

Université KasdiMerbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

ABDENNOUR Salahdin

-THEME-

**Procédure de gestion d'intégrité des puits dans
groupement Berkine**

Soutenu le : 25/06/2018 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	MERABTI Hocine	MCB
Rapporteur:	MEHASSOUEL Ammar	MAA
Examineur:	SOUICI Fatima Zohra	MAA

Remerciements,

On premier lieu, je tiens à remercier Dieu le tout puissant, qui m'a donné le courage et la patience pour réaliser ce modeste travail ;

Je voudrais exprimer mes vifs remerciements à mon encadreur Ammar MEHASSOUEL pour sa patience, et surtout sa confiance et sa bienveillance.

Je voudrais également remercier l'ensemble des membres du jury

MERABTI Hocine

SOUICI Fatima Zohra

qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Je tiens à remercier tous le personnelles de HBNS qui ont m'aider et faciliter les choses et tout qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Merci à vous tous

Dédicace

*Avec un énorme plaisir et une immense joie que
je dédie ce modeste travail :*

*A ma chère mère à qui je dois ce que je
suis, et qui n'a jamais cessée de prier pour
mon bonheur.*

*A mon cher père, qui m'a soutenu
énormément durant ma vie.*

A ma femme qui a toujours était à mes cotés

A mes chères filles : Aya et Hiba

A mes chers frères

A ma sœur

A mon amis Ahmed et sa famille



A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer

Résumé :

L'objectif de ce mémoire est de définir les politiques et les stratégies de l'intégrité des puits, et la gestion des pressions annulaire dans Groupement Berkine ;

Les pressions annulaire doit être maintenu dans un enveloppe de pression de fonctionnement maximale et minimale défini pour chaque puits. Ce qui nous permet d'exploiter les puits en bonne état et d'éviter ou de prévenir de potentielles fuites ou accident

Le calcul de pression annulaire maximale admissible à la surface (MAASP) est fait par deux méthodes **API** et **Eclipse**, afin de définir la méthode qui nous donne des résultats plus sécurisé.

Mot clés : Intégrité, annulaire, tubing, tubage, complétion, communication, fuite

المخلص :

الغرض من هذا العمل هو تحديد السياسات واستراتيجيات سلامة الآبار، وإدارة ضغوط الفراغات في مجمع بركين.

يجب الحفاظ على ضغوط الفراغات في حدود ضغط التشغيل الأقصى و الأدنى المحدد لكل بئر. هذا يسمح لنا بتشغيل الآبار في حالة جيدة و تجنب أو منع التسربات المحتملة أو الحوادث.

تم حساب الضغط الأقصى المسموح به في الفراغات بواسطة طريقتين **API** و **Eclipse** ، من أجل تحديد الطريقة التي تعطينا نتائج أكثر أماناً.

كلمات مفتاحية: بئر، السلامة، الفراغ، الأنبوب، الغلاف، التكملة، الاتصال، التسرب.

Abstract:

The objective of this thesis is to define the policy and strategy of well integrity, and annulus pressure management in Berkine Group.

The annulus pressure must be maintained within the minimum and maximum operating pressure envelop define for each well, this allows us to operate wells in good condition and avoid or prevent potential leaks or accidents.

The Maximum admissible annulus surface pressure calculation is done by two methods **API** and **Eclipse**, in order to define the method that gives us more secure results.

Keywords: well, Integrity, Annular, tubing, casing, completion, communication, leak

Table des matières

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Table des matières	
Liste des figures	
Liste des abréviations et symboles	
Introduction générale	

Chapitre I Généralité sur l'intégrité des puits

I-1- Définition de l'intégrité des puits.....	01
I-2- Gestion de l'intégrité des puits.....	01
I-3- Le système de gestion d'intégrité des puits.....	01
I-4- Politique et stratégie d'intégrité des puits.....	02
I-4-1- Politique de l'intégrité des puits.....	02
I-4-2- Stratégie de l'intégrité des puits.....	02
I-5- Evaluation des risques.....	02
I-5-1- L'emplacement.....	03
I-5-2- Potentiel d'écoulement vers l'extérieur.....	04
I-5-3- Effluent du puits.....	04
I-5-4- Environnement externe.....	04
I-6- Les barrières de puits.....	05
I-6-1- L'élément de barrière de puits.....	06
I-6-2- L'enveloppe de barrière de puits.....	06
I-6-3- Schéma de barrière de puits.....	06
I-7- Les limites de fonctionnement d'un puits.....	08
I-8- Gestion des annulaires.....	09
I-9- Sources de pression annulaire.....	10
I-9-1- Pression imposée par l'opérateur.....	10
I-9-2- Pression induite thermiquement.....	10
I-9-3- Pression annulaire soutenue.....	10
I-10- Contrôle et surveillance des puits.....	13

I-10-1- Inspection visuelle.....	13
I-10-2- Logging des puits.....	13
I-10-3- Surveillance de la corrosion.....	14
I-10-4- Surveillance de l'érosion.....	15
I-11- Evaluation et investigation de la pression annulaire.....	15
I-11-1- Méthode et analyse de test de purge de la pression et d'accumulation.....	16
I-11-2- Test des joints de la tête de puits.....	18
I-11-3- Investigation de fond du puits.....	18
I-12- Prévention et élimination de la pression annulaire.....	19
I-12-1- Conception de puits et considérations opérationnelles.....	19
I-12-2- Opération de pompage.....	19
I-12-3- Workover et intervention.....	19

Chapitre II Calcul de MAASP

II-1- Calcul de MAASP.....	21
II-2- Procédure de calcul de MASSP.....	21
II-2-1- Méthode d'Eclipse.....	21
II-2-1-1- Rupture de la formation.....	22
II-2-1-2- Eclatement de tubage.....	23
II-2-1-3- Ecrasement de tubage.....	23
II-2-1-4- Ecrasement de tubing.....	24
II-2-2- Méthode API 90-2.....	24
II-2-2-1- Section de la tête de puits.....	25
II-2-2-2- Equipements de la complétion.....	25
II-2-2-3- Rupture de la formation.....	25
II-2-2-4- Tubulaire.....	26
II-3- Exemple de calcul.....	28
II-3-1- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-35.....	28
II-3-2- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-09.....	30

Chapitre III Etude de cas

III-1- Aperçu sur le champ de Hassi Berkine.....	33
III-1-1- Historique de champ.....	33
III-1-2- Situation géographique.....	34

III-1-3- Cadre géologique.....	35
III-2- Etude de puits HBNS-35.....	36
III-2-1- Résumé.....	36
III-2-2- Séquences d'opération d'investigation d'annulaire.....	37
III-3- Etude de puits HBNS-09.....	45
III-3-1- Résumé.....	45
III-3-2- Séquences d'opération d'investigation d'annulaire.....	46
Conclusion générale	
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des figures :

Figure (I-1)- Schéma de barrière de puits.....	08
Figure (I-2)- Illustration des limites opératoire et de MAASP.....	09
Figure (I-3)- Diagramme de puits montrant quelques modes typiques de défaillance.....	12
Figure (I-4)- Etanchéités des annulaires de casing Hanger et de tubing Hanger.....	18
Figure (I-5)- Outils d'intervention conventionnelle.....	20
Figure (II-1)- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-035 (Méthode d'Eclipse).....	28
Figure (II-2)- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-035 (Méthode API 90-2).....	29
Figure (II-3)- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-09 (Méthode d'Eclipse).....	30
Figure (II-4)- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-09 (Méthode API 90-2).....	31
Figure (III-1)- Emplacement de champ.....	34
Figure (III-2)- Courbe de production cumulée de puits HBNS-035.....	35
Figure (III-3)- Empreintes près à 1459 m (LIB pictures).....	36
Figure (III-4)- Courbe de pression tête pendant bleed off investigation.....	37
Figure (III-5)- Courbe de pression PA pendant bleed off investigation.....	37
Figure (III-6)- Images de camera de fond.....	39
Figure (III-7)- Photos de tubing 4"1/2 récupérés.....	40
Figure (III-8)- Rapport de corrosion de tubage 7" (HBNS-035 HESP).....	41
Figure (III-9)- Schéma de complétion d'abandon temporaire.....	43
Figure (III-10)- Courbe de production cumulée de puits HBNS-09.....	44
Figure (III-11)- Courbes de facteur d'érosion et log de corrosion.....	45
Figure (III-12)- Rapport de corrosion HBNS-09	47
Figure (III-13)- Diagramme d'évaluation de pénétration par MFC.....	48
Figure (III-14)- Photos de tubing 4 ½ " récupérés.....	48
Figure (III-15)- Les données de MFC pour le tubage 7" (HBNS-09).....	49
Figure (III-16)- Les données de MTD pour le tubage 7" et 9"5/8 (HBNS-09).....	50

Liste des abréviations

API	American Petroleum Institute
ARH	Autorité de Régulation des Hydrocarbures
Bbl/d	Barrel per day
BOPD	Barrel Oil Per Day
BSW	Basic Sediment and Water
CBL	Cement Bond Log
CPF	Central Processing Facility
DPcc	Pression différentiel à travers l'équipement de complétion a sa profondeur
FG	Formation Breakdown Gradient
FIT	Formation Integrity Test
GB	Groupement Berkine
GOR	Gas Oil Ratio
HBN	Hassi Berkine Nord
HBNS	Hassi Berkine Sud
HBNSE	Hassi Berkine Sud Est
BKNE	Berkine Nord Est
ISO	International Organization for Standardization
LIB	Lead Impression Block (outild'empreinte)
LOT	Leak Off Test
MAASP	Maximum Allowable Annular Surface Pressure
MAOP	Minimum Operating Annular Pressure
md	Milli darcy
MDD	Méthode de Désignation par Défaut
MDE	Méthode de DésignationExplicite
MDS	Méthode de Désignation Simple
MFC	Multi Finger Calliper
MG	Mud Gradient
MIT	Multi finger Imaging Tool
MMCF	Million cubic feet
MTD	Magnetic Thickness Detector
MTT	Magnetic Thickness Tool
PA	Pressiond'annulaire "A"
Pb	Burst pressure
PB	Pressiond'annulaire "B"
Pc	Collapse pressure
Pcc	Pression interne maximale que l'équipement est conçu pour contenir
PMIT	Platform Multi finger Imaging Tool
Psi	Pounds per Square Inches
PW	La moindre pression de service de section de puits
SCF/bbl	Standard Cubic feet/ Barrel
SCSSV	Surface Controlled Subsurface Safety Valve
SG	Specific Gravity

SIWHP	Shut In Well Head Pressure (Pression statique a la tête de puits)
SLB	Schlumberger
TAGI	TriasArgilo-GréseuxInferieur
Tbg	Tubing
TOC	Top Of Cement
TVD	True Vertical Depth
USIT	Ultra Sonic Imaging Tool
WHP	Well Head Pressure
WOC	Water Oil Contact

Introduction Générale

Le pétrole et le gaz restera une énergie incontournable dans les décennies à venir, cette énergie dont nous aurons besoin pour répondre à la demande énergétique mondiale, qui ne cesse de croître. Moins et mieux utiliser ces ressources est une nécessité absolue pour satisfaire durablement cette demande tout en maîtrisant les impacts sur l'environnement le long de cycle de vie d'un puits. Pour cela on fait appelle à la pratique et à la technologie de l'intégrité des puits ; qui est l'application des solutions techniques, opérationnelles et organisationnelles pour réduire le risque de libération incontrôlée des fluides de formation, afin de préservé les personnes, l'environnement et le système des équipements.

Le but de notre mémoire est d'étudier le système d'intégrité des puits et son application au sein de groupement Berkine.

Le chapitre I comporte des généralités sur l'intégrité des puits et la gestion des pressions annulaire et ces investigations.

Le chapitre II inclus les calculs nécessaires pour l'intégrité des puits.

Le chapitre III comporte l'étude de deux puits avec toutes les investigations réalisées et les solutions à faire.

Chapitre I :
Généralité sur l'intégrité
des puits

I-1- Définition de l'intégrité de puits :

« Application des solutions techniques, opérationnelles et organisationnelles pour réduire le risque de libération incontrôlée des fluides de formation tout au long du cycle de vie d'un puits» [6].

l'intégrité des puits se réfère au maintien d'un contrôle total des fluides dans un puits à tout moment 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 [3].

I-2- Gestion de l'intégrité des puits :

La gestion de l'intégrité des puits est une combinaison de processus techniques, opérationnels et organisationnels visant à assurer l'intégrité d'un puits pendant le cycle de vie d'exploitation [4].

I-3- 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 suivant doit être présent :

- 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].

I-4- Politique et stratégie de l'intégrité de puits :

I-4-1- Politique de l'intégrité de puits :

L'exploitant de puits doit avoir une politique définissant ses engagements et ses obligations de protéger la santé, l'environnement, les biens et sa réputation en préservant l'intégrité des puits. Cette politique d'intégrité des puits doit être approuvée à un niveau supérieur au sein de l'organisation des puits.

Le système de gestion de l'intégrité des puits doit indiquer clairement comment la politique est interprétée et appliquée à l'intégrité des puits.

I-4-2- Stratégie d'intégrité du puits :

L'opérateur de puits doit définir les mesures stratégiques de haut niveau auxquelles il s'engage afin de satisfaire aux exigences de la politique d'intégrité des puits.

De telles mesures stratégiques peuvent inclure un aperçu de la façon dont l'exploitant du puits établit :

- les plans d'affaires et les priorités,
- les plans de ressourcement, et
- budgétisation.

Cette stratégie de haut niveau doit se manifester et être cohérente avec le système de gestion de l'intégrité des puits [4].

I-5- Evaluation des risques :

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 [3];

- 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 [2]:

I-5-1- 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 :
 - surveiller son état,
 - effectuer la maintenance,
 - 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.

I-5-2- 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) ;(voir figure (I-3))
- 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;

I-5-3- 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 cancérigènes;
- les composants inflammables ou explosifs;
- composants érosifs;
- les composants asphyxiants;
- compatibilité entre les composants;
- formation d'émulsions et d'hydrates.

I-5-4- 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).

I-6- Les barrières de puits :

Introduction :

Les barrières de puits servent à prévenir les fuites et à réduire les risques associés aux activités de forage, de production et d'intervention.

Barrière de puits: Enveloppe d'un ou de plusieurs éléments de barrière dépendant empêchant les fluides ou les gaz de s'écouler involontairement de la formation à une autre formation ou à la surface [6].

- Si un puits est capable de s'écouler à la surface ou dans un environnement extérieur à cause de la pression du réservoir (naturel ou maintenu), il faut maintenir au moins deux enveloppes de barrière de puits testées indépendamment.

- Si un puits n'est pas capable de s'écouler naturellement à la surface, une enveloppe mécanique peut être maintenue. Ceci est basé sur le principe que la colonne hydrostatique des fluides de l'espace annulaire fournit l'enveloppe de barrière primaire elle-même. Dans ces cas, une analyse de risque doit être effectuée pour confirmer qu'une enveloppe de barrière mécanique est suffisante pour maintenir cette pression, y compris le débit souterrain.

Les principaux objectifs d'une barrière de puits sont:

- Empêcher toute fuite importante d'hydrocarbure du puits vers l'environnement externe pendant la production normale ou les opérations de puits.
- Fermez le puits en commande directe pendant une situation d'arrêt d'urgence et empêchez ainsi les hydrocarbures de s'écouler du puits.

I-6-1- L'élément de barrière de puits :

Un élément physique qui en soi n'empêche pas le flux mais en combinaison avec d'autres éléments de barrière forme une barrière de puits [5].

I-6-2- L'enveloppe de barrière de puits :

Combinaison d'un ou de plusieurs éléments de barrière qui constituent ensemble une méthode de confinement de fluides dans un puits qui empêche l'écoulement incontrôlé de fluide à l'intérieur ou à l'extérieur de puits [5].

I-6-3- Schéma de barrière de puits :

Un schéma de barrière de puits doit avoir un minimum donnée tel que :

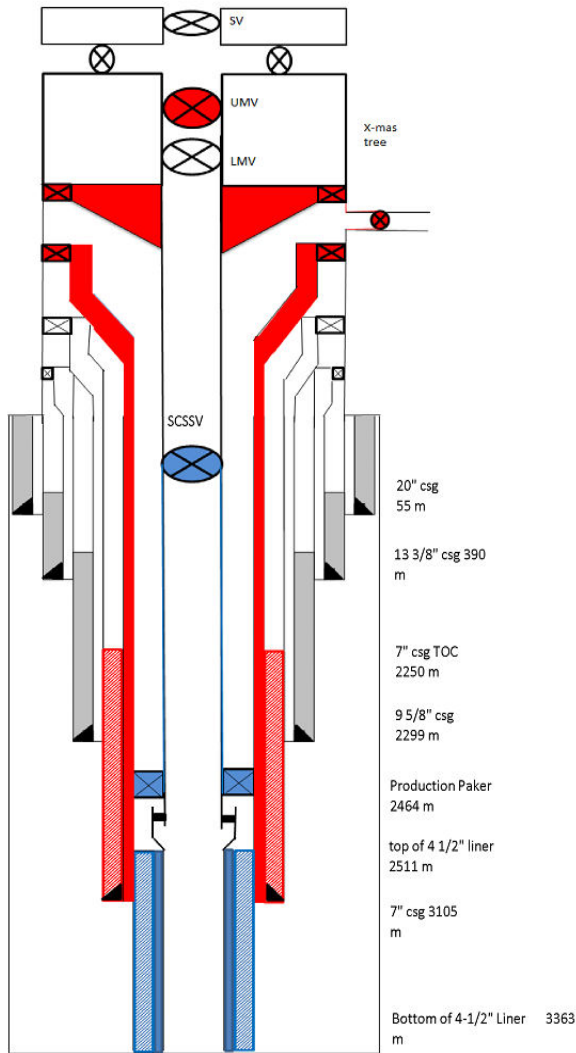
1. La force de formation doit être indiquée pour la formation dans les enveloppes de barrière.
2. Le (s) réservoir (s) doivent apparaître sur le schéma.
3. Chaque élément de barrière dans les deux enveloppes de barrière devrait être présenté dans un tableau avec ses résultats initiaux de vérification de l'intégrité.
4. Les profondeurs doivent être représentées relativement correctes en fonction de chaque élément de barrière sur le schéma.
5. Tout le tubage et le ciment, y compris le tubage de surface, doivent être sur le schéma et étiquetés avec leur taille.
6. Il doit y avoir des champs séparés pour les informations de puits suivantes: Installation, nom du puits, type de puits, état du puits, numéro de révision et date, "Préparé par", "Vérifié / Approuvé par".
7. Inclure un champ de note pour les informations importantes sur l'intégrité des puits [7].



