

N° Série:/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables, des Sciences de la Terre et de l'Univers.

Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: **Forage**

Présenté Par :

Slimani Yahia

Chalal Mohammed

Rouidi Oussama

-THEME-

**Etude et analyse de l'intégrité des puits dans le
champ de Haoued Berkaoui cas de puits
BKHE2**

Soutenue le : 14/06/2021 devant la commission d'examen

Jury:

Président: Daoui Hafsa

Encadreur: Mecibah Ilyes

Examineur: Touahri Abdeldjabar

2020/2021

Remerciements,

On premier lieu , nous tenons à remercier Dieu Tout-Puissant qui nous a donné le courage et la patience de faire ce travail humble.

*Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à notre Encadreur **Mesibah Ilyas** pour sa patience, et surtout , sa confiance et sa gentillesse.*

Nous remercions également tous les membres du jury qui a accepté de juger ce modeste travail.

Nous tenons à remercier tous le personelles qui nous à aidés et faciliter les choses et tout qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Merci, a tous les enseignants du département de Forage et MCP Université Ouargla pour touts les efforts fournis durant notre formations.

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 mon cher frère

A mes chers sœurs

A mon amis Oussama et sa famille



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 mon cher frère

A mes chers sœurs

A mon amis Yahia et sa famille



BOTANICAL BEAUTY



Dédicaces

*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.

A mes chers frères

A mes sœurs

A mes amis Yahia et Oussama



Sommaire

I-Liste des figures

II-Liste des tableaux

III-Liste des abréviations et symboles

IV-Introduction générale

Chapitre I: Présentation du champ Haoud Berkaoui

I.1. Introduction.....	02
I.2.Cadre géologique de la région de Haoud Berkaoui.....	02
I.3.Les champs de la Région.....	03
I.4.Les Réservoirs.....	04
I.5. Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui.....	05
I.6. Propriétés des fluides de Gisement.....	07
I.7. Les caractéristiques de gisement.....	07
I.8. Conclusion.....	07

Chapitre II: Généralité sur l'intégrité des puits

II.1.Introduction.....	09
II.2.Types et architecture d'un puits.....	09
II.3.Cycle de vie d'un puits.....	11
II.4.Notions fondamentale de l'intégrité de puits.....	11
II.4.1.Définition de l'intégrité de puits.....	11
II.4.2.Eléments de barrière de puits.....	12
II.4.3.Schéma de barrière de puits.....	13
II.4.4.Critères d'acceptation des éléments de barrières d'un puits.....	16
II.4.5.Test, vérification et surveillance des éléments barrières de puits.....	18
II.4.5.1.Logging des puits.....	18
II.4.6.Investigation de fond du puits.....	19
II.5.Perte de l'intégrité de puits.....	19
II.5.2.Causes de perte de l'intégrité.....	20
II.6.Management de risque.....	21

II.6.1. Analyse et évaluation de risque (Risk Assasment).....	21
II.6.1.1. L'emplacement.....	21
II.6.1.2. Potentiel d'écoulement vers l'extérieur.....	22
II.6.1.3. Effluent du puits.....	22
II.6.1.4. Environnement externe.....	23
II.6.2. Techniques d'évaluation de risque pour l'intégrité de puits	24
II.7. Gestion de l'intégrité des puits.....	24
II.8. Politique et stratégie de l'intégrité de puits.....	26
II.8.1. Politique de l'intégrité de puits.....	26
II.8.2. Stratégie d'intégrité du puits.....	26
II.9. Gestion des annulaires.....	26
II.10. Sources de pression annulaire.....	27
II.10.1. Pression annulaire imposé par l'opérateur.....	27
II.10.2. Pression annulaire induite thermiquement.....	27
II.10.3. Pression annulaire soutenue.....	27
II.11. Prévention et élimination de la pression annulaire soutenues.....	29
II.11.1. Conception de puits et considérations opérationnelles.....	30
II.11.2. Opérations de pompage.....	30
II.11.3. Workover et Interventions conventionnelles	31
II.12. Conclusion.....	31

