

Université Kasdi Merbah 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 :

AOUNI Abdesselem, HATHAT Abderrahmane, LADJILAT Kamel

THEME

Procédure de gestion de l'intégrité de puits

(Application aux champs d'El Merkc :(EME-13)

Soutenu le: 28/05/2017

Devant la commission d'examen

Jury:

Mme. Chelgham Fatiha	Président	UKM Ouargla
Mr. Frouhat Rachide	Examinateur	UKM Ouargla
Mr. Anou Ahmed	Examinateur	UKM Ouargla
Mr. Miloudi Mustapha	Encadreur	UKM Ouargla

2016-2017

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.

*Nous remercions notre encadreur **Mr Miloudi Mustapha** pour ses orientations et conseils. Nous tenons à notifier un remerciement spécial à tous nos professeurs qui ont contribué à notre formation de master.*

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements aux membres de jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Nous tenons aussi à remercier nos enseignants de département de Engineering production pour la formation que nous avons reçue.

Nos derniers remerciements et qui ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.



Dédicace

C'est tout plein de joie que je dédie ce modeste travail à celle qui m'a été une source d'inspiration et de volonté, ma très chère mère.

Mon exemple de vie mon très cher père pour sacrifices, et encouragement durant toute période de mes études.

Je dédie également à mes frères et mes sœurs, Une dédicace spéciale a ceux qui m'ont donné une source de lumière les petits : Montasser El Fateh, Amdjed et Maiss. Et à tous les membres de ma famille un par un, mon oncle Aouni Rabah et mon beau frère Taleb Lakhdar Naoua.

Et mes amies de filière de production avec qui j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie d'étude :
H.Abderahman, L.keml, D.Said , ...

Aussi a tous les enseignements de l'université de Ouargla et le département de Hydrocarbures et Chimie.

Et en fin à tous qui me connais et m'aime.

✍️ AOUNI ABDESSELEM.



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère.

A mon très cher père.

A mes chère frères et sœurs.

A toute ma famille.

A tous mes amis et mes proches.

A tous ceux qui m'ont aidé.

✍ HATHAT ABDERRAHMANE.



Dédicace

Je dédie ce travail à
A mes très chers parents,
qui m'ont soutenu énormément durant ma vie
et qui étaient toujours mon exemple, la source de ma réussite.

A mes chers frères et sœurs,
pour leurs patiences et leurs soutiens tout
le long de mes études.

A toute ma famille **Ladjilat**.

A notre Encadreur **Meloudi Mustapha**.

A tous mes amis : **Abdesselem, Abderrahmane,
Tayeb et Krimo**.

A tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin.

A toutes les enseignantes et tous les enseignants de département
production.

A tous ceux que j'aime.

 **LADJILAT KAMEL.**

SOMMAIRE

Remerciement

Dédicace

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des formules

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Généralité

1. Introduction	2
2. Présentation du champ.....	2
2.1 Le bassin de berkine	3
2.2 Distribution des puits et Les satellites de champ El Merk.....	3
2.3 Géologie et stratigraphie.....	5
2.4 Historique du champ.....	6
3. La production dans le champ.....	6
4. Présentation de département engineering et production (EP).....	9
4.1 Service production	9
4.2 Service puits	10

Chapitre II : Intégrité et surveillance des puits

1. Introduction	11
2. Objectifs de la gestion de l'intégrité du puits	12
3. Architecture puits	13
3.1 Architecture du puits fin de forage.....	13
3.2 Etanchéité entre casings et casing /formation.....	14
3.3 Etanchéité annulaire	14
3.3.1 Etanchéité annulaire au fond	14
3.3.2 Etanchéité des annulaires en surface	15
4. La production fond et complétion des puits.....	16
4.1 Complétion des puits	16
4.2 Les équipements de colonne de production et les équipements de sécurité.....	16
5. L'effluent (fluide produit par le réservoir)	21
5.1 La composition.....	21

5.2 Description compositionnelle.....	22
5.3 Eléments indésirables	22
6. Les pressions dans les annulaires	23
6.1 Limite de pression annulaire	24
6.1.1 MAASP (Maximum Allowable Annulus Surface Pressure)	24
6.1.2 MOAP (Minimum Operating Annulus Pressure).....	25
7. Les causes	25
7.1 Effet thermique	25
7.2 Corrosion	26
7.3 Dépôts de tartre (scale)	26
8. Management de l'intégrité	27
8.1 Points à contrôler (démarrage d'un puits)	27
8.1.1 Avant démarrage.....	27
8.1.2 Après démarrage	27
8.2 Entretien et inspection	28
8.3 Intervention sur puits	29
9. Historique du puits (hand over)	29
9.1 Détail de l'historique du puits (hand over)	30
Chapitre III : partie calcul	
1. Introduction	31
2. Calcul des MAASP	31
3. Procédure de calcul MAASP	31
4. Breakdown de la formation	32
5. Eclatement de casing	33
6. Collapse de casing	34
7. Collapse de tubing	34
8. Contrôles de pression	35
9. Exemple de calcul	35
9.1 Calcul de MAASP puits producteur d'huile	36
9.2 Calcul de MAASP puits condensat	37
9.3 Calcul de MAASP puits injecteur d'gaz	38
9.4 Calcul de MAASP puits injecteur d'eau	39
10. Etude de cas du puits EME-13	40
10.1 Description de puits EME-13	40

10.2 Intervention sur puits EME-13.....	40
10.3 Les données de l'outil ultrasonique	42
10.4 Réparation de puits	44
Conclusion générale	45

Annexes

Bibliographie

Résumé

Liste des abréviations

API	American pétroleur instante
BOP	Bloc Obturation de Puits
BBL	Barrel
BPD	Barrel Per Day
CBL	Cement Bond Logs
CCR	Salle de contrôle central
CSG	Casing
CPF	Installation de traitement centrale
D	Depth
EKT	EL Kheit el Tessekha
EME	EL Merk Est
EMK	EL Merk
EMN	EL Merk Nord
EMW	Equivalent Mud Weight
EP	Engineering Production
ESD	Emergency Shutdown
FT	Feet
FGS	Station collectrice
FBD	Formation Break Down
FG	Formation Breakdown Gradient
FIT	Formation Integrity Test
GAL	US Gallon
GB	Groupement Berkine
GDM	Gaz Distribution Manifold
GPL	Gaz de Pétrole Liquifié
GG	Gaz Gradient
HEH	Haoud EL Hamra
HBNS	Hassi Berkine Nord et Sud
HB/HT	Haute Pression/Haute Température

HMD	Hassi Messaoud
IBS	Irritable Bowel Syndrome
ID/OD	Interieur diametre / outer diametre
LOT	Leak Off Test
MLSE	Manzel Ladjmat Sud-Est
MPM	Multi phase Mater
MAASP	Maximum Allowable Annular Surface Pressure
MD	Measured Depth
MG	Mud gradient
MMSCF	Million Standard Cubic Feet
MOAP	Minimum Operating Annular Pressure (at wellhead)
OMN	O : permis d'Ouargla. M : carreau de 1600 km N : carré de 100 km
PB	Burst pressure rating of casing/tubing
PC	Collapse pressure rating of casing/tubing
PPG	Pounds Per US Gallon
PSI	Pounds per Square Inches
PKO	kilomètre 0 du pipeline
PVT	Pression Volume Température
RKF	Rhourde EL Krouf
RVP	Pression de Vapeur Reid
SAA	Association Sonatrach -Anadarko
SH	Sonatrach
SCSSV	Surface Controlled Sub Surface Safety Valve
SG	Specific Gravity
SSD	Sliding Side Door
SSV	Sub Surface Safety Valve
TAGI	Trias Argilo-Gréseux Inferieur
TOC	Top Of Cement
TVD	True Vertical Depth
USIT	UltraSonic Imager Tool
VDL	Variable Density Disblay

Liste des figures

Figure (I.1) : Réservoirs de champ el merk	02
Figure (I.2) : Les blocs du bassin de BERKINE	03
Figure (I.3) : La map de champ E l Merk	04
Figure (I.4) : Coupe stratigraphique d'EL MERK	05
Figure (I.5) : La map des FGS et GDM champ El Merk	07
Figure (I.6) : La production journalière selon offtakes (huile)	08
Figure (I.7): La production journalière selon offtakes (gaz condensat).....	09
Figure (II.1) : Les fuites de puits OMN-42.....	12
Figure (II.2) : La tête de casing	14
Figure (II.3) : Problème potentiel d'intégrité du puits lié au ciment	15
Figure (II.4) : Etanchéité des annulaires de casing hanger et tubing hanger	16
Figure (II.5) : Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité..	17
Figure (II.6) : Les joints d'étanchéité dans la tête de puits	18
Figure (II.7) : Les différents types de SCSSSV	19
Figure (II.8) : Le schéma de Strom choke	20
Figure (II.9) : Le packer	21
Figure (II.10) : Les vanne de contrôle pression espace annulaire	23
Figure (III.1) : Type de data de complétion et de casing	35
Figure (III.2) : Exemple de MAASP calculassions de puits EMK-34	36
Figure (III.3) : Exemple de MAASP calculassions de puits EME-13	37
Figure (III.4) : Exemple de MAASP calculassions de puits EMK-62	38
Figure (III.5) : Exemple de MAASP calculassions de puits EMN-07	39
Figure (III.6) : L'outil ultrasonique (Archer Leak Point Ultrasonictool).....	41
Figure (III.7) : Les données de l'outil ultrasonique.....	42
Figure (III.8) : Les données de l'outil ultrasonique.....	43

Liste des formules

Formule (III.1) : MAASP Breakdown de la formation	32
Formule (III.2) : MAASP d'éclatement de casing	33
Formule (III.3) : MAASP collapse de casing	34
Formule (III.4) : MAASP collapse de tubing	34

Introduction Générale

Introduction générale

Dans le monde les hydrocarbures restent et peuvent être pour longtemps l'énergie la plus performante, la moins nuisible pour l'environnement. L'opération de l'exploitation pétrolière a une grande importance dans le domaine des hydrocarbures. plusieurs techniques ainsi que plusieurs équipements ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées durant l'exploitation.

La technologie de l'intégrité des puits opérationnelle est le moyen de s'assurer que les personnes, les systèmes, les processus et les ressources sont équilibrés.

Elle est obtenue en appliquant le principe d'excellence durant la conception, l'ingénierie et les pratiques d'exploitation et de maintenance.

Le but de notre mémoire c'est d'étudier le système de l'intégrité des puits tout en respectant les aspects sécuritaires. Dans la partie théorique de ce mémoire on a édité deux chapitres, le premier chapitre comporte des généralités sur le champ de notre travail, dans le deuxième on a abordé la théorie de l'intégrité et surveillance des puits pétroliers.

La partie pratique inclut les calculs nécessaires pour l'intégrité de puits dans champ de travail (EL Merk).

Le travail est clôturé par une conclusion mettant en exergue les résultats obtenus et les réserves constatées.

Chapitre I

Généralités

1. Introduction

Dans le cadre du plan de développement de cette région (HASSI BARKINE & EL MERK), SONATRACH et le Groupe américain ANADARCO ont signé un contrat de développement de l'exploitation pétrolière, et enrichissement des procédés et des mécanismes opérationnels de cette dernière avec une nouvelle technologie, sans oublier la résolution des problèmes qu'elle peut rencontrer.

Dans ce chapitre nous allons découvrir l'un des complexes les plus importants opérant dans le domaine pétrolier en Algérie, Le Groupement BERKINE. Ce dernier est exploité deux chantiers de production de pétrole et de gaz a condensat, Hassi berkine (HBNS) et El Merk.

2. Présentation du champ

Le champ El Merk se trouve dans le bassin de BERKINE. Il est localisé à 350 km au sud-est de Hassi Messaoud et à 80 km du Champ HBNS. Le développement d'EL MERK se fait et assurée par six partenaire **SONATRACH, ANADARKO, ENI, MAERSK, CONCOPHILIPS et TALISMAN** ont convenu a la réalisation d'une usine (CPF) de traitement d'huile et gaz humide , la récupération et l'expédition d'huile vers HEH , via PK0, l'expédition de GPL et de Condensat vers GASSI TOUIL[1], voir la figure (I.1).



Figure I.1 : RESERVOIR DE CHAMP EL MERK

2.1 Le bassin de berkine

Le bassin de berkine est subdivisé en 4 blocs, qui sont: 404, 212, 208 et 405. Les blocs 404 et 412 sont à Hassi Berkine. Les blocs 208 et 405 appartiennent à la partie EL MERK (notre étude pour ce stage est centrée sur le bloc 208). Le champ EL MERK produit 3 types d'hydrocarbure: Oïl. Gaz .et condensat[1], voir la figure (I.2).

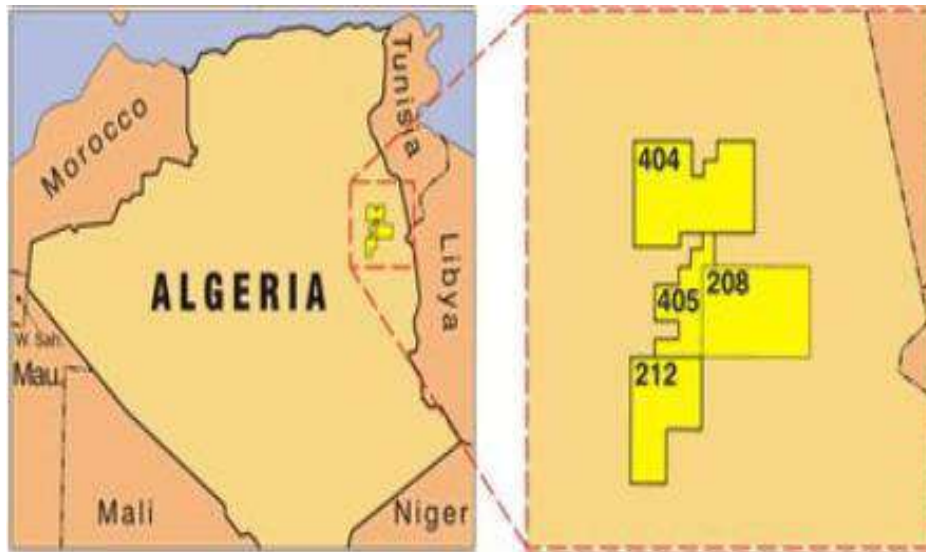


Figure I.2 : LES BLOCS DU BASSIN DE BERKINE

2.2 Distribution des puits et les satellites de champ el merk

Le champ EL MERK lui-même est divisé en 4 parties appelées : satellites (ce mot dans le domaine des hydrocarbures veut dire un ensemble d'installations qui permet un regroupement des puits, et aussi bonne production de ces derniers).

Ces satellites sont équipés par des manifolds de production (Field Gathering Station), des systèmes de décompression, des locaux électriques, gaz lift.....) . Les satellites du champ El Merk sont: EMK, EMN, EKT, EME. (La carte ci-dessous les illustre). Les puits de gaz a condensat sont situés dans l'EME et un puits (EMN11) dans l'EMN, les autres satellites contiennent des puits producteurs d'huile. Aussi on trouve dans le champ les puits injecteurs (de gaz et de l'eau), ce type de puits se trouve dans tous les satellites, l'objectif de l'injection est de maintenir la pression de réservoir et le bailliage de l'effluent (huile ou gaz) dans cette zone.

Le dernier type des puits existe dans le champ El Merk est les puits producteur d'eau (water source) , voir la figure (I.3).