GROUPEMENT BERKINE SONATRACH-ANADARKO

« Groupement régi par décret législatif 93-08 du 25 Avril 1993 »

WELL BARRIER SCHEMATIC



Risk Category	
X	

Well information	
Well name	HBNS-009
Well type	OP
Well status	Operational
Revision no / Date:	REV 0 - 11 Jan 2018
Prepared:	Salahdin ABDENNOUR
Verified/Approved:	Sikandar Memon

Well barrier elements	Verification of barrier elements
PRIMARY	
4" 1/2 liner cement	TOC : 2,511 m
4" 1/2 liner	5,000 Psi with 1.01 Sg fluid
7" casing between top liner and production packer	4,800 Psi with 2.00 Sg OBM
Production packer	5,000 Psi with 1.01 Sg fluid
Production tubing	5,000 Psi with 1.01 Sg fluid
SCSSV	Inflow test to 4,500 Psi
SECONDARY	
7" casing cement	TOC: 2250 m (200m above prod packer) 118bbbls of losses during cementing
7" casing	4,800 Psi with 2.00 Sg OBM
7" casing hanger with seal assembly	PT 5000 Psi / 10min
Wellhead annulus access valve	PT 5000 Psi / 10min
Tubing hanger with seals	PT 5000 Psi / 10min
X-mas tree valves	PT 6650 Psi / 10min

Well integrity issues	Comments
Tubing Leak	

Formation	TAGI Sands
Perforated interval	TAGI: 3232 m - 3254 m

Figure (I-1)-Schéma de barrière de puits

I-7- Les limites de fonctionnement d'un puits :

L'exploitant de puits doit identifier les paramètres de fonctionnement de chaque puits et spécifier clairement les limites de fonctionnement pour chaque paramètre. Le puits ne doit pas être utilisé en dehors de ces limites de fonctionnement.

Les limites de fonctionnement du puits doivent être basées sur les spécifications des composants de puits, avec leurs facteurs de conception et les normes de performance appliquées.

Tout changement dans la configuration, l'état, la phase du cycle de vie ou l'état du puits nécessite que les limites de fonctionnement du puits soient vérifiées et potentiellement mises à jour.

L'exploitant de puits doit clairement définir :

- les responsabilités pour l'établissement, le maintien, le test et l'approbation des limites de fonctionnement des puits;
- comment chaque paramètre des limites de fonctionnement du puits doit être surveillé et enregistré pendant les périodes où le puits est opérationnel, fermé ou suspendu;
- cycle de vie du puits;
- les exigences relatives aux réglages de seuil pour les limites de fonctionnement du puits;
- les actions à entreprendre dans le cas où un paramètre de fonctionnement se rapproche de son seuil défini;
- les actions, les notifications et les investigations requises si les limites de fonctionnement sont dépassées

Les paramètres des limites de fonctionnement du puits peuvent changer au cours de la vie du puits et peuvent inclure :

- 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; (Annexe A)
- les taux de corrosion;
- l'épaisseur des parois de tubing et des tubages;

Les pressions annulaires doivent être maintenues au-dessous du MAASP et de la limite supérieure et au-dessus du MOAP (limite inférieure) voir figure (I-2) [4].

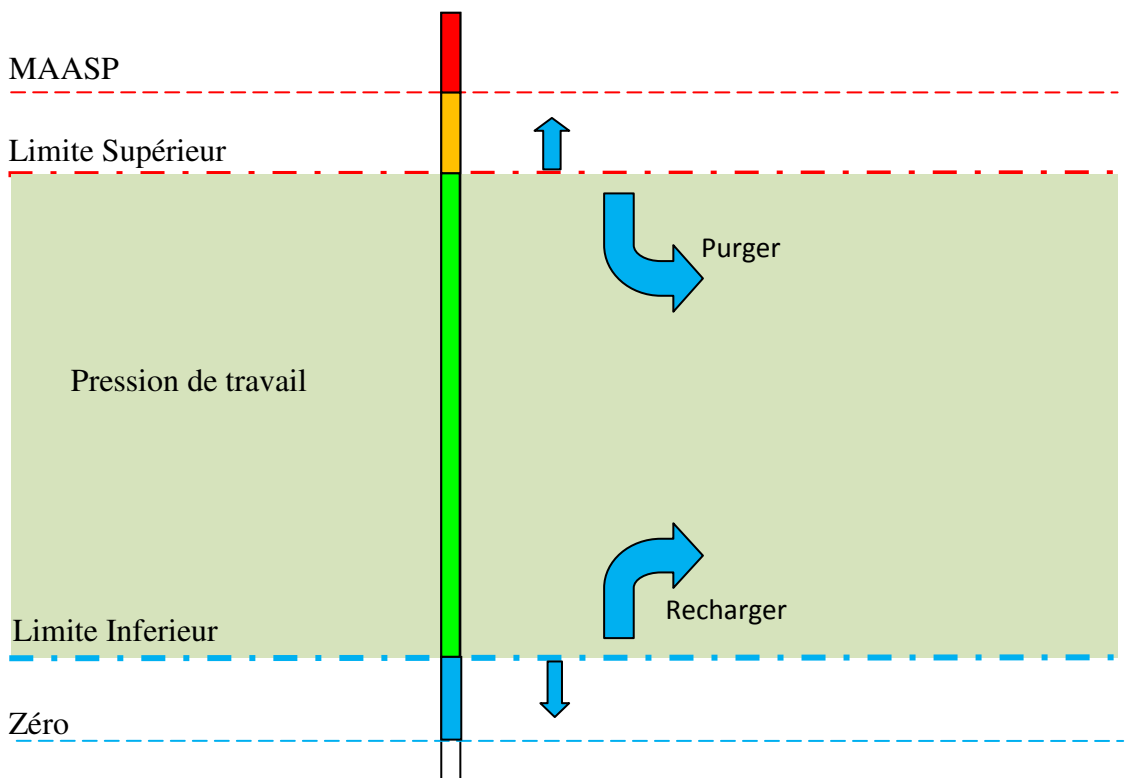


Figure (I-2)- Illustration des limites Opératoire et de MAASP

I-8- Gestion des annulaires :

Théoriquement chaque annulaire doit être maintenu plein de fluide avec une pression minimale à la tête de puits (MAOP), cette pression de référence sera appliquée pour permettre aux pressions des annulaires d'être surveillées tout au long de cycle de vie de puits. En pratique, à cause des effets thermique ou de légères fuites intermittentes, une pression positive ou une aspiration (pression négative) peut se développer en surface. Cela n'affecte pas nécessairement l'intégrité de puits et peut être toléré tant qu'il ne menace pas la sécurité d'exploitation du puits. Ce pendant une pression excessive ou une aspiration continue dans un annulaire est une condition anormale est pourrait indiquer ou causer des sérieux problèmes

d'intégrité ; une surveillance régulière, l'enregistrement et l'analyse des pressions sur tous les annulaires d'un puits devraient donc être effectués pour permettre l'identification et la gestion de tout problèmes d'intégrité [2].

Les pressions annulaires doit être gérées de telle sorte que l'intégrité du puits soit maintenue tout au long du cycle de vie complet du puits.

Au minimum, il est nécessaire de tenir compte des points suivants lors de la gestion de la pression annulaire en fonction d'une évaluation des risques:

- les sources de pression;
- le contenu de l'annulaire, le type de fluide et le volume;
- les limites d'exploitation, y compris les limites de pression, les taux admissibles de variation de pression;
- les modes de défaillance;
- systèmes de sécurité et de décharge de pression [4].

I-9 : Sources de pression annulaire :

Trois types de pression annulaire peuvent se produire pendant le cycle de vie du puits, généralement désigné comme suit [1] :

I-9-1- Pression annulaire imposé par l'opérateur :

C'est une pression qui est délibérément appliquée à un annulaire dans le cadre de l'exigence de fonctionnement du puits. Typiquement, cela peut être un gas-lift dans l'annulaire A ou une pression appliquée dans l'annulaire afin de protéger contre le risque d'écrasement.

I-9-2- Pression annulaire induite thermiquement :

C'est une pression piégée dans un volume annulaire qui est causée par des changements thermiques se produisant dans le puits (par exemple démarrage et fermeture de puits, augmentation de la production d'eau, etc.);

I-9-3- Pression annulaire soutenue :

Il s'agit d'une pression qui se produit dans un annulaire qui se reconstruit après avoir été purgé et qui ne peut être attribué ni à la pression imposée par l'opérateur du puits ni à la pression induite thermiquement.

Cette pression peut être autorisée par la conception (par exemple, des puits complétés avec un tubage de production, un tubing et aucun packer) ou indiquer une défaillance d'un ou plusieurs éléments de barrière, qui permet la communication entre une source de pression

dans le puits et l'annulaire. Si une barrière a été compromise, cela signifie par définition qu'il y a une perte d'intégrité dans le puits qui peut conduire à une libération incontrôlée de fluides, ce qui peut entraîner une conséquence de sécurité et /ou une conséquence environnementale inacceptable.

La communication avec une source de pression peut être due à une ou plusieurs caractéristiques de défaillance suivantes (voir figure (I-3)) :

- dégradation du tubage, de liner, et de tubing en raison de la corrosion, de l'érosion, de la fatigue et de la surcharge due au stress
- Les joints de la tête de puits ;
- Perte d'intégrité du ciment ;
- Perte d'intégrité de formation par ex. l'effondrement, la déconsolidation, compactage;
- Perte d'intégrité de tubing, de packer et / ou des joints;
- Fuite à la ligne d'injection chimique ou ligne de SCSSV

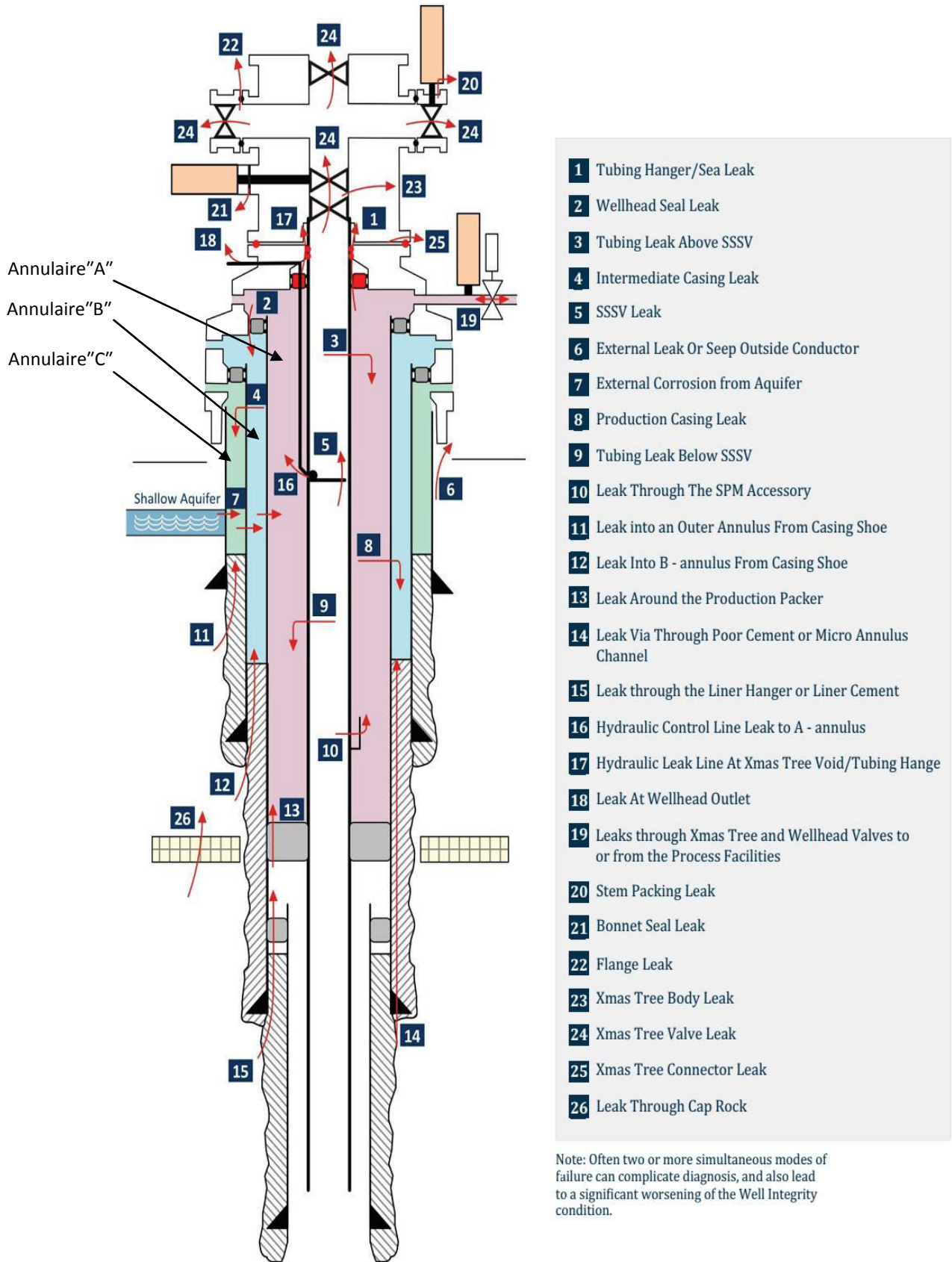


Figure (I-3)- diagramme de puits montrant quelques modes typiques de défaillance de puits [4].

I-10- Contrôle et surveillance des puits :

L'exploitant de puits doit définir les exigences de contrôle et de surveillance pour s'assurer que les puits sont exploités dans leur enveloppe. L'exploitant de puits doit déterminer la fréquence du contrôle et de la surveillance, en fonction du risque et de la conséquence de la violation des enveloppes de barrière et de la capacité de répondre.

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) [2].

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;

I-10-1- 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.

I-10-2- 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.

I-10-3- 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

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.

I-10-4- 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.

I-11- Evaluation et investigation de la pression annulaire :

Si la pression d'annulaire observée n'est pas imposée par l'opérateur, la pression peut être induite thermiquement, pression d'annulaire soutenue ou une combinaison des deux. Un annulaire avec une pression en dehors des limites opératoire doit être évalué.

En effectuant des investigations de pression d'annulaire, l'exploitant devrait considérer ce qui suit [1]:

- a) La pression annulaire est dans l'intervalle des limites opératoire, présente un faible risque d'intégrité et devrait continuer à être surveillée de façon routinière ;

- b) La pression d'annulaire induite thermiquement qui dépasse la limite opératoire supérieure doit être réduite à une valeur inférieure à ce seuil. Ceci prépare le puits pour le diagnostic de pression annulaire soutenue.
- c) Si une pression annulaire soutenue est suspecté (la pression imposée par l'opérateur et la pression induite thermiquement ne sont pas vraisemblablement responsables de la pression) et la pression d'annulaire est supérieur à la limite opératoire supérieur, la pression d'annulaire soutenue peut être diagnostiquée par un processus de purge de la pression annulaire et de surveillance du taux d'accumulation. Si la pression annulaire revient à la valeur pré-purgée, la pression annulaire soutenue est confirmé.
- d) Une chute de pression dans un annulaire en dessous de la limite opératoire inférieur peut être une indication d'une rupture de barrière ou d'un chemin de communication. Dans ce cas, on fait appelle à une évaluation plus approfondie.

I-11-1- Méthodes et analyse de test de purge de la pression et d'accumulation :

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 approfondie 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.

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.

I-11-2- 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 [2].

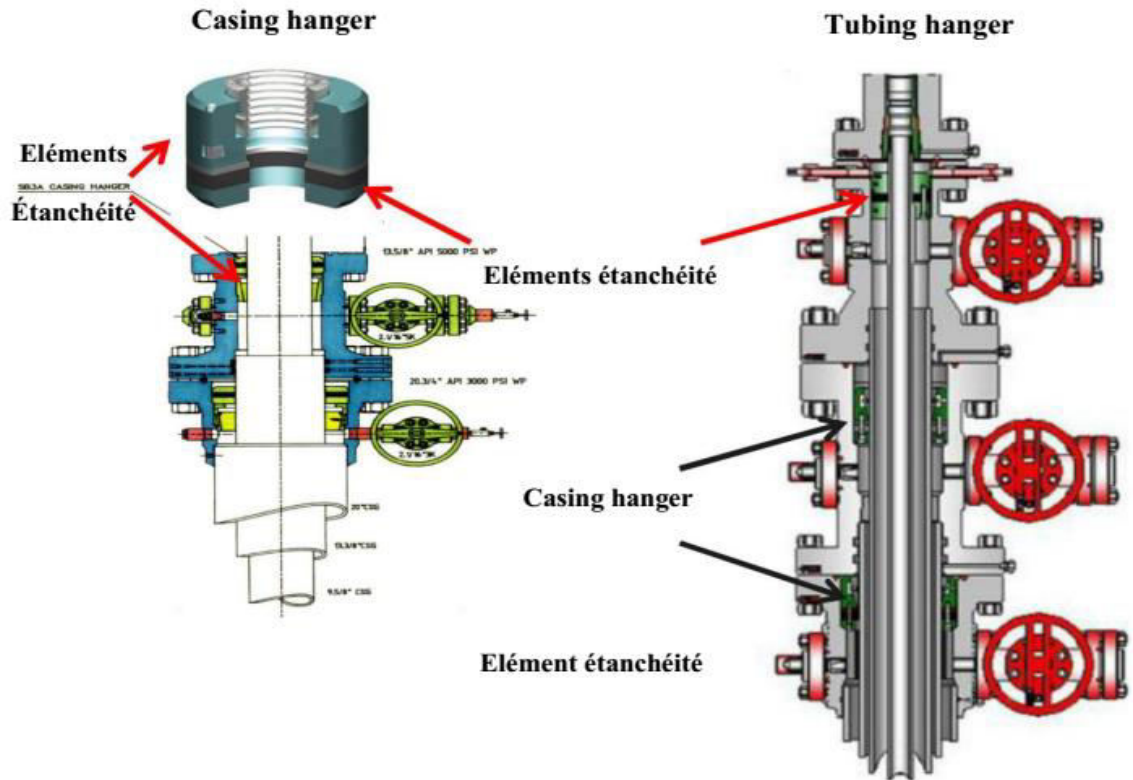


Figure (I-4)- Etanchéité des annulaires de casing Hanger et de tubing Hanger

I-11-3- 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 [1].

I-12- Prévention et élimination de la pression annulaire soutenues :

Idéalement, la pression annulaire soutenue devrait être éliminée 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 [3].

I-12-1- Conception de puits et considérations opérationnelles :

En général, 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 annulaires 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.

I-12-2- 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 annulaires. 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.

I-12-3- 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.

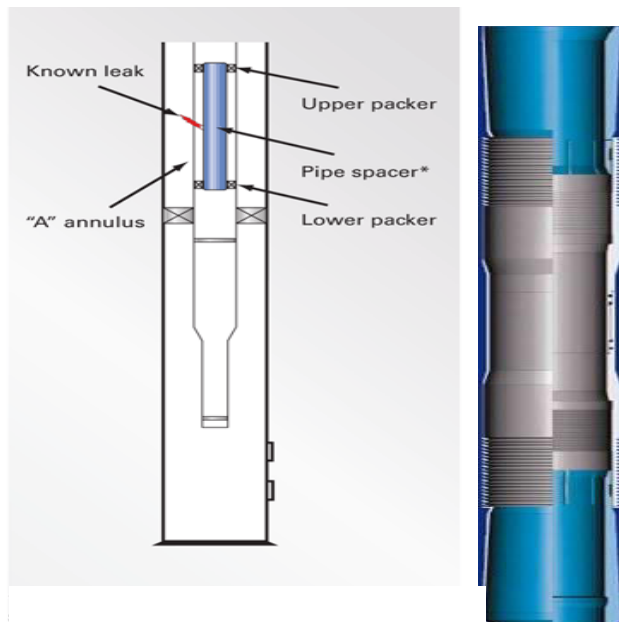


Schéma de tubing straddle

Schéma de tubing patch

Figure (I-5)- Outils d'interventions conventionnelles

Chapitre II :
Calcul de MAASP

Introduction:

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 [1].

