 Unité de stabilisation d'huile « UTBS » ; 01 Unité de production de GPL et de Condensat et Unité de séparation LDHP (Ligne Direct Haute Pression) « ZCINA »

2.4.Caractéristiques du réservoir

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm²).
- La température est de l'ordre de 120 °c.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- Contact huile/eau : 3380 m.
- Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm².
- Côte de référence : 3200 m.
- épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum mais peut également être nulle.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

2.5.La production dans le champ :

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud est l'un des plus importants d'Algérie et joue un rôle crucial dans l'économie du pays. Il est exploité par Sonatrach, la compagnie nationale des hydrocarbures.

La production actuelle du champ Hassi Messaoud est d'environ 430 000 barils par jour, en conformité avec les quotas de production fixés par l'OPEC pour réguler les prix du marché mondial. Le champ a atteint son pic de production en 1977 et continue à produire à un rythme significatif, contribuant à environ 17 % de la production quotidienne totale du pays.

Le site de Hassi Messaoud bénéficie également de projets d'expansion en cours, notamment le développement des champs du nord et du sud de Hassi Messaoud, qui sont actuellement en phase de mise en service. Ces projets visent à prolonger la durée de vie du champ et à maximiser l'extraction des réserves restantes.

En plus de la production de pétrole, Sonatrach travaille également à augmenter la production de gaz naturel dans la région, avec des plans pour accroître la production annuelle de gaz de 3,6 milliards de mètres cubes par an à Hassi Messaoud

3- Etude de cas :

3.1.Perte d'intégrité à cause d'effet thermique :

3.1.1. Résumé du puits et résultats de l'évaluation de l'intégrité

Résumé du puits [8]

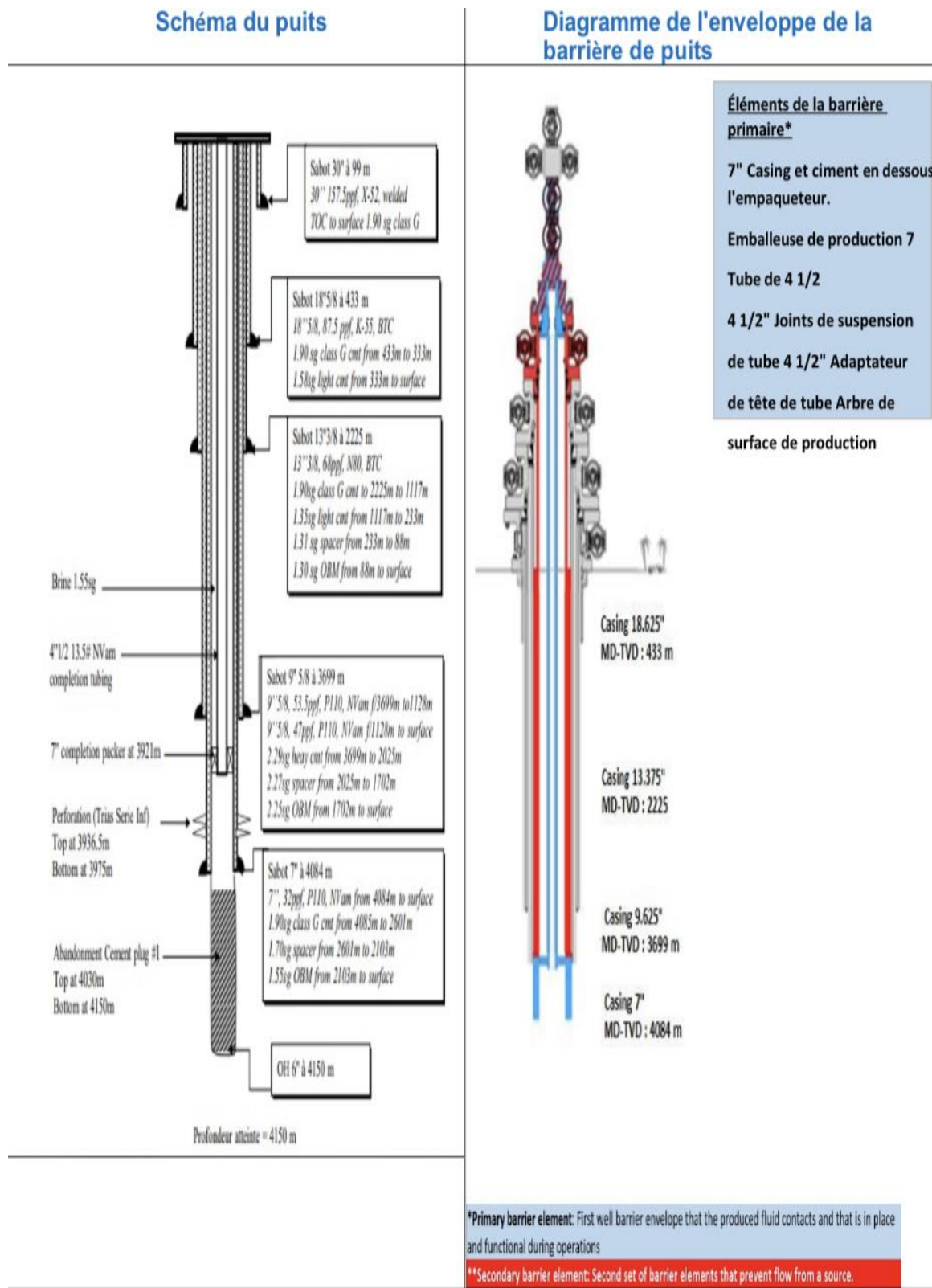
Nom du puits	BEK-2
Champ d'application	HMD
Date du forage	06 mars 2020
Date de la dernière visite	Pas de données
Type et statut	Producteur de pétrole
Qualité du ciment	<ul style="list-style-type: none"> • 7" Boîtier : - TOC- 2601 m./31075 - 3175-4055 : bon ciment - 4055-4090 : ciment moyen • 9 5/8" Boîtier : - TOC @ 2025 m. - Mauvaise qualité du ciment pour libérer le tuyau - Mauvaise qualité du ciment pour libérer le tuyau à travers <p>Horizon B</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • 13 3/8" Boîtier : - TOC : 233 m - 470-900 : mauvais ciment pour le tuyau libre - 950-1430 : moyenne - 1430- 2225 : bon ciment - Qualité modérée du ciment pour libérer le tuyau à travers la formation d'Albien
État de la corrosion	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de données
Journaux supplémentaires	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de journaux supplémentaires