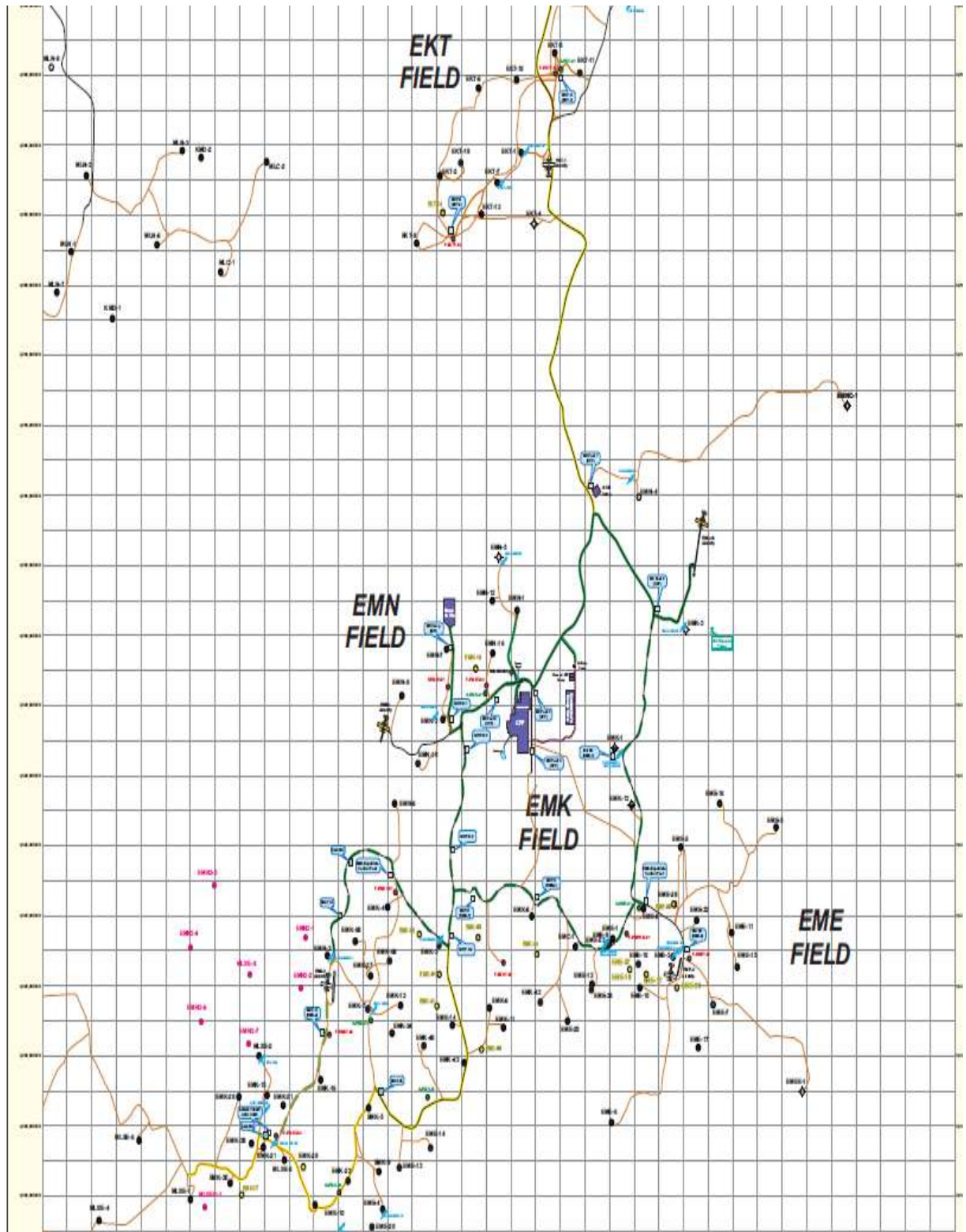


Figure I.3 : LA MAP DE CHAMP EL MERK

2.3 Géologie et stratigraphie

Le bloc 208 d'EL MERK a une surface de 36km x 26 km. Le champ EL MERK produit à partir de 3 réservoirs :

- **Tagi (le trias Argilo-gréseux inférieur) (all Fields)** : producteur oïl et une petite quantité du condensat.
- **RKF (all Fields)** : producteur du gaz à condensat.
- **Strunian (all Fields excepte EKT)** : producteur du gaz à condensat [1] , voir la figure (I.4).

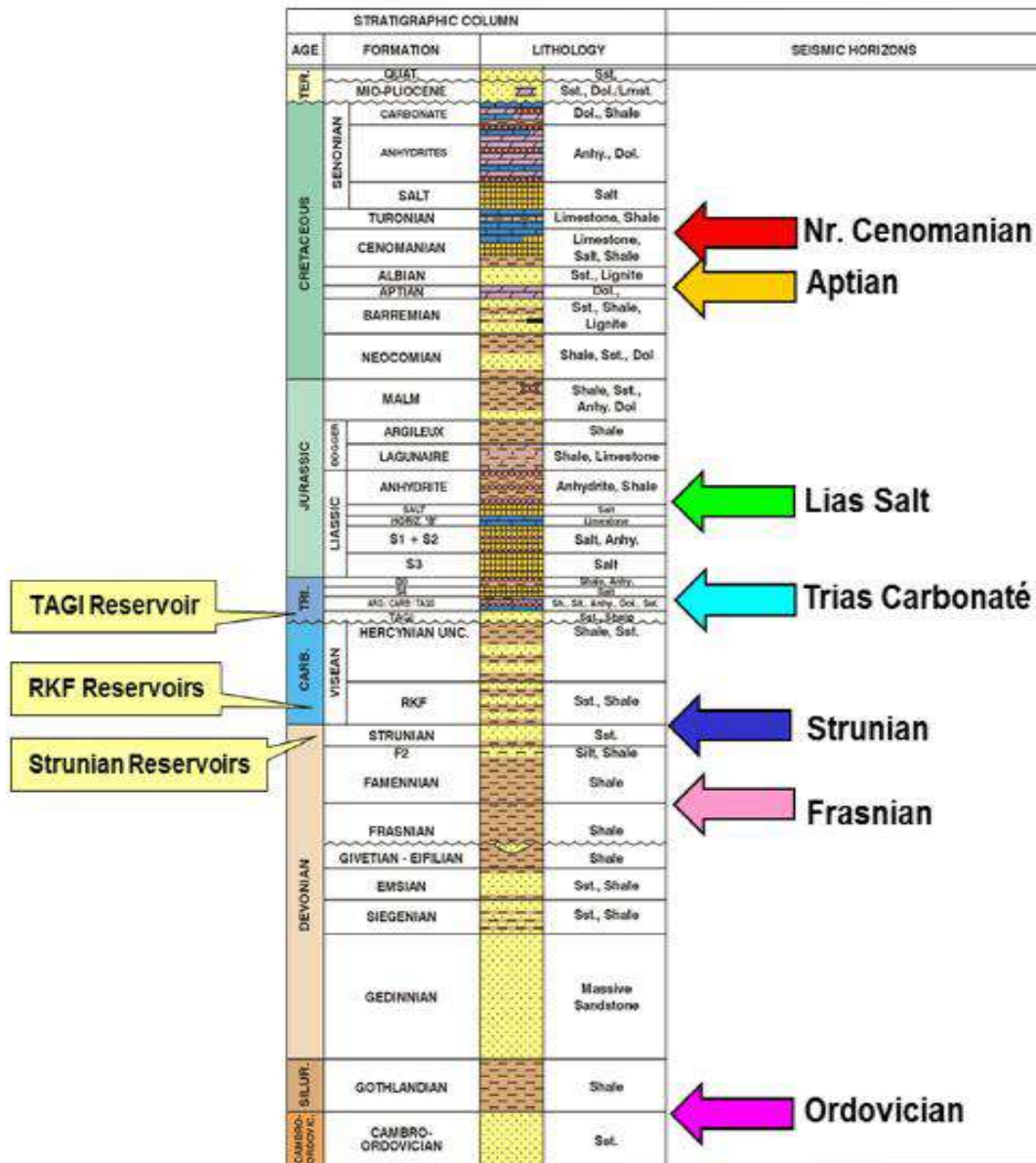


Figure I.4 : COUPE STRATIGRAPHIQUE D'EL MERK

2.4 Historique du champ

L'exploitation et l'exploration dans le champ d'EL MERK est passée par les étapes suivantes:

- **1998-1999** : étude géophysique en 2D de la région (el merk).
- **1999** : étude géophysique en 3D plus la correction des cartes 2D.
- **2001** : pré-forages (+13 forages) et carottage.
- **2002-2003** : étude PVT, pétro physique et estimation des réserves.
- **2006** : EL MERK est considéré comme une région renferme des réserves très important des hydrocarbures.
- **2006-2008** : étude réservoir, modélisation du champ, implantation des emplacements des puits et la décision du développement du champ.
- **2008** : débuts de forage et le développement d'EL MERK (début des travaux pour construire le CPF (centre de traitement HC), les routes et la base de vie)
- **2011** : début de la production [1].

3. La production dans le champ

Le champ EL MERK comprend 96 puits en service entre producteurs (huile, gaz a condensat et d'eau). Et injecteurs (gaz et d'eau). Ces puits intersectés dans des manifolds (10 FGS répartis sur tout le champ).

L'objectif de ces FGS est :

- regrouper l'huile dans un seul point et le transférer vers le CPF.
- réceptionné l'eau des puits producteur d'eaux et le CPF et le pompé vers les puits injecteurs d'eaux et les puits équipés par dilution water.
- transférer le gaz arrivé du GDM (Gaz Distribution Manifold) vers les puits assistés par le gaz lift.
- Ces stations sont équipées par des Vx pour le comptage de production journalier du champ.

La carte ci-dessous représente le raccordement entre les puits (producteurs, injecteurs) et le CPF passant par les manifolds (FGS et GDM) [1], voir la figure (I.5).

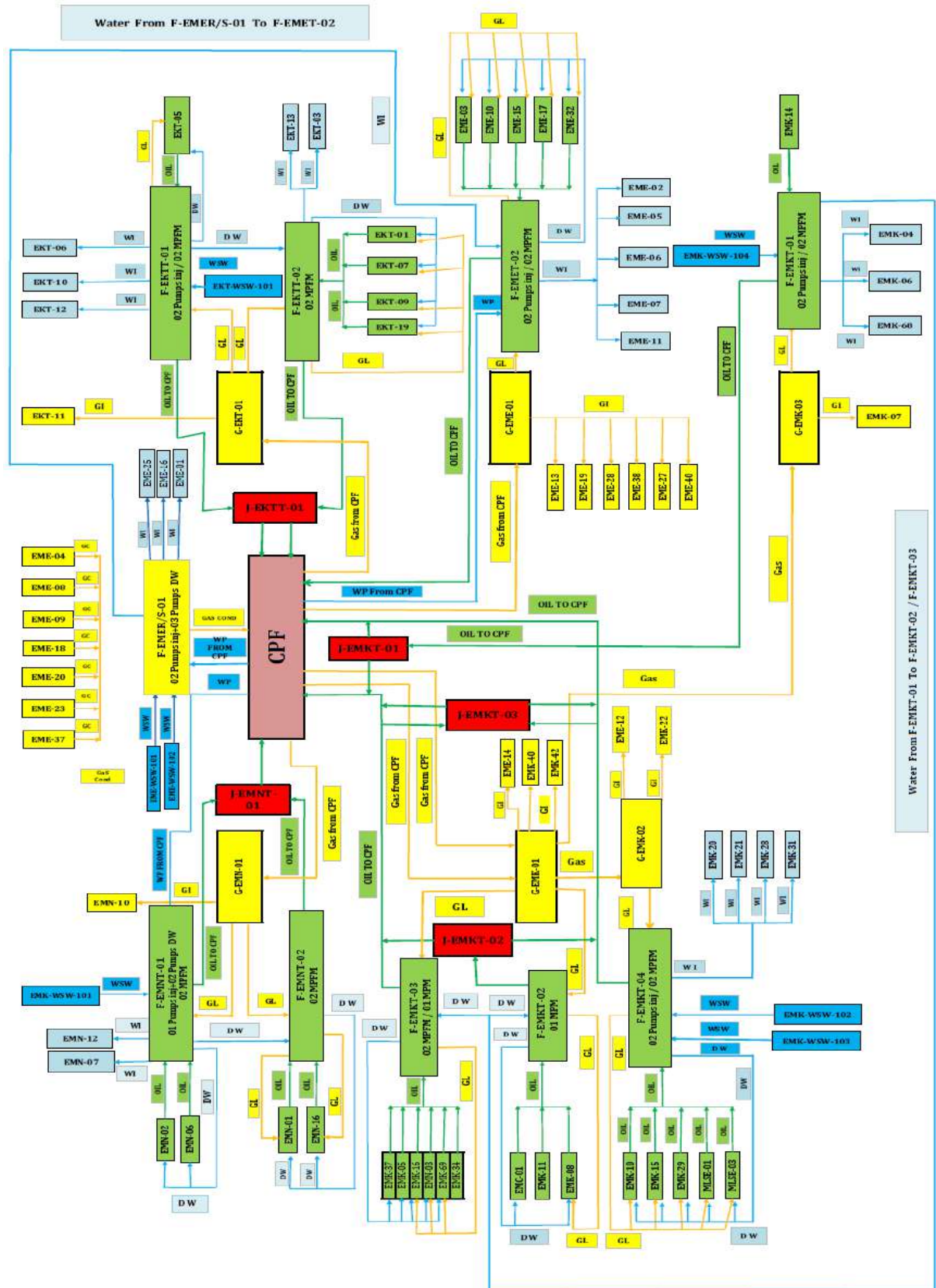


Figure I.5 : LA MAP DES FGS ET GDM CHAMP EL MERK

La production du champ El Merk dépassé 100 mille barillets par jour pour l'huile, et 200 MMscf par jour pour le gaz à condensat voici ci-dessous les objectifs à atteindre le mois de mars 2017, voir la figure (I.6) et (I.7).

Oil		Oil field DPR (bbl/d)	Opec OIL phase limit (bbl/d)	Opec Cushion	Opec OIL + x% (bbl/d)	Predicted [OIL] for target rate (bbl/d)	Target Rate [Oil + OTC] PAS bbl/d	Total produced Ooil target for month (stb)	MMscf/d gas from Ooil
EMN	EMN-01						1000		0.9
	EMN-02						1600		3.3
	EMN-06						1800		12.9
	EMN-16						3300		2.9
	EMN-17						1300		1.1
	EMN-18						1000		0.9
	Field Total	15000				8865	10,000	310,000	22.0
EMK	MLSE-01						4000		6.8
	EMK-15						1000		1.5
	EMK-29						5200		9.0
	MLSE-03						1000		1.9
	EMK-16						3000		5.3
	EMK-24						4500		7.9
	EMK-37						1000		11.8
	EMK-69						4000		23.1
	EMK-54						600		1.1
	EMN-03						0		0.0
	EMK-05						5000		22.1
	EMK-10						5500		42.5
	EMK-23						3300		22.1
	EMK-34						2500		9.6
	EMK-14						1000		5.9
	EMK-08						0		0.0
	EMK-11						0		0.0
	EMC-01						800		11.7
	EMK-03						250		0.5
	EMK-13						0		0.0
EMK-56						250		0.5	
Field Total	43700	36881	0%	36881	37888	42,900	1,329,900	182.5	
EKT	EKT-01						7000		6.8
	EKT-05						3600		3.6
	EKT-07						2500		2.5
	EKT-17						3200		2.7
	EKT-09						1600		1.3
	EKT-14						0		0.0
	EKT-19						6000		3.6
Field Total	24700				22648	23,900	740,900	20.6	
EME Tagi	EME-03						2700		4.2
	EME-10						7800		12.8
	EME-15						3100		12.9
	EME-17						3100		11.6
	EME-32						8300		15.9
Field Total	24,500		2%		21809	25,000	775,000	57.4	
Entire Tagi totals Grand Total	107,900				91,210	101,800	3,155,800	282.5	

Figure I.6 : LA PRODUCTION JOURNALIERE SELON OFFTAKES (HUILE)

Condensates		Field DPR MMscfd (Gas)	Opec OIL phase limit (bbl/d)	Cushion > Opec OIL limit (%)	Opec OIL + x% (bbl/d)	Predicted [OIL] for target rate (bbl/d)	Target Rate Qgas MMscf/d	Total produced Qgas target for month (MMscf)	Approximate liquid production (bbl/d)
EME-04 T	EME-20	26.9				0	0.0	0	0
EME-04 R	EME-43	31.5				701	5.0	155	784
EMN R	EMN-11	11.9				0	0.0	0	0
	EME-08						0.0		0
	EME-09						30.0		3807
	EME-37						37.0		1583
EME R	Field Total	81.0				5361	67.0	2077	5390
	EME-13						40.0		1997
	EME-18						45.0		5402
	EME-23						45.0		2904
	EME-27						8.0		691
EME S	Field Total	142.0				9668	138.0	4278	10994
Cond totals	Grand Total	293.3				15730	210.0	6510	17,168

Figure I.7 : LA PRODUCTION JOURNALIERE SELON OFFTAKES (GAZ CONDENSAT)

4. Présentation de département engineering et production (EP) :

Le département EP se divise en deux service : **service production** et **service puits**.

4.1 Service production

Le service production prend une partie très intéressante et sensible dans le département production engineering dans le champ EL MERK, cela peut être expliqué par l'application d'une nouvelle technologie sur les installations de surface des différents types de puits. Les principaux rôles de ce service sont cités ci-dessous :

- Surveillance et calcul du débit des différents puits (injecteurs ou producteurs) en utilisant un logiciel d'allocation sophistiqué programmé au Groupement Berkine à HMD qui est le (A2).
- Application d'une nouvelle technologie (1ère fois en Algérie) aux installations de surface des puits automatisés et sophistiqués qui sont améliorés par plusieurs sociétés étrangères.
- Résolution des problèmes qui peuvent être apparaitre sur ces installations.