II-1- Calcul de MAASP

La pression de surface annulaire maximale admissible (MAASP) est appliquée à tous les puits afin de préserver l'intégrité des barrières annulaires. La pression annulaire existe dans presque tous les puits et peut varier en fonction du mode de fonctionnement d'un puits, les effets thermiques étant la principale cause de changement de la pression. La pression annulaire peut être tolérée jusqu'à la valeur maximale établie par les calculs. Les problèmes potentiels que peut causer la pression annulaire déterminent les critères utilisés pour définir les valeurs MAASP. Il y a trois pertes potentielles d'intégrité qui peuvent être causées par une pression annulaire excessive.

- Rupture de la formation au sabot de tubage (Formation Breakdown)
- Éclatement de tubage extérieur.
- Ecrasement de tubage intérieur / tubing (collapse) [2].

La pression à laquelle chacun de ces cas de défaillance doit se produire doit être calculée. La plus faible de ces trois valeurs calculées fournira une valeur maximale théorique à laquelle une défaillance pourrait se produire [2].

On distingue trois méthodes de calcul de MAASP :

- Méthode Eclipse,
- Méthode ISO (voir Annexe B),
- Méthode API.

Le groupement Berkine utilise la méthode d'Eclipse dans le calcul de MASSP

II-2- Procédure de calcul de MAASP :

II-2-1- Méthode d'Eclipse :

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

- Définir les caractéristiques du fluide annulaire et les conditions de pression et de température.
- Définir les caractéristiques de résistance d'attraction des tubulaires.
- Définir les cas pour l'analyse de sensibilité.
- Déterminer les conditions d'éclatement et d'écrasement pour chaque tubage et tubing.

L'analyse des contraintes doit être utilisée pour déterminer l'impact des effets tels que la compression sur la résistance de tubing.

- 10% facteurs de sécurité doivent être utilisés pour l'éclatement et l'écrasement.
- Déterminer l'impact des cas alternatifs. Par ex, une perte de solides provenant du fluide annulaire (boue) peut se produire avec le temps, ce qui peut entraîner une densité aussi faible que le fluide de base (eau dans le cas des boues à base d'eau) [2].

Remarque: Dans nos calcul, il est supposé que le pire des cas (densité la plus élevée) de fluide d'annulaire est la densité originale de la boue de forage.

II-2-1-1- Rupture de la formation :

Cette valeur est calculée sur la base de la pression, établie pendant la phase de forage, nécessaire pour provoquer une fuite de fluide ou une rupture de formation au niveau du sabot de tubage extérieure de l'annulaire concerné. Cette pression est déterminée par le test d'intégrité de la formation (FIT) ou test de fuite (LOT) effectué après avoir percé le ciment dans le sabot. Pour le calcul, il est supposé que la colonne de fluide dans l'annulaire est formée de la boue qui était dans le trou et déplacée par le ciment sur le tubage interne et à la densité d'origine. Une autre hypothèse est que la communication annulaire / sabot existe et que la colonne de fluide est présente à la profondeur de sabot. Ceci suppose qu'il n'y a pas de liaison de ciment entre les deux tubages et cette hypothèse conservatrice demeure même si une bonne liaison est observée sur le log CBL

En basant sur ces hypothèses, la pression maximale théorique est la différence entre la pression nécessaire pour rompre la formation et la pression hydrostatique exercée sur le sabot par la colonne de fluide dans l'annulaire [2].

Cela peut être calculé en utilisant la formule suivante:

$$MAASP_{FBD} = 0,9 \times TVD \times 0,433 (FG-MG)$$

D'où :

$MAASP_{FBD}$: MAASP Rupture de Formation (psi)

FG : Gradient de rupture de la formation (SG)

MG : Gradient de boue dans l'annulaire (tubage interne, SG)

TVD : Profondeur vertical de sabot de tubage extérieure (ft)

Conversion de la densité (SG) en gradient psi / ft: 1 SG = 0.433 psi / ft

Un facteur de sécurité de 10% est inclus dans ce calcul.

Dans le cas où aucun FIT ou LOT n'a été réalisé au niveau du sabot de tubage, il est préférable de supposer les valeurs obtenues à partir des puits régionaux dans la formation

équivalente. La valeur la plus faible obtenue doit être utilisée dans le calcul pour fournir le scénario le plus défavorable.

II-2-1-2- Eclatement de tubage :

Cette pression maximale théorique est la pression maximale autorisée pour éviter l'éclatement de tubage extérieure de l'annulaire en question. Comme dans le calcul précédent, on suppose que l'espace annulaire est ouvert au sabot de tubage externe et que l'espace annulaire est rempli avec la densité de la boue d'origine au moment de la cimentation de tubage interne. Dans le pire des cas, il est également supposé que l'annulaire extérieur est rempli d'eau.

La pression d'éclatement théorique du tubage est donc calculée comme la différence entre la pression nécessaire pour faire éclater le tubage extérieure (obtenue à partir des spécifications du tubage) avec un gradient hydrostatique d'eau douce dans l'annulaire externe et la pression exercée sur le sabot par la colonne hydrostatique de fluide.

La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante:

$$MAASP_{burst} = (P_b / 1.1) - [TVD \times 0.433 (MG - 1.0)]$$

Où:

$MAASP_{burst}$: MAASP d'éclatement de tubage (psi)

P_b : Pression d'éclatement de tubage externe (psi)

MG : densité de la boue avant la cimentation de tubage intérieure (SG)

TVD : Profondeur Vertical de sabot de tubage extérieure (ft)

1.0 : densité de l'eau (SG)

Un facteur de sécurité de 10% est appliqué dans ce calcul.

II-2-1-3- Ecrasement de tubage :

C'est la pression maximale théorique admissible pour éviter l'écrasement de tubage interne de l'annulaire en question. On suppose que, dans le pire des cas, l'annulaire est ouvert vers le sabot extérieur et rempli du fluide de forage d'origine (comme dans les calculs précédent). Alors que le tubage continue plus profondément que le sabot de tubage externe, on suppose que la formation serait le chemin de fuite pour tout fluide on cas de surpression et donc que la pression ne serait pas exercée jusqu'au sabot de tubage interne. Dans le pire des cas, on suppose également que l'annulaire interne est rempli d'eau.

La pression maximale théorique pour éviter l'écrasement est calculée comme la différence entre la pression requise pour l'écrasement du tubage interne (obtenu à partir des

spécifications du tubage) avec un gradient hydrostatique d'eau douce dans l'annulaire externe et la pression exercée sur le tubage interne par la colonne hydrostatique de fluide.

La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante:

$$MAASP_{collapse} = P_c - TVD \times 0.433 (MG - 1.0)$$

Où :

$MAASP_{collapse}$: MAASP d'écrasement de tubage (psi)

P_c : la pression d'écrasement de tubage interne (psi)

MG : densité de la boue avant la cimentation de tubage interne (SG)

TVD : Profondeur vertical de sabot de tubage (ft)

1.0 : densité de l'eau, (SG)

II-2-1-4- Ecrasement de tubing :

Cette pression maximale théorique est la pression maximale autorisée pour éviter l'écrasement de tubing de l'annulaire "A". Le tubing sous vide est considéré comme le pire scénario. La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante:

$$MAASP_{Tbg\ collapse} = P_c - (0.433 \times TVD \times MG)$$

Où:

$MAASP_{Tbg\ collapse}$: MAASP d'écrasement de tubing (psi)

P_c : Pression d'écrasement de tubing (psi)

MG : Densité du fluide de complétion (SG).

TVD : Profondeur vertical de packer (ft)

II-2-2- Méthode API 90-2:

Cette méthode est basée sur l'éclatement et l'écrasement de tubulaire également facteur de déclassement de chaque composant [1]:

- ✓ Tête de puits.
- ✓ Équipement de complétion.
- ✓ Tubulaires (Tubing & tubages).

La pression à laquelle chacun de ces cas de défaillance doit se produire doit être calculée. La plus faible de ces valeurs calculées fournira une valeur maximale théorique à laquelle une défaillance pourrait se produire.

II-2-2-1- Section de la tête de puits :

La MAASP pour la composante de tête de puits pour l'annulaire en cours d'évaluation est déterminée comme suit:

$$MAASP_{WH} = 0,8 PW$$

Où :

PW : est la moindre pression de service de la section de la tête de puits supportant le tubage extérieure après l'installation ou de la pression d'essai maximale (essai d'étanchéité ou essai de pression de tubage) de la section de tête de puits.

Pour le calcul un facteur de sécurité de 80% de PW est utilisé.

II-2-2-2- Equipements de la complétion :

La MAASP pour les équipements de complétion pour l'annulaire en cours d'évaluation est déterminé comme suit :

$$MAASP_{equcomp} = 0.8 (P_{cc} - \Delta P_{cc})$$

Où :

P_{cc} : Pression interne maximale que l'équipement est conçu pour contenir.

ΔP_{cc} : Pression différentielle à travers l'équipement de complétion a sa profondeur.

Pour le calcul un facteur de sécurité de 80% est utilisé.

II-2-2-3- Rupture de la formation :

La MAASP pour la pression de rupture ou fracture de formation est basé sur le gradient de fracture de formation (FG) minimum déterminé par un test d'intégrité de la formation (FIT) ou un test de fuite (LOT) au niveau de sabot. (En l'absence de telles données, une estimation conservatrice de la FG peut être considérée sur la base de l'expérience locale (par ex, une gamme typique de FG est de 0,5 à 0,9 psi / ft) et de la véritable profondeur verticale (TVD) du sabot. Ces calculs ne sont applicables qu'à un annulaire ouvert à la formation.

La MAASP de rupture de la formation pour l'annulaire en cours d'évaluation est déterminé par ce qui suit:

$$MAASP_{FB} = 0,8 [TVD (FG - MG)]$$

D'où : TVD : Profondeur verticale du sabot

MG : Gradient de la boue.

FG : Gradient de rupture de formation

Pour le calcul, un facteur de sécurité de 80% est utilisé.

II-2-2-4- Tubulaire :

La MAASP des composants tubulaire pour l'annulaire en cours d'évaluation peut être évalué par les méthodes suivantes, allant du simple au complexe:

Méthode de désignation par défaut (MDD);

Méthode de déclassement simple (MDS);

Méthode de déclassement explicite (MDE).

La méthode choisie dépendra de l'historique du puits et des données disponibles. Différentes méthodes peuvent être utilisées sur des puits dans le même champ ou sur des annulaires différents dans le même puits [1].

Le MDD est la plus conservatrice et la plus simplement appliquée des méthodes et permet une dé-classification cohérente à appliquer à travers un grand ensemble de puits. Le MDD ne nécessite pas de données ou d'analyse pour être appliqué. Alors que le MDD est le moins précis des méthodes, il est approprié pour les puits qui fonctionnent à de faibles niveaux de pression annulaire.

La MDS est appropriée pour les puits où l'histoire du puits est soigneusement documentée et où les problèmes importants de corrosion ou d'usure ne sont pas préoccupants.

Les puits où il existe une érosion connue, de la corrosion et qui fonctionnent à haute température nécessitent une analyse plus détaillée. La MDE nécessite des données et des analyses exhaustives, mais fournit la valeur MAASP la plus précise et la plus dégradée. Sans un ensemble de données complet et l'histoire de puits, l'une des deux autres méthodes plus conservatrices est nécessaire. L'MDE fournit la confiance nécessaire pour permettre le fonctionnement continu d'un puits à des pressions annulaires qui peuvent être supérieures aux résultats du MDD ou du MDS. L'intention est de fournir un facteur de sécurité supplémentaire en cas de communication entre annulaire [1].

→ Méthode de désignation par défaut :

C'est une méthode simple pour déterminer un déclassement tubulaire. En utilisant l'approche MDD, la MAASP des composants tubulaire pour l'annulaire en cours d'évaluation est :

Moins 100 psi pour l'annulaire le plus à l'extérieur, et

Moins 200 psi pour tous les autres annulaires, et ne nécessite aucun autre calcul.

→ Méthode de déclassement simple :

Pour l'annulaire A :

La MAASP est la moindre des éléments suivants :

80% de la pression d'éclatement de tubage de production

75% de la pression d'écrasement du tubing ;

Pour l'annulaire B :

La MAASP de composant tubulaire pour l'annulaire en cours d'évaluation est le plus petit des éléments suivants:

50% de la pression d'éclatement de tubage en cours d'évaluation;

75% de la pression d'écrasement du tube interne;

80% de la pression d'éclatement de tubage externe suivant.

Pour l'annulaire C :

La MAASP est le moindre des éléments suivants:

30% de pression d'éclatement pour le tubage évalué

75% de pression d'écrasement du tubage interne.

→ **Méthode de déclassement explicite**

Si le tubage présente une usure importante, une érosion ou une corrosion présumée ou connue, ou si il fonctionne à haute température, l'exploitant devrait envisager d'utiliser une méthode de déclassement explicite pour appliquer une réduction spécifique de l'épaisseur ou des propriétés du matériaux dans le calcul de pression d'éclatement ou la pression d'écrasement. La MAASP de composant tubulaire pour l'annulaire en cours d'évaluation est le minimum de l'un des suivants:

80% de pression d'éclatement ajusté de tubulaire externe;

80% de pression d'écrasement ajusté de tubulaire interne;

100% pression d'éclatement ajusté de tubulaire externe suivante (fournit un facteur de sécurité supplémentaire);

100% de la pression d'écrasement ajusté de tubulaire externe, (c'est-à-dire le tube interne de l'annulaire adjacent) (fournit un facteur de sécurité supplémentaire).

Le déclassement de la pression d'éclatement pour les tubulaires interne et externe est obtenu en réduisant explicitement l'épaisseur nominale de la paroi en raison des dommages occasionnés par la corrosion et l'érosion, ou d'autres formes d'usure. De plus, des facteurs de sécurité appropriés sont sélectionnés et appliqués pour compléter l'ajustement de pression d'éclatement et de pression d'écrasement [1].

II-3- Exemple de calcul :

On prend deux puits pour calculer la MAASP par deux méthode ; Eclipse et API-90-2 (MDS)

II-3-1- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-035 :

Méthode d'Eclipse :

MAASP CALCULATIONS

Well	HBNS-035			Colour Key:	Fill in Well Name & TVD Details Only
					Confirm Data
Cement	18.500	ppq	Assumed		
Prod Casing Fluid	16.000	ppq	Assumed		
OBM	12.600	ppq	Assumed		
Inter Casing Fluid	10.000	ppq	Assumed		
Surface Casing Fluid	10.000	ppq	Assumed		
Conductor Fluid	9.000	ppq	Assumed		
Packer Fluid	8.490	ppq	Assumed		

NOTE - CHECK & CONFIRM TUBING DETAILS ARE CORRECT

	Nom OD (ins)	ID (ins)	Weight (lb/ft)	Grade	Depth (TVD-ft)	Depth	TOC (TVD-ft)	TOC	MG (s.g.)	FG (s.g.)	Burst (psi)	Collapse (psi)	Depth for FBG
Prod tubing to Upper GLM Depth	4.5		12.6	L-80	0				1.018		3430	7500	0
Prod tubing to Packer	4.5		12.6	L-80	8080	8080			1.018		3430	7500	8080
Prod casing to Shoe	7		29	N-80	10225		7065		1.319	2.219	8180	7020	10225
Intermediate casing	8.625		47	L-80	7557		0		1.199	1.511	8150	7100	7557
Surface casing	13.375		68	K-55	1260		0		1.199		3450	1990	1260
Conductor	20		106.5	K-55	177		0		1.080		2320	770	177

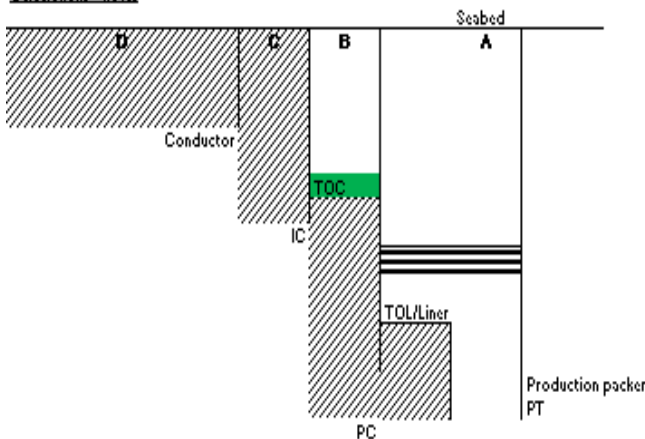
IMPORTANT - IF THE WELL IS NOT GAS LIFTED SET THE GLM DEPTH TO ZERO EVEN IF INSTALLED

	Nom OD (m)	ID (m)	Weight (kg/m)	Grade	Depth (TVD-m)	Depth	TOC (TVD-m)	TOC	MG (s.g.)	FG (s.g.)	Burst (bar)	Collapse (bar)	Depth for FBG
Prod tubing to Upper GLM Depth	0.114	0.000	18.7	L-80	2463	2463			1.018		573	510	0
Prod tubing to Packer	0.114	0.000	18.7	L-80	2463	2463			1.018		573	510	2463
Prod casing to Shoe	0.178	0.000	43.1	N-80	3117		2154		1.319	2.219	555	478	3117
Intermediate casing	0.244	0.000	69.9	L-80	2304		0		1.199	1.511	554	483	2304
Surface casing	0.340	0.000	101.2	K-55	384		0		1.199		235	133	384
Conductor	0.508	0.000	158.5	K-55	54		0		1.080		158	52	54

Annulus	Collapse (psi)	Burst (psi)	FBG (psi)	Note:	Collapse (bar)	Burst (bar)	FBG (bar)	MAASP (psi)	MAASP (bar)
A (4 1/2")	3934	7337		When Well has GL then MAASP assumes that the gas surface pressure is at the maximum discharge rating of Compressors	268	499		3934	268
B	2947	4399	884		200	299	60	884	60
C	6447	3027	153		439	206	10	153	10
D									

Note 1: A-Annulus MAASP restricted to 5000 psig due to Tubing Hanger Rating
 Note 2: GLM collapse pressure is 6450 psig
 Maximum A-Annulus Surface Pressure during commissioning to be 4000 psig

Calculations - notes



Gas Pressure Calculator - Approximation		
Assume annulus is 100% full of gas		
Density @ 347.3 BarG (GI)	346 kg/m ³	
Max Pressure at Surface	345 BarG	5072 psig
Density at Surface	343.71 kg/m ³	
Gravity	9.81 m/s ²	
Depth of Interest	0 m	
Calculated Pressure at Depth	345 BarG	5072 psig

Figure (II-1)- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-35 (Méthode d'Eclipse)

Méthode d'API-90-2 :