Résultats de l'évaluation de l'intégrité [1]

Catégorisation	
Statut des arbres et des têtes de puits	
Niveau de priorité de l'intervention	3

3.1.2. Schéma du puits et de l'enveloppe de la barrière [5]



3.1.3.MAWOP, MAASP et données de pression surveillée :

Annulus/Tbg	50% MAWOP* (psi)	MAWOP * (psi)	MAASP** (psi)	Pression annulaire/Tbg (psi)	Date de contrôle
Tube	NA	NA	NA	2520	21 JUIN 2022
A Annulus	2,000	4,000	5,000	0	21 JUIN 2022
B Annulus	1968	3936	4920	377	21 JUIN 2022
C Annulus	882	1764	2205	0	21 JUIN 2022
D Annulus	142	284	355	N/D	

* : MAWOP = Pression de fonctionnement maximale admissible de la tête de puits

** : MAASP = Pression de surface maximale admissible dans

l'anneau NA : Non applicable

ND : Non déterminé

3.1.4.Analyse :

Historique de la pression des annulaires :

Date de contrôle	Etat du puits	WHP (Bars)	Annulus	Pression de démarrage (bars)	Purge (O/N)	Pression finale (bars)	Observations
9-Nov-20	Ouvrir	234	A	0	N		
	Ouvrir		B	30	Y	10	boue
			C	135	Y	45	Boue+eau
26-Dec-21	Ouvrir	221	AN	0	N		
			B	16	N		

			C	75	N		
28-Mai-22	Ouvrir	176	A	0	N		
			B	26	N	0	
			C	0	N		
21-Juin-22	Ouvrir	180	A	0			
			B	26	Y	0	
			C	0	N		Pas de pression de l'UB pendant 24 heures
22-Juin-22		180	A	0	N		
			B	0	N		
			C	0	N		

Diagnositics

- o Un puits producteur d’huile, nouvellement foré, est actuellement ouvert avec une pression de tête de puits de 180 bar et la pression de l'annulaire B est de 26 bar et la pression de l'annulaire A est de 0 bar.
- o L’annulaire B a été purgé de 26 bar à 0 bar et laissé pendant 24 heures pour le test d'accumulation.
- o Après 24 heures, la pression dans l'annulaire B est de 0 bar, ce qui signifie qu'il n'y a pas eu d'accumulation pendant les 24 heures de surveillance, tandis que l'anneau A est resté à 0 bar.
- o Il y a une divergence dans la lecture de la pression sur l'annulaire C qui, d'après la base de données de surveillance de la pression de l'anneau, était de 135 bars en novembre 2020 et de 75 bars en décembre 2021, alors qu'en mai 2022, l'anneau C indiquait 0 bar et en juin 2022, 0 bar également.
- o De la boue a été signalée comme effluent sur l'Annulus B purgé en novembre 2020 et l'Annulus C mélange de la boue et de l'eau.

o Cimentation :

1. 7" Boîtier :

- o TOC à 2601 m
- o Ciment moyen sur la zone du sabot du tubage de 7".
- o Ciment bon à moyen sur le sabot de tubage précédent
- o Mauvais ciment de 3172 à 2600 m

1. 9 5/8" Boîtier :

- o Mauvais ciment pour libérer le tuyau.
- o Mauvais ciment pour libérer le tuyau à travers l'Horizon B

3. 13 3/8" boîtier

- o TOC : 233 m
- o Bon ciment sur le sabot de tubage 13 3/8" zone 2225-1434 m
- o Ciment modéré pour libérer le tuyau à travers l'Albien

o Pendant le forage, tous les tubages et l'espace annulaire sont testés sous pression après la cimentation, comme indiqué ci-dessous :

- o 13 3/8" Test de pression à 3000 Psi – OK
- o 9 5/8" Test de pression à 3500 Psi - OK
- o 7 "Test de pression à 3500 Psi- OK
- o A Annulaire testé sous pression à 1500 Psi- OK
- o B Annulaire testé sous pression à 800 psi- OK
- o C Annulaire testé sous pression à 400 psi-OK

Conclusion

o A La pression de l'annulaire est de 0 bar alors que la pression de la tête de puits est de 180 bar, ce qui indique que la barrière primaire est toujours intacte.

o La source de pression dans l'annulaire B est suspectée d'être due à la dilatation thermique car la pression relevée sur l'annulaire B après 24 heures de purge était de 0 bar.

o Il y a eu un changement de pression sur la section de l'annulaire C, de la lecture initiale de novembre 2020 qui est de 135 bars à 75 bars en décembre 2021 et finalement les deux dernières lectures de mai 2022 et juin 2022, l'annulaire C a rapporté 0 bar.

o Puits nouvellement foré en 2020, tête de puits et vallée X/Tree en bon état, testé lors de la

o Selon la catégorisation de l'intégrité des puits Norsok D-10, le puits appartient à la catégorie jaune, car une barrière est dégradée et l'autre est intacte.