- Effectuer des tests de puits par séparateur pour la détermination des paramètres d'huiles produites.
- Début d'application d'une nouvelle technologie qui remplace le séparateur de test par un système MPM et VX (appareil muni d'une source radioactive) qui assure la détermination des paramètres d'huile produit.
- Installation d'un nouveau système de manifold (FGS et GDM).
- Un rapport quotidien de production et d'injection [1].

4.2 Service puits :

Le service puits prend lui aussi une partie très sensible et importante dans le département engineering production. Cela peut être expliqué à partir de ses fonctionnalités, ses objectifs et ses interventions très délicates sur les puits.

Parmi les travaux qui sont effectués dans ce service, on trouve:

- Interventions légères sur les installations de surface des puits (réparer des vannes ou bien les remplacer.....).
- Intervention légère sur la complétion du puits avec une unité de slick line.
- Operations du coiled tubing.
- Travailler en collaboration avec les services d'intervention lourde sur les puits tels que Work over et forage [1].

Chapitre II
Intégrité et
surveillance
Des puits

1. Introduction

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

L'intégrité de ces composants est garantie par les critères de conception adoptés au cours du projet de puits de forage et d'achèvement et les critères de conception doivent être pris en considération par le Département Puits au cours du cycle de vie de production bien.

Si l'un des éléments considérés comme une barrière perd son intégrité, un problème d'intégrité se pose et la gestion de l'intégrité des puits doit être activé.

Barrières de puits individuels tels que les vannes d'arbres de Noël ou Storm-choke qui sont normalement ouverts pendant la production doivent être prêtes à être fermés en cas de besoin. Les barrières qui sont permanentes installées dans le puits (bridge Plug, bouchon de ciment, casing, cimentés annulé ou tête de puits) doivent être essayés au moment de l'installation afin de confirmer qu'ils sont correctement positionnés.

L'évaluation de l'état de l'intégrité du puits peut être réalisée en contrôlant la tubing et pression de casing, des températures et des données de production,

Il est accepté généralement que la solution principale pour atténuer les risques de perte d'intégrité est de vérifier les pressions des annulaires observées (A, B, C) et de les comparer avec les valeurs pertinentes du "maximum admissible Annules Pression de surface" (MAASP) [4].

La gestion de l'intégrité opérationnelle est liée à la prévention des accidents majeurs. Prenant comme un exemple le puits OMN42, ce puits est survenant de six (06) fuites très importantes se sont déclarées sur la tête de puits le 04/04/2015, le puits est situé au niveau de champs Hassi Messaoud, Foré en 1967 et complété en 5'' CSG x 4''1/2 CSG ancré, et le réservoir recouvert d'une crépine 125 fentes 5''[6] ,voir la figure (II.1).



Figure II.1 : LES FUITES DE Puits OMN-42

L'intégrité du puits consiste à :

Concevoir, Exploiter, Entretenir l'ensemble des équipements de puits pour assurer sa sécurité et éviter tout risque de fuite (perte du confinement) des fluides en provenance du réservoir (production).

2. Objectifs de la gestion de l'intégrité du puits

Prévenir les fuites :

- S'assurer que les barrières de sécurité du puits sont en place, en état de fonctionnement et régulièrement testées.
- Surveillance journalière pour détecter des comportements anormaux du puits.

- Respect des procédures (Permis de travail, procédures opératoires,...) lors d'interventions sur le puits.

Réduire les conséquences :

- S'assurer que les équipements de détection de fuite (gaz) ou d'incendie sont opérationnels et testés.
- S'assurer que le système de mise en sécurité (arrêt d'urgence/ESD) est opérationnel [2].

3. Architecture puits

3.1 Architecture du puits fin de forage

Processus de forage:

- Commencer par un grand diamètre.
- Forer à la profondeur prédéterminée.
- Descendre le casing.
- Cimenter l'annulaire casing /trou ouvert puis casing/casing(Optionnel).
- Répéter cette séquence jusqu'au réservoir:

Laisser le trou ouvert ou descendre un liner perforé ou un casing ou un liner.

Casings :

La profondeur des casings dépend des caractéristiques des zones traversées. Leur caractéristique mécanique dépend des pressions maximales en tête (éclatement), de la pression maximale dans l'annulaire (écrasement ou collapse) et de la tension maximale calculée [2], voir la figure (II.2).

Cimentation :

Selon la conception, le ciment remonte jusqu'à l'intérieur du casing précédent ou une partie de l'annulaire casing/trou foré n'est pas cimentée.

Annulaires :

Ils sont remplis de boue de forage (liquide de densité plus ou moins élevée) si non cimentés.

Tête de casing:

Empilement d'éléments servant à ancrer les casings et à assurer l'étanchéité de l'annulaire.

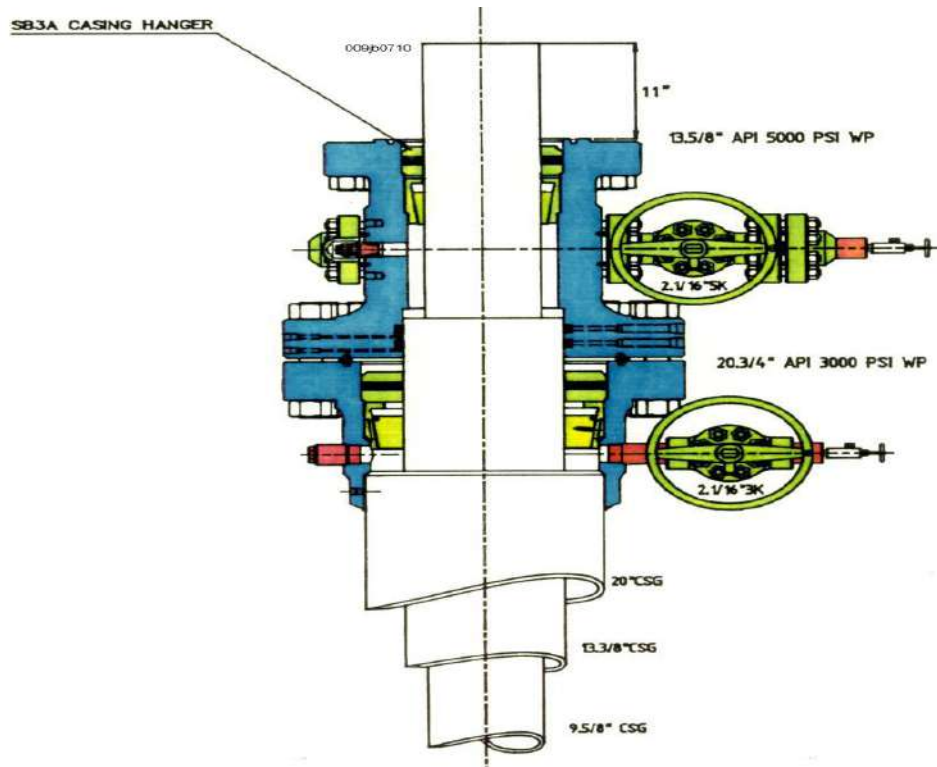


Figure II.2 : LA TETE DE CASING

N.B : un casing remonte jusqu'en surface, un liner est ancré dans le casing précédent [2].

3.2 Etanchéité entre casings et casing /formation

En cours de forage, les casings sont descendus à des profondeurs données par l'ingénieur forage, puis du ciment est mis en place dans l'annulaire casing/formation et casing/casing. Le ciment remonte en surface pour les premiers casings, pour les casings suivants, il peut remonter dans l'annulaire casing/casing ou la partie supérieure du ciment est dans la formation [2].

3.3 Etanchéité annulaire

3.3.1 Etanchéité annulaire au fond

L'étanchéité (absence de communication) entre les annulaires est assurée par:

- Le casing.
- Les éléments de la tête de puits.
- Le ciment.

✚ Rôle du ciment :

Le ciment est un élément d'étanchéité de l'annulaire, un chenal peut se former dans l'annulaire cimenté (migration de gaz pendant l'épaississement du ciment).

- Maintenir le tubage en place (soutenir et ancrer le tubage).
- Isoler les zones productives ou les aquifères en assurant l'étanchéité dans l'annulaire.
- Empêcher la formation perméable derrière le tubage de remonter à la surface ou de se mélanger les unes aux autres.
- Limiter la corrosion du tubage à l'extérieur [2].

✚ Problème potentiel d'intégrité du puits lié au ciment

Conséquences les liquides ou le gaz peuvent remonter dans la partie cimentée et causer une augmentation de la pression de l'annulaire [2], voir la figure (II.3).

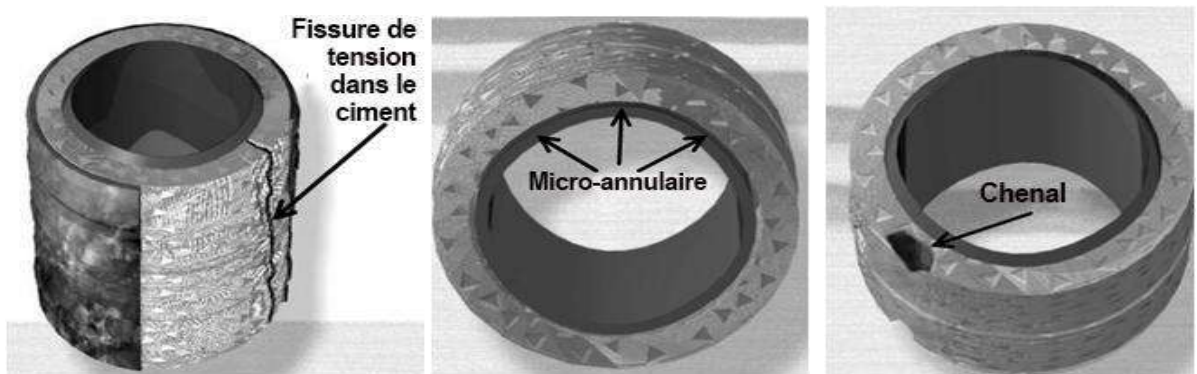


Figure II.3 : PROBLEME POTENTIEL D'INTEGRITE DU Puits LIE AU CIMENT

N.B : Contrôle de la qualité du ciment par log électriques CBL/VDL ou USIT (ou IBC).

3.3.2 Etanchéité des annulaires en surface

Rôle du casing hanger:

- Ancrer le casing dans la tête de casing correspondante.
- Assurer l'étanchéité de l'annulaire [2], voir la figure (II.4).

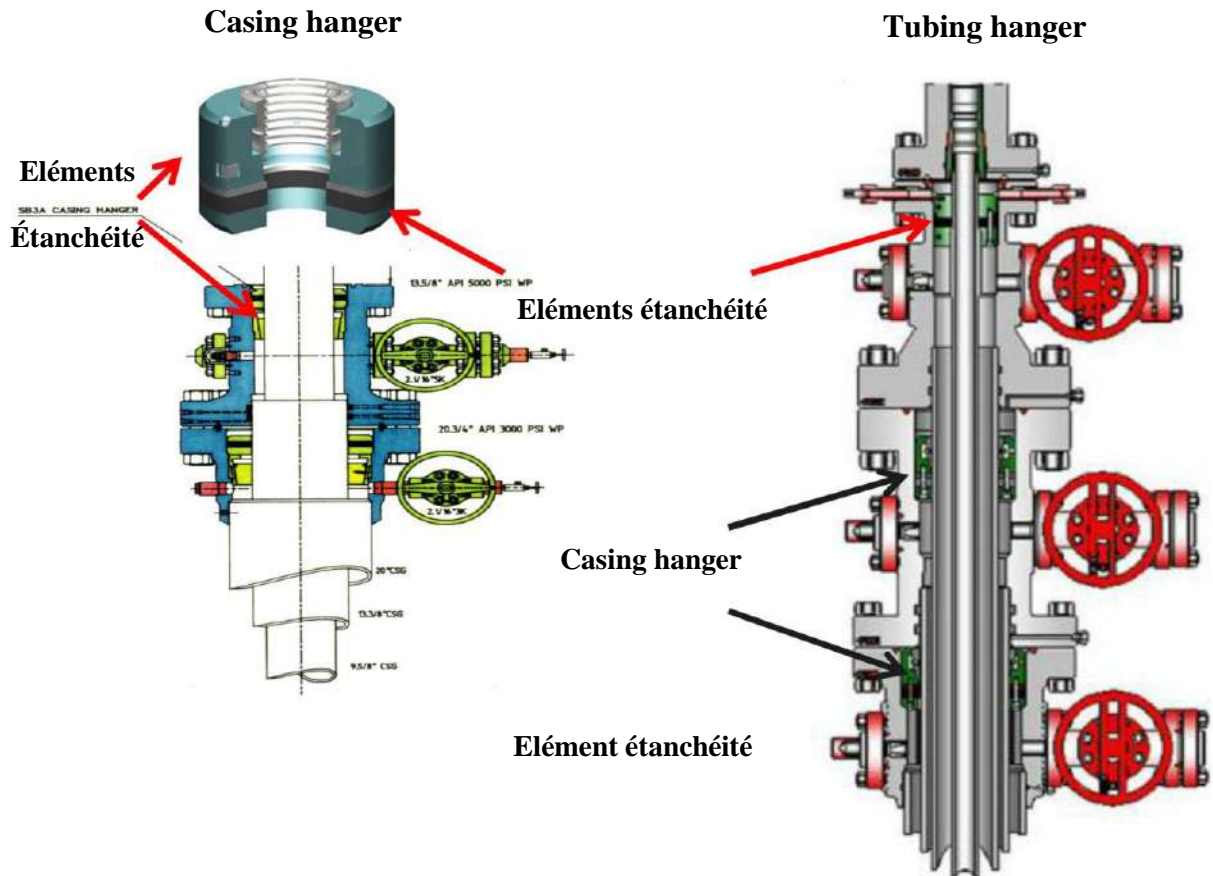


Figure II.4 : ETANCHEITE DES ANNULAIRES DE CASING HANGER ET TUBING HANGER

4. La production fond et complétion des puits

4.1 Complétion des puits

L'objectif de la complétion est d'assurer

- La liaison de production entre le(s) réservoir(s) et la surface (liaison : couche – fonds de puits – Xmas tree) [2].
- La production optimale par des équipements spécifiques (Type de complétion, activation par pompe/gaz lift,..).
- La sécurité en cas d'incident dans le puits ou en surface (barrières de sécurité).

4.2 Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité

- La tête de production (Xmas tree) .
- Le tubing (diamètre, épaisseur, métallurgie).

- La vanne de sécurité de fond (Down hole safety valve).
- La vanne de circulation (sliding sleeve) permettant la communication tubing annulaire, actionnée au wire line ou hydrauliquement.
- Les équipements d'activation pour les puits non(ou faiblement) éruptifs: mandrind de gas lift, pompes de fond,....
- Le packer (bouchon annulaire).
- Le fluide de packer dans l'annulaire tubing/casing de production.
- Un ou plusieurs sièges (landing nipples) pour ancrer des jauges de mesure ou un bouchon mécanique [2].

N.B: Les équipements de la colonne de production et équipements de sécurité est détaillé dans la figure (II.5).