API RP 90-2 Section 7.5.3 - Simple De-Rating Method										4 1/2	7	9 5/8	13 3/8									
										A	B	C										
WELL NAME	HBNS-035																					
										MAWOP (MAASP)												
										Tubing	A-Annulus	B-Annulus	C-Annulus									
										5320 psig	4000 psig	2760 psig	655 psig									
										12.6	16.0	10.0	10.0	Weight of Fluid								
														384 mts								
Data Entry	Size	Grade	Weight	Burst	Collapse	Depth (TVD)																
Tree & Tubing Head Adaptor	4 1/2	HYCS		6850 psig	N/A	N/A																
Production Casing Spool	7	HYCS		5000 psig	N/A	N/A																
Intermediate Casing Spool	9 5/8	HYCS		5000 psig	N/A	N/A																
Outer Casing Spool	13 3/8	HYCS		3000 psig	N/A	N/A																
Production Tubing	4 1/2	L-80	12.6 ppg	8430 psig	7500 psig	N/A				IF LEAKING DELETE BURST PRESSURE												
Production Casing	7	C-95	29.0 ppg	9690 psig	7820 psig	317 mts				IF LEAKING DELETE BURST PRESSURE												
Packer				7500 psig	7500 psig	2463 mts																
Gas Lift Mandrel	If not installed enter Tubing Data									8430 psig	7500 psig	- mts		2304 mts								
Intermediate Casing	9 5/8	P-110	47.0 ppg	8150 psig	7100 psig	2304 mts				IF LEAKING DELETE BURST PRESSURE												
Outer Casing	13 3/8	P-110	68.0 ppg	3450 psig	1950 psig	384 mts				IF LEAKING DELETE BURST PRESSURE												
Production Tubing Surface Pressure										4000 psig			2463 mts									
Production Tubing Fluid										12.6 ppg												
Production Casing Fluid										16.0 ppg												
Intermediate Casing Fluid										10.0 ppg												
Outer Casing Fluid										10.0 ppg												
										Design	De-Rating Factor	Calculation Value	Calculation	Component Value								
										Size	Grade	Weight	Burst	Collapse	Burst	Collapse	Depth	Fluid Weight	Tubing	A-Annulus	B-Annulus	C-Annulus
Wellhead Component																			5320 psig	4000 psig	4000 psig	2400 psig
Tree & Tubing Head Adaptor	4 1/2	HYCS		6850 psig	N/A	0.80	N/A	5320 psig	N/A													
Production Casing Spool	7	HYCS		5000 psig	N/A	0.80	N/A	4000 psig	N/A													
Intermediate Casing Spool	9 5/8	HYCS		5000 psig	N/A	0.80	N/A	4000 psig	N/A													
Outer Casing Spool	13 3/8	HYCS		3000 psig	N/A	0.80	N/A	2400 psig	N/A													
Completion Equipment Component																		6744 psig	8197 psig			
Production Tubing	4 1/2	L-80	12.6 ppg	8430 psig	7500 psig	0.80	0.75	6744 psig	5625 psig													
Weakest Component				8430 psig	7500 psig	0.80	0.75	6744 psig	5625 psig													
Packer				7500 psig	7500 psig	1.00	1.00	7500 psig	7500 psig	2463 mts												
Fluid in Production Tubing	4 1/2											12.60 ppg										
Fluid in Production Casing	7											16.00 ppg										
Hydrostatic Pressure above the Packer										6722 psig												
Surface VHP										4000 psig												
Hydrostatic Pressure below the Packer										3233 psig												
Formation Fracture Breakdown Component																			N/A	N/A	3930 psig	655 psig
Intermediate Casing FIT	9 5/8	P-110	47.0									2304 mts	10.0 ppg									
Outer Casing FIT	13 3/8	P-110	68.0									384 mts	10.0 ppg									
Tubular Component																		6744 psig	4845 psig	2760 psig	1035 psig	
Production Tubing	4 1/2	L-80	12.6 ppg	8430 psig	7500 psig	0.80	0.80	0.75	6744 psig	6744 psig	5625 psig											
Production Casing - To Packer	7	C-95	29.0 ppg	9690 psig	7820 psig	0.50	0.80	0.75	4845 psig	7752 psig	5865 psig											
Intermediate Casing - To Cement	9 5/8	P-110	47.0 ppg	8150 psig	7100 psig	0.50	0.80	0.75	4075 psig	6520 psig	5325 psig											
Outer Casing - To Cement	13 3/8	P-110	68.0 ppg	3450 psig	1950 psig	0.30	0.80	0.75	1005 psig	2760 psig	1463 psig											

Figure (II-2)- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-35 (Méthode API 90-2)

Les résultats trouvés par les deux méthodes :

Méthode	Annulaire A	Annulaire B	Annulaire C
Eclipse	3934 psi	884 psi	153 psi
API 90-2	4000 psi	2760 psi	655 psi

II-3-2- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-009 :

Méthode Eclipse :

MAASP CALCULATIONS

Well	HBNS-009			Colour Key:	Fill in Well Name & TVD Details Only
					Confirm Data
Cement	18.500	ppg	Assumed		
Prod Casing Fluid	16.000	ppg	Assumed		
OBM	12.600	ppg	Assumed		
Inter Casing Fluid	10.000	ppg	Assumed		
Surface Casing Fluid	10.000	ppg	Assumed		
Conductor Fluid	9.000	ppg	Assumed		
Packer Fluid	8.430	ppg	Assumed		

NOTE - CHECK & CONFIRM TUBING DETAILS ARE CORRECT

	Nom OD	ID	Weight	Grade	Depth	Depth	TOC	TOC	MG	FG	Burst	Collapse	Depth for
	(ins)	(ins)	(lb/ft)		(TVD-ft)		(TVD-ft)		(s.g.)	(s.g.)	(psi)	(psi)	FBG
Prod tubing to Upper GLM Depth	4.5		18.5	S-35	0				1.018		3240	7010	0
Prod tubing to Packer	4.5		18.5	S-35	8085	8085			1.018		3240	7010	8085
Prod casing to Shoe	7		23	S-35	10187		7051		1.919	2.219	3690	8200	10187
Intermediate casing	8.625		47	S-35	7543		0		1.199	1.511	6150	7100	7543
Surface casing	13.375		72	S-35	1280		0		1.199		6390	3470	1280
Conductor	20		106.5	K-55	180		0		1.080		2320	770	180

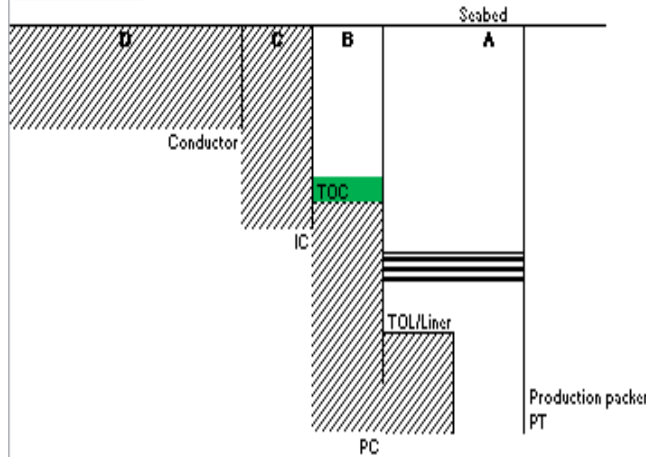
IMPORTANT - IF THE WELL IS NOT GAS LIFTED SET THE GLM DEPTH TO ZERO EVEN IF INSTALLED

	Nom OD	ID	Weight	Grade	Depth	Depth	TOC	TOC	MG	FG	Burst	Collapse	Depth for
	(m)	(m)	(kg/m)		(TVD-m)		(TVD-m)		(s.g.)	(s.g.)	(bar)	(bar)	FBG
Prod tubing to Upper GLM Depth	0.114	0.000	20.1	S-35					1.018		629	477	0
Prod tubing to Packer	0.114	0.000	20.1	S-35	2464	2464			1.018		629	477	2464
Prod casing to Shoe	0.178	0.000	43.1	S-35	3105		2143		1.919	2.219	659	626	3105
Intermediate casing	0.244	0.000	69.9	S-35	2299		0		1.199	1.511	554	483	2299
Surface casing	0.340	0.000	107.1	S-35	330		0		1.199		435	236	330
Conductor	0.508	0.000	158.5	K-55	55		0		1.080		158	52	55

Annulus	Collapse	Burst	FBG	Note:	Collapse	Burst	FBG	MAASP	
								(psi)	(bar)
A (4 1/2")	3442	8728	882	When Well has GL then MAASP assumes that the gas surface pressure is at the maximum discharge rating of Compressors	234	594	60	3442	234
B	5142	4404	882		350	300	60	882	60
C	6448	5638	156		433	388	11	156	11
D									

Note 1: A-Annulus MAASP restricted to 5000 psig due to Tubing Hanger Rating
 Note 2: GLM collapse pressure is 6450 psig
 Maximum A-Annulus Surface Pressure during commissioning to be 4000 psig

Calculations - notes



Gas Pressure Calculator - Approximation
 Assumed annulus is 100% full of gas

Density @ 347.3 BarG (GI)	346 kg/m ³	
Max Pressure at Surface	345 BarG	5072 psig
Density at Surface	343.71 kg/m ³	
Gravity	9.81 m/s ²	
Depth of Interest	0 m	
Calculated Pressure at Depth	345 BarG	5072 psig

Figure (II-3)- Calcul de MAASP pour le puits HBNS-09 (Méthode d'Eclipse)

Méthode d'API-90-2 :

API RP 90-2 Section 7.5.3 - Simple De-Rating Method										4 1/2	7	9 5/8	13 3/8			
										A	B	C				
WELL NAME	HBNS-009									MAVOP (MAASP)						
	Tubing	A-Annulus	B-Annulus	C-Annulus						12.6	16.0	10.0	10.0	Weight of Fluid		
	5320 psig	4000 psig	3922 psig	665 psig												
Data Entry	Size	Grade	Weight	Burst	Collapse	Depth (TVD)							390	mts		
Tree & Tubing Head Adaptor	4 1/2	HYCS		6850 psig	N/A	N/A										
Production Casing Spool	7	HYCS		5000 psig	N/A	N/A										
Intermediate Casing Spool	9 5/8	HYCS		5000 psig	N/A	N/A										
Outer Casing Spool	13 3/8	HYCS		3000 psig	N/A	N/A										
Production Tubing	4 1/2	L-80	12.6 ppg	9430 psig	7500 psig	N/A										
Production Casing	7	N-80	29.0 ppg	9240 psig	9200 psig	3105 mts										
Packer				7500 psig	7500 psig	2464 mts										
Gas Lift Mandrel	If not installed enter Tubing Data															
Intermediate Casing	9 5/8	N-80	47.0 ppg	8150 psig	7100 psig	2299 mts										
Outer Casing	13 3/8	S-95	68.0 ppg	6390 psig	3470 psig	390 mts										
Production Tubing Surface Pressure														2464		
Production Tubing Fluid																
Production Casing Fluid																
Intermediate Casing Fluid																
Outer Casing Fluid																
	Design	De-Rating Factor	Calculation Value	Calculation	Component Value											
	Size	Grade	Weight	Burst	Collapse	Burst	Collapse	Burst	Collapse	Depth	Fluid Weight	Tubing	A-Annulus	B-Annulus	C-Annulus	
Wellhead Component																
Tree & Tubing Head Adaptor	4 1/2	HYCS		6850 psig	N/A	0.80	N/A	5320 psig	N/A				5320 psig	4000 psig	4000 psig	2400 psig
Production Casing Spool	7	HYCS		5000 psig	N/A	0.80	N/A	4000 psig	N/A							
Intermediate Casing Spool	9 5/8	HYCS		5000 psig	N/A	0.80	N/A	4000 psig	N/A							
Outer Casing Spool	13 3/8	HYCS		3000 psig	N/A	0.80	N/A	2400 psig	N/A							
Completion Equipment Component																
Production Tubing	4 1/2	L-80	12.6 ppg	9430 psig	7500 psig	0.80	0.75	6744 psig	5625 psig					6744 psig	3196 psig	
Weakest Component				9430 psig	7500 psig	0.80	0.75	6744 psig	5625 psig							
Packer				7500 psig	7500 psig	1.00	1.00	7500 psig	7500 psig	2464 mts						
Fluid in Production Tubing	4 1/2										12.60 ppg					
Fluid in Production Casing	7										16.00 ppg					
Hydrostatic Pressure above the Packer																
Surface VHP																
Hydrostatic Pressure below the Packer																
Formation Fracture Breakdown Component																
Intermediate Casing FIT	9 5/8	N-80	47.0							2299 mts	10.0 ppg		N/A	N/A	3922 psig	665 psig
Outer Casing FIT	13 3/8	S-95	68.0							390 mts	10.0 ppg					
Tubular Component																
Production Tubing	4 1/2	L-80	12.6 ppg	9430 psig	7500 psig	0.80	0.80	0.75	6744 psig	6744 psig	5625 psig					
Production Casing - To Packer	7	N-80	29.0 ppg	9240 psig	9200 psig	0.50	0.80	0.75	4620 psig	7392 psig	6900 psig					
Intermediate Casing - To Cement	9 5/8	N-80	47.0 ppg	8150 psig	7100 psig	0.50	0.80	0.75	4075 psig	6520 psig	5325 psig					
Outer Casing - To Cement	13 3/8	S-95	68.0 ppg	6390 psig	3470 psig	0.30	0.80	0.75	1917 psig	5112 psig	2603 psig					

Figure (II-4) - Calcul de MAASP pour le puits HBNS-09 (Méthode API-90-2)

Les résultats trouvés par les deux méthodes :

Méthode	Annulaire A	Annulaire B	Annulaire C
Eclipse	3442psi	882psi	156psi
API 90-2	4000 psi	3922psi	665 psi

Conclusion :

Après avoir calculé par les deux méthodes, on constate que:

Méthode ECLIPSE: basé sur

- Le poids et la profondeur de la colonne hydrostatique pour calculer leur MAASP
- La rupture de formation.
- L'éclatement et l'écrasement de ces colonnes A, B, C et de la tubulure.
- La gravité spécifique.

Tous ces paramètres ont un impact sur le résultat du calcul.

Nous pouvons voir différents résultats dans différents puits clairement.

API 90-02: basé sur l'éclatement et l'écrasement également facteur de déclassement de chaque composant:

- Tête de puits.
- Équipements de complétion.
- Tubulaire.

Donc la méthode Eclipse est plus sécurisée car la MAASP est plus bas que la méthode API, et prend en considération des cas extrêmes, et le changement de profondeur et de fluide de complétion changent la MAASP.

Chapitre III :
Etude de cas

III-1- Aperçu sur le champ de Hassi Berkine :

III-1-1- Historique de champ :

Le champ de Hassi Berkine a été découvert en février 1994 et le groupement a été créé en 1998 en tant qu'organisme d'opération conjointe par Sonatrach, l'Entreprise Pétrolière et Gazière Nationale Algérienne, et Anadarko Petroleum Corporation qui est l'une des premières compagnies indépendantes d'exploration et de production de pétrole et de gaz dans le monde.

Le groupement Berkine est chargé de gérer l'ensemble des activités de l'association Sonatrach/Anadarko sur les blocs 404 et 208 dans le désert du Sahara algérien.

Le forage a commencé en 1993. La profondeur maximum de 3440 mètres a été atteinte le 1^{er} janvier 1994.

L'objectif principal était les grès du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) qui s'étaient avérés productifs dans les puits. Le réservoir TAGI dans le puits **HBN-1** constitué en deux couches de grès ayant une épaisseur totale de 23 m. Trois carottes de 27 m ont été coupées dans ce puits, les résultats du test et les indices trouvés dans les carottes indiquent tous que le réservoir pénètre complètement dans la colonne d'hydrocarbures. La porosité moyenne des zones déterminées par l'analyse conventionnelle des échantillons de carotte était d'à peu près 19%. La moyenne des perméabilités de carottes était de 552 md.

Le test de puits a été effectué dans le TAGI à travers des intervalles perforés de 3238-3248m et 3255-3272m. Le débit obtenu est de 4.900 bbl/d et 6.3 MMCF de gaz avec une Duse de 3/4" de diamètres et une pression de 1330 psi.

Le Groupement Berkine (Association Sonatrach/Anadarko) a foré et complété plus de 300 puits dans les blocs 404 et 208.

Les champs dans les blocs 404 et 208 sont actuellement en production, la quantité produite dépasse les 220.000 bbl/d d'huile (HBNS et EL MERK) et une certaine quantité de condensat (environ de 25000 bbl). Le bloc 404 inclut quatre champs actuellement en production, à savoir : HBN, HBNS, HBNSE et BKNE. Tous les champs, produisent à partir du TAGI (trias Argileux gréseux inférieur). La récupération de l'huile est accélérée et maximisée par l'injection de l'eau et de gaz. Tous les puits de développement (producteurs et injecteurs) sont verticaux. Seulement les grès supérieurs et moyen du TAGI contiennent de l'huile, ils possèdent une épaisseur totale avoisinant des 100m et l'épaisseur utile s'étend de 18 à 40m.

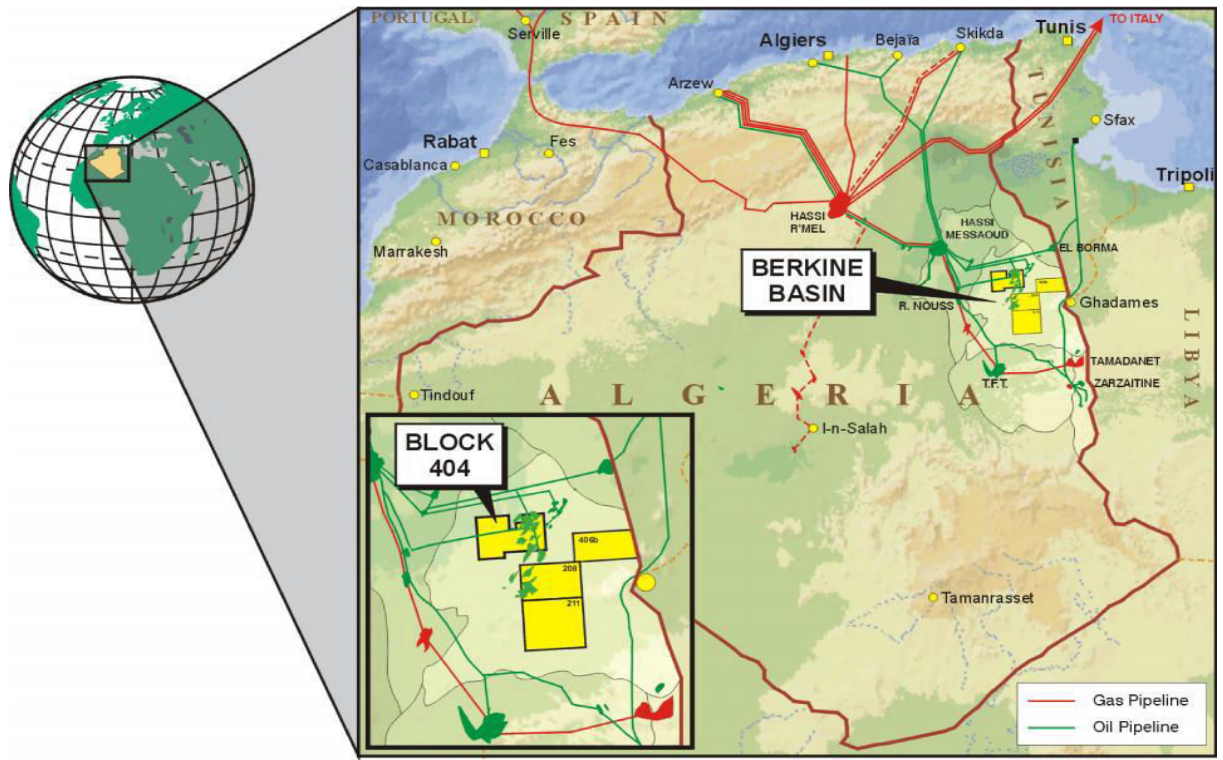


Figure (III-1)- Emplacement du champ

III-1-2- Situation géographique :

Le bassin de Berkine se présente comme étant un grand bassin intracartonique situé au nord de l'Afrique est constitué la partie occidentale d'un plus grand bassin (celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Libye et au sud de la Tunisie (Annexe D).