Chapitre III: Situation de l'intégrité des puits dans Haoud Berkaoui

III.1. Introduction.....	32
III.2. Aperçu général sur les installations de surface des puits BERKAOUI.....	32
III.2.1. Situation générale.....	32
III.2.2. Tête de puits et X-mas Tree.....	33
III.2.3. Vannes de sécurité de fond.....	34
III.2.4. Duse de production.....	34
III.2.5. Soupapes de sécurité PSV.....	34
III.2.6. Installation de surface.....	35
III.2.7 Ligne de torche et Bourbier.....	37
III.3. Monitoring des pressions annulaires.....	38
III.4. Espaces annulaires pressurisés des puits HBK.....	42

III.5. Actions sur puits	46
III.5.1.Actions Réalisées.....	46
III.5.2.Actions à Réaliser.....	47
III.6.Conclusion.....	47

Chapitre IV:Etude de cas Puits BKHE 2

IV.1.Introduction.....	48
IV.2.Historique du puits.....	49
IV.3.Résultats des analyses d'échantillons et thermométries de suivi.....	49
IV.4.Etat des cimentations des phases de forage.....	50
IV.5.Simulation des pressions des deux zones à risque.....	52
IV.6.déroulement des opérations de Work Over sur le puits	56
IV.7.Conclusion.....	58

V-Conclusion générale

VI-Références bibliographiques

VII-Annexes

VIII-Résumé

Liste des figures

Figure.I.1. Situation géographique de Haoud Berkaoui.....	02
Figure.I.2. Cadre géologique de Haoud Berkaoui.....	03
Figure. I.3. Section stratigraphique du trias argileux-gréseux du champ berkaoui.....	05
Figure. I.4. Colonne lithostratigraphique de Haoud Berkaoui.....	06
Figure.II.1. Schéma des colonnes de tubage dans le puits.....	09
Figure.II.2. Well barrier schematics GLA#07.....	14
Figure.II.3. Well barrier element acceptance criteria GLA#07.....	15
Figure.II.4. Schéma de barrière de puits en phase de production.....	24
Figure.II.5. Schéma de barrières en phase de forage.....	24
Figure.II.6. Diagramme de puits montrant les modes typiques de défaillance de Puits.....	27
Figure.II.7. Outils d'interventions conventionnelles.....	31
Figure.III.1. Configuration d'un puits Injecteur d'eau OKNI#62.....	32
Figure.III.2. Configuration d'un puits producteur d'huile gaz lift OKJ#32.....	32
Figure.III.3. OKN HA #01 Manque Boulons sur bride de la vanne latérale.....	33
Figure.III.4. BKP #02 .Tête de puits trop sale	33
Figure.III.5. Manque des Boulons du PSV sur un puits à huile OKN # 17.....	34
Figure.III.6. État de la soupape au niveau du puits à huile OKN # 461.....	34
Figure.III.7. Fuite sur la vanne de départ et d'isolation de la soupape du puits OKN #02.....	35
Figure.III.8. Manque 04 Boulons sur la vanne de départ et d'isolation de la soupape du puits OKS# 34.....	35
Figure.III.9. OKP.88:Clapet et vanne de garde au niveau du point de jonction au Réseau	36
Figure.III.10. BKHC# 01.Installation de surface d'un puits GLS.....	36
Figure.III.11. Manifold de collecte MFD OKN 54.....	37
Figure.III.12. Ligne de torche du puits OKS# 44.....	37
Figure.III.13. Ligne de torche du puits OKJ #101.....	37
Figure.III.14. Ligne de torche du puits OKN # 721.....	38
Figure.III.15. Graphique qui donne le nombre des espaces annulaires sans monitoring...	40
Figure.III.16. Classification des puits selon L'état de chaque puits.....	41
Figure.IV.1. Schéma de puits BKHE2 (Work Over).....	55
Figure.IV.2. Fiche-Technique de puits BKHE2 (ENAFOR10).....	57

Liste des tableaux

Tableau.I.1. Propriétés de gaz et d'huile de gisement de Haoud Berkaoui.....	07
Tableau.I.2. Propriétés de l'eau de gisement de Haoud Berkaoui.....	07
Tableau.I.3. Les caractéristiques pétro-physiques des niveaux producteurs.....	07
Tableau.III.1. Le nombre des espaces annulaires sans monitoring.....	39
Tableau.III.2. Nombre des puits de Région HBK.....	42
Tableau.III.3. Suivi des pressions du puits GLA 13.....	42
Tableau.III.4. Suivi des pressions des puits PPH champ HBK.....	43
Tableau.III.5. Suivi des pressions des puits PIE champ HBK.....	43
Tableau.III.6. Suivi des pressions des puits fermé champ HBK.....	43
Tableau.III.7. Suivi des pressions des puits PPH champ BKH.....	44
Tableau.III.8. Suivi des pressions des puits PPH et PIE fermé champ BKH.....	44
Tableau.III.9. Suivi des pressions des puits PIE champ GLA.....	45
Tableau.III.10. Suivi des pressions des puits PPH et PIE fermé champ GLA.....	45
Tableau.III.11. Suivi des pressions des puits PPH (BKHE-NHN-BKP).....	45
Tableau.III.12. Suivi des pressions des puits PPH GLC et GLS.....	46
Tableau.III.13. Suivi des pressions des puits Périphérie.....	46