3.1.5. Modélisation des défaillances de puits :

La modélisation des défaillances de puits est une technique de gestion de l'intégrité des puits basée sur l'évaluation préventive des risques.

Un modèle de défaillance de puits est utilisé pour rationaliser le processus d'évaluation des risques, le plan d'action et le temps de réponse pour la réparation en cas de défaillance.

Le WFM est basé sur l'évaluation des éléments de la barrière du puits constituant les enveloppes primaire et secondaire, leurs modes typiques de défaillance, les causes potentielles de défaillance, les risques associés et un plan d'atténuation pour chaque élément de la barrière.

Vous trouverez ci-dessous une modélisation de la défaillance du puits BEK-2 :

Objet	Élément de barrière	Statut de l'élément de barrière de puits	Mode de défaillance typique d'une barrière	Causes de défaillance potentielles	Risques associés	Plan d'atténuation
1	Emballer de production	Intact	1) Fuite au niveau de la garniture extérieure éléments 2) Fuite au niveau des Joints internes	1) Pression différentielle excessive dans l'obturateur 2) Charges excessives lors des opérations de pompage ou de production	1) Perte de la barrière primaire 2) Perte de production 3) Exposition du tubage de production à un fluide de puits corrosif	1) Sélectionner l'obturateur pour qu'il résiste aux charges prévues et au fluide de formation 2) Atténuer la pression différentielle élevée à travers l'obturateur pendant le fonctionnement 3) Garantir les meilleures pratiques lors de

				<p>3) environnement corrosif</p> <p>4) Scelle les dommages survenus lors de l'installation</p>	<p>4) Problèmes liés à l'ascenseur artificiel</p>	<p>l'installation de l'empaqueteur</p>
2	Tube de production	Intact	<p>1) Rupture de tube (fuite)</p> <p>2) Perte des propriétés mécaniques des tubes de production</p> <p>3) Perte de la pression nominale d'éclatement et d'effondrement</p>	<p>1) Fuite des joints d'étanchéité du tube et de l'obturateur</p> <p>2) Corrosion</p> <p>3) Erosion due à la vitesse du fluide</p> <p>4) Charges excessives (effondrement et éclatement)</p> <p>5) Utilisation de connexions non premium</p> <p>6) Production de sable</p> <p>7) Mise à l'échelle</p>	<p>1) Perte de la barrière primaire.</p> <p>2) Perte de production</p> <p>3) Risque accru de défaillance de la tubulure</p> <p>4) Restreindre les opérations de pompage et de forage</p> <p>5) Compliquer les opérations d'entretien et d'intervention</p>	<p>1) Contrôle de la pression de la section A</p> <p>2) Bien connecter à la télémétrie</p> <p>3) Réévaluer les spécifications des matériaux pour les nouveaux puits ou les nouvelles complétions</p> <p>4) Contrôler l'intégrité des conduites en effectuant régulièrement des relevés MFCL et/ou des relevés de corrosion.</p> <p>5) Assurer l'exploitation du puits dans les limites de l'enveloppe d'exploitation prévue</p> <p>6) Atténuer les cas de charge excessive pendant les opérations de pompage et de production</p> <p>7) Prévenir la production de sable</p> <p>8) Gestion du tartre et de la corrosion</p> <p>9) Confirmer l'intégrité de l'anneau avant et après la fracturation et avant tout nettoyage post-fracturation par tomodensitométrie.</p>

3	Suspension de tube	Non vérifié	<p>1) Défaillance des joints de col</p> <p>2) Défaillance des joints d'étanchéité</p>	<p>1) Exposition à des fluides corrosifs</p> <p>2) Pression différentielle excessive dans le joint</p> <p>3) Surcharge mécanique</p>	<p>1) Perte de la barrière primaire</p> <p>2) Pression annulaire soutenue dans l'anneau A</p>	<p>1) S'assurer que les fluides produits et/ou injectés sont compatibles avec le matériau des joints.</p> <p>2) S'assurer que la pression différentielle à travers le joint est inférieure à la pression nominale.</p> <p>3) Évaluer les cas de charge des suspensions de tubes pendant les opérations de forage et s'assurer qu'ils ne dépassent pas les charges conçues</p>
4	Adaptateur de tête de tube	Intact	Défaillance de l'adaptateur de la tête de tube	<p>1) Exposition à des fluides corrosifs</p> <p>2) Corrosion externe</p> <p>3) Boulons desserrés</p>	<p>1) Perte de la barrière secondaire</p> <p>2) Rejet d'hydrocarbures dans l'environnement</p>	<p>1) S'assurer que les fluides produits et/ou injectés sont compatibles avec le matériau d'étanchéité de la bride de l'adaptateur de la tête de tube.</p> <p>2) Inspection visuelle pour confirmer l'absence de corrosion</p> <p>3) Resserrer les boulons de la bride de la tête de tube</p>
5	Soupape principale	Intact	<p>1) Ne fonctionne pas</p> <p>2) Fuite externe</p> <p>Dans l'environnement</p> <p>3) Fuite interne</p>	<p>1) Usure et corrosion</p> <p>2) Spécifications inadaptées à l'application</p> <p>3) Mauvais entretien</p>	<p>1) Rejet d'hydrocarbures en surface</p> <p>2) Perte de production</p> <p>3) Perte d'une barrière primaire</p>	<p>1) Veiller à l'entretien adéquat des têtes de puits et des arbres et revoir la fréquence des visites</p> <p>2) Évaluer les compétences du personnel de maintenance</p> <p>3) Réévaluer les spécifications des matériaux et remplacer les matériaux défectueux</p>