La partie Algérienne est limitée par :

- Les frontières Tunisienne et Libyenne à l'est,
- Le bassin d'Illizi au sud,
- Le dôme de Dahar au nord,
- Hassi Messaoud à l'ouest.

Le Groupement Sonatrach/Anadarko possède actuellement deux blocs en Algérie (bloc 404, bloc 208), qui sont actuellement en exploitation, la surface d'exploration est d'environ 5.5 millions d'âres, jusqu'ici le Groupement a trouvé approximativement 2.8 milliards de barils de réserves récupérables de huile.

Les puits destiné à notre étude font partie du bloc 404, ce dernier est situé à 300 km Sud Est de Hassi Messaoud, et approximativement 1100 km d'Alger.

Le bloc 404 est délimité par les axes géographiques suivants :

Longitude : 07° 50' E et 08° 25' E

Latitude : 30° 40' N et 31° 05' N

III-2- Etude de puits HBNS-035

III-2-1- Résumé :

HBNS-35 a été foré en avril 2000. Le puits a été complété en tant que producteur en mai 2000, perforé en novembre 2000 et mis en service en mars 2001. Le volume total d'huile produite depuis le début est de 37MMbbls. Le puits a commencé de produire avec de gas-lift en 2009 et a été arrêté en 2011 lorsque le GOR a augmenté. Un test de jaugeage a été réalisée le 21 septembre 2012 avec tentative de descende une Memory gauge. Une restriction a été rencontrée avec un calibre 3,8" à la profondeur 2047 m.

Le coiled tubing a rencontré une restriction à 2049 m, et ne pouvait pas passer même avec le lavage. Un outil d’empreinte (LIB) a été dirigé et arrêté à une autre restriction supérieure à la précédente à 1459 m (voir figure (III-3)). Un lavage du sel a été effectué pour éliminer la restriction. Mais pas de succès.

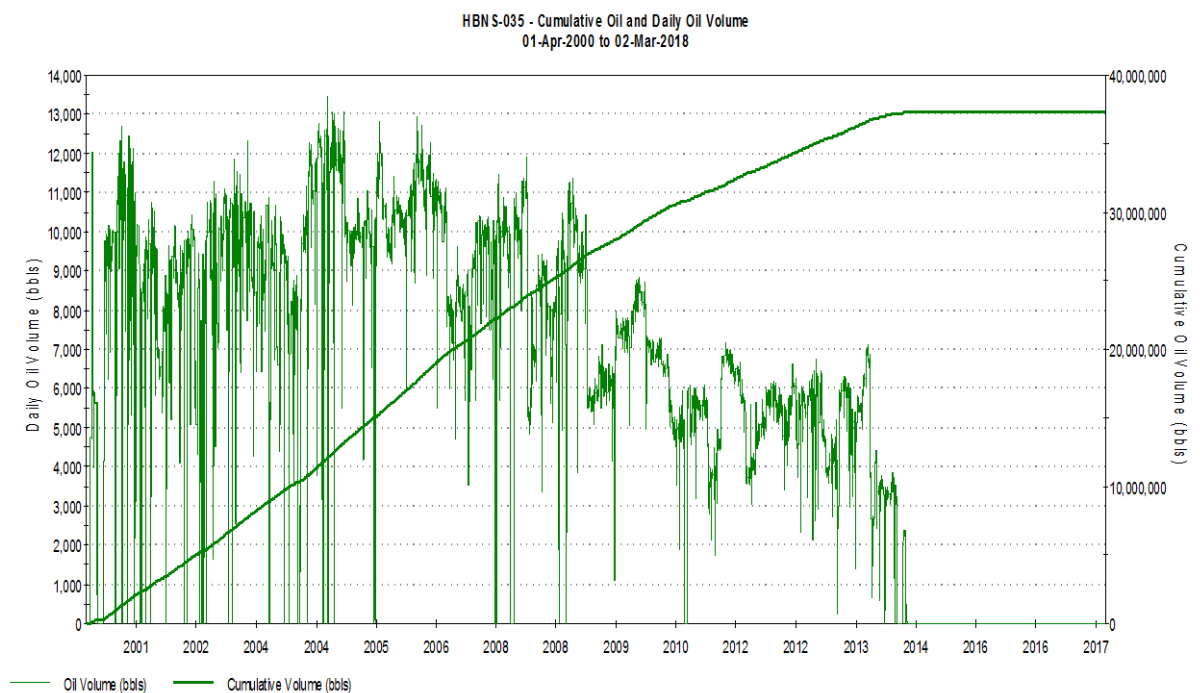


Figure (III-2)- Courbe de Production cumulée de HBNS-35



Figure (III-3)- Empreintes près a 1459 m (LIB pictures)

Lors d'une opération de Bull Head (injection d'eau à l'intérieur de tubing pour dissoudre le sel), on a constaté que la pression de la tête de puits et la pression d'annulaire "A" se comporte identiquement

Après fermeture du puits SIWHP = 2150 psi.

Pression de l'annulaire "A" à l'arrivée = 2200 psi. Avec le puits fermé.

Pression de l'annulaire "A" au départ = 1800 psi lorsque le puits a été ouvert.

Une investigation a été déclenchée afin de déterminer l'intégrité de tubing.

III-2-2- Séquence d'opérations d'investigation d'Annulaire :

- Le 30 janvier 2013 ; Dépressurisation de l'annulaire "A" :

Les conditions initiales étaient les suivantes:

Le puits est fermé

WHP = 2400 psi

PA = 2200 psi

PB = 350 psi

Opérations réalisées:

Dépressuriser ou purger l'annulaire "A" à 0 psi (pendant que le puits est ouvert en production).

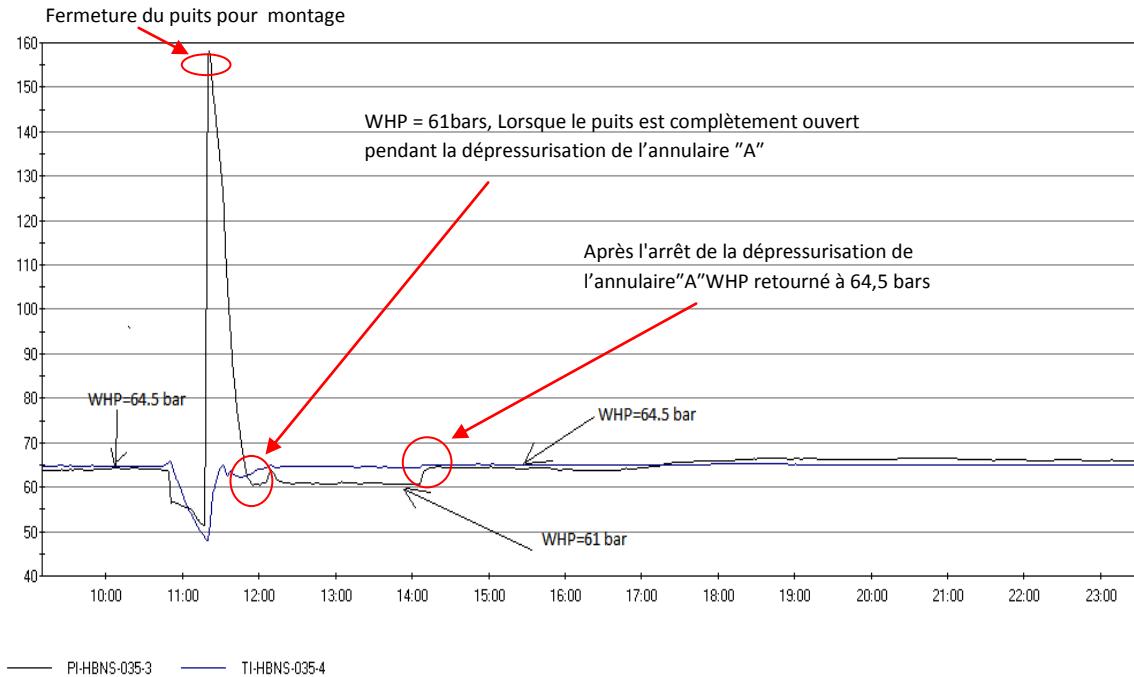


Figure (III-4)- Courbe de Pression Tête pendant bleed off investigation

Résultats :

- La pression a diminué de 2400 psi à 700 psi et s'est ensuite stabilisée à cette valeur pendant environ une heure avant d'arrêter la purge.
- Le WHP a diminué de 64,5 bars à 61 pendant la purge de l'annulaire "A".
- Le liquide sortant de l'annulaire était de l'huile avec de l'eau (les fluides produits par le puits, comme l'échantillon indiqué).

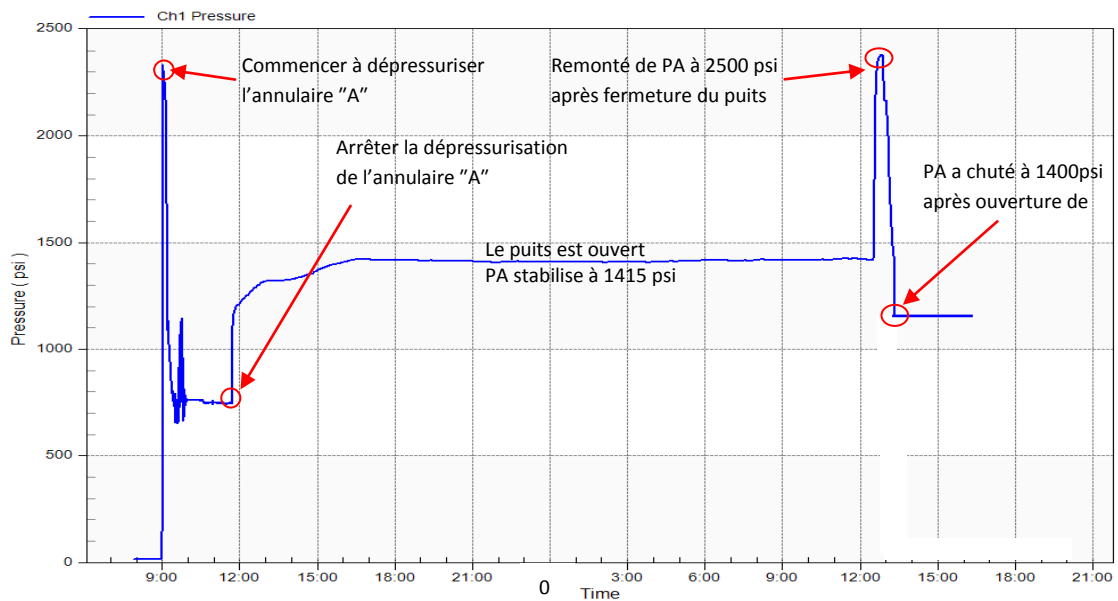


Figure (III-5)- Courbe de PA pendant bleed off investigation

➤ Le 31 janvier 2013 ; Dépressurisation de l'annulaire "B" :

Le puits a été ouvert à la production avec :

WHP = 910psi

PA = 1415 psi and PB = 300 psi.

Opération réalisée:

- Purger l'annulaire "B" à 60 psi.
- Fermez le puits pour faire une investigation d'annulaire statique (surveillez la PA en conséquence avec WHP pendant la fermeture du puits).

Résultats:

- La pression n'a pas augmenté trop pour l'annulaire "B" après l'avoir purgé à 60 psi (stabilisé à 125 psi après 4 heures).
- En fermant le puits, le WHP et le PA ont été connectés (réponse directe de l'annulaire "A" avec WHP).

WHP = 910 psi, PA = 1415 psi, PB = 126.

WHP = 1300psi, PA = 1800psi, PB = 140.

WHP = 1700 psi, PA = 2100 psi, PB = 160.

WHP = 2200 psi, PA = 2400 psi, PB = 180.

Lors de l'ouverture du puits, la pression WHP et la pression de l'annulaire "A" étaient connectées (réponse directe de l'annulaire "A" avec WHP).

WHP = 2200 psi, PA = 2400 psi, PB = 180.

WHP = 1710 psi, PA = 2090 psi, PB = 160.

WHP = 1400 psi, PA = 1900 psi, PB = 140.

WHP = 910 psi, PA = 1415 psi, PB = 126.

Conclusions:

La réponse directe de l'annulaire "A" avec WHP (la remonté rapide de la pression d'annulaire "A" après la fermeture du puits et la décroissance rapide de la pression après l'ouverture du puits) confirme que la communication est évidente et sévère entre le tubing et l'annulaire "A", et plus vraisemblablement située trop loin de la surface (éventuellement à l'endroit où la restriction a été marquée 1459 m).

- Le 1er février 2013 ; Test des joints de la tête de puits (tubing Hanger Seals test):

Les conditions initiales étaient les suivantes:

Le puits ouvert à la production

WHP = 910 psi

PA = 1415 psi & PB = 125 psi.

Opérations réalisées:

- Testez le port SCSSV s'il y a des retours.
- Tester le port s'il y a des retours.

Résultats:

- De retour de gaz a été vus du port de test SCSSV.
- Aucun retour n'a été vu depuis le port de test.

Conclusions:

Le retour dans le port de test SCSSV sans retour du port de test nous mèneront à la conclusion que les deux joints du col du cintre supérieur sont bon et que le système de contre line de SCSSV fuit.

- Le 12 Novembre 2014 ; Caméra de fond :

Une caméra de fond a été utilisée et a montré une corrosion sévère sur le tubing 4 ½" et une coupure de tubing à les profondeurs où les restrictions ont été trouvées 1459 m et 2053 m.

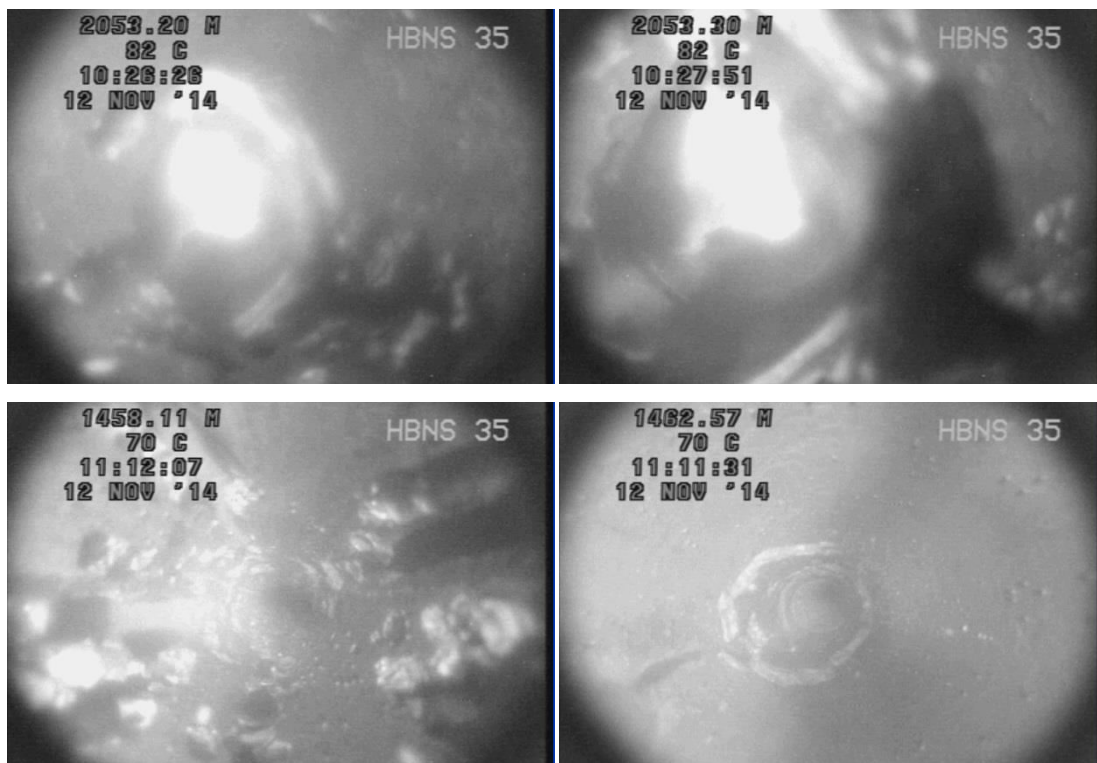


Figure (III-6)- Images de caméra de fond

- Un Workover a ensuite été planifié et exécuté en janvier 2015 pour remplacer initialement le tubing.

En raison de la corrosion sévère observée sur le tubing (voir figure (III-7)), il est évident que le tubage de 7" a également été exposé à l'eau à forte salinité et à un taux de gaz élevé.



Figure (III-7)- Photos de tubing 4 ½ " récupérés

Un log de corrosion a été exécuté jusqu'au sommet de ciment de 7" (2250 m), une fois que le tubing a été repêché,

HESP 7" Corrosion Log

Un Log MIT MTT de 7" a été exécuté deux fois et n'a réussi à enregistrer que dans l'intervalle 2300 à 300 m en raison de problèmes opérationnels et de défaillances d'outils.

Le rapport traité montre une pénétration entre 20 et 40 % sur un 1/3 des joints, et plus de 40 % sur 2/3. L'état de tubage 7" est corrodé à partir de 1300 m avec des trous possibles dans divers endroits (Voir figure (III-8)).

SLB 7" Corrosion Log

En raison de problèmes opérationnels avec HESP et du fait que la profondeur complète n'a pas pu être enregistrée (de 300 m à la surface), SLB a été mobilisé pour effectuer le même service équivalent, un log USIT et PMIT.


Bien que le rapport préliminaire fourni par SLB a détecté certaines zones de corrosion, SLB ne l'a pas considéré comme sévère. Un examen plus approfondi de l'analyse des données a révélé que la gravité était sous-estimée et qu'un nouveau rapport a été fourni.

Le rapport traité montre une pénétration entre 10 et 30% sur la première moitié des joints, et plus de 40% sur la moitié inférieure de tubage. (Ce que correspond aux résultats de HESP).