Liste des abréviations

API	American Petroleum Institute
ARH	Autorité de Régulation des Hydrocarbures
Bbl/d	Barrel per day
BKHE	Benkahla Est
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
GOR	Gas Oil Ratio
GLC	Gas lift conventionnel
GLS	Gas lift simple
HBK	Haoud Berkaoui
ISO	International Organization for Standardization
LIB	Lead Impression Block (outil d'empreinte)
LOT	Leak Off Test
MAASP	Maximum Allowable Annular Surface Pressure
MAOP	Minimum Operating Annular Pressure
md	Milli darcy
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	Pression d'annulaire "A"
Pb	Burst pressure
PB	Pression d'annulaire "B"
Pc	Collapse pressure
Pcc	Pression interne maximale que l'équipement est conçu pour contenir

PIE Puits injecteur d'eau
PMIT Platform Multi finger Imaging Tool
PPE Puits producteur d'eau
PPH Puits producteur d'huile
Psi Pounds per Square Inches
PW La moindre pression de service de section de puits
RS Analyse et évaluation de risque (Risk Assasment)
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)
TAGI TriasArgilo-GréseuxInferieur
Tbg Tubing
TOC Top Of Cement
TVD True Vertical Depth
USIT Ultra Sonic Imaging Tool
VSF Vanne de sécuritède fond
WFM Well failure mode
WHP Well Head Pressure
WOC Water Oil Contact
X-mas Tree arbre de noel

Introduction générale

Ces dernières années l'entreprise nationale Sonatrach a basé sur l'intégrité des puits dans le but de protéger les puits (producteurs, injecteurs) et augmenter la durée de vie de production. Cette protection qui doit être accompagnée par une étude fiable et un programme bien visé et une application stricte, et cela pour atteindre les objectifs ciblés par l'entreprise.

Le gisement de Haoud Berkaoui a été mis en production en 1967. Après plus de 50 ans d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître : déplétion de réservoir, venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau, colmatage des abords des puits par la boue de forage, bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.

Pour définir les politiques et les stratégies de l'intégrité des puits, et la gestion des pressions annulaire dans le champ de Haoud Berkaoui nous avons utilisé de données assez importantes du puits BKHE2.

Notre travail est organisé en quatre chapitres :

le premier chapitre présente le cadre géologique de la région de Haoud Berkaoui, les caractéristiques de gisement et les propriétés des fluides.

Le deuxième chapitre est consacré aux notions fondamentales de l'intégrité de puits, perte de l'intégrité de puits, management de risque et la prévention et élimination de la pression annulaire soutenues, ainsi que les barrières de puits et les critères nécessaires pour accepter ces barrières.

Le troisième chapitre, détermine les installations de surface des puits de Haoued Berkaoui, et les situations de ces installations et les actions faites pour corriger le manque existant.

Dans le dernier chapitre on a expliqué les résultats des analyses d'échantillons et thermométries ; état des cimentations des phases de forage ; la simulation des pressions des deux zones à risque ; et le déroulement des opérations de Work Over sur le puits.

Chapitre I :
Présentation du
champ haoud berkaoui

I.1.Introduction

La région de champ Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale.