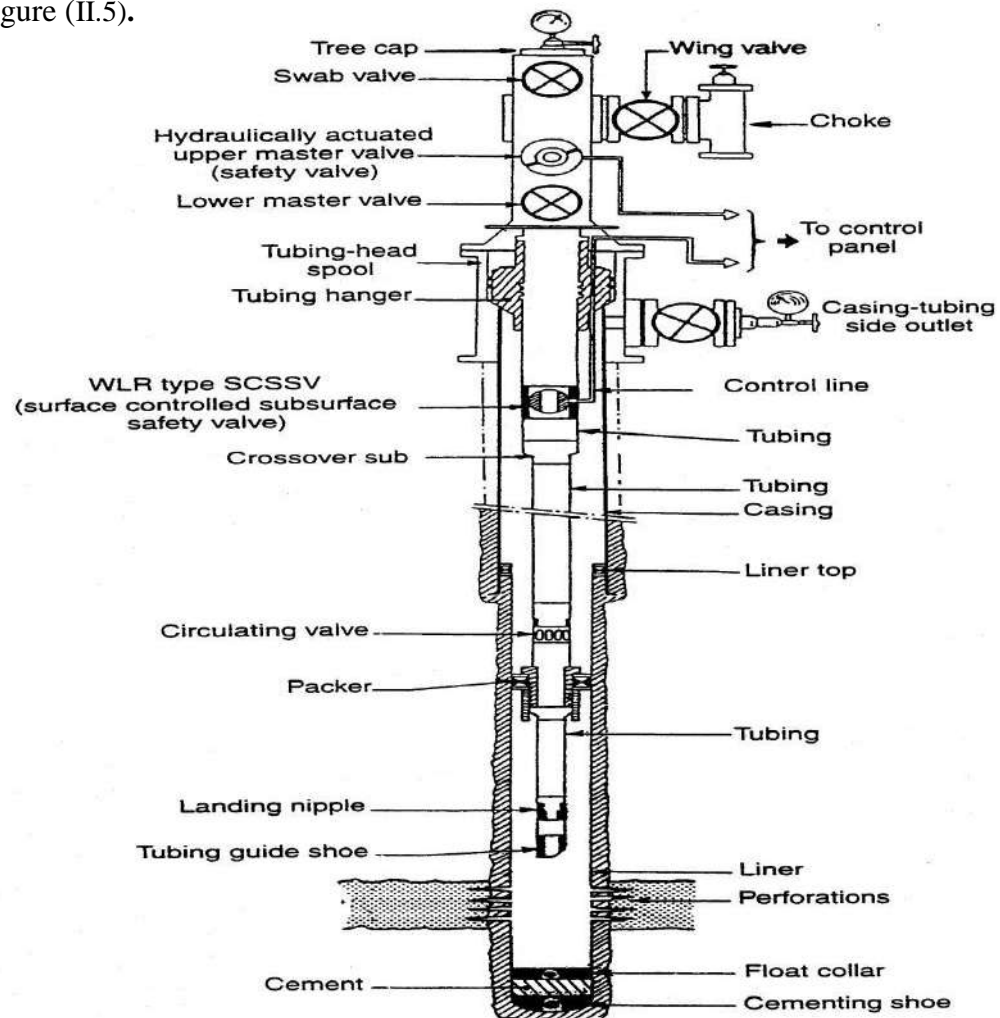


Figure II.5 : EQUIPEMENTS DE LA COLONNE DE PRODUCTION ET EQUIPEMENTS DE SECURITE

✚ *Jointts de tête de puits*

Il existe deux familles de jointts :

- Jointts circulaires (jointt en métal entre les brides).
- Jointts d'étanchéité annulaire habituellement en matériau élastomère (sauf puits HP/HT).

La sélection du matériau des jointts se base sur la température/ pression/composition des fluides. Les jointts de dispositifs d'étanchéité sont la source principale de fuites dans le système de tête de puits [2], voir la figure (II.6).

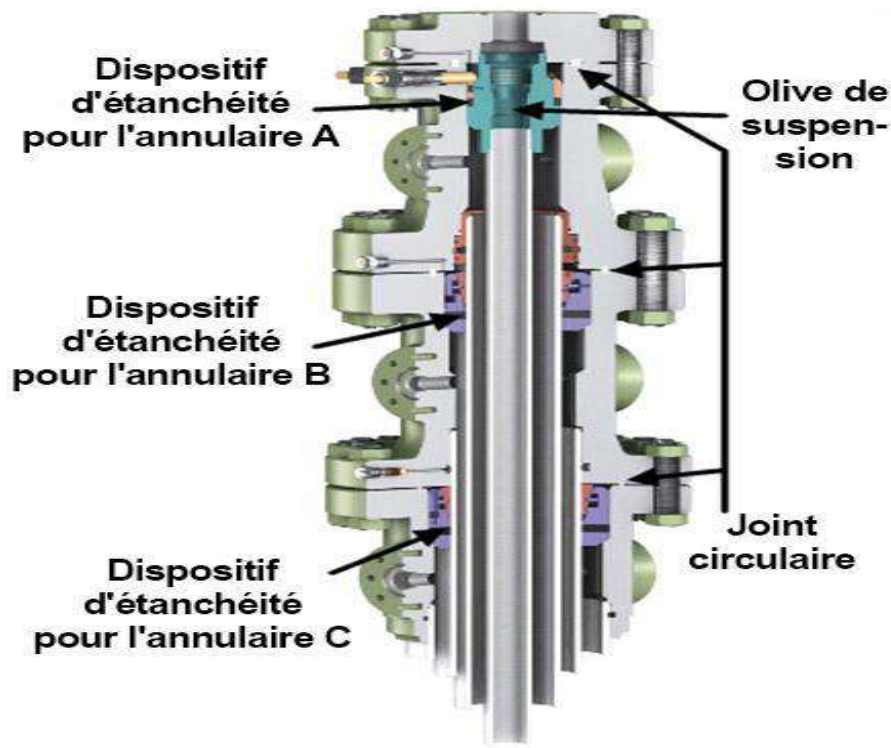


Figure II.6 : LES JOINTTS D'ETANCHEITE DANS LA TETE DE PUIITS

✚ *Le tubing*

Caractéristiques du tubing :

- Diamètre.
- Caractéristiques mécaniques (tension, éclatement, collapse).
- Métallurgie (grade, alliage).
- Type de connexion (en particulier pour puits à gaz).

En fonction de :

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

✚ SCSSSV (*Surface Controlled Sub-Surface Safety Valve*)

Fermeture du puits sous le niveau du sol par perte de pression hydraulique (vanne Fail Safe)
Installées entre Quelques dizaines de mètres sous la X mas tree lorsque le puits remonte en surface et 300 à 400 m sous la X mas tree en mer profonde (X mas tree au fond de la mer) [2]
, voir la figure (II.7).

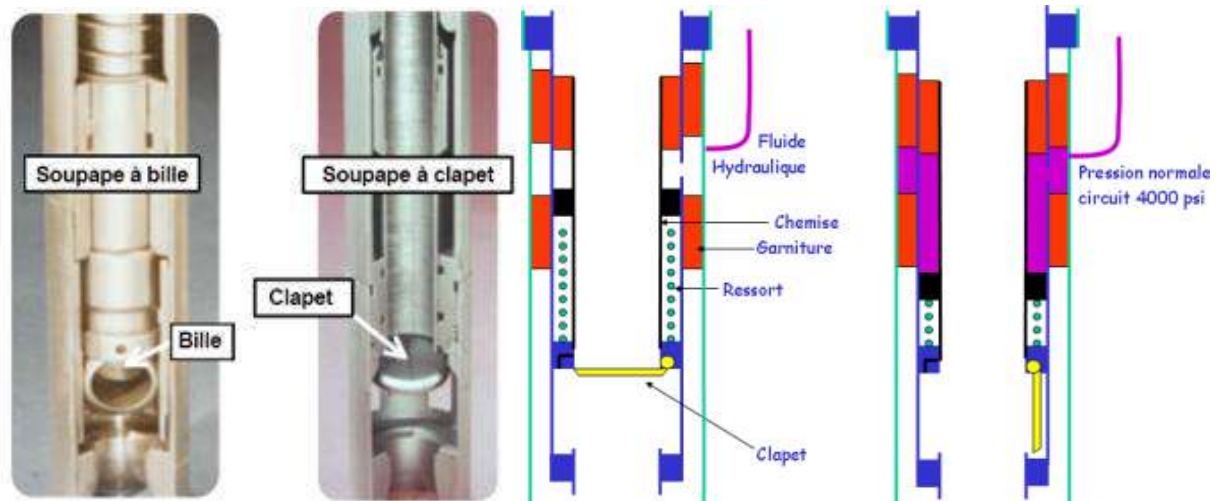


Figure II.7 : LES DEFERENT TYPE DE SCSSSV

Il y a deux types de SCSSSV:

- Intégrée dans le tubing de production (tubing retrievable)
- Repêchable au câble (ancrage dans un siège)

La pression hydraulique comprime le ressort, ouverture du clapet ou du boisseau sphérique (bille valve), et perte de pression, le clapet se ferme ou le bille valve tourne de 90° obstruant le passage.

N.B : Vérifier régulièrement la pression d'ouverture. Suffisante pour éviter endommagement du mécanisme.

✚ Storm choke

Elles sont positionnées dans la colonne de tubing pour fermeture automatique (sans intervention humaine) du puits en cas de perte d'intégrité de la tête de production pour protéger les personnes et les installations de dommages majeurs (blow out) [2] , voir la figure (II.8).

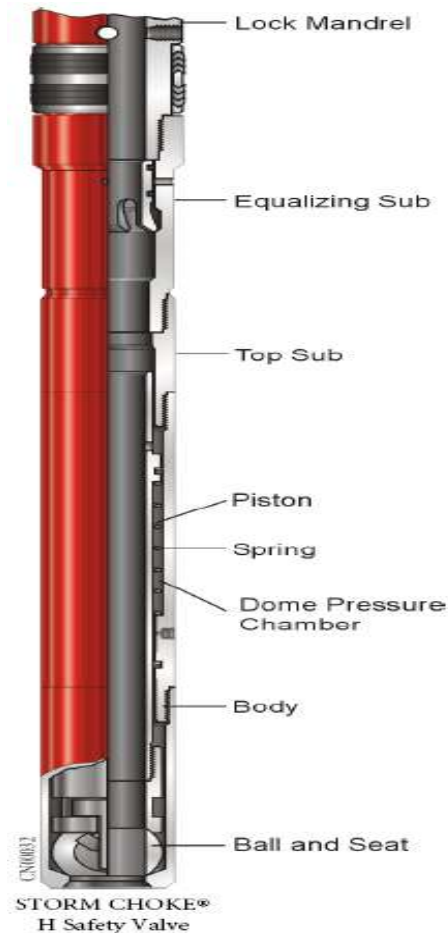


Figure II.8 : LE SCHEMA DE STROM CHOKE

✚ Le packer

Le packer est une barrière de sécurité est ancré dans le casing/liner de production avec montée en pression ou en rotation.

Les coins d'ancrage (anchoring slips) sont activés, assurant le blocage du packer en place compte tenu des efforts dus.

En même temps, l'élément d'étanchéité (rubber packing element) est comprimé, se gonfle et assure l'étanchéité entre le fonds du puits et le casing de production.

Le packer est descendu avec la partie inférieure de la complétion, comprenant en général un guide de ré-entrée, un siège pour équipement wireline [2], voir la figure (II.9).



Figure II.9 : LE PACKER

Le but de packer est :

- Assurer isolation entre réservoir et casing/liner de production.
- Isoler les différences de pression entre pression hydrostatique de l'annulaire et la pression à l'intérieur du tubing.
- La contrainte liée aux variations de température de l'effluent.

5. L'effluent (fluide produit par le réservoir)

5.1 La composition

Varie suivant les réservoirs :

- Hydrocarbures
 - Coupes légères (les gaz).
 - Les coupes lourdes (les liquides).
- Gaz inertes (essentiellement azote).

- Gaz acides (CO₂, H₂S qui réagissent avec l'eau du réservoir pour donner un acide potentiellement corrosifs).
- Produits sulfurés.
- Produits organiques.
- Eau de production, plus en moins chargée en sels (NaCl, sulfate de baryum,..).
 - Corrosion.
 - Dépôts intérieurs tubing/tête de puits.
 - Certains dépôts pouvant être radioactifs.
- Mercure (très nocif).
- Sable (érosion) [2].

5.2 Description compositionnelle

L'hydrocarbure est décrit par des propriétés caractéristiques (masse volumique huile/gaz, viscosité) de même que par une enveloppe de phase résultant d'une analyse de ses constituants (C1, C2, etc., jusqu'à un mélange lourd décrit par ses propriétés et nommé C11+).

Cette description complète est utilisée surtout pour les gaz et les fluides légers. On notera que chaque élément possède ses caractéristiques propres (pression critique, température critique, masse molaire, etc.)

5.3 Éléments indésirables

Les éléments indésirables liés à l'effluent proprement dit tel que l'eau, l'H₂S, le CO₂, le sable, le mercure dans le gaz doivent être pris en compte dans le dimensionnement des puits et des installations de surface.

La combinaison de certains d'entre eux sous certaines conditions de pression et de température ont des effets indésirables et dommageables pour les installations pétrolières, notamment pour le puits (formation de dépôts, d'hydrates) [2].

6. La pression dans les annulaires

En opération normale, la pression dans les espaces annulaires est faible. L'augmentation de pression annulaire correspond à une perte d'une barrière de sécurité.

Elle peut être due à :

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

Nécessité de les surveiller régulièrement. Si trop importantes, arrêt du puits et Work Over [2], voir la figure (II.10).

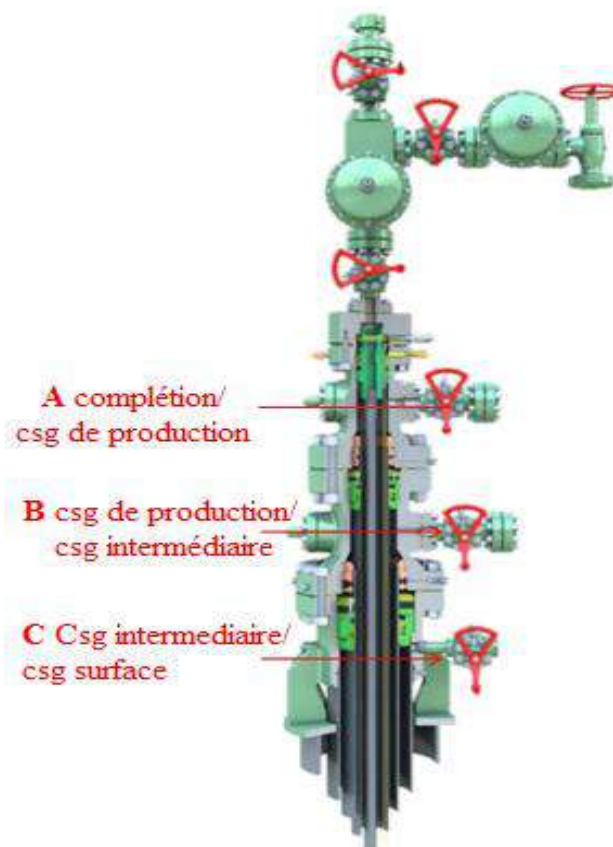


Figure II.10 : LES VANNE DE CONTROLE PRESSION ESPACE ANNULAIRE

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

Effet thermique

Lors d'un démarrage de puits, particulièrement à sa mise en production, l'effluent chaud en provenance du réservoir réchauffe les annulaires. Les annulaires étant des espaces confinés et fermés, la pression augmente (entre 1bar/°C à 6 bar/°C) ce qui peut y engendrer des pressions très élevées : il est nécessaire de purger jusqu'à stabilisation [2].

Fuite au packer

Communication entre réservoir et annulaire tubing /casing de production.

Corrosion tubing

Due aux éléments corrosifs de l'effluent (eau de formation, gaz acides H₂S/CO₂,...).

Corrosion casing/casing

Peut être due à:

- Fluide de packer corrosif.
- Fuite tubing casing de production puis casing/casing.
- Injection dans l'annulaire de fluide non traité contre la corrosion (remplissage annulaire).

N.B : Les pressions annulaires doivent être relevées régulièrement et toute variation doit être analysée, ce qui peut conduire à l'arrêt de production et work over [2].

6.1 Limite de pression annulaire

Tous les puits de Groupement Berkine doivent être surveillés régulièrement et les pressions annulaires doivent être maintenues entre les limites maximales et minimales de pression annulaire admissibles.

6.1.1 MAASP (Maximum Allowable Annulus Surface Pressure)

Les caractéristiques mécaniques des casings et du tubing (en particulier pression éclatement/écrasement. correspondant aux valeurs de pression maximales calculées lors du design)

La présence ou non de ciment dans l'annulaire casing/casing.

Le design prend en compte une fuite à travers le tubing pour le calcul du casing de production (seconde barrière).

Chaque annulaire a sa pression maximale admissible fonction des paramètres précédents.

En opération, les pressions annulaires à ne pas dépasser sont de l'ordre de 30% à 50% de la MAASP.

Si pression dans le deuxième annulaire est trop importante, il peut être urgent de fermer le puits et de le neutraliser (tuer) [3].

6.1.2 MOAP (Minimum Operating Annular Pressure)

Une pression minimale doit être maintenue dans les annulaires pour permettre la détection de toute perte de liquide. Les MOAP recommandés sont basés sur l'expérience sur le terrain de Groupement Berkine et sur les pratiques courantes utilisées dans des environnements similaires. Les limites MAOP recommandées sont indiquées à l'ANNEXE A.

Les opérateurs production de puits doivent aviser le superviseur de production du groupe des opérations de puits lorsque la pression annulaire tombe en dessous du MOAP recommandé. Un plan sera ensuite développé pour permettre l'identification de la perte de fluide dans n'importe quel espace annulaire [3].