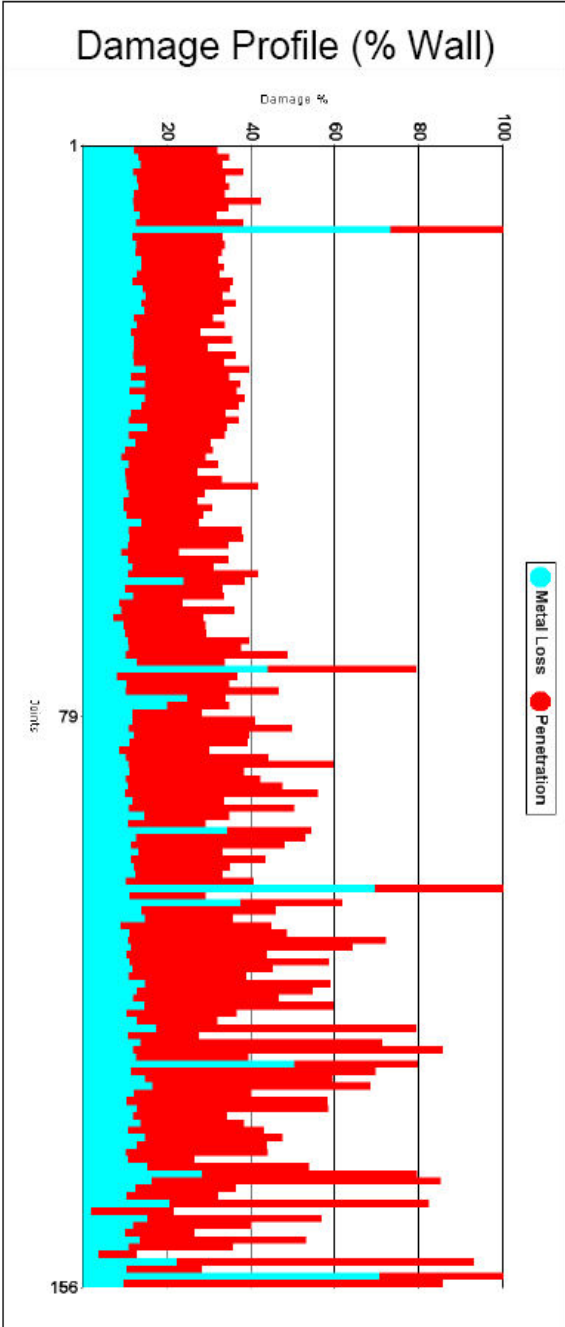
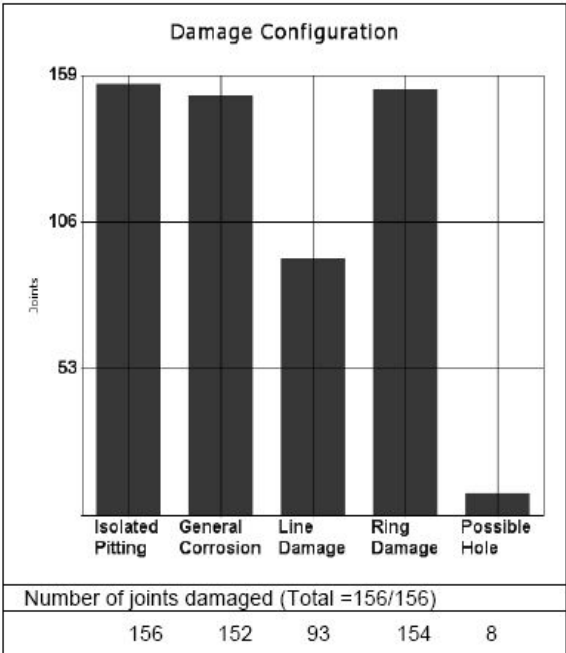
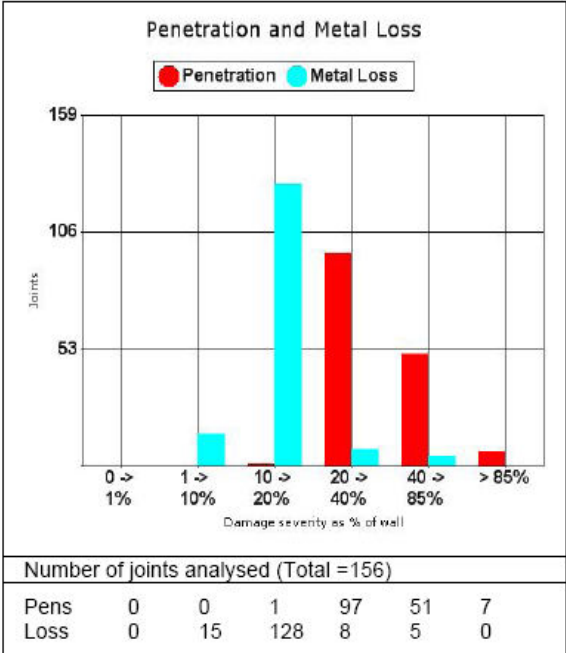


MIT Report Overview

Body Region Penetrations



Company GROUPEMENT BERKINE
Field HBNS
Well HBNS-35
Country ALGERIA
Analysed By S.DIBI
Survey Date 21/01/2015



r21

Figure (III-8)- Rapport de 7" corrosion log

Les deux logs sur le tubage 7" montrent des dommages équivalents le long de puits, la corrosion augmentant avec la profondeur au-dessous de 1300 m, et il pourrait y avoir plusieurs trous avec une pénétration de 100%.

Comme le tubing repêché présentait de grands trous, on pense que le liner 4" ½ est dans un état pire.

Le tubage de 7" montre des pertes d'épaisseur allant jusqu'à 80% et le liner de 4"½ risque d'être pire, et le puits dans ces conditions représenté un grand risque d'intégrité.

Vu l'état de tubage 7" et de liner, on présence de l'appareil de WorkOver le puits a était abandonné temporairement on posant un bouchon de ciment (voir figure (III-9)), on attendant l'approbation de l'**ARH** pour l'abondement permanant du puits (voir annexe B).

III-3- Etude de puits HBNS-009:

III-3-1- Résumé :

Le puits HBNS-09 a été foré en tant que producteur dans la région HBNS et mise en ligne depuis octobre 1998 avec une production cumulée totale de 58 MMbbls jusqu'en mars 2018. Le taux de production actuel est de 7500 BOPD sans eau et un GOR de ~ 7100 scf /bbl. Les réserves restées attribuées à ce puits sont de 13,3 MMSTB.

Ce puits a une communication entre le tubing et l'annulaire. Une diagraphie de corrosion a été faite en 2015 en utilisant les anciens outils du MIT a indiqué la présence de plusieurs trous dans la complétion et une corrosion sévère dans 20 joints, bien qu'aucun détail n'ait pu être déterminé. En septembre 2016, les nouveaux outils MTD/MFC ont été utilisés, ce qui indique une perte de métal d'environ 50% dans la partie supérieure de tubing, la cause probable étant l'érosion. En avril 2017, un autre log d'outils MTD/MFC a été réalisée pour permettre à GB de déterminer toute détérioration de l'état de tubing. Les résultats indiquent à nouveau une perte de métal d'environ 50%, sans détérioration appréciable au cours de la période intermédiaire de six mois.

Un Workover est programmé en Mars 2018 pendant l'arrêt de CPF

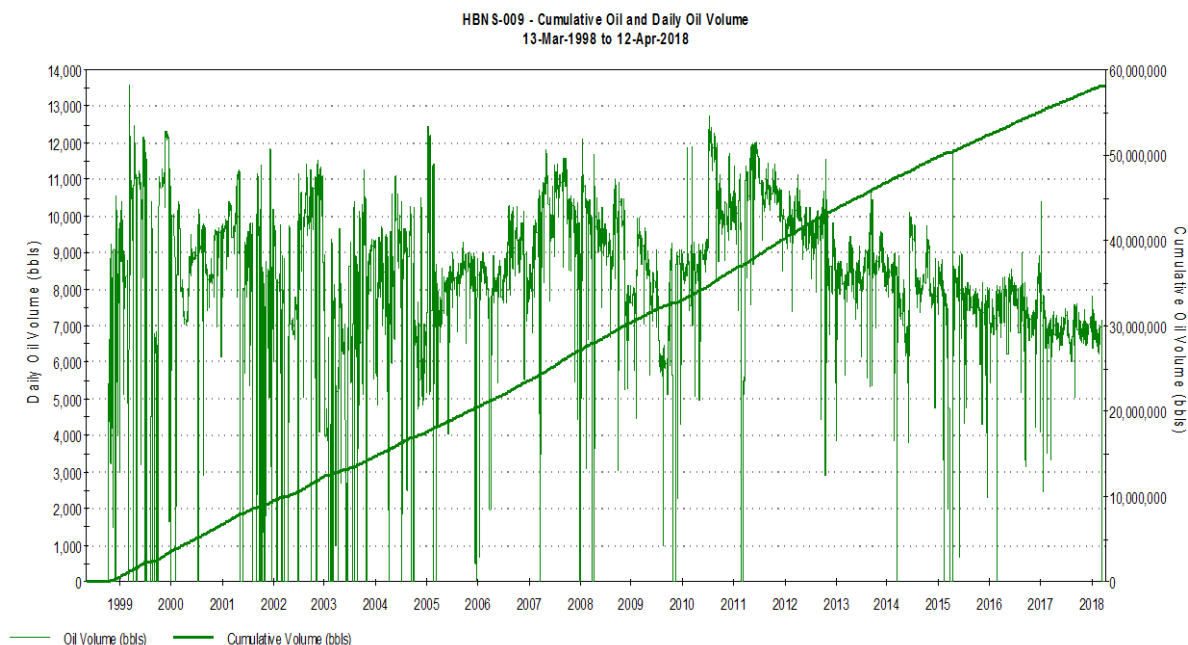


Figure (III-10)- Courbe de production cumulée de HBNS-009

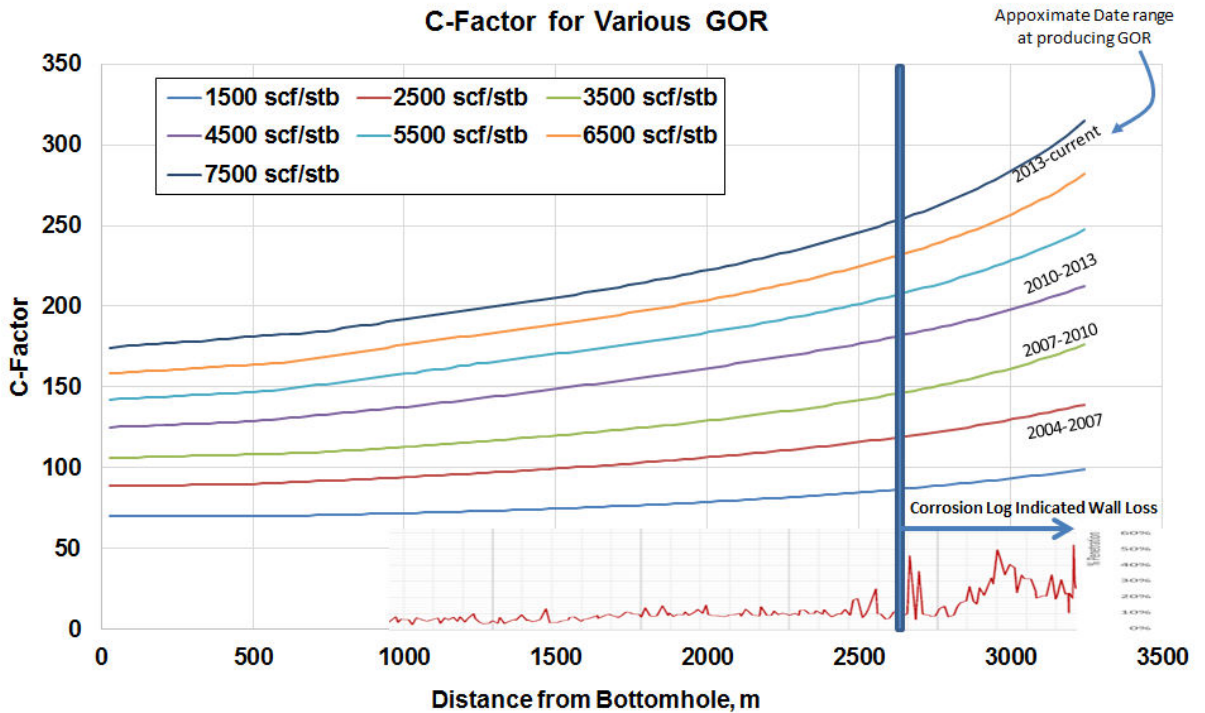


Figure (III-11)- Courbes de Facteur d'érosion et log de corrosion

La littérature suggère que le facteur d'érosion "C" est supérieurs à 100 implique que la vitesse d'écoulement est supérieure à la vitesse d'érosion. Cependant, on pense que cela est trop conservateur sur les puits qui ne produisent pas de sable ou d'eau.

Le facteur d'érosion "C" dans le puits HBNS-09 a probablement dépassé 200 dans la partie supérieure du puits en 2012. Alors que la première indication de la communication entre le tubing et l'annulaire "A" était vers la fin de 2013.

III-3-2- Séquence d'opérations d'investigation d'Annulaire :

- 09 septembre 2013 ; Dépressurisation de l'annulaire "A"

Les conditions initiales étaient les suivantes:

Le puits est ouvert

WHP = 970 psi

PA = 900 psi

PB = 0 psi

Opérations réalisées:

Dépressuriser ou purger l'annulaire "A" à 50 psi (pendant que le puits est ouvert en production).

Résultats :

- La pression PA a diminué de 900 psi à 50 psi pendant 40 min.
- Le liquide sortant de l'annulaire était du gaz.
- Après 24 heures PA reste stable à 50 psi.

➤ 13 Janvier 2014 ; dépressurisation de l'annulaire "A"

Les conditions initiales étaient les suivantes :

Le puits est ouvert

WHP = 983 psi

PA = 1000 psi & PB = 0 psi

Opération réalisées :

Dépressuriser l'annulaire "A" à 100 psi

Résultats :

- La pression PA a diminué de 1000 psi à 320 psi pendant 30 min, avec de gaz sortant,
- La pression PA a diminué de 320 psi à 100 psi pendant 30 min, avec de gaz et d'huile sortant de l'annulaire
- Après 24 heures PA augmente à 650 psi.

➤ 26 avril 2014 ; Test des joints de la tête de puits (tubing Hanger Seals test)

Les conditions initiales étaient les suivantes:

Le puits ouvert à la production

WHP = 1100 psi

PA = 1100 psi & PB = 0 psi.

Opérations réalisées:

- Testez le port SCSSV s'il y a des retours.
- Tester le port s'il y a des retours.

Résultats:

- Aucun retour n'a été vu depuis le port de test SCSSV.
- Aucun retour n'a été vu depuis le port de test.

Conclusion :

Les joints d'étanchéités de tubing Hanger sont bons

➤ 26 Mars 2015 ; log de corrosion MIT MTT

Un Log MIT MTT de tubing et de liner 4 ½ " a été exécuté et enregistré entre 55.42 m à 2343.36 m pour le tubing 5" et de 2363.22 m et 3220.22 m pour tubing et liner 4 ½ "

Le rapport traité montre des pénétrations entre 60-100% (Voire figure (III-12)).

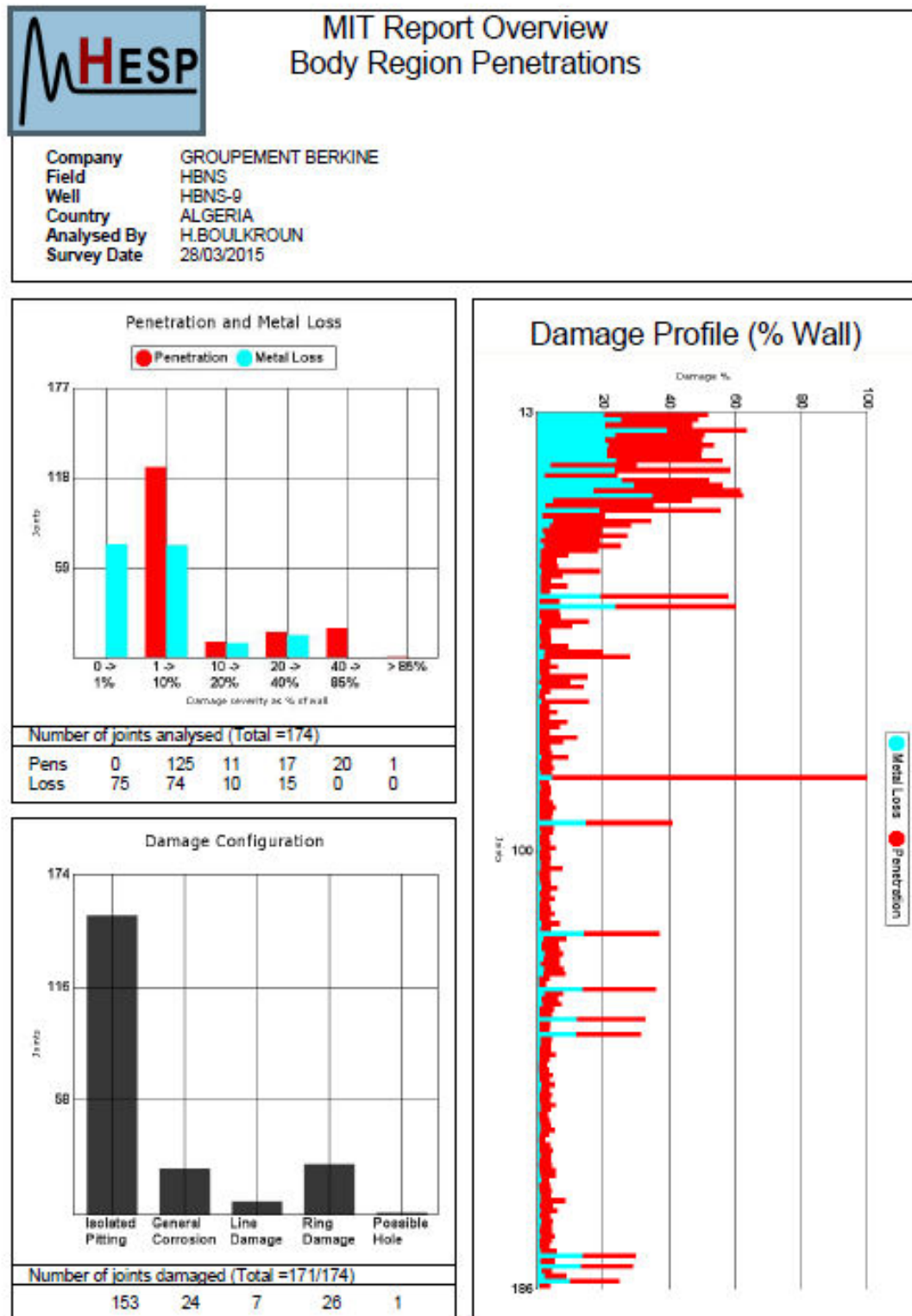


Figure (III-12)- Rapport de corrosion HBNS-009 Mars 2015

- 10 Septembre 2016 ; log de corrosion MFC MTD :

Un Log MFC MTD de tubing et de liner 4 ½ " a été exécuté et enregistré entre 55.42 m et 2343.36 m pour le tubing 5" et de 2363.22 m et 3220.22 m pour tubing et liner 4 ½ "

Le rapport traité montre des pénétrations entre 60-100%

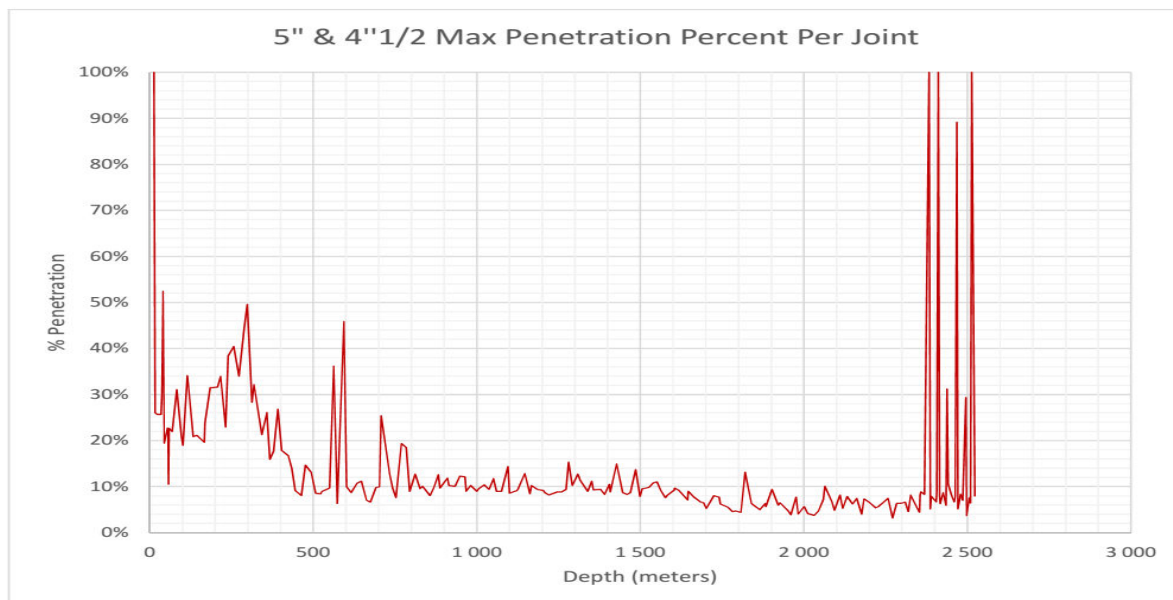


Figure (III-13)- diagramme d'évaluation de pénétration par MFC

- WorkOver a été planifié le 20 Mars 2018 pour remplacer le tubing 4"½ corrodés (voir figure (III-14)).