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien (Fig.I.1). Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du Sud-Est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt. [1]



Figure.I.1.Situation géographique de Haoud Berkaoui [2]

I.2.Cadre géologique de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

Le bassin de Haoud Berkaoui se caractérise par une configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-Est ou Sud-Ouest acquise au cours du Paléozoïque. Il est limité, au nord par la zone haute de Djamaâ – Touggourt, constituée de terrains d'âge Cambrien ; Au Nord-

Chapitre I : Présentation du champ haoud berkaoui

Ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb -El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Messaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438). (Figure I.2) Cette structure se trouve dans la partie la plus affaissement orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au nord-est. [1]

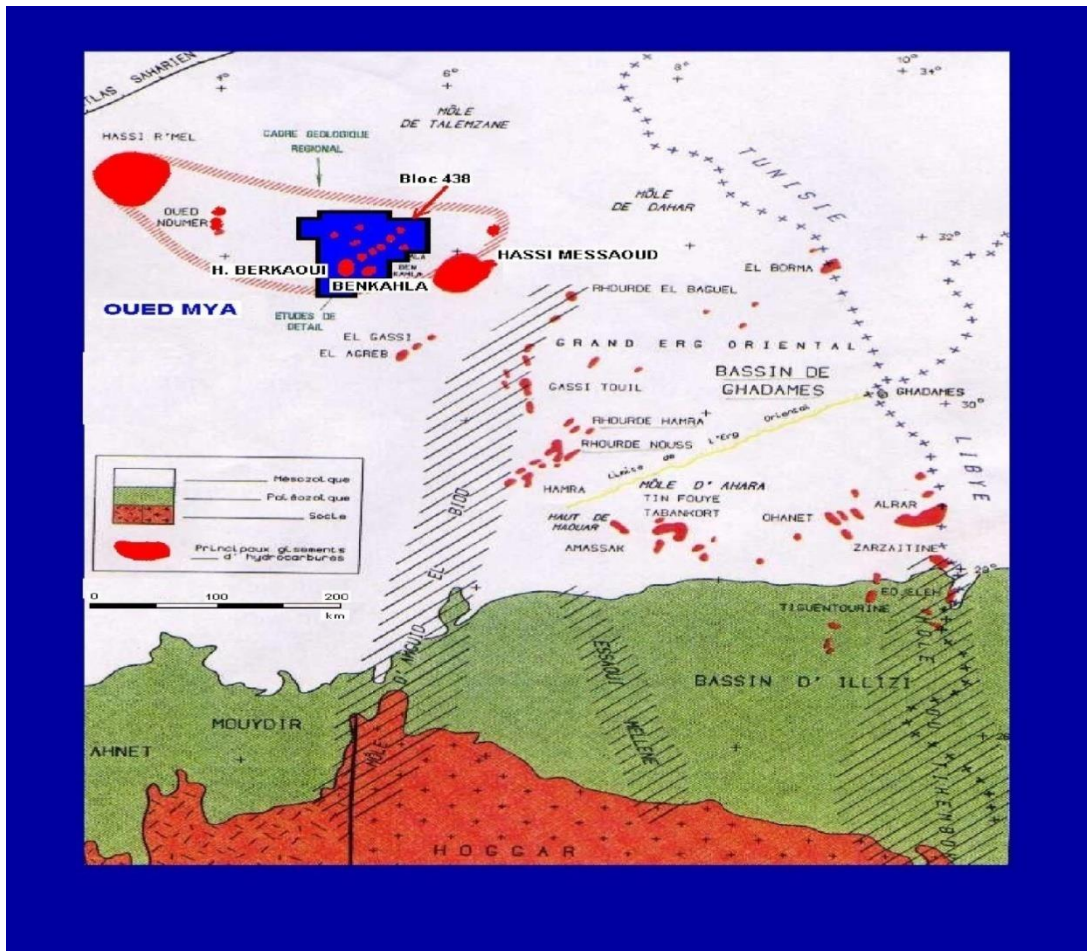


Figure.I.2.Cadre géologique de Haoud Berkaoui [1]

I.3.Les champs de la Région

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont :

Champ de Haoud Berkaoui (HBK) : Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer. Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont le réservoir connu estimé à 136,4 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant

que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones). [3]

Champ de Benkahla (BKH) : Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de mer. Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont le réserve reconnu est d'environ 86,8 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift. [3]

Champ de Guellala (GLA) : Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift. (AMZAL. B, 2009). [3]

Les champs périphériques : Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'GOOSSA (N'GS).
- DRAA TAMRA (DRT).
- MELLALA (MEL).
- HANIET EL BAIDA (HEB).
- KEF EL AGROUB (KG).
- GUELLALA NORD-EST (GLANE). [3]

I.4. Les Réservoirs

Les gisements de champs Haoud Berkaoui, se forme à la période Géologique (Trais) (la deuxième ère géologique Mésozoïque). Le top du trias argilo gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3380 m. La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 Km de long et de 15 Km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au-dessus du contact huile-eau . La fermeture structurale est de 300 m (Figure.I.3). [3]

Les réservoirs de champs Haoud –Berkaoui sont :

- **Trais Argilo-gréseuse 1 (T 1):** 3406 à 3431 m.