7. Les causes

7.1 Effet thermique

Comportement des pressions annulaires. Lors de la mise en service initiale du puits, tous les annulaires sont remplis de liquide (fluide de packer, boue de forage..) et leur volume reste constant. Lorsque le puits commence à produire, la température augmente et passe de température ambiante à température d'écoulement. Cette augmentation affecte tous les annulaires [2].

Il est essentiel de surveiller la mise en service initiale du puits car la pression maximale admissible de chaque annulaire pourrait être dépassée durant cette étape:

- Lors de la descente d'un casing, le trou est rempli de boue.
- Lors de la descente du tubing, le trou est rempli de fluide de packer.
- Lors de la cimentation, une partie de ces liquides sont évacués en surface et remplacée par le ciment.

N.B : Si la pression augmente, il faut purger l'annulaire pour éviter tout risque.

7.2 Corrosion

Il s'agit de la décomposition des propriétés essentielles d'un matériau en raison de réactions chimiques avec son environnement.

+ Conséquence :

- Fuite tubing/casing.
- Fuite éventuelle casing/casing.

+ Diverses causes de la corrosion :

- Présence de dioxyde de carbone (CO₂).
- Présence de Sulfure d'hydrogène (H₂S).
- Présence de sel dans l'eau de production.
- Corrosion microbienne [2] .

+ Prévention

Par injection Inhibition chimique.

+ Élimination :

- L'élimination chimique des bactéries existantes est difficile.
- Un nettoyage au câble avec racleur peut limiter la corrosion à l'intérieur du tubing.

7.3 Dépôts de tartre (scale)

Carbonates de calcium ou Sulfates Cristaux dissous dans l'eau du réservoir qui se cristallisent sur les parois (tubing, SCSSSV, vannes de tête de production) suite:

- Au changement du couple pression/température.
- Ou mélange avec certaines eaux de composition différentes (exemple eau d'injection).

+ Conséquences

Peuvent affecter la fermeture de la vanne de fond et /ou des vannes automatiques de la tête de production et Perte d'une barrière de sécurité .Risque de coincement des outils lors des interventions [2].

+ Prévention:

- Injection de produit antiscale dans le réservoir depuis la surface, par batch.
- Injection de produit antiscale dans le tubing en continu ligne d'injection en fond dans le puits.

+ Élimination :

- Moyens chimiques (acides, faible salinité).
- Intervention par coiled tubing pour nettoyage/flushing à l'eau ou à l'acide.

8. Management de l'intégrité

Votre rôle S'assurer de l'intégrité du puits en toute circonstance. Représentant du département Production(ou Puits) sur site pour Connaitre et Appliquer en permanence les procédures de Sécurité (Permis de travail, Equipement de protection individuelle, procédures d'urgence....) et Opérationnelles par : Surveiller/Rapporter et entretenir [2].

8.1 Points à contrôler (démarrage d'un puits)**8.1.1 Avant démarrage**

S'assurer que :

- Les tests en pression des équipements ont été réalisés.
- La vanne de sécurité de fond est opérationnelle.
- Le système d'arrêt d'urgence a été testé (détection gaz/feu, activation des vannes avec actionneurs,...).
- Les manomètres et vannes fonctionnent correctement et ne sont pas bouchés [2] .

N.B : Etre prêt à tout moment à fermer les vannes de la tête de production et la vanne de fond.

8.1.2 Après démarrage

Points à contrôler :

+ Fuites :

- Dues à la pression/température et vibrations pendant la production.
- A contrôler jusqu'à stabilisation de la température et du débit.

+ Croissance de la tête de puits (puits producteurs) :

- Due essentiellement à l'augmentation de température et à la dilatation des équipements : Risque d'interférence avec les équipements adjacents.
- A contrôler jusqu'à stabilisation de la température.

+ Pression annulaire :

- Augmente suite à l'élévation de la température.
- Suivre l'augmentation de pression de tous les annulaires.
- Purger les annulaires selon la procédure pour éviter tout éclatement ou écrasement des équipements dans le puits [2].

N.B: S'assurer que les vannes latérales sont ouvertes, non bouchées et que les manoses fonctionnent correctement.

+ Venue de sable (puits producteur) :

- Risque d'érosion des équipements et fuite associée dans les réservoirs susceptibles de produire du sable.
- Suivre la procédure de démarrage.
- Si détecteurs de sable en surface (aval duse), surveiller les indications données.
- Sinon, prendre échantillon régulièrement pour obtenir la teneur en sable de l'effluent.
- Surveiller teneur en sable jusqu'à stabilisation et vérifier que c'est acceptable.

+ Inhibition chimique :

- S'assurer que les systèmes d'injection chimique fonctionnent.
- S'assurer que les produits chimiques sont injectés au débit demandés par le département. Ils dépendent du débit de production (% de produits dans l'effluent).

8.2 Entretien et Inspection

Entretien du matériel de surface et Graissage des vannes et Vérifications bon fonctionnement des pompes d'injection et Tests fonctionnels des différents éléments de la tête de puits et des équipements de sécurité [2] :

- Vannes avec actuateurs.
- SCSSSV.
- Vannes manuelles.

8.3 Intervention sur puits

Le puits est sous pression avec la tête de production en place est faire les opérations :

- Travail au câble.
 - Câble (slick line).
 - Câble électrique (wire line).
- Coiled tubing.
- Snubbing.

Par ajout d'un BOP (Bloc Obturation de Puits) auxiliaire au dessus de la vanne de curage avec Pertes de barrières de sécurité vanne maitresse et vanne de fond lorsque le cable/coiled tubing ou pipe dans le tubing.

Elles ne peuvent couper et fermer. Elles doivent rester bloquées ouvertes lors de la descente des équipements dans le puits (les SCSSSV ancrées dans un siège doivent être remontées avant l'opération).

Une seule barrière pour éviter fuite à l'atmosphère est le BOP.

Le superviseur Compagnie est responsable de la sécurité de l'opération et de l'application des différentes procédures :

- Permis de travail.
- Procédures.
- Que faire en situations d'urgence.

9. Historique du puits (Hand over)

Un historique du puits avec le statut initial (fin de mise en place de la complétion) et le statut final (toutes les opérations effectuées sur ce puits) doit être disponible dans le département.

Un Hand over doit avoir lieu lors du transfert du puits à des entités différentes :

- Du forage aux opérations pour le démarrage initial de puits.
- Des opérations aux puits pour l'intervention sur puits.
- Des puits aux opérations après intervention sur puits.

Une procédure de hand over doit exciter [2] .

9.1 Détail de l'historique du puits (Hand over)

+ *Détails sur le puits :*

- Trajectoire.
- Informations sur le tubage/architecture/profondeur du sabot.
- Schémas de complétion mis à jour par rapport à la profondeur.
- Côtes perforation.
- Identifier l'obstruction, les restrictions, un poisson laissé dans le trou.

+ *Détails sur les annulaires :*

- Pression maximale admissible.
- Top ciment.
- Fluides annulaires.
- État actuel (pressions annulaires).

+ *Vanne de sécurité de fond :*

- Statut de la vanne (généralement fermée).
- Schéma de la vanne.

+ *Arbre et tête de puits :*

- Statut des vannes.
- Diagrammes de l'essai de pression.

Tout incident ou gestion du changement pertinent pour les opérations [2].

Chapitre III
Partie calcul

1. Introduction

Dans ce chapitre les procédures et les formules des calculs des MAASP sont appliqués sur 4 type puits déférent ; puits producteur d'huile EMK-34, puits producteur condensat EME-13, puits injecteur de gaz EMK-62 et puits injecteur d'eau EMN-07 dans le champ d'ELMERK

2. Calcul des MAASP

La pression maximale admissible de l'annulaire à la surface (MAASPs) est appliquée à tous les puits afin de préserver l'intégrité de la pression des barrières annulaires. Pressions annulaires existent dans presque tous les puits et peuvent varier selon le mode de fonctionnement d'un puits avec des effets thermiques étant la principale cause de fluctuation. Pressions annulaire peut être tolérée jusqu'à la valeur maximale établie par les calculs. Les problèmes potentiels qui peuvent être causés par la pression de l'annulaire orientent les critères utilisés pour définir les valeurs MAASP [3].

Il y a trois d'éventuelles pertes d'intégrité qui peuvent être causées par un excès de pression annulaire :

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

La pression pour chacun de ces cas de défaillance doit être calculée, la méthodologie pour chaque calcul est décrite ci-dessous. La plus faible de ces trois valeurs calculées fournira une valeur maximale théorique au cours de laquelle une défaillance pourrait se produire.

La plus faible pression de défaillance est normalement la formation breakdown en cas de B et C et de packer/anneaux d'essai en cas de "A" de l'espace annulaire. Cependant, il n'est pas sûr de supposer que ce sera le cas dans tous les cas et donc les trois valeurs doivent être calculées pour la validation et l'intégralité.

3. Procédure de calcul MAASP

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

- Définir les caractéristiques du liquide de l'annulaire et les conditions de la pression et de température.
- Définir les caractéristiques de résistance d'attraction des tubulaires.
- Définir les cas pour l'analyse de sensibilité.

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

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

4. Breakdown de la formation

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

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

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

Faire de ces hypothèses, la pression maximale théorique est la différence entre la pression nécessaire à la dégradation de la formation et de la pression hydrostatique exercée au sabot par la colonne de liquide dans l'annules [5].

Ceci peut être calculé en utilisant la formule suivante :

Formule (III.1) : $MAASP_{FBD} = 0.9 \times TVD \times 0.433 (FG-MG)$

Alors,

MAASP_{FBD} MAASP Breakdown de la formation en (psi).

FG Gradient de breakdown de la formation (SG).

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

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

Conversion de poids spécifique (SG) au gradient psi/ft : $1 \text{ SG} = 0,433 \text{ psi/ft}$

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

Dans le cas où aucune FIT ou LOT a été effectuée à sabot de casing, il est préférable d'assumer les valeurs obtenues à partir des puits dans l'équivalent de la formation. La valeur la plus faible obtenue doit être utilisée dans le calcul d'offrir le pire des cas [3] .

5. Éclatement de casing

Cette pression maximale théorique est la pression maximale permise pour éviter l'éclatement du tubage extérieure de l'annulaire en question.

Comme dans le calcul précédent, on suppose que l'annulaire est ouvert au sabot de casing extérieur et rempli avec le poids de la boue d'origine au moment de cimenter l'intérieur de casing. Dans le pire des cas il est également supposé que l'annulaire extérieur est rempli avec de l'eau.

La pression théorique de l'éclatement du casing est donc calculée comme la différence entre la pression nécessaire pour faire éclater de casing extérieure (obtenue à partir les spécifications de casing) avec un gradient hydrostatique de l'eau douce dans l'anneau extérieur et la pression exercée sur le sabot à la pression hydrostatique de la colonne de liquide [3].

La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante :

Formule (III.2) : $MAASP_{burst} = (Pb / 1.1) - TVD \times 0.433 (MG - 1.0)$

Alors,

$MAASP_{burst}$ MAASP d'éclatement de casing (psi).

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

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

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

1.0 Gravité spécifique à l'eau, SG.

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

6. Collapse de casing

C'est la pression maximale théorique admissible permis pour éviter le collapse de casing intérieure de cet annulaire.

Il est supposé que le pire scénario est que l'annulaire est ouvert jusqu'à le sabot de casing extérieur et remplies de fluide de forage d'origine (comme dans les calculs ci-dessus). Alors que le casing est toujours plus profond que le sabot de casing extérieur, il est supposé que la formation serait le chemin de fuite pour tout liquide fluide/excès de pression et donc la pression ne serait pas exercée tout jusqu'à le sabot de casing intérieur. Dans le pire des cas il est également supposé que l'annulaire intérieur est rempli d'eau.

La pression théorique maximale pour éviter le collapse est calculée comme la différence entre la pression requise pour réduire de casing intérieure (obtenue à partir de casing spécifications) avec un gradient hydrostatique de l'eau douce dans l'annulaire extérieur de casing et la pression exercée à le sabot da casing intérieure par la pression hydrostatique de la colonne de liquide [3].

La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante :

Formule(III.3) : $MAASP_{collapse} = Pc - TVD \times 0.433 (MG - 1.0)$

Alors,

$MAASP_{collapse}$ MAASP collapse de casing (psi).

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

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

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

1.0 Gravité spécifique à l'eau, SG.

7. Collapse de tubing

Cette pression théorique maximale est la pression maximale permise pour éviter le collapse de tubing pour l'espace annulaire 'A'. Le tubing évacué est considéré comme le pire scénario. La valeur peut être calculée en utilisant la formule suivante [3] :

Formule (III.4) : $MAASP_{Tubing collapse} = Pc - (0.433 \times TVD \times MG)$

Alors,

$MAASP_{Tubing collapse}$ MAASP collapse de tubing (psi).

Pc Pression collapse de tubing (psi).

MG Gravité de fluide de complétion (SG).

TVD Profondeur verticale au packer (ft).

8. Contrôles de pression

Lorsque l'annulaire est vérifié à l'avant au cours de la complétion ou l'exploitation de puits. Ces pressions peuvent être utilisées pour le calcul de l'MAASPs. En tant qu'il y a certitude dans ces pressions et aucun calcul n'est effectué, aucun facteur de sécurité n'est requise.

Dans les puits Groupement Berkine, le casing de production est testé à 5000 psi que l'annulaire sera utilisé pour le levage de gaz à une pression maximale de 4500 psi.

Cependant, le packer et l'espace annulaire "A" sont testés à 3000 psi uniquement après l'exécution de la complétion. Par conséquent, ce test final est utilisé ou l'MAASP calcul [3].

9. Exemple de calcul

Au-dessous de quatre exemples de calcul MAASP des différent type du puits pour EMK-34, EME-13, EMK-62 et EMN-07 Selon les formules vues précédemment et en utilisant le schéma ci-dessous [5] , voir la figure (III.1).

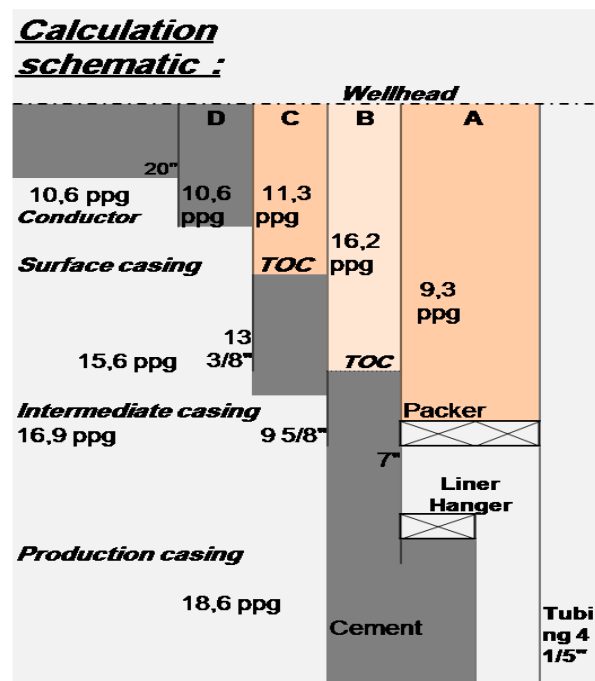


Figure III.1 : TYPE DE DATA DE COMPLETION ET DE CASING

✚ Complétion et data casing :

OD: Diamètre extérieur

TVD: Profondeur Vertical

TOC: Top de Cément

MG: gradient de boue

FG: gradient de formation.