			<p>4) Blocage de l'ouverture</p> <p>5) Blocage de la fermeture</p>			<p>4) Réviser les spécifications de sélection des matériaux des vannes pour les adapter aux conditions de fonctionnement</p>
6	Formation au niveau du sabot de production	Non vérifié	<p>1) Rupture du ciment de la chaussure</p> <p>2) Échec de la formation</p>	<p>1) Pression de pompage élevée (dépassant la résistance de la chaussure)</p> <p>2) Flux croisé à partir d'une zone à haute pression</p>	<p>1) Perte de la barrière secondaire</p> <p>2) Perte de la réserve au profit d'une autre formation</p> <p>3) Libération incontrôlée de fluides à la surface</p>	<p>1) Examiner les pratiques de cimentation pour confirmer la qualité du ciment au niveau de la chaussure</p> <p>2) Test de la chaussure pendant la construction du puits (FIT, LOT)</p> <p>3) Contrôler la pression dans l'espace annulaire et veiller à ne pas dépasser la pression d'intégrité de la formation.</p>
7	Casing de production	Intact	<p>1) Défaillance du tubage de production</p> <p>2) Perte des propriétés mécaniques de l'enveloppe de production</p>	<p>1) Corrosion de l'enveloppe</p> <p>2) Effondrement de l'enveloppe</p> <p>3) Perte du joint de ciment</p> <p>4) Bien vieillir</p>	<p>1) Perte de la barrière primaire/secondaire</p> <p>2) Perte de production</p> <p>3) Communication interzonale</p> <p>4) Stabilité des forages</p> <p>5) Éclatement potentiel de l'enveloppe extérieure</p>	<p>1) Contrôle de la pression annulaire</p> <p>2) Utiliser les meilleures pratiques en matière de cimentation</p> <p>3) Purge de l'anneau, prélèvement d'échantillons et analyse des fluides</p> <p>4) Exécution des outils CBL/VDL</p> <p>5) Utiliser la protection cathodique (puits nouveaux et existants)</p> <p>6) Exécution de diagrapies de corrosion, déclassement</p>

						<p>des tubes sur la base des diagraphies de corrosion</p> <p>7) Contrôle de la pression annulaire</p> <p>8) Utilisation de simulateurs avancés de conception de ciment, de contraintes par éléments finis, de ciment ductile, de meilleures pratiques de cimentation, suivi en temps réel des travaux de cimentation et des DCE.</p> <p>9) Utiliser des simulateurs de centralisateurs avancés pour améliorer l'excentricité des tuyaux (nouveaux puits)</p> <p>10) Utiliser un équipement de flottaison approprié et éviter de maintenir le tubage sous pression après le travail de cimentation pendant la prise du ciment.</p> <p>11) Contrôler les paramètres de production/injection</p> <p>12) Choisir le matériau de l'enveloppe pour qu'il résiste à la composition du fluide attendu</p>
8	Ciment de production	Intact	Mauvais ciment ou tuyau libre contre les formations de l'Horizon B et de l'Albien	1) Mauvaises pratiques en matière de sélection et d'emploi des cimenteries	1) Perte des barrières primaires et Secondaires 2) Pertes de production	1) Contrôle de la pression annulaire 2) Utiliser les meilleures pratiques en matière de cimentation

				<p>2) Manque de compétence du personnel</p> <p>3) Produits de cimentation inadéquats</p>	<p>3) Fluide de formation à flux croisé</p> <p>4) Corrosion de l'enveloppe due à l'exposition à des fluides corrosifs</p>	<p>3) Purge de l'anneau, prélèvement d'échantillons et analyse des fluides</p> <p>4) Exécution des outils CBL/VDL</p> <p>5) Contrôle de la pression annulaire</p> <p>6) Utilisation de simulateurs avancés de conception de ciment, de contraintes par éléments finis, de ciment ductile, de meilleures pratiques de cimentation, suivi en temps réel des travaux de cimentation et des DCE.</p> <p>7) Utiliser des simulateurs de centralisateurs avancés pour améliorer l'excentricité des conduites (nouveaux puits)</p> <p>8) Utiliser un équipement de flottaison approprié et éviter de maintenir le tubage sous pression après le travail de cimentation pendant que le ciment est en cours d'application.</p> <p>Réglage</p>
9	7" Suspension du caisson	Intact	1) Défaillance des joints de suspension	<p>1) Exposition à des fluides corrosifs</p> <p>2) Pression différentielle excessive dans le joint</p>	<p>1) Perte de la barrière secondaire</p> <p>2) Pression annulaire soutenue dans l'anneau B</p>	<p>1) S'assurer que les fluides produits ou injectés à travers l'anneau A sont compatibles avec le matériau des joints.</p> <p>2) S'assurer que la pression différentielle à travers le joint est inférieure à la pression nominale.</p>