Figure (III-14)- Photos de tubing 4 ½ " récupérés

Un log de corrosion a été exécuté le 4 avril 2018 afin de voir l'état de tubage 7" et 9"5/8 de 2540.65 m jusqu'à la surface.

Les données MFC montrent une pénétration très légère (voir figure (III-15)) ; MTD dans le tubage de 7" montre une corrosion très légère avec une perte de paroi maximale de 13,3 % à 2298,3 m.

Les données MTD dans le tubage de 9" 5/8 "montrent une corrosion très légère, La perte de paroi maximale est de 16,3 % à 2228,6 m (Voir figure (III-16))

MFC data survey interval from Surface -2540.65 m

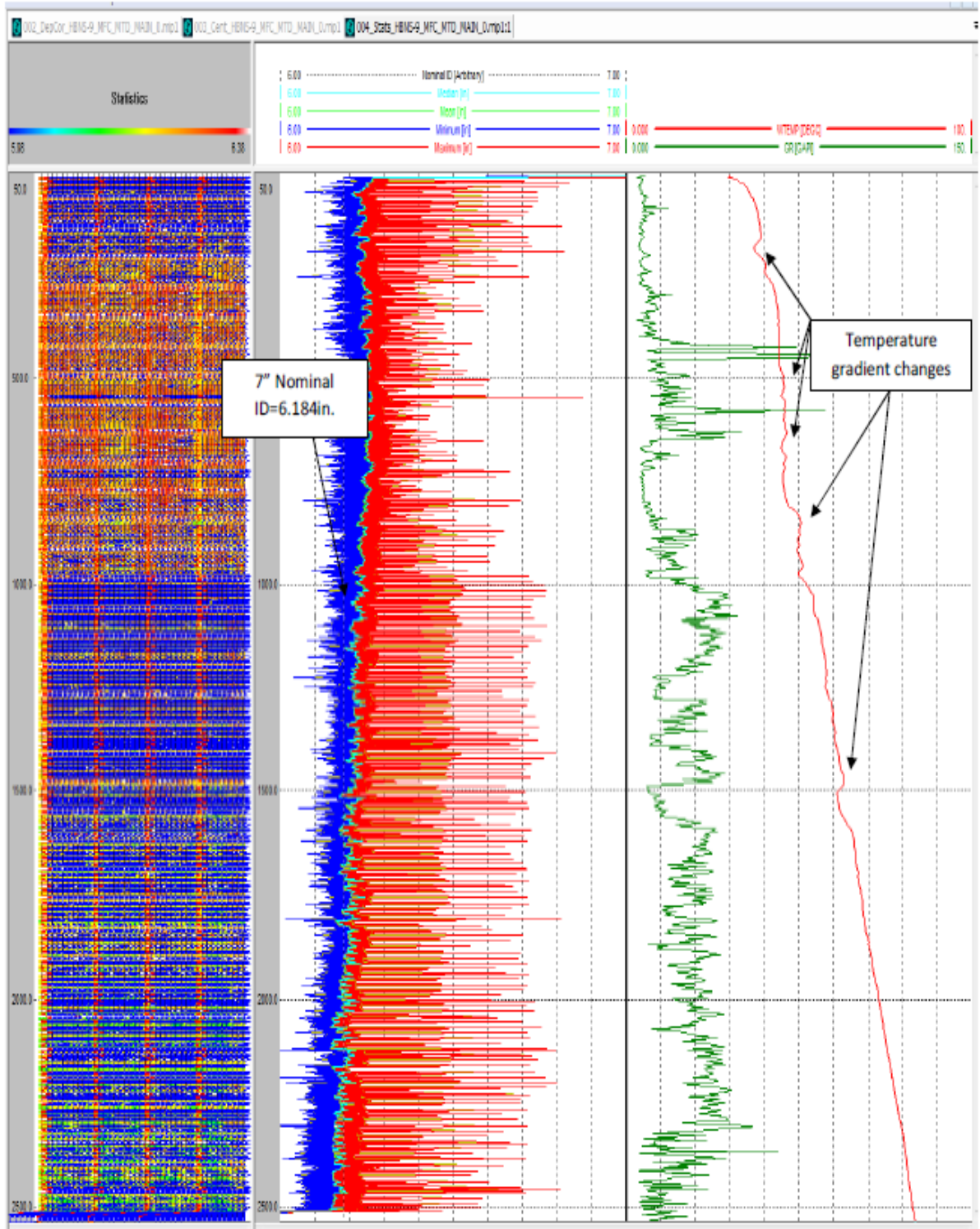


Figure (III-15)- les données de MFC pour le tubage 7"

MTD data of the entire survey interval from Surface - 2540.65 m

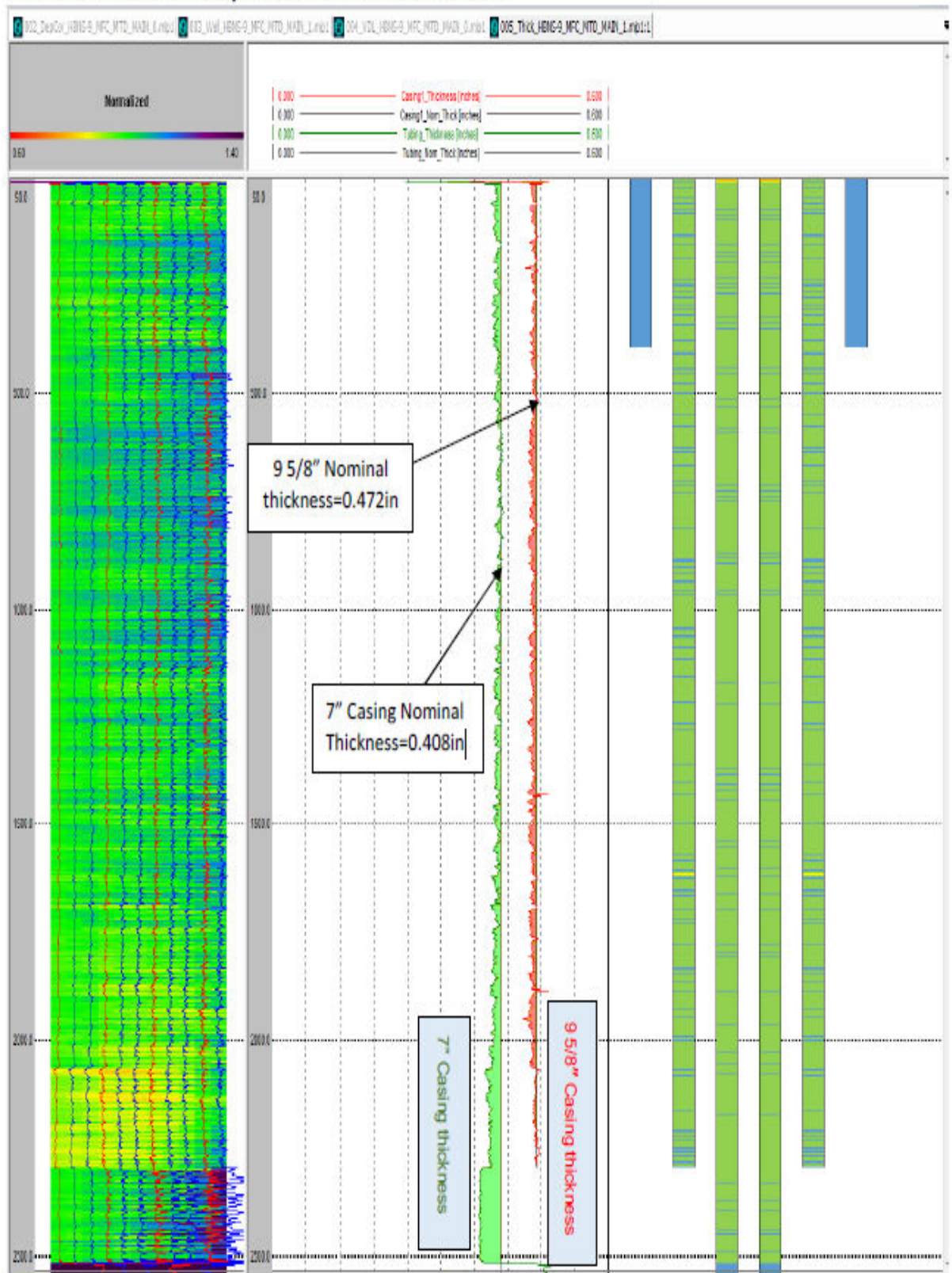


Figure (III-16)- Les données de MTD pour les tubages 7" et 9"5/8

La descente de la nouvelle complétion avec un tubing New VAM 13 % Cr est en cours.

Conclusion générale

L'intégrité des puits est devenue une pratique indispensable dans l'exploitation des hydrocarbures, afin de prolonger la durée d'exploitation d'un puits tout en respectant et en conservant l'intégrité de puits.

La communication entre le tubing et les autres annulaires peut potentiellement représenter un sérieux danger pour la sécurité. Par conséquent, il est important que les annulaires de tous les puits soient surveillés et que les pressions et les fluides dans ces annulaires soient maintenues dans une enveloppe de pression et de composition définie.

Le calcul de MAASP par la méthode Eclipse est plus sécurisée car :

- La MAASP est plus basse que la méthode API 90-2 ;
- La MAASP change avec le changement de la profondeur et de fluide de complétion ;
- Cette méthode prend en considération des cas extrêmes.

Recommandation :

Une fois une communication est confirmée entre le tubing et l'annulaire "A", il est recommandé de réagir rapidement même si la MAASP n'est pas atteinte, afin de préserver le tubage 7", car les fluides de complétion seront remplacés par des fluides de production corrosifs (cas de HBNS-35).

Cette étude nous permet de changer la conception pour les futurs puits (type de tubing, de tubage et de connexion (filetage)) pour prévenir les problèmes d'intégrité.

Références bibliographiques

- [1] American Petroleum Institute, API Recommended practice 90-2. " Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells ". Rev. 00. Avril 2016.
- [2] Eclipse Petroleum Technology Ltd. Groupement Berkine, PSA-2003-099. " Annulus management document ". Decembre 2003.
- [3] International Standard, ISO 16530-01. " Petroleum and natural gas industries- Well Integrity- Part 1: Life cycle governance ", Rev. 00. Mars 2017.
- [4] International Standard, Technical Specification, ISO/TS 16530-02. " Well integrity- Part 2: Well integrity for the operational phase ", Rev. 00. 2013.
- [5] " GB Annulus Integrity and Management Strategy ", Version 1, August 2010.
- [6] NORSOK Standard D-10. " Well integrity in drilling and well operations ", Rev. 4. Juin 2013.
- [7] NORSOK Standard, 117 OLF, " Norwegian oil and gas recommended guidelines for well integrity ", Rev. 4. Juin 2011.
- [8] NTNU- Trondheim, Norwegian University of Science and Technology. " An Introduction to Well Integrity ". Rev 00.4th December 2012.

ANNEXES

Annexe A: Proposed operating MOAP/MAASP levels and allowable leak rates

Well type	"A" annulus	"B" annulus	Allowable Leak Rate Or Pressure Build up in 30 minutes
	MOAP/MAASP	MOAP/MAASP	
Oil wells	10 / 200 barg	5 / 40 barg	400 cc/min or 12 bar (180 psi)
Gas/WAG wells	10 / 200 barg	5 / 40 barg	900 scf/hr or 120 bar (1750 psi)
Water only	10 / 50 barg	3 / 10 barg	1.7 m ³ /hr (240 bbl/d) or 50% of annulus pressure before test

Annexe B : Calcul de MASSP par méthode ISO

— Symbols and abbreviations used in MAASP calculations

Parameter		Description
Symbol	Abbreviation	
D_{TVD}	TVD	True vertical depth (TVD), expressed in metres (Depth is relative to the wellhead and not the rotary kelly bushing)
∇p_{BF}	BF	Base fluid pressure gradient in annulus, expressed in kilopascals per metre
∇p_{FORM}	FORM	Formation pressure gradient, expressed in kilopascals per metre
p_{MAASP}	MAASP	Maximum allowable annulus surface pressure, expressed in kilopascals
∇p_{MG}	MG	Mud or brine pressure gradient, expressed in kilopascals per metre
p_{PC}	PC	Casing collapse pressure resistance, expressed in kilopascals (Safety factor should be applied to PC prior to calculating the MAASP value)
p_{PB}	PB	Casing burst pressure resistance, expressed in kilopascals (Safety factor should be applied to PB prior to calculating the MAASP value)
p_{PKR}	PKR	Production packer operating pressure rating, expressed in kilopascals
∇S_{FS}	FS	Formation strength gradient, expressed in kilopascals per metre

Subscripts	Description
A, B, C, D	Designation of the annulus
ACC	Accessory (e.g. SPM or landing nipple)
BF	Base fluid (refers to base fluid of mud in outer casing)
FORM	Formation
LH	Liner hanger
PP	Production packer
RD	Rupture disk
SH	Casing shoe
SV	Safety valve
TBG	Tubing
TOC	Top of cement

Calculation MASSP for A-Annulus :

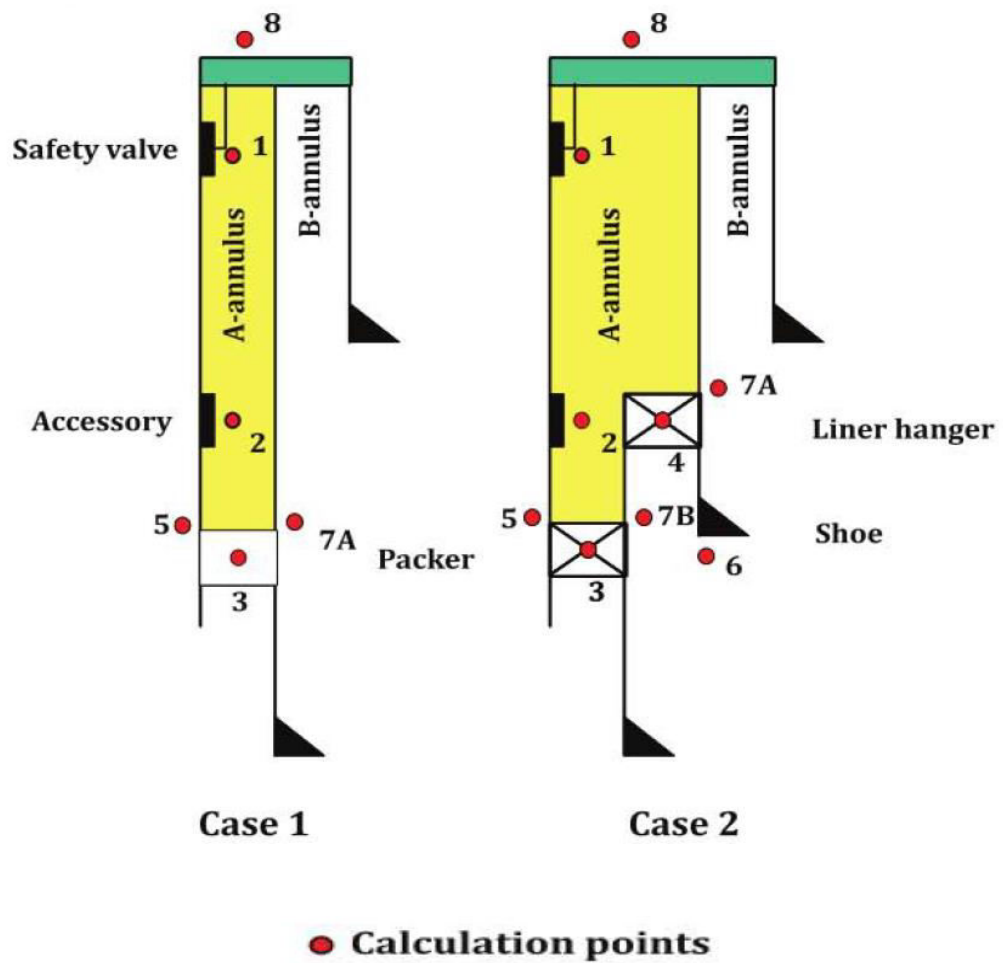
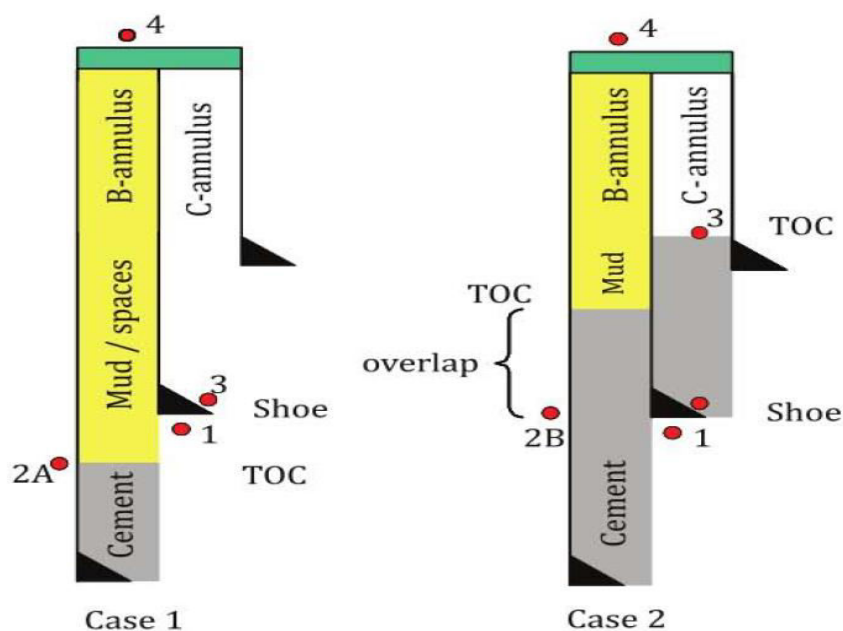


Table R.2 — MAASP calculation formulae for the A-annulus

Point ^a	Item	Case	MAASP formulae	Remarks / assumptions
1	Safety valve collapse	Both	$P_{MAASP} = P_{PC,SV} - \left[D_{TVD,SV} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG}) \right]$	Highest MG in annulus Lowest MG in tubing
2	Accessory collapse	Both	$P_{MAASP} = P_{PC,ACC} - \left[D_{TVD,ACC} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG}) \right]$	Highest MG in annulus Lowest MG in tubing
3	Packer collapse	Both	$P_{MAASP} = P_{PC,PP} - \left[D_{TVD,PP} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG}) \right]$	Highest MG in annulus Lowest MG in tubing
3	Packer element rating	Both	$P_{MAASP} = p_{PKR} + p_{FORM} - (D_{TVD,PP} \cdot \nabla p_{MG,A}) - \left[\nabla p_{FORM} * (D_{TVD,FORM} - D_{TVD,PP}) \right]$	p_{FORM} is the lowest pressure from the formation or reservoir that could act below the packer element in the life cycle p_{PKR} is the pressure rating of the packer element (can require de-rating during the life cycle)
4	Liner hanger element rating	2	$P_{MAASP} = p_{LH} + p_{FORM} - (D_{TVD,LH} * \nabla p_{MG,A}) - \left[\nabla p_{FORM} * (D_{TVD,FORM} - D_{TVD,LH}) \right]$	p_{FORM} is the lowest pressure from the formation or reservoir that could act below the liner hanger element in the life cycle p_{LH} is the pressure rating of the packer element (may need to be de-rated during the life cycle)
4	Liner hanger packer burst	2	$P_{MAASP} = P_{PB,LH} - \left[D_{TVD,LH} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B}) \right]$	Base fluid is assumed on the basis that the residual mud in the B-annulus has degraded. It can be necessary to substitute BF_B for a formation pressure under some circumstances.