9.1 Calcul de MAASP puits producteur d'huile

Well	EMK-34				Colour Key:		Fill in the Well Name & TVD Details Only		Confirm Data		Notes	
Formation strength	EMW (ppg)	MW(ppg)	LOP(psi)	TVD(ft)								
Formation strength in "A"	19.5	NV	1937	9315	For the formation strength is an equivalent Mud Weight(ppg)							
Formation strength in "B"	19.5	NV	1720	8270	Typical leak off pressure: 1040psi for Cg:5000ft with MW:12ppg							
Formation strength in "C"	12.6	NV	761	3659	EMW Calculate with: $EMW=(leak\ off\ pressure/(0.052*TV D))+MW$							
Prod Casing Fluid	NV	16.4	NV	9315	Doil=0,8498 kg/m3 0,0008498 g/cm3 $\nabla P_{oil}(psi/ft)$ 0.37							
Inter Casing Fluid	NV	10.7	NV	8270	Gradient (psi/ft) = 0.052* Df (ppg)= 0.433*SG							
Surface Casing Fluid	NV	11.1	NV	3659	Water SG=01 $\nabla P_w(psi/ft)$: 0.43							
Conductor Fluid	NV	9.0	NV	1280								
Packer Fluid	NV	8.4	NV	8155								

NOTE - CHECK & CONFIRM TUBING DETAILS ARE CORRECT

Item	Nom OD (ins)	ID (ins)	Weight (lb/ft)	Grade	Depth (TVD-ft)	TOC 1,2 (TVD-ft)	MG (psi/ft)	FG (psi/ft)	Burst (psi)	Collapse (psi)	Depth for FBG
Tubing to Upper GLM					0		0.37				0
Prod tubing to Packer	4.5	3.96	12.6	L80	8155	0	0.44		8430	7500	0
Prod casing to Shoe	7	6.18	29	N80	9315	8061	0.85	1.01	8160	7030	9315
Intermediate casing	9.625	8.76	43.5	N80	8270	0	0.56	1.01	6330	3810	8270
Surface casing	13.375	12.62	54.5	K55	3659	0	0.58	0.66	2730	1130	3659
Conductor	20	18.75	129.33	X56	1280	0	0.47		3060	1450	1280

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

Item	Nom OD (m)	ID (m)	Weight (kg/m)	Grade	Depth (TVD-m)	TOC 1,2 (TVD-m)	MG (s.g.)	FG (s.g.)	Burst (bar)	Collapse (bar)	Depth for FBG
Tubing to Upper GLM	0.000	0.000	0.0	0	0		0.850		0	0	0
Prod tubing to Packer	0.114	0.101	18.7	L80	2486	0	1.008		573	510	0
Prod casing to Shoe	0.178	0.157	43.1	N80	2839	2457	1.967	2.339	555	478	2839
Intermediate casing	0.244	0.222	64.7	N80	2521	0	1.284	2.339	431	259	2521
Surface casing	0.340	0.320	81.1	K55	1115	0	1.331	1.511	186	77	1115
Conductor	0.508	0.476	192.4	X56	390	0	1.080		208	99	390

Annulus	50% bur Cg A (psi)	80% bur Cg B (psi)	75 colla % Tg (psi)	Collapse (psi)	Burst (psi)	FBD (psi)	Collapse (bar)	Burst (bar)	FBD (bar)	MAASP (psi)	MAASP (bar)
A	4080	5064	5625	3938	7363	NV	268	344	NV	3938	268
B	3165	2184	5273	3622	1816	1200	215	124	82	1200	82
C	1365	2448	2858	3348	2019	325	93	137	22	147	10

API-90

Note 1: A-Annulus MAASP restricted to 5000 psig due to Tubing Hanger Rating
 Note 2: GLM collapse pressure is 6450 psig

Calculation schematic:

Figure III.2 : EXEMPLE DE MAASP CALCULASSIONS DE Puits EMK-34

N.B : Après les calculs des MAASP de puits EMK-34 , on obtient la max pression dans l'annulaire A, MAASP l'annulaire A= 3938 psi qui il faut jamais dépasser cette valeur , dans l'annulaire B MAASP =1200 psi et dans l'annulaire C MAASP= 147 psi.

Schéma de complétion de ce puits dans L'ANNEXE B.

9.2 Calcul de MAASP puits condensat

Well		Colour Key:			Fill in the Well Name & TVD Details Only						
EME-13					Confirm Data						
Formation strength	EMW (ppg)	MW(ppg)	LOP(psi)	TVD(ft)	Notes (Assumption)						
Formation strength in "A"	19.5	NV	1741	8370	For the formation strength is an equivalent Mud Weight(ppg)						
Formation strength in "B"	19.5	NV	1577	7583	Typical leak off pressure: 1040psi for Cg:5000ft with MW: 12ppg						
Formation strength in "C"	12.6	NV	726	3492							
Prod Casing Fluid	NV	16.4	NV	8370	EMW Calculate with: $EMW=(leak\ off\ pressure/(0.052*TVD))+MW$						
Inter Casing Fluid	NV	10.6	NV	7583							
Surface Casing Fluid	NV	10.6	NV	3492	Dcond=0.819 kg/m ³ 0.000819 g/cm ³ $\nabla P_{cond}(psi/ft)= 0.36$						
Conductor Fluid	NV	9.4	NV	1190	Gradient (psi/ft) = 0.052* Df (ppg)= 0.433*SG						
Packer Fluid	NV	8.5	NV	7383	Water SG=01 $\nabla P_w(psi/ft): 0.43$						
NOTE - CHECK & CONFIRM TUBING DETAILS ARE CORRECT											
Item	Nom OD (ins)	ID (ins)	Weight (lb/ft)	Grade	Depth (TVD-ft)	TOC 1,2 (TVD-ft)	MG (psi/ft)	FG (psi/ft)	Burst (psi)	Collapse (psi)	Depth for FBG
Tubing to Upper GLM					0		0.36				0
Prod tubing to Packer	4.5	3.96	12.6	L80	7383	0	0.44		8430	7500	0
Prod casing to Shoe	7	6.18	29	N80	8370	0	0.85	1.01	8160	7030	8370
Intermediate casing	9.625	8.76	43.5	N80	7583	0	0.55	1.01	8330	3810	7583
Surface casing	13.375	12.62	54.5	K55	3492	0	0.55	0.66	2730	1130	3492
Conductor	20	18.75	129.33	X-56	1190	0	0.49		3060	1450	1190
Item	Nom OD (m)	ID (m)	Weight (kg/m)	Grade	Depth (TVD-m)	TOC 1,2 (TVD-m)	MG (s.g.)	FG (s.g.)	Burst (bar)	Collapse (bar)	Depth for FBG
Tubing to Upper GLM	0.000	0.000	0.0	0	0		0.149		0	0	0
Prod tubing to Packer	0.114	0.101	18.7	L80	2250	0	1.020		573	510	0
Prod casing to Shoe	0.178	0.157	43.1	N80	2551	0	1.967	2.952	555	478	2551
Intermediate casing	0.244	0.222	64.7	N80	2311	0	1.266	2.952	431	259	2311
Surface casing	0.340	0.320	81.1	K55	1064	0	1.266		186	77	1064
Conductor	0.508	0.476	192.4	X-56	363	0	1.128		208	99	363
Annulus	50% bur Cg A (psi)	80% bur Cg B (psi)	75 colla % Tg (psi)	Collapse (psi)	Burst (psi)	FBD (psi)	Collapse (bar)	Burst (bar)	FBD (bar)	MAASP (psi) (bar)	
A	4080	5064	5625	4237	7330	NV	278	344	NV	4237	288
B	3165	2184	5273	3824	2548	1100	215	149	75	1100	75
C	1365	2448	2858	3396	2068	335	93	141	23	147	10
API-90-SDM											
Note : A-Annulus MAASP restricted to 5000 psig due to Tubing Hanger Rating											
Calculation schematic :											
<p>The schematic shows a wellhead with sections labeled A, B, C, and D. Section A is the production casing (19.5 ppg) with a production packer and liner hanger. Section B is the intermediate casing (11.3 ppg) with a TOC. Section C is the surface casing (12.6 ppg) with a TOC. Section D is the conductor (12.6 ppg). Fluid weights are indicated for each section: 8.5 ppg for the production casing, 16.4 ppg for the intermediate casing, and 14.6 ppg for the surface casing. MAASP values are provided for each annulus: 4237 psi for annulus A, 1100 psi for annulus B, and 147 psi for annulus C. The tubing is 4 1/8" and the packer is 7".</p>											

Figure III.3 : EXEMPLE DE MAASP CALCULASSIONS DE PUIIS EME-13

N.B : Après les calculs des MAASP du puits EME-13, la pression doit être inférieure de 4237 psi dans l'annulaire A, inférieure de 1100 psi dans l'annulaire B, et dans l'annulaire C MAASP =147 psi.

Schéma de complétion de ce puits dans L'ANNEXE C.

9.3 Calcul de MAASP puits injecteur d’gaz

Well		EMK-62				Colour Key:		Fill in the Well Name & TVD Details Only				
						Confirm Data		Notes				
Formation strength	EMW (ppg)	MW(ppg)	LOP(psi)	TVD(ft)								
Formation strength in "A"	18.6	NV	1853	8911	For the formation strength is an equivalent Mud Weight(ppg)							
Formation strength in "B"	16.4	NV	1675	8054	Typical leak off pressure:1040psi for casing shoe. 5000ft with MW:12ppg							
Formation strength in "C"	14.6	NV	749	3599								
Prod Casing Fluid	NV	16.6	NV	8911	MW Calculate with $EMW=(leak\ off\ pressure/(0.052*TVD))+MW$							
Inter Casing Fluid	NV	10.8	NV	8054	Dgas=0,7062 kg/m ³ 0,0007062 g/cm ³ ∇Pgas(psi/ft) 0.31							
Surface Casing Fluid	NV	10.6	NV	3599	Gradient (psi/ft) = 0.052* Df (ppg)= 0.433*SG							
Conductor Fluid	NV	10.6	NV	1198	Water SG=01 ∇Pw(psi/ft): 0.43							
Packer Fluid	NV	9.8	NV	7804								
NOTE - CHECK & CONFIRM TUBING DETAILS ARE CORRECT												
Item	Nom OD (ins)	ID (ins)	Weight (lb/ft)	Grade	Depth (TVD-ft)	TOC 1,2 (TVD-ft)	MG (psi/ft)	FG (psi/ft)	Burst (psi)	Collapse (psi)	Depth for FBG	
Prod tubing to Upper GLM					0		0.306				0	
Prod tubing to Packer	4.5	3.96	12.6	L80	7804	0	0.51		8430	7500	0	
Prod casing to Shoe	7	6.18	29	N80	8911	7726	0.86	0.97	8160	7030	8911	
Intermediate casing	9.625	8.76	43.5	N80	8054	0	0.56	0.85	6330	3810	8054	
Surface casing	13.375	12.62	54.5	K55	3599	0	0.55	0.76	2730	1130	3599	
Conductor	20	18.75	129.33	X56	1198	0	0.55		3060	1450	1198	
Item	Nom OD (m)	ID (m)	Weight (kg/m)	Grade	Depth (TVD-m)	TOC 1,2 (TVD-m)	MG (s.g.)	FG (s.g.)	Burst (bar)	Collapse (bar)	Depth for FBG	
Prod tubing to Upper GLM					0		0.706				0	
Prod tubing to Packer	0.114	0.101	18.7	L80	2379	0	1.176		573	510	0	
Prod casing to Shoe	0.178	0.157	43.1	N80	2716	2355	1.991	2.231	555	478	2716	
Intermediate casing	0.244	0.222	64.7	N80	2455	0	1.296	1.967	431	259	2455	
Surface casing	0.340	0.320	81.1	K55	1097	0	1.272	1.751	186	77	1097	
Conductor	0.508	0.476	192.4	X56	365	0	1.272		208	99	365	
Annulus	50% bur Cg A (psi)	80% bur Cg B (psi)	75 colla % Tg (psi)	Collapse (psi)	Burst (psi)	FBD (psi)	Collapse (bar)	Burst (bar)	FBD (bar)	MAASP (psi) (bar)		
A	4080	5064	5625	3523	6803	NV	240	344	NV	3523	240	
B	3165	2184	5273	3170	2407	754	215	149	51	754	51	
C	1365	2448	2858	3336	2046	640	93	139	44	147	10	
API-90												

Note : A-Annulus MAASP restricted to 5000 psig due to Tubing Hanger Rating

Calculation schematic :

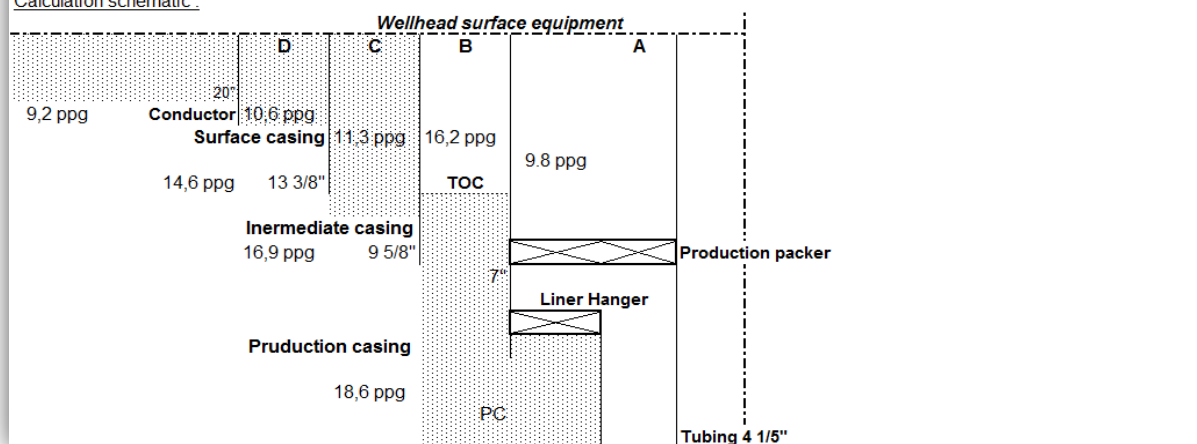


Figure III.4 : EXEMPLE DE MAASP CALCULASSIONS DE Puits EMK-62

N.B : dans le puits EMK-62 la pression ne doit pas dépasser 3523 psi dans l’annulaire A mais il doit être inférieur de 754 psi dans l’annulaire B et dans l’annulaire C, MAASP =147 psi.

Schéma de complétion de ce puits dans L’ANNEXE D.

9.4 Calcul de MAASP puits injecteur d'eau

Colour Key:											
Well	EMN-07										
Fill in the Well Name & TVD Details Only											
Confirm Data											
Formation strength	EMW (ppg)	MW(ppg)	LOP(psi)	TVD(ft)	Notes						
Formation strength in "A"	18.6	NV	1624	7809	For the formation strength is an equivalent Mud Weight(ppg)						
Formation strength in "B"	16.9	NV	737	3545	Typical leak off pressure:1040 psi for Casing shoe: 5000ft with MW:12 ppg						
Formation strength in "C"	14.6	NV	260	1249							
Prod Casing Fluid	NV	16.2	NV	7809	EMW Calculate with $EMW=(leak\ off\ pressure/(0.052*TVD))+MW$						
Inter Casing Fluid	NV	11.3	NV	3545							
Surface Casing Fluid	NV	10.6	NV	1249	Dw=0,9361 kg/m3	0,0009361 g/cm3	∇Pw(psi/ft)	0.41			
Conductor Fluid	NV	10.6	NV	0	Gradient (psi/ft) = 0,052* Df (ppg)= 0,433*SG						
Packer Fluid	NV	8.5	NV	9055	Water SG=01	∇Pw(psi/ft):	0.43				
NOTE - CHECK & CONFIRM TUBING DETAILS ARE CORRECT											
Item	Nom OD (ins)	ID (ins)	Weight (lb/ft)	Grade	Depth (TVD-ft)	TOC 1,2 (TVD-ft)	MG (psi/ft)	FG (psi/ft)	Burst (psi)	Collapse (psi)	Depth for FBG
Prod tubing to Upper GLM	4.5				0		0.41				0
Prod tubing to Packer	4.5	3.96	12.6	L80	7652	0	0.44		8430	7500	0
Prod casing to Shoe	7	6.18	29	N80	9055	7493	0.84	0.97	8160	7030	9055
Intermediate casing	9.625	8.78	43.5	N80	7809	0	0.59	0.88	6330	3810	7809
Surface casing	13.375	12.62	54.5	K55	3545	0	0.55	0.76	2730	1130	3545
Conductor	20	18.73	133	K55	1249	0	0.55		3060	1500	1249
Item	Nom OD (m)	ID (m)	Weight (kg/m)	Grade	Depth (TVD-m)	TOC 1,2 (TVD-m)	MG (s.g.)	FG (s.g.)	Burst (bar)	Collapse (bar)	Depth for FBG
Prod tubing to Upper GLM	0.114	0.000	0.0	0	0		0.936		0	0	0
Prod tubing to Packer	0.114	0.101	18.7	L80	2332	0	1.020		573	510	0
Prod casing to Shoe	0.178	0.157	43.1	N80	2760	2284	1.943	2.816	555	478	2760
Intermediate casing	0.244	0.223	64.7	N80	2380	0	1.355	2.558	431	259	2380
Surface casing	0.340	0.320	81.1	K55	1081	0	1.272	2.210	186	77	1081
Conductor	0.508	0.476	197.9	K55	381	0	1.272		208	102	381
Annulus	50% bur Cg A (psi)	80% bur Cg B (psi)	75 colla % Tg (psi)	Collapse (psi)	Burst (psi)	FBD (psi)	Collapse (bar)	Burst (bar)	FBD (bar)	MAASP (psi) (bar)	
A	4080	5064	5625	4118	7326	NV	278	344	NV	4118	280
B	3165	2184	5273	3940	2664	877	215	149	60	877	60
C	1365	2448	2858	3251	1923	548	93	131	37	147	10
API-90											
Note : A-Annulus MAASP restricted to 5000 psig due to Tubing Hanger Rating											
Calculation schematic :											

The diagram illustrates the well completion schematic for well EMN-07. It shows a vertical wellbore with various casing and tubing sections. From top to bottom, the sections are: Conductor (20" OD, 18.73" ID, 133 lb/ft weight, 1249 ft depth), Surface casing (13.375" OD, 12.62" ID, 54.5 lb/ft weight, 3545 ft depth), Intermediate casing (9.625" OD, 8.78" ID, 43.5 lb/ft weight, 7809 ft depth), and Production casing (7" OD, 6.18" ID, 29 lb/ft weight, 9055 ft depth). The production casing is equipped with a production packer at 2227.86m and a liner hanger at 2283.92m. The wellhead surface equipment is located at the top. The diagram also indicates the depth of the packer (2227.86m) and the liner hanger (2283.92m). The wellbore is filled with fluid of different weights (ppg) in different sections: 9.2 ppg for the conductor, 10.6 ppg for the surface casing, 11.3 ppg for the intermediate casing, and 16.2 ppg for the production casing. The wellbore is completed with 4 1/5" tubing. The diagram also shows the depth of the packer (2227.86m) and the liner hanger (2283.92m). The wellbore is completed with 4 1/5" tubing. The diagram also shows the depth of the packer (2227.86m) and the liner hanger (2283.92m). The wellbore is completed with 4 1/5" tubing.