				3) Surcharge mécanique		3) Évaluer les cas de charge des suspentes de tubage de 7" pendant les opérations de forage et s'assurer qu'ils ne dépassent pas les charges prévues.
10	A-Vannes annulaires	Intact	1) Ne fonctionne pas 2) Fuites dans l'environnement 3) Blocage de l'ouverture 4) Blocage de la fermeture 5) Fuite interne	1) Usure et corrosion 2) Spécifications inadaptées à l'application 3) Mauvais entretien	1) Rejet d'hydrocarbures en surface 2) Perte de production 3) Perte d'une barrière secondaire	1) Veiller à l'entretien des têtes de puits et des arbres et revoir la fréquence des visites 2) Évaluer les compétences du personnel de maintenance 3) Réévaluer les spécifications des matériaux et remplacer les matériaux défectueux 4) Réviser les spécifications de sélection des matériaux des vannes pour les adapter aux conditions de fonctionnement



Évaluation des risques

L'évaluation des risques permet d'évaluer la probabilité de défaillance des barrières primaires et secondaires et les conséquences de cette défaillance sur le personnel, l'équipement et

l'environnement, le risque principal étant le rejet d'hydrocarbures en surface ou l'éruption souterraine.

La probabilité de défaillance est basée sur l'évaluation des éléments de la barrière du puits, comme décrit dans le modèle de défaillance du puits.

Les conséquences d'une défaillance sont basées sur de multiples facteurs, tels que des blessures ou des décès potentiels dus à la proximité de zones résidentielles ou d'installations, des dommages environnementaux, des dommages aux équipements de puits qui nécessiteront des dépenses élevées pour leur réparation et leur sécurisation, une perte de production, et un éventuel écoulement souterrain d'hydrocarbures vers une autre formation et la perte de réserves. La matrice des risques est une matrice de 5 x 5 utilisée pour calculer l'ampleur du risque sur la base de la probabilité et des conséquences d'une défaillance.

- La tolérance au risque est définie dans la matrice des risques de sorte que les catégories 1 et 2 représentent un risque élevé, la catégorie 3 un risque moyen et les catégories 4 et 5 un risque faible.
- La notation dans la matrice des risques définit l'ampleur du risque, de sorte que le risque augmente avec la notation de la matrice.

Une évaluation des risques a été réalisée pour le puits BEK-2 afin d'évaluer la probabilité de défaillance des barrières primaires et secondaires et les conséquences de cette défaillance sur le personnel, l'équipement et l'environnement.

Risques

- Rejet d'hydrocarbures en surface ou éruption souterraine

Probabilité d'échec

- L'état des barrières de puits a été examiné sur la base du modèle de défaillance des puits indiqué ci-dessus. Un résumé de l'état des éléments de barrière de puits est présenté ci-dessous:
 - o Tuyau libre dans des sections du tubage de 9 5/8".
 - o Mauvais isolement de la formation d'Albien.
 - o Le cintre de 7" et les vannes de sortie latérale en anneau A sont intacts.
- Sur la base de ce qui précède, la probabilité d'échec est qualifiée d'"improbable"

Conséquence de l'échec

- Les conséquences d'une défaillance de la barrière de puits sont le rejet d'hydrocarbures à la surface ou une éruption souterraine qui aura les impacts suivants :
 - o Dommages à l'environnement

- o Dommages à l'équipement du puits qui nécessiteront des dépenses élevées pour la réparation et la sécurisation.
 - o Perte de production
 - o Possibilité d'écoulement souterrain d'hydrocarbures vers une autre formation et de perte de réserves.
- Sur la base de ce qui précède, le résultat est qualifié d'"élevé".

Matrice des risques

- Une matrice de risque 5x5 a été utilisée pour calculer l'ampleur du risque sur la base de la probabilité et des conséquences d'une défaillance.
- La tolérance au risque a été définie dans la matrice des risques de sorte que les catégories 1 et 2 représentent un risque élevé, la catégorie 3 un risque moyen et les catégories 4 et 5 un risque faible.
- La notation dans la matrice des risques définit l'ampleur du risque, de sorte que le risque augmente avec la notation de la matrice.

Cat 1	Risque élevé
Cat 2	Risque élevé
Cat 3	Risque moyen
Cat 4	Risque faible
Cat 5	Risque faible

Probabilité	Très probable	12	13	18	24	30	Cat 1 30 Cat 2 18-25 Cat. 3 10-17 Cat 4 5-9 Cat 5 1-4
	Probable	4	12	14	19	25	
	Possible	3	7	12	15	20	
	Peu probable	2	5	8	10	16	
	Rare	1	4	6	8	11	
		Très faible	Faible	Moyen	Haut	Très élevé	
		Conséquence					

Matrice des risques BEK-2

Conclusion :

- Sur la base de l'analyse de la pression et de l'évaluation des risques, le puits a un score de risque de 10 et est classé comme présentant un risque moyen (catégorie 3) et une faible priorité de réparation.