(continued)

Point ^a	Item	Case	MAASP formulae	Remarks / assumptions
5	Tubing collapse	Both	$P_{MAASP} = P_{PC,TBG} - \left[D_{TVD,PP} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG}) \right]$	<p>Highest MG in annulus</p> <p>Lowest MG in tubing</p> <p>It can be necessary to adjust D_{PP} for other depths relevant to check (for different tubing weight/sizes etc.).</p>
6	Formation strength	2		Not used in this example
7A	Outer (production) casing burst	1	$P_{MAASP} = P_{PB,B} - \left[D_{TVD,PP} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B}) \right]$	<p>Base fluid is assumed on the basis that the residual mud in the B-annulus has degraded.</p> <p>P_{PB} is the casing/liner burst of the outer casing of the annulus</p> <p>Use the deepest depth if the gradient BF_B is less than MG_A. Otherwise $D_{TVD} = 0$ should be used.</p>
		2	$P_{MAASP} = P_{PB,B} - \left[D_{TVD,LH} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B}) \right]$	
7B	Liner lap burst	2	$P_{MAASP} = (P_{PB,B} + P_{FORM} - (D_{TVD,pp} * \nabla P_{MG,A}) - [\nabla P_{FORM} * (D_{TVD,FORM} - D_{TVD,PP})])$	<p>P_{FORM} is the lowest pressure from the formation or reservoir that could act below the liner hanger element during the life cycle.</p> <p>$D_{TVD,pp} = D_{TVD,LH}$ if ∇P_{FORM} is greater than $\nabla P_{MG,A}$</p>
8	Wellhead rating	Both	MAASP is equal to the wellhead working pressure rating	—
—	Annulus test pressure	Both	MAASP is equal to the annulus test pressure	—
—	Casing rupture disc	—	$P_{MAASP} = P_{PB,RD} - \left[D_{TVD,RD} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B}) \right]$	Assumption MG in the B-annulus is lighter than in the A-annulus

Calculation MAASP for B-Annulus :

● Calculation points

NOTE 1 Top of cement in B-annulus below the previous casing shoe (Case 1).

NOTE 2 Top of cement in B-annulus in the previous casing shoe (Case 2).

Table R.3 — MAASP calculation formulae for the B-annulus

Point ^a	Item	Case	MAASP formulae	Remarks/assumptions
1	Formation strength	1	$P_{MAASP} = D_{TVD,SH,B} \cdot (\nabla S_{FS,B} - \nabla P_{MG,B})$	It is necessary to account for degraded mud, cement spacers and washes.
2	Inner (production) casing collapse	Both	$P_{MAASP} = P_{PC,A} - \left[D_{TVD,TOC} \cdot (\nabla P_{MG,B} - \nabla P_{MG,A}) \right]$	PC is the casing/liner collapse pressure resistance Highest MG in B-annulus Lowest MG in A-annulus (evaluate to use evacuated A case) D_{TOC} to be adjusted for other depths relevant to check (for different casing weight/sizes, etc.)
3	Outer casing burst	Both	$P_{MAASP} = P_{PB,B} - \left[D_{TVD,SH} * (\nabla P_{MG,B} - \nabla P_{BF,C}) \right]$	Base fluid is assumed on the basis that the residual mud in the C or D annulus has degraded. Use the deepest depth if the gradient in BF_C is less than MG_B . Otherwise $D_{TVD} = 0$. D_{SH} to be adjusted for other depths relevant to the calculation (for different casing weight/sizes etc. and for TOC in Case 2)
4	Wellhead rating	Both	MAASP is equal to the wellhead working pressure rating.	—
—	Annulus test pressure	Both	MAASP is equal to the annulus test pressure.	—
—	Casing rupture disc	—	$P_{MAASP} = P_{PB,RD} - \left[D_{TVD,RD} \cdot (\nabla P_{MG,B} - \nabla P_{BF,C}) \right]$	Assumption is BF_C is lighter than MG_B

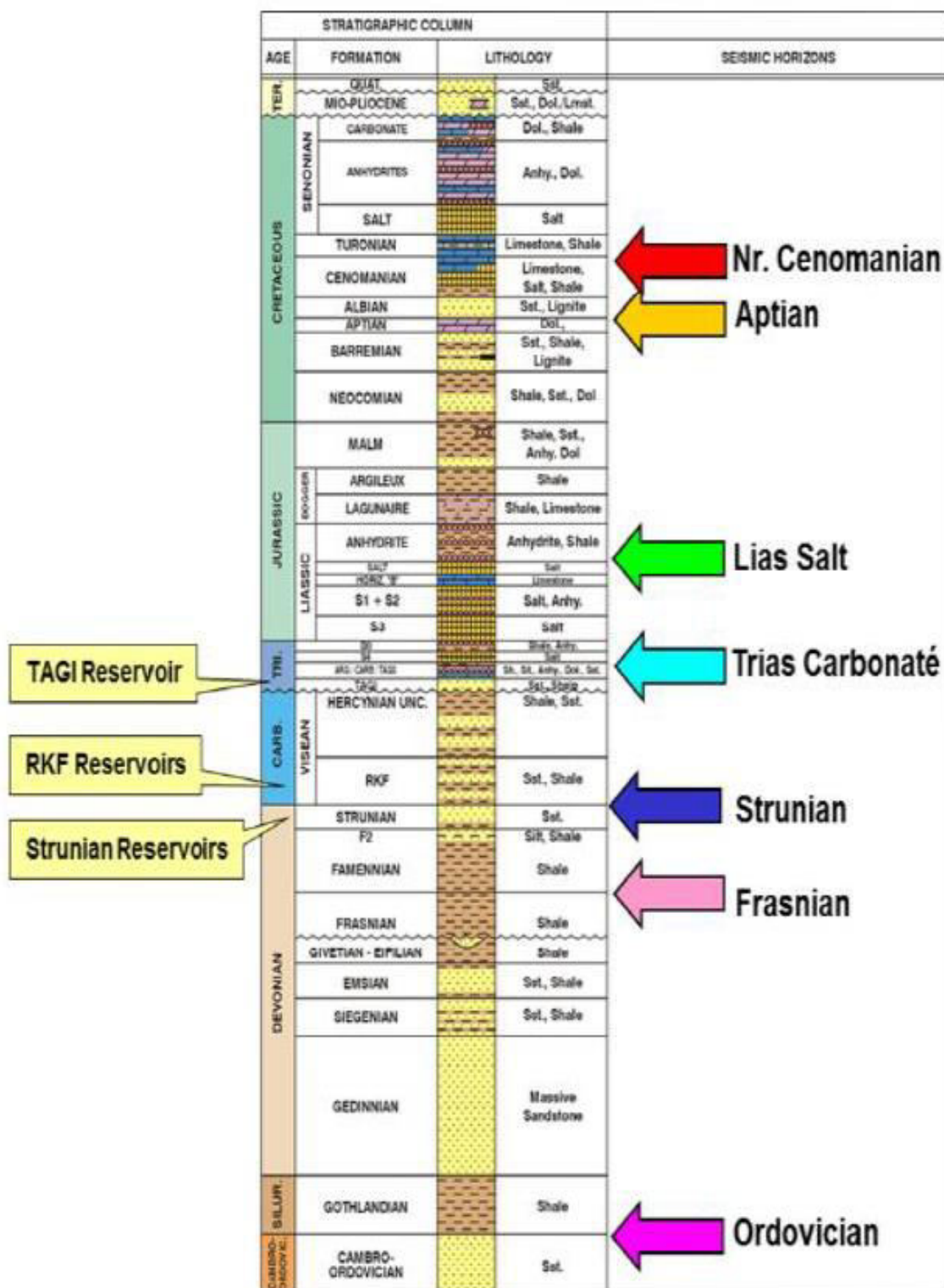
Annexe C : Bassin de Berkine



Annexe D : Catégorisation des puits suivant son état d'intégrité

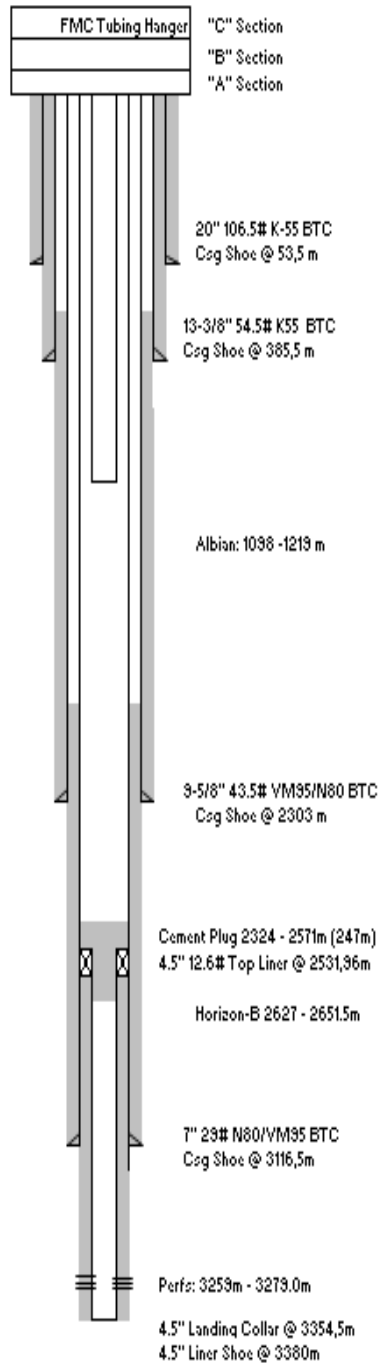
1	Annulus pressure above the MAASP
2a	Tubing & Casing leak (confirmed Tubing to A to B communication)
2b	Casing leak (confirmed A - B or B - C Communication)
2c	Tubing leak (confirmed Tubing to A communication)
3	No Leaks
4	New completion- waiting start-up
5a	Observation Well
5b	TA - Wells (well have a plug)
5c	P&A Wells (Full P&A completed)
5d	Suspended Wells - No Completion

Annexe E : Coupe stratigraphique

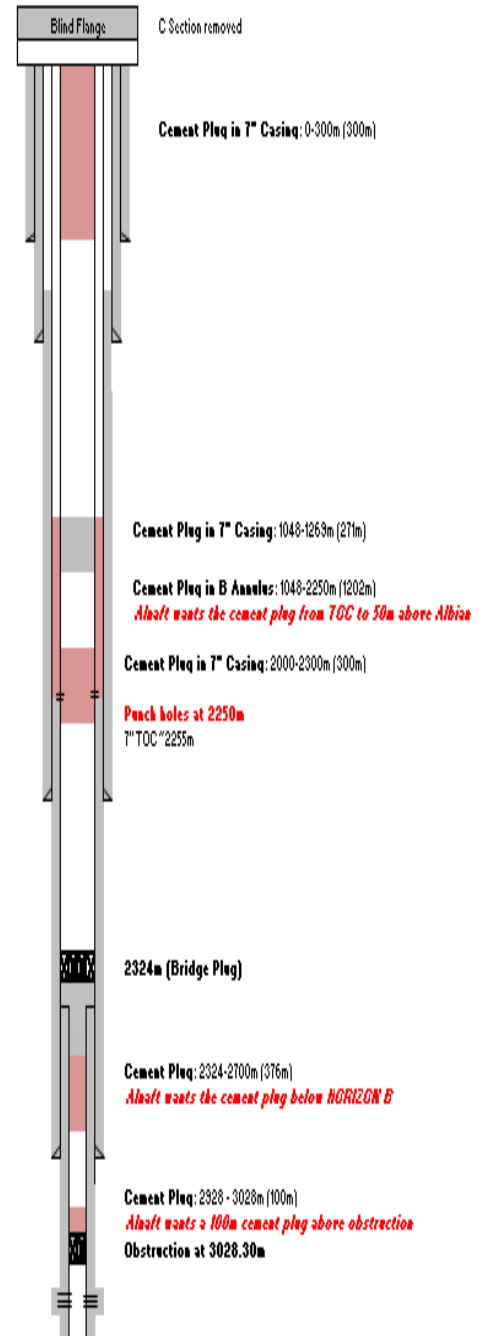


Annexe F : Schéma proposé pour l'abandonnement permanent de HBNS-035

Etat actuel



P&A proposé



Annexe G : Schéma de complétion de puits HBNS-009

HBNS Groupement
Sonatrach / Anadarko

HBNS-9
Final Completion Schematic

Hassi Berkine South
Block 404
Ghadames Basin

Depth m	String	Description	O.D. ins	I.D. ins	Drift ins	Length m
0.00		ENAFOR-29 Rotary Table - Tie own Bolts Elevation				8.54
8.54		FMC Tubing Hanger				0.103
8.64		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Pup Joint		3.958	3.833	2.3
10.94		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	9.42
20.36		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	9.59
29.95		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.88
31.83		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.74
33.57		4.1/2" x 3.813" Baker 'TUSME' SCSSV		3.813	3.688	2.15
35.72		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.73
37.45		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.84
39.29						
39.29		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	9.51
48.80		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.42
50.22						
50.22		4.1/2" New Vam Box x 5" New Vam Pin Crossover		3.958	3.833	1.87
52.09		5" New Vam 18 lb/ft Box x Pin Pup Joint		4.28	4.151	1.84
53.93		Calculated Tubing Stretch				2.16
56.09		5" New Vam 18 lb/ft Tubing Joints x 172		4.28	4.151	2296.54
2352.63		5" New Vam 18 lb/ft Box x Pin Pup Joint		4.28	4.151	1.28
2353.91						
2353.91		5" New Vam Box x 4.1/2" New Vam Pin Crossover		4.28	4.151	1.49
2355.40		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.94
2357.34		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joints x 2		3.958	3.833	18.94
2376.28		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.88
2378.16		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.89	3.745	1.67
2379.83		4.1/2" McMurray G.L.M. c/w Dummy Installed		3.958	3.833	2.23
2382.06		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.74
2383.80		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.89
2385.69		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	18.86
2404.55		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.88
2406.43		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.89	3.745	1.73
2408.16		4.1/2" McMurray G.L.M. c/w Dummy Installed		3.89	3.745	2.23
2410.39		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.89	3.745	1.67
2412.06		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.84
2413.90		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	18.9
2432.80		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	2.05
2434.85		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.74
2436.59		4.1/2" x 3.813" Otis 'R' Nipple		3.813	3.688	0.37
2436.96		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.74
2438.70		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.84
2440.54		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	19.07
2459.61		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.88
2461.49		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.74
2463.23		4.1/2" New Vam Box KC-22 Anchor Seal Unit		3.88	3.755	0.77
2464.00						
2464.00		7" 26-29 lb/ft Baker 'SABL' Packer		3.875	3.745	1.41
2465.41						
2465.41		5" New Vam Pin x Pin Millout Extension		4.42	4.295	1.59
2467.00		5" New Vam Box x 4.1/2" New Vam Pin Crossover		3.958	3.833	0.28
2467.28		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.73
2469.01		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.88
2470.89		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	19.00
2489.89		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.95
2491.84		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.73
2493.57		4.1/2" x 3.813" Otis 'R' Nipple		3.813	3.688	0.37
2493.94		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	1.74
2495.68		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.63
2497.31		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Tubing Joint		3.958	3.833	9.19
2506.50		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Pup Joint		3.958	3.833	1.88
2508.38		4.1/2" New Vam 12.6 lb/ft Box x Pin Flow Coupling		3.958	3.833	2.00
2510.38		4.1/2" x 5" Tie Back Stem (No seals installed)		3.958	3.833	1.42
2511.80		End of Assembly				
		4.1/2" Liner top 2511.06				
		7" shoe 3105m				
		Petroline Depth Control Sub - 3199.01 m Drillers Depth / m E/line Depth				
		Pip Tag at 3200.74 Drillers Depth				
		TAGI Perforations - 3232 - 3240 m AIT - 6 spf				
		TAGI Perforations - 3243 - 3245.5 m AIT - 6 spf				
		TAGI Perforations - 3248 - 3254 m AIT - 6 spf				
		TAGI Perforations: M-1c & b (Nov 29, 2009) - 6 spf				
		from 3,241.5 - 3,248.0 m AIT, using 3.1/8" HSC				
		Petroline Depth Control Sub - 3316.15 m Drillers Depth / m E/line Depth				
		Landing Collar @ 3332.09 m Drillers Depth				
		4.1/2" Shoe 3362m				

Updated 28 Jan 18 - KA

HBNS-9

hxt301

Résumé :

L'objectif de ce mémoire est de définir les politiques et les stratégies de l'intégrité des puits, et la gestion des pressions annulaire dans Groupement Berkine ;

Les pressions annulaire doit être maintenu dans un enveloppe de pression de fonctionnement maximale et minimale défini pour chaque puits. Ce qui nous permet d'exploiter les puits en bonne état et d'éviter ou de prévenir de potentielles fuites ou accident

Le calcul de pression annulaire maximale admissible à la surface (MAASP) est fait par deux méthodes **API** et **Eclipse**, afin de définir la méthode qui nous donne des résultats plus sécurisé.

Mot clés : Intégrité, annulaire, tubing, tubage, complétion, communication, fuite

المخلص :

الغرض من هذا العمل هو تحديد السياسات واستراتيجيات سلامة الآبار، وإدارة ضغوط الفراغات في مجمع بركين.

يجب الحفاظ على ضغوط الفراغات في حدود ضغط التشغيل الأقصى و الأدنى المحدد لكل بئر. هذا يسمح لنا بتشغيل الآبار في حالة جيدة و تجنب أو منع التسربات المحتملة أو الحوادث.

تم حساب الضغط الأقصى المسموح به في الفراغات بواسطة طريقتين **API** و **Eclipse** ، من أجل تحديد الطريقة التي تعطينا نتائج أكثر أماناً.

كلمات مفتاحية: بئر، السلامة، الفراغ، الأنبوب، الغلاف، التكملة، الاتصال، التسرب.

Abstract:

The objective of this thesis is to define the policy and strategy of well integrity, and annulus pressure management in Berkine Group.

The annulus pressure must be maintained within the minimum and maximum operating pressure envelop define for each well, this allows us to operate wells in good condition and avoid or prevent potential leaks or accidents.

The Maximum admissible annulus surface pressure calculation is done by two methods **API** and **Eclipse**, in order to define the method that gives us more secure results.

Keywords: well, Integrity, Annular, tubing, casing, completion, communication, leak