Figure III.5 : EXEMPLE DE MAASP CALCULASSIONS DE Puits EMN-07

N.B : MAASP de le puits EMN-07 dans l’annulaire A= 4118 psi , dans l’annulaire B MAASP = 877 psi et dans l’annulaire C MAASP =147 psi.

Schéma de complétion de ce puits dans L’ANNEXE E.

10. Etude de cas du puits EME-13

Une étude d'un point de fuite a été réalisée dans le champ d'El Merk en Algérie pour le puits EME-13 avec l'objectif de [7] :

- Diagnostiquer la source de pression dans l'annulaire A du puits EME-13.
- Localiser les fuites dans la barrière primaire.

10.1 Description de puits EME-13

EME-13 est un puits producteur de condensat (Schéma de complétion de ce puits dans L'ANNEXE B) à une string-complétion avec un tubing de 4 ½ ".

Une étude sur la pression annulaire a été effectuée en mars 2016 a rapporté que la pression s'accumule de 2000 psi à 3300 psi en 25 minutes dans l'annulaire A lorsque la pression de la chaîne de production a été maintenue à 4000 psi [7] .

10.2 Intervention sur puits EME-13

Une étude sur le diagnostic du bien-être a été recommandée et une autre sur le point de fuite a été effectuée.

Division EP a demandée l'exécution de l'outil ultrasonique (Archer Leak Point Ultrasonic Tool) [8], voir la figure (III.6).

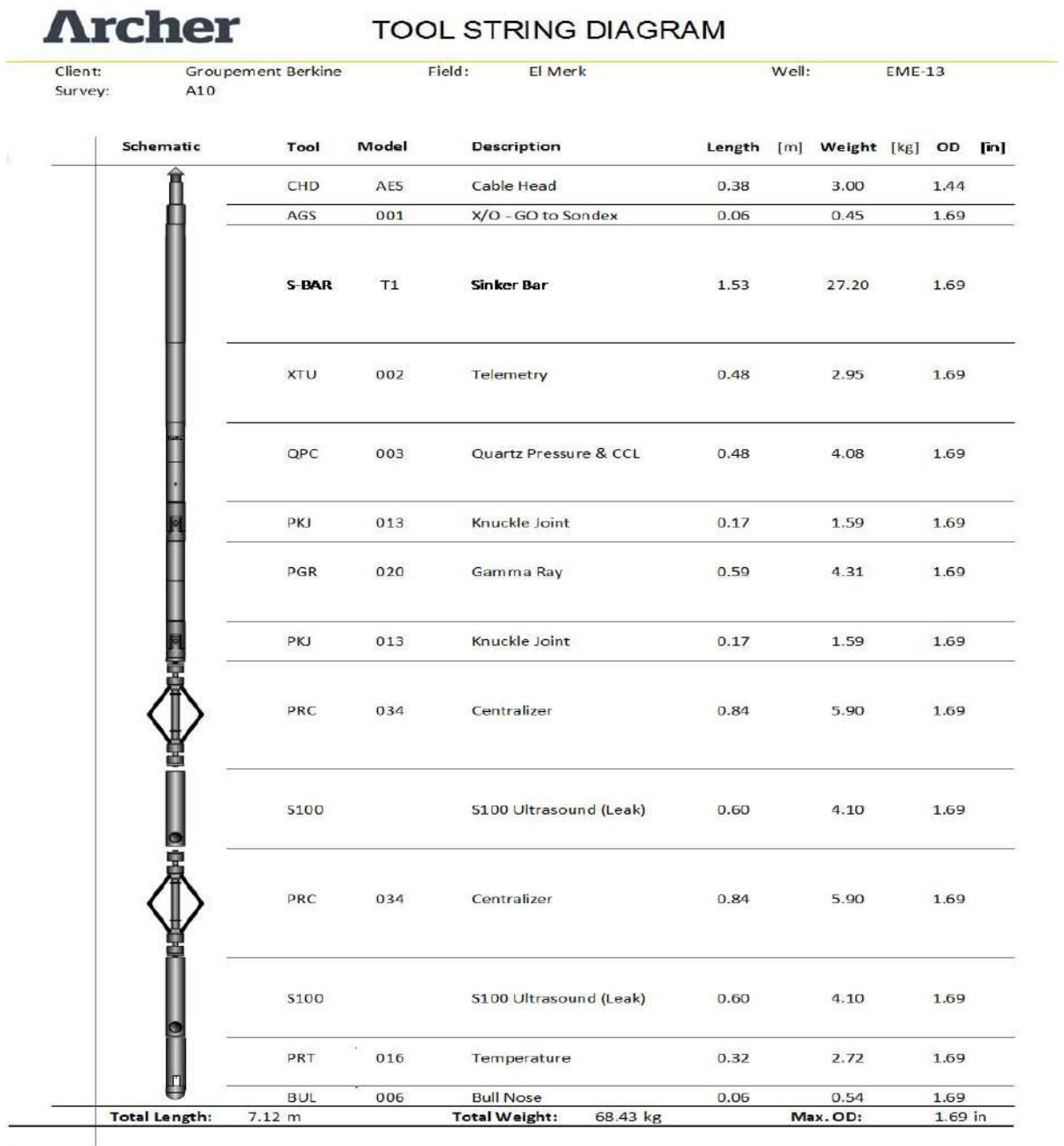


Figure III.6 : L'OUTIL ULTRASONIQUE (ARCHER LEAK POINT ULTRASONICTOOL)

Cet outil le travail avec la Câble électrique (Wire line) sur EME-13 pour diagnostiquer et déterminer la source de pression qui s'accumule dans l'annulaire A.

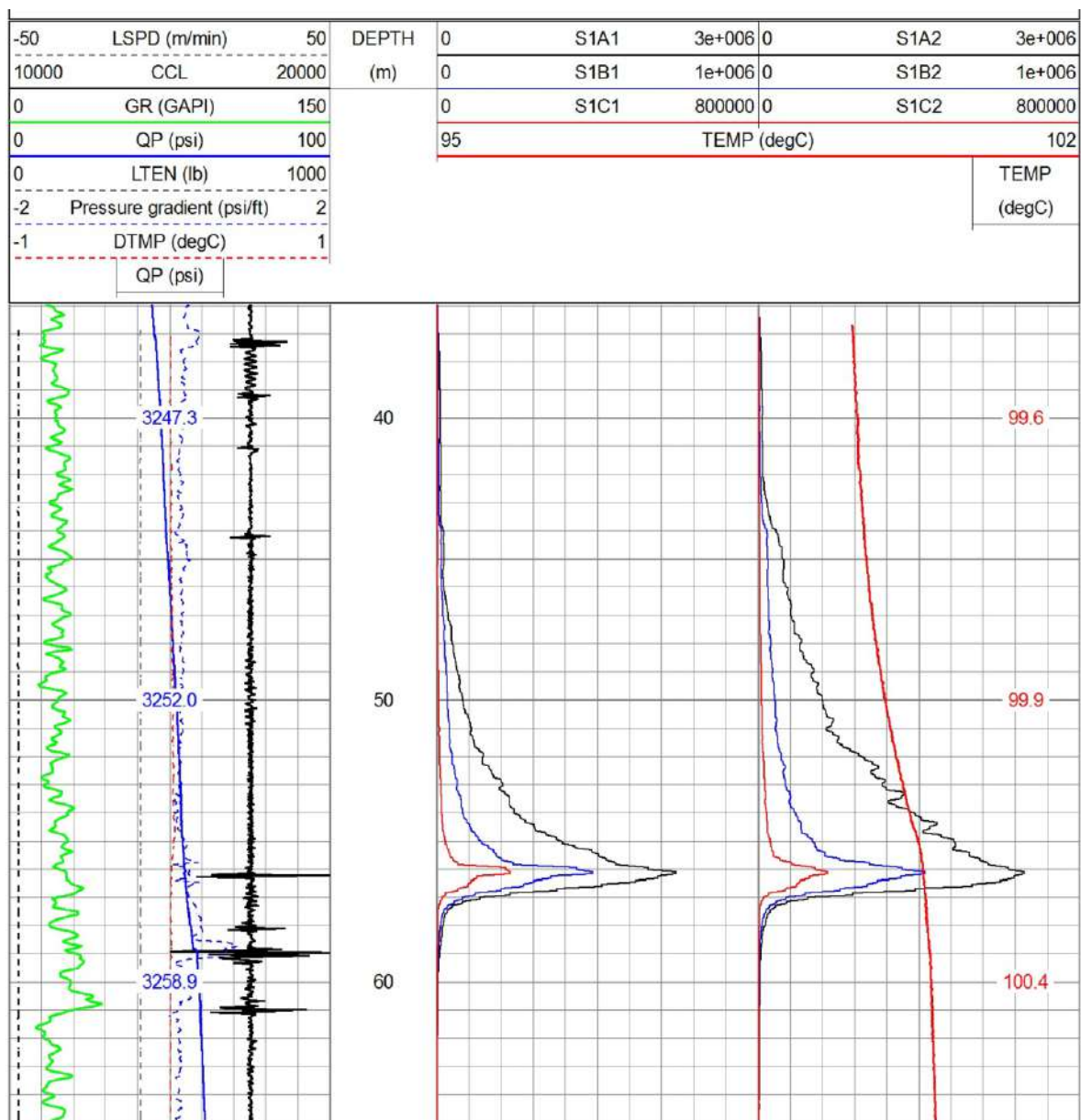
La procédure de journalisation nécessitera l'établissement et le maintien d'une pression différentielle sur la fuite sous étude.

La procédure de journalisation est de nature dynamique et peut être modifiée en fonction des données observées.

Toutes les profondeurs sont mesurées en mètres référencée .Le CCL est attaché au sommet de la profondeur de packer à 2241,71 m [8].

10.3 Les données de l'outil ultrasonique

La vérification du site de fuite a été effectuée en enregistrant les niveaux d'énergie acoustique en mode stationnaire tout en saignant signaux l'annulaire A. Une augmentation de l'énergie acoustique a été observée lorsque la fuite était active [7], voir la figure (III.7 et III.8).



. Figure III.7 : LES DONNEES DE L'OUTIL ULTRASONIQUE

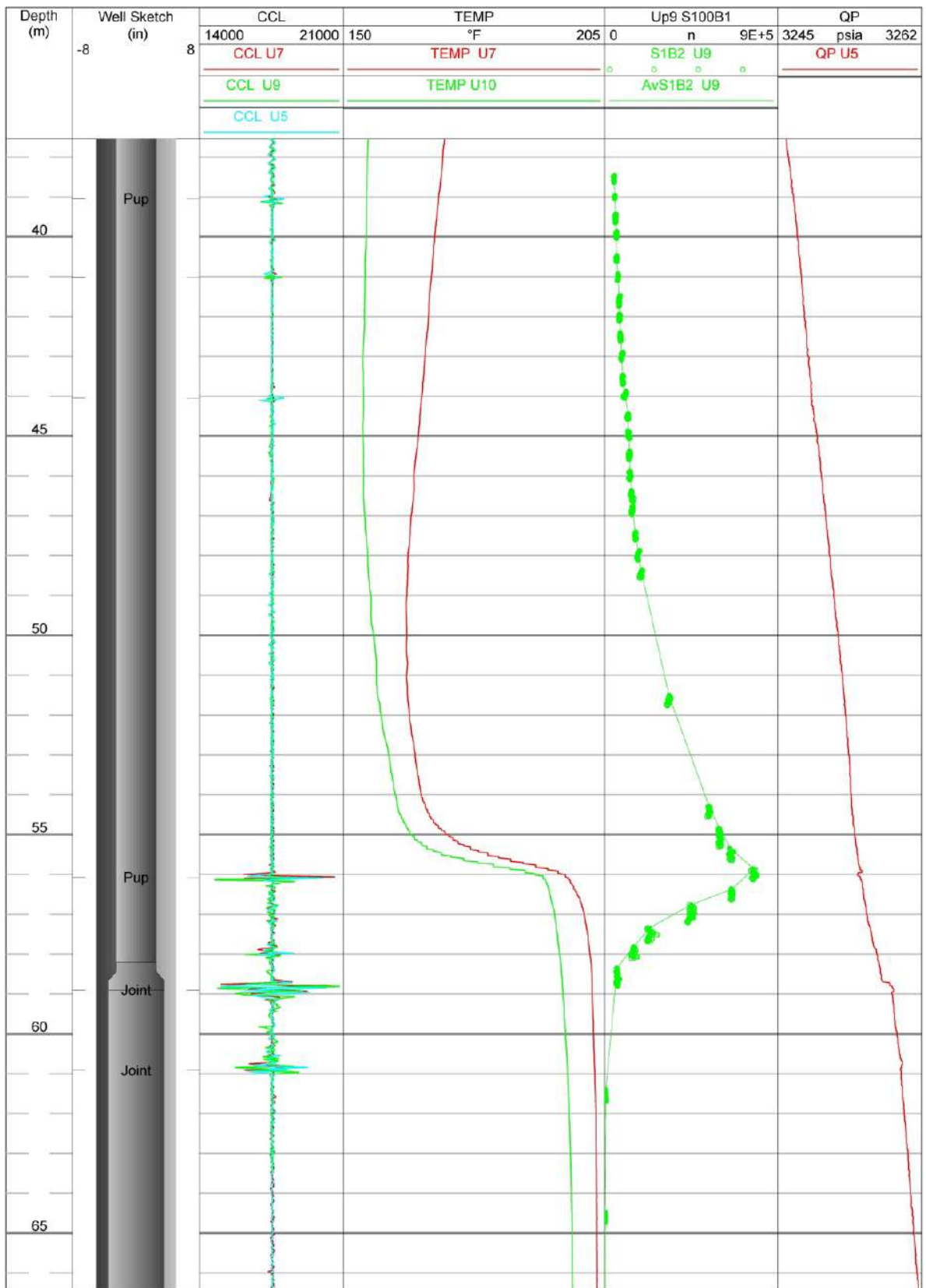


Figure III.8 : LES DONNEES DE L'OUTIL ULTRASONIQUE

Les données de l'outil ultrasonique est déterminer Le chemin de fuite a été identifié à 56,1 m sur le raccordement du pup-joint.

Les signaux acoustiques lors des acquisitions dynamiques et stationnaires ainsi que les profils de température et de pression montrent clairement la communication entre le tubing et l'annulaire A.

10.4 Réparation de puits

L'augmentation de pression annulaire correspond à une communication tubing/casing, qui nécessite des surveiller régulièrement, préparer et neutraliser ce puits EME-13 à but de changement la complétion du puits par une appareille (Work over).

Cette cas démonter l'importance des calculs préventive de la pression maximale admissible de l'annulaire à la surface [7].