3.2. Perte d'intégrité à cause de mauvaise cimentation :

3.2.1. Introduction :

Durant les années 2014 jusqu'au 2020, on a remarqué une augmentation apparente et évidente des puits avec le problème de mauvaise cimentation. La figure ci-dessous montre

Jobs de cimentation défailtants. Années: 2014 - 2020

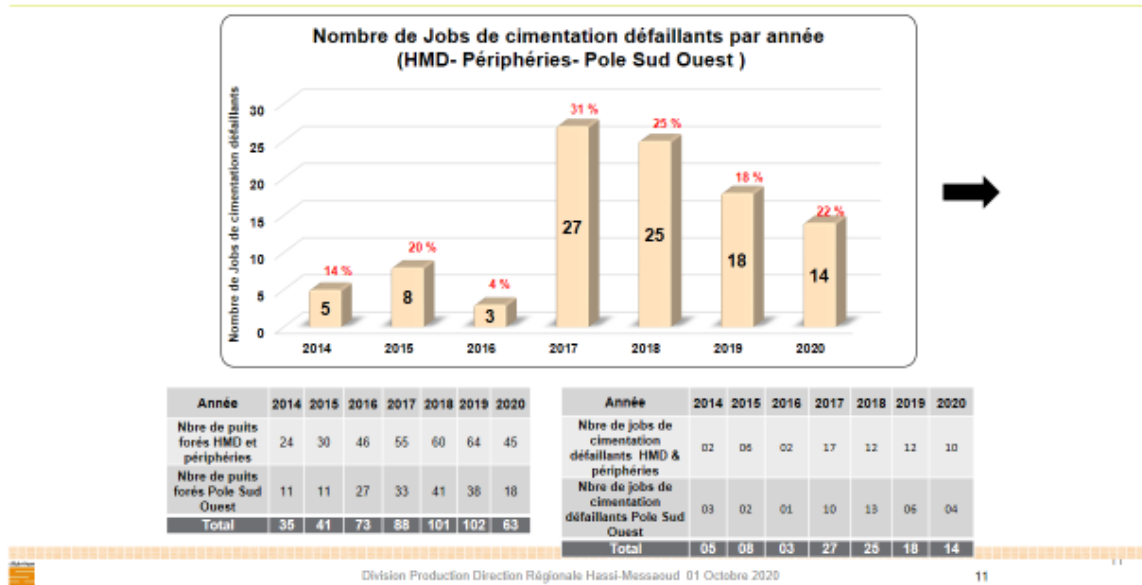


Figure III. 2: Nombre des puits avec cimentation défailtante [1]

3.2.2. Objectifs de cimentation de chaque tubage :

- ❑ **Casing 18''^{5/8}**: à +/- 500 m
 - ✓ Isolation de la nappe phréatique (Mio- Pliocene- Eocene).
- ❑ **Casing 13''^{3/8}**: à +/- 2350 m
 - ✓ Isolation du niveau Sénonien Salifère vers 660 m, d'une épaisseur de 140 m.
 - ✓ Isolation du niveau Turonien (eau à H₂S) vers 850 m, d'une épaisseur de 100 m. Pg:87 kg/cm².
 - ✓ Isolation du niveau Albien (eaux douce) vers 1100 m, d'une épaisseur de 350 m. Pg:104 kg/cm² (-1050).
- ❑ **Casing 9''^{5/8}**: à +/- 3260 m
 - ✓ Isolation du niveau LD2 (eaux chlorurées calciques d:1,28 sg, corrosives), Pg:575kg/cm² (-2500), vers 2600m, d'une épaisseur de 60 m.
- ❑ **Liner 7''**: à +/- 3380 m
 - ✓ Isolation des formations Triasiques (colonne de Production, double protection contre les eaux du LD2).
- ❑ **Liner 4''^{1/2}**: à +/- 3400 m

- ✓ Isolation des niveaux à fluides indésirables (gaz -eau).
- ✓ Consolidation liaison couche trou.

2.2.3.Exemples des échecs de cimentation et leurs impacts :

- **MD743 (PPH) :** Puits foré en 2019, (DST : 6,7 m³/h). Puits fermé suite à la production de 95% eau de gisement (venue d'eau de la zone aquifère) après deux (02) tentatives de démarrage par Coiled tubing. Une très mauvaise cimentation du liner 4"1/2 (Free Pipe) a été enregistrée. Actuellement, le puits est en étude pour blocage venue d'eau ou sera programmé pour un Work over (Fraisage liner et éventuel Sidetrack). Manque à produire : 37 144 m³ (pour 231 jours).

- **MD761 (PIG) :** (foré en 2020), Mauvaise cimentation du casing 9"5/8 et notamment en face du LD2, mauvaise à moyenne pour le liner 7" due essentiellement à l'excentration du liner 7", cette cimentation influe négativement sur l'intégrité du puits.
- **HTF11 :** Puits foré en 2012 avec un programme de forage léger.Lors du forage, une très mauvaise cimentation à free pipe du liner 4 "1/2 (de 3285 m à 3375 m) a été enregistrée, selon le log RBT du 23/03/2012. Un squeeze de ciment a été effectué avec succès. Selon le 2° Log RBT du 31/03/2012, une nette amélioration de la cimentation a été constatée sur la longueur du liner sauf cinq (05) mètres (mal restaurés) au droit du punch qui a causé, par la suite, une éruption à la fin des travaux de la complétion
- **MD743 (PPH) :** Puits foré en 2019, (DST : 6,7 m³/h). Puits fermé suite à la production de 95% eau de gisement (venue d'eau de la zone aquifère) après deux (02) tentatives de démarrage par Coiled tubing. Une très mauvaise cimentation du liner 4"1/2 (Free Pipe) a été enregistrée. Actuellement, le puits est en étude pour blocage venue d'eau ou sera programmé pour un Work over (Fraisage liner et éventuel Sidetrack). Manque à produire : 37 144 m³ (pour 231 jours).