Cette formation représente séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement. [3]

- **Trais Argilo-gréseuse 2 (T2) :** 3431 à 3460 m.

Ce réservoir directement sus-jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais était généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits, Et les porosités varient de 2

Chapitre I : Présentation du champ haoud berkaoui

à 4 % avec des perméabilités moyennes de 0,1 à 34 md. Présentation du champ Haoud Berkaoui. [3]

➤ **La Série inférieure** : 3470 à 3519 m.

C'est le réservoir principal de la région, La série inférieure de trias argilo-gréseux, Elle est constituée de grés grossiers, de gré fin à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques. Dont les deux sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. [3]




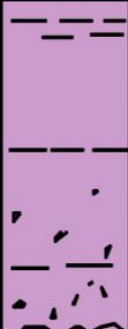

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altern.d'argile silteuse et de silts,passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal.de gres gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdâtre .Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
		GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Figure.I.3.Section stratigraphique du trias argileux-gréseux du champ berkaoui [4]

I.5.Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui

Age	Prof Moyenne	Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur	
TERTIAIRE	Mio-Pliocène	Mio-pliocene		Gres et Argiles	0 à 60 m	
	SENONIEN	S.Carbonaté		Calcaire dolomique	0 à 700 m	
		S.Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile		
		S.Salifere		sel massif		
CRETACE	SUP	752 Turonien Cenomanien		calcaire crayeux argile grise,anhydri. blche.dol.marnes		
	INF	976 Albien		Gres fin à moy.à intercal d'arg.brun-rou et sable gr.à la base	300 à 900 m	
		1426 Aptien		Dolomie et marne	10 à 30 m	
	UR	1445 Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie,calc et marne.	600 à 700 m	
		Neocomien		Grès fin à moyen ,passée d'argile et de lignite.		
	JURASSIQUÉ	SUP	1969 MALM		Argile silteuse à intercalt. de dolomie,de calcaire et marne.	
		MOY	2200 Dogger argil. Dogger Lag.		Argile indurée. Anhyd. et dolomie	120 à 300 m
LIAS		2450	(Anhydritique Massive Sel massif I		Anhydrite massive,blanche intcl.de dolomie et argile. sel massif hyalin	700 à 900m
			Horizon "B" Sel +Anhydr s2		Argile dolomitique sel massif p.arg.plastique	
			Sel Massif III		Sel massif incolore à rose	
			Argiles Sup. Argilo-sal.S4		Arg.plastique salifere calcaire dolomitique sel incolore	
TRIAS ARGILO-GRESEUX		3290	argile inf.		Argile silteuse	100 à 250m
			T2 T1		Grès fin argilo-silteux Grès Argileux	
			Andesites Serie Infer.		Andesite altérée Grès fin à moyen	
DEVONIEN inf		3460	Devonien Inf.		Argiles noires. grés fin à moyen	100 à 130 m
SILURIEN	3580	Silurien radioa.		Argiles noires radioactives, fossili-	60 à 65 m	
ORDOVICIE	DALLE DE MKRATA			Grés quartite et Argiles	12 A 25 m	
	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT			Argiles noires, micro-conglomé	90 à 100 m	
	GRES D'OUED SARET			Argiles noires, passées Grés	50 à 70 m	
	ARGILES D'AZEL			Argiles noires, passées Grés	40 à 50 m	
	GRES D'OUARGLA			Argiles noire, passées Grés	120 à 140 m	
	QUARTZITES DE HAMRA			Quartzite et grés quartzite fissurés	90 à 110 m	
	GRES D'EL ATCHANE			Grés fin, intercalations argileuses	49 m	
ARGILES D'EL GASSI			Argiles noires silteuses, grés-argileux	>10 m		

Figure.I.4.Colonne lithostratigraphique de Haoud Berkaoui [4]

I.6. Propriétés des fluides de Gisement

Ces tableaux ci-dessus présentent les propriétés des fluides du gisement de Haoud Berkaoui. [3]

Tableau.I.1. Propriétés de gaz et d'huile de gisement de Haoud Berkaoui [3]