Conclusion
Générale

Conclusion générale

A la fin de notre travail on conclut que l'objectif de l'intégrité des puits est d'établir les règles opératoires pour la manipulation et procédure de gestion de l'intégrité de puits des annulaires sur tous les puits Groupement Berkine (champ EL MERK).

Ce travail décrit les exigences de surveillance, les directives de gestion et certaines procédures de réponse afin de garantir un niveau adéquat d'intégrité du bien-être en tout temps dans tous les puits (producteurs, injecteurs et puits producteurs d'eau) opéré par Groupement Berkine.

Actuellement le calcul dans ce travail est réalisé sur quatre différents types des puits sur le champ d'El Merk, (deux puits producteur l'un huile et l'autre gaz et deux puits injecteur d'eau et l'autre gaz) pour bien établir ces données.

L'intégrité sur le puits EME-13 montre qu'il a exposé à une augmentation de pression annulaire qui correspond à une communication tubing/casing par une fuite. L'étude sur la pression annulaire a rapporté que la pression s'accumule de 2000 psi à 3300 psi en 25 minutes. Donc il est nécessité des surveiller par (Work over) pour changer la complétion du puits.

Le processus de suivi de routine recueille les données de base requises pour une identification, un diagnostic et une formulation réussies de toute action en cas de communication entre annulaire de puits. Le personnel nommé doit effectuer la collecte de données comme spécifié, sans compromis, en utilisant les formulaires de déclaration fournis.

Annexes

LIMITES DE PRESSION OPERATIONNELLES

Type des puits	'A' Annulaire (bar)			'B' Annulaire (bar)			'C' Annulaire (bar)			Reference de puits
	MAASP ⁽¹⁾⁽²⁾	MOAP	Limite théorique de pression maximale	MAASP ⁽¹⁾	MOAP	Limite théorique de pression maximale	MAASP ⁽³⁾	Limite de pression minimale	Limite théorique de pression maximale	
Production de Gaz	200	10	207	40	5	57	NA	NA	17	EME-23
Production d'huile ⁽²⁾	200	10	207	40	5	43	NA	NA	11	EMN-01
Injection de Gaz	200	10	207	40	5	61	NA	NA	11	EMK-62
Injection d'eau	200	10	207	40	5	45	NA	NA	12	EMN-12
Source d'eau	50	10	52	10	3	12	NA	NA	NA	EME-101

Remarque:

- 1) Les MAASP théoriques les plus bas sont dérivés du test de pression pour packer / annulaire lors de complétion de l'annulaire "A" et pour du breakdown de la formation pour l'annulaire "B".
- 2) Si l'on utilise gaz de lift, le MAASP pour ces puits devrait être la pression d'injection gaz de lift (max. 4500 psi).
- 3) L'annulaire "C" est cimenté pour la surface et le fermer. Aucun contrôle régulier ne doit être effectué.

Depth m	String	Description	O.D. ins	I.D. ins	Drift ins	Length m
		Rig Floor - Tie-down Bolts Elevation				9.23
9.23		ABB MultiBowl 4.1/2" NV Box x 4.875" Stub Acme (Top) - HA-	9.000	3.900	3.833	1.60
		Tubing Compression	4.500	3.958	3.833	0.00
31.83		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Tubing x 2 Joints	4.500	3.958	3.833	22.60
						0.00
33.67		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.920	3.980	3.833	1.84
35.40		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.920	3.985	3.833	1.73
36.90		4.1/2" Halliburton TRSSSV - Assy No HA-1493	5.960	3.813	3.813	1.50
38.63		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.920	3.975	3.833	1.73
40.48		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.920	3.970	3.833	1.85
46.05		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint x 2	4.920	3.970	3.833	5.57
56.40		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Tubing	4.500	3.955	3.833	10.35
58.18		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.78
59.96		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.78
60.50		4.1/2" NV Box x 5" NV Pin Crossover - Assy No HA-1605	5.630	3.990	3.833	0.54
62.51		5" 18 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	5.610	4.270	3.833	2.01
2192.86		5" 18 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Tubing 181 Joints	5.587	4.276	4.151	2130.15
2194.73		5" 18 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	5.587	4.270	4.151	2.07
2194.93		4.1/2" NV Pin x 5" NV Box Crossover - Assy No HA-1603	5.630	3.900	3.833	0.20
2196.71		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.920	3.955	3.833	1.78
2209.14		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 6	4.500	3.958	3.833	12.43
2221.57		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 5	4.500	3.958	3.833	12.43
2223.48		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.915	3.980	3.833	1.91
2225.24		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.920	3.985	3.833	1.76
2225.62		4.1/2" x 3.813" 'R' Nipple - Assy No HA-1491	4.905	3.818	3.813	0.38
2227.38		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.920	3.975	3.833	1.76
2229.27		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.910	3.980	3.833	1.89
2253.75		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Joint x 2	4.500	3.958	3.833	24.48
2255.43		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.915	3.962	3.833	1.68
2257.19		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.913	3.967	3.833	1.76
2257.76		Ratch Latch Seal - Assy No HA-1600	5.120	3.940	3.833	0.57
2259.57		Halliburton 'MHR' Permanent Packer - Assy No HA-1478	5.880	3.875	3.833	1.81
2260.56		5" New Vam Millout Extension	5.035	4.305	3.833	0.99
2260.85		5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	5.610	3.940	3.833	0.29
2262.58		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.920	3.963	3.833	1.73
2263.85		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.900	3.965	3.833	1.27
2276.10		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 3	4.500	3.958	3.833	12.25
2288.34		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 2	4.500	3.958	3.833	12.24
2290.23		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.910	3.973	3.833	1.89
2291.96		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.912	3.965	3.833	1.73
2292.33		4.1/2" x 3.813" 'R' Nipple - Assy No HA-1475	4.915	3.813	3.813	0.37
2294.06		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.915	3.964	3.833	1.73
2295.94		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.910	3.970	3.833	1.88
2308.19		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 1	4.500	3.958	3.833	12.25
2310.09		4.1/2" 12.6 lb/ft 13 Cr L-80 New Vam Pup Joint	4.915	3.980	3.833	1.90
2311.82		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.915	3.985	3.833	1.73
2313.85		4.1/2" Tie Back Seal Assy (seals) Assy No HA-1481	5.615	3.955	3.833	2.03
		Top of 4.1/2" Liner - 2,310.88m Drillers Depth				
		7" Casing Shoe at 2560.50 m Drillers Depth				
		1.8m 13 Cr Pup c/w Radio Active Pip Tag @ 2572.58m				
		CIBP at 3364.5m				
		Perfs: 3,375.0 - 3,386.0 m AIT; 3.1/8", 6 SPF; 60 deg. Scalloped 18-Aug-12				
		Perfs: 3,395.0 - 3,398.5 m AIT. 3.1/8", 6 SPF; 60 deg. Scalloped 5-Jan-07				
		Perfs: 3,398.5 - 3,404.5 m AIT. 3.1/8", 6 SPF; 60 deg. Scalloped 4-Jan-07				
		Perfs: 3,408.0 - 3,416.0 m AIT. 3.1/8", 6 SPF; 60 deg. Scalloped 6-Sep-06				
		Landing Collar at 3588.59 m (Drillers Depth)				
		T.D. 3615 m (Drillers Depth)				
						Volumes Tubing 115 bbls Liner 54.1 bbls (top perfs)
						EME-13 Schematic Post Work Over '07 5" Gas Producer Updated 16-Sep-12 MVG

TYPE DE SCHEMA DE LA COMPLETION EME-13 PRODUCTEUR DE GAZ

Reference Log Depth (m USIT)	Depth m	String	Description	O.D. ins	I.D. ins	Drift ins	Length m
	8.55		Rig Floor - Tie Down Bolts Elevation				8.55
	9.26						0.71
	11.11		Vetco Tubing Hanger 4.1/2" New Vam Box x 4.875" Stub Acme (To	11.000	4.000	3.833	1.85
	24.04		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint #	4.500	3.958	3.833	12.93
	37.54		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint #	4.500	3.958	3.833	13.50
			Note: 2 x cross coupling protectors & 3 x mid joint protectors run				
	39.43		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.975	3.833	1.89
	41.15		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.895	3.960	3.833	1.72
S/L Depth m RT	43.30		4.1/2" TUSME SCSSV ('BR' Profile) Assy No HA 1396	6.000	3.600	3.613	2.15
	45.02		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.890	3.950	3.833	1.72
	46.91		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.970	3.833	1.89
	57.75		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint "220"	4.500	3.958	3.833	10.84
	67.20		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Short Joint # 300	4.500	3.958	3.833	9.45
	2214.04		4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 162 Tubing Joints.	4.500	3.958	3.833	2146.84
	2227.68		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 10	4.500	3.958	3.833	13.64
	2241.32		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 9	4.500	3.958	3.833	13.64
	2243.21		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.905	3.955	3.833	1.89
	2244.94		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.882	3.938	3.833	1.73
	2247.17		SMOR-1A Gas Lift Mandrel Assy No HA 1438 (PSI Model)	5.980	3.848	3.833	2.23
	2248.90		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.873	3.947	3.833	1.73
	2250.79		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.922	3.946	3.833	1.89
	2264.44		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 8	4.500	3.958	3.833	13.65
	2278.09		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 7	4.500	3.958	3.833	13.65
	2279.98		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.910	3.930	3.833	1.89
	2281.70		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.910	3.954	3.833	1.72
	2283.93		SMOR-1A Gas Lift Mandrel Assy No HA 1394 (PSI Model)	6.000	3.854	3.833	2.23
	2285.65		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.910	3.950	3.833	1.72
	2287.54		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.945	3.833	1.89
	2314.69		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints # 5 & 6	4.500	3.958	3.833	27.15
	2316.59		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.890	3.945	3.833	1.90
	2318.33		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.880	3.955	3.833	1.74
S/L Depth 2317m RT	2318.70		4.1/2" x 3.813" R Nipple Assy No HA 1430	4.900	3.813	3.813	0.37
	2320.44		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.880	3.955	3.833	1.74
	2322.34		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.890	3.945	3.833	1.90
	2335.86		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 4	4.500	3.958	3.833	13.52
	2337.75		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.880	3.960	3.833	1.89
	2339.49		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.885	3.950	3.833	1.74
	2340.06		Halliburton Ratch Latch Seal Unit	5.490	3.890	3.855	0.57
	2341.88		Halliburton 'MHR' Permanent Packer Assy No HA 1415	5.840	3.900	3.845	1.82
	2342.87		5" New Vam Millout Extension	5.000	4.410	4.295	0.99
	2343.18		5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	5.620	3.963	3.845	0.31
	2344.92		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.885	3.950	3.833	1.74
	2346.81		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.880	3.960	3.833	1.89
	2360.45		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 3	4.500	3.958	3.833	13.64
	2374.12		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 2	4.500	3.958	3.833	13.67
	2376.01		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.885	3.950	3.833	1.89
	2377.73		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.890	3.955	3.833	1.72
S/L Depth 2377.5m RT	2378.10		4.1/2" x 3.813" R Nipple Assy No HA 1418	4.900	3.813	3.813	0.37
	2379.84		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.890	3.955	3.833	1.74
	2381.73		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.885	3.950	3.833	1.89
	2395.37		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 1	4.500	3.958	3.833	13.64
	2397.26		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.910	3.940	3.833	1.89
	2398.98		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.895	3.942	3.833	1.72
	2401.03		4.1/2" Tie Back Seal Assy (Uni Directional seals) No HA 1345	5.752	3.950	3.833	2.05
			Top of 4.1/2" Liner - 2401m (Drillers Depth)				
			Bottom of tie back - 0.75m inside PBR				
			7" Casing Shoe at 2770m Drillers Depth				
			Radio Active Pip Tag @ m				
			1.8m Chrome Pup @ m				
			Perfs: TAGI-U3, 2857.0m - 2865.0m AIT, HESP 3 1/8" Guns, 6 SPF @60 Deg Phasing.				
			Perfs: TAGI-U1-M1c, 2874.5m - 2885.0m AIT, HESP 3 1/8" Guns, 6 SPF @60 Deg Phas				
			Perfs: TAGI-U1 / M1 2885.0m - 2897.0m AIT, Baker Atlas 3 1/8" Predator XP Gun, 6 SPF, @ 60° Phas (13-11-09)				
			DIPS Assy # HA 1446 @ 2973.14m				
			Landing Collar at 3025.03m (Drillers Depth)				
			T.D. 3052m (Drillers Depth)				
S/L Depth 3021m RT							

Volumes
Tubing 120 bbls
Liner 32.6bbls

EMN-07

TYPE DE SCHEMA DE LA COMPLETION EMN-07 INJECTEUR D'EAU

Bibliographie

- [1] : Document de **Groupement BERKINE**, EL Merk, 2016.
- [2] : Document d'**IFP Training**, 2013.
- [3] : Document de Groupement Berkine PSA-2003-099, **Annulus Management Document**.
December 2003
- [4] : Document de **procédure de gestion de l'intégrité de puits association GTFT**
(sonatrach-total-repsol), octobre 2016
- [5]: **Well Integrity Management** in El-Merk Rev 2.2014.
- [6] : Document d'**Intervention dans le puits OMN-42**, champs Hassi Messaoud, 2015.
- [7] : Document **Leak Point/10 Report** , EL Merk november 2016.
- [8] : Document **EME-13 Archer Leak Point Ultrasonic Log**, EL Merk november 2016.

Résume :

L'objectif de ce mémoire est d'établir les politiques et les principales directives d'exploitation pour la surveillance et la gestion des annulaires sur tous les puits (El Merk).

Ce travail exige que les pressions annulaires soient maintenues dans l'enveloppe de pression fonctionnement minimale et maximale. Les méthodes pour les calculs théoriques de limite de pression maximale sont discutées. Les limites de pression maximale de surface autorisée (MAASP) et la pression annulaire minimale de fonctionnement (MOAP) sont définies pour chaque annulaire.

Ce travail est destiné aux méthodes générales de conduite des puits de pétrole et surveillé depuis le début du forage jusqu'à la phase de production et la maintenance et la surveillance des puits afin de rester intacts et en bon état et ont donc une production élevée et facile sans problèmes. Il vise également à éviter la notification et les accidents qui résultent d'une négligence, comme cela est arrivé à plusieurs puits de pétrole dans notre pays et dans le monde.

Mot de clé : Intégrité, complétion, Annulaire, Casing, Tubing.

Abstract:

The objective of this thesis is to establish the policies and key operating guidelines for monitoring and managing the annuli on all el merk wells.

This work requires that the annulus pressures are maintained within the minimum and maximum operating pressure envelop. The methods for theoretical maximum pressure limit calculations are discussed. Maximum Allowable Surface Pressure Limits (MAASP) and Minimum Operating Annular Pressure (MOAP) limits are defined for each annulus.

This work is aimed at the general methods of conducting oil wells and is monitored from the beginning of drilling to the production phase and the maintenance and monitoring of the wells in order to remain intact and in good condition and therefore have high production and Easy without problems. It also aims to avoid notification and accidents resulting from negligence, as happened to several oil wells in our country and in the world.

Keywords: Integrity, Completion, Annular, Casing, Tubing.

المخلص:

الهدف من هذه المذكرة هو وضع السياسات والمبادئ الرئيسية التوجيهية لرصد وإدارة الفراغ الحلقي لجميع آبار 'المرك'. يتطلب هذا العمل الحفاظ على الضغوط الحلوية ضمن الحد الأدنى والحد الأقصى لضغط الغلاف التجوي في للبئر. وتناقش أساليب الحساب النظري للحد الأقصى للضغط. وتحدد الحدود القصوى المسموح بها للضغط على السطح (MAASP) والحد الأدنى للضغط الحلقي (MOAP) المعروف ضمن لكل حلقة.

ويتضمن كذلك طريقة حساب الضغط الأقصى في البئر و في الغلاف التجوي في للبئر و أخذنا أمثلة لحساب الضغط الأقصى في أنواع من الآبار في حقل المرك و تطرقنا فيه كذلك عن دراسة حالة بئر قد حصل له تسرب لضغط وكيفية معرفة مكان التسرب و الحل المناسب له.

حيث يهدف هذا العمل لطرق تسيير الآبار النفطية و مراقبتها من بداية الحفر حتى مرحلة الإنتاج و صيانتها و رصدها في هذه المرحلة لكي تبقى الآبار سليمة و بحالة جيدة و بالتالي يكون الإنتاج مرتفع و سهل بدون مشاكل. و يهدف لذلك إلى تفادي الأخطار و الحوادث التي تنجم عن الإهمال كما حصل لكثير من الآبار النفطية في بلادنا و في العالم.
الكلمات المفتاحية: سلامة، تكملة، الفراغ، الغلاف، الأنبوب.