- **ONI221 (PIG) :** (foré en 2020), la Complétion recommandée par les services chargés par l'étude est la descente d'une crépine ou bien laisser le puits en open Hole. Mais suite à la mauvaise cimentation du liner 7", un liner LCP 4"1/2 (liner cimenté à perforer) a été descendu ce qui a engendré des coûts supplémentaires (cimentation, évaluation, rig-days en plus, et enfin une opération de perforation pour la mise en injection).

- **MD761 (PIG) :** (foré en 2020), Mauvaise cimentation du casing 9"5/8 et notamment en face du LD2, mauvaise à moyenne pour le liner 7" due essentiellement à l'excentration du liner 7", cette cimentation influe négativement sur l'intégrité du puits.
- **HTF11 :** Puits foré en 2012 avec un programme de forage léger. Lors du forage, une très mauvaise cimentation à free pipe du liner 4 "1/2 (de 3285 m à 3375 m) a été enregistrée, selon le log RBT du 23/03/2012. Un squeeze de ciment a été effectué avec succès. Selon le 2° Log RBT du 31/03/2012, une nette amélioration de la cimentation a été constatée sur la longueur du liner sauf cinq (05) mètres (mal restaurés) au droit du punch qui a causé, par la suite, une éruption à la fin des travaux de la complétion
 - **TNKW301 : (foré en 2020),** Changement de l'architecture du puits à cause du déboitement et la mauvaise cimentation du casing 13"3/8 ; Consolidation du casing 13"3/8 par un casing 9"5/8 (Suppression de la phase 12"1/4).
 - **TIT 06 : (foré en 2020),** Puits abandonné en cours de forage suite à la mauvaise cimentation du casing 13"3/8 (augmentation de pression annulaires 18"5/8 et 13"3/8 ; présence de gaz) et échec de restauration.

3.2.4.Réparation :

Après tous ces puits avec une cimentation défailante et pour éviter ce problème et les couts supplémentaire des interventions (squeeze, work over, etc.), SONATRACH a conclu qu'il fallait une solution radical pour garantir une bonne cimentation des tubages. Cette remède est le programme lourd représenté dans la figure ci-dessous :

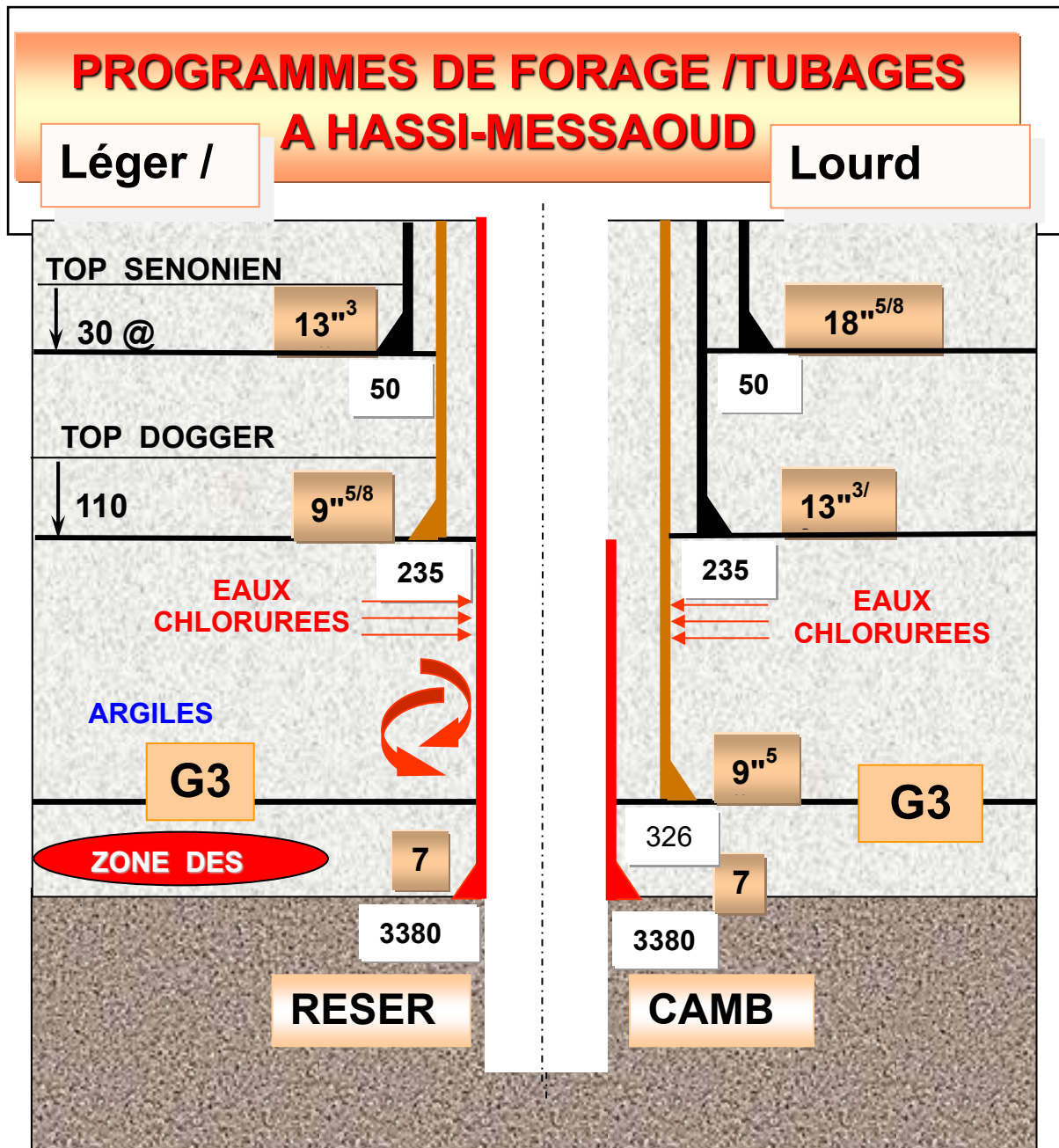


Figure : programmes de forage . [1]

Conclusion générale

Conclusion Générale

Conclusion générale et recommandations :

Après notre étude, nous avons conclu que l'objectif de l'intégrité des puits est de définir les règles opératoires pour la manipulation et la gestion de l'intégrité des puits des annulaires sur tous les puits.

Dans ce travail, on expose les exigences de surveillance, les directives de gestion et certaines procédures de réponse pour assurer un niveau adéquat d'intégrité du bien-être en permanence dans tous les puits (producteurs, injecteurs et puits producteurs d'eau).

L'analyse de l'intégrité du puits BEK-2 révèle qu'il a été soumis à une pression annulaire accrue en raison de l'effet thermique. Selon l'étude sur la pression annulaire, on a constaté une augmentation de la pression. Ainsi, il est essentiel de purger le puits jusqu'à ce qu'il soit stabilisé.

Et il y a une augmentation de la pression annulaire due à mauvaise cimentation. Comme il semble, par exemple L'étude de l'intégrité du puits HTF11. L'analyse de la pression annulaire a montré une augmentation de la pression. Selon la gravité et l'emplacement de cimentation défailante on décide si un squeeze aura lieu ou bien ça nécessite un workover.

Le suivi de routine collecte les informations essentielles nécessaires pour identifier, diagnostiquer et formuler efficacement toute action en cas de communication entre les annulaires de puits. La collecte de données doit être réalisée par le personnel désigné de manière stricte, en utilisant les formulaires de déclaration fournis.

On recommande :

- Purger l'annulaire B jusqu'à une pression positive proche de zéro, conformément aux directives de purge. Prélever un échantillon pour analyse en cas de retour de liquide.

Effectuer cette étape pendant 3 jours pour voir si l'on peut évacuer toute la pression sans accumulation. Suivre les directives et le modèle de purge de la pression annulaire indiqués dans l'annexe ci-dessous.

- Pour confirmer l'intégrité de l'annulaire C, compléter avec de l'eau contenant un inhibiteur de corrosion afin de prévenir la corrosion induite par les microbes, et effectuer un test de pression positive sur l'annulaire C jusqu'à 400 bars et enregistrer et surveiller toute chute de pression (test de fuite).
- Effectuer des tests d'étanchéité pour vérifier l'intégrité des joints des cintres de tubage 9 5/8".

Conclusion Générale

- Il est recommandé d'utiliser un système de protection cathodique permettant de réduire la gravité de la corrosion pendant la durée de vie du puits, de protéger les parois du tubage et de préserver la capacité du tubage à supporter la pression, conformément aux normes API - RP 90.

Conclusion Générale

Références bibliographiques

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] NORSOK D-010, Well Integrity in Drilling & Well Operations. Rev.4, June 2013.
- [2] API RP 90-2, Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells, 1st edition, April 2016.
- [3] Kristian Ottestad Rød, an Investigation of Sustained Casing Pressure Occurring on the NCS: A Related Risk Assessment, autumn semester, 2017.
- [4] ABDENNOUR Salahdin, Procédure de gestion d'intégrité des puits dans groupement Berkine, 2018.
- [5] GHOULI, BELLEKHAL, CHOUCANE, Étude de cas sur un problème sustained casing Pressure, 2020.
- [6] HAMZA, Well integrity management system, 2017.
- [7] LAAOUAR, KALBAZA, MERZOUGUI, Well Integrity Management: Annulus Pressure, Causes and Solutions, 2022.
- [8] AOUNI, HATHAT, LAADJILAT, Procédure de gestion de l'intégrité de puits (Application aux champs d'El Merk :(EME-13), 2017
- [9] SLIMANI, CHAALAL, ROUIDI, Etude et analyse de l'intégrité des puits dans le champ de Haoued Berkaoui cas de puits BKHE2, 2021.
- [10] Alcheikh Elia Abdo, Development of well integrity management system for drilling and well control applications, October 2019.
- [11] Kristine Naug Kostøl, New risk categorization system for well integrity – wells in operation, 2014.
- [12] Ganesharinkudarmawan, Universitas Islam Riau (UIR) Press, Maximum Allowable Annular Surface Pressure (MAASP) Standards Calculations Study; a Field Case Study, December 2022.