	Gaz			Huile	
	Bg(m ³ /stm ³)	viscosité (cp)	Densité	Bo (m ³ /stm ³)	viscosité (cp)
A la pression de bulle	0.00581	0.022	0.2030	1.59	0.245
A la pression de gisement initiale	0.00347	0.0419	0.350	1.46	0.337

Tableau.I.2. Propriétés de l'eau de gisement de Haoud Berkaoui [3]

Eau (à la pression de gisement initiale)		
Masse volumique (à 103°C)	Viscosité (à 103°C)	G.W.R
1.22 g/cm ³	0.760 cp	0.40stm ³ /stm ³

I.7. Les caractéristiques de gisement

- La profondeur moyenne : 3550 m.
- La pression de bulle : 188 kg/cm².
- Le contact huile-eau initiale : 3324 m.
- La température de réservoir : 100° C.
- La pression de gisement initiale : 518 Kg/cm² à la côte de référence (3100m) [3]

Tableau.I.3. Les caractéristiques pétro-physiques des niveaux producteurs [3]

Caractéristiques	Porosité moy (%)	Sw moy (%)	K moy (md)
SI	08.8	32.7	56.2
T1	08.3	25.5	20.4

I.8. Conclusion

La région de Haoud-Berkaoui représente une principale zone productrice d'hydrocarbures du Sahara algérien, elle est composée essentiellement de plusieurs champs : Haoud-Berkaoui,

Chapitre I : Présentation du champ haoud berkaoui

Benkahla et champ de Guellala et la Périphérie. Et avec trois réservoirs : Trais Argilo-gréseuse 1, Trais Argilo-gréseuse 2, Série inférieure qui est le réservoir principal de la région et de porosité moyenne égale 8.8 % et de perméabilité moyenne 56.2 %. Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître sont déplétion de réservoir, venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau, colmatage des abords des puits par la boue de forage, bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.

Chapitre II :
Généralité sur
l'intégrité des puits

II.1.Introduction

Dans ce chapitre on va traiter les notions de l'intégrité des puits, parce que l'intégrité est joue un rôle essentiel dans la durée de vie de puits , pour cela , l'entreprise nationale Sonatrach a basé ces dernières années sur ce sujet dans le but de protéger ces puits (producteurs , injecteurs...) , cette protection qui doit être accompagnée par une étude fiable et un programme bien visé et une application stricte , et cela pour atteindre les objectifs ciblés par l'entreprise, et pour faire sa il faut savoir d'abord les causes qui sont derrière tous problème qui peut influe sur la production d'un puits et sa durée de vie , pour cela on va donner une définition sur la well intégrité des puits et les liens qui sont liée avec.

II.2.Types et architecture d'un puits

Basé sur deux types essentiels :

Puits d'exploration :

Le but principal d'un puits d'exploration est de trouver des réservoirs potentiels pour le développement et la production future du champ. Ces puits sont normalement fermés (avec plugs) après teste. [5]

Puits producteurs/injecteurs :

Après le forage, ces puits seront complétés pour production ou injection , l'injection se fait avec de l'eau ou de gaz pour le maintien de pression de réservoir, si le puits est arrivé à la fin de sa production, ce puits doit être fermé (avec plug) et abandonné.

Le profil d'un forage pétrolier dépend de sa profondeur (de quelques centaines à plus de neuf mille mètres) et de l'objectif visé. Il est défini dans le programme de forage et de tubage du puits qui précise les caractéristiques des différentes phases de forage successives entre lesquelles le trou est « tube », c'est-à-dire cuvelé par une colonne en acier. Dans la plupart des cas, les sondages pétroliers comportent deux ou trois phases de forage qui permettent de mettre en place.

Une colonne de surface destinée à retenir les terrains de surface peu consolidé, d'une longueur comprise entre 100 et 1000 m, cette colonne est en outre de support à la tête de puits.

Une colonne technique nécessaire en cas de présence de couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage (par exemple des terrains éboulant, des zones contenant des fluides à forte pression).

Chapitre II : Généralité sur l'intégrité des puits

Une colonne de production si le puits est « positif », qui permet d'isoler la zone pétrolifère et à l'intérieure de laquelle sera descendu tube d'écoulement du pétrole (tubing).

Ces diverses colonnes sont cimentées par un lait de cimenté placé entre la paroi du trou et la colonne aussitôt après la descente de celle-ci. [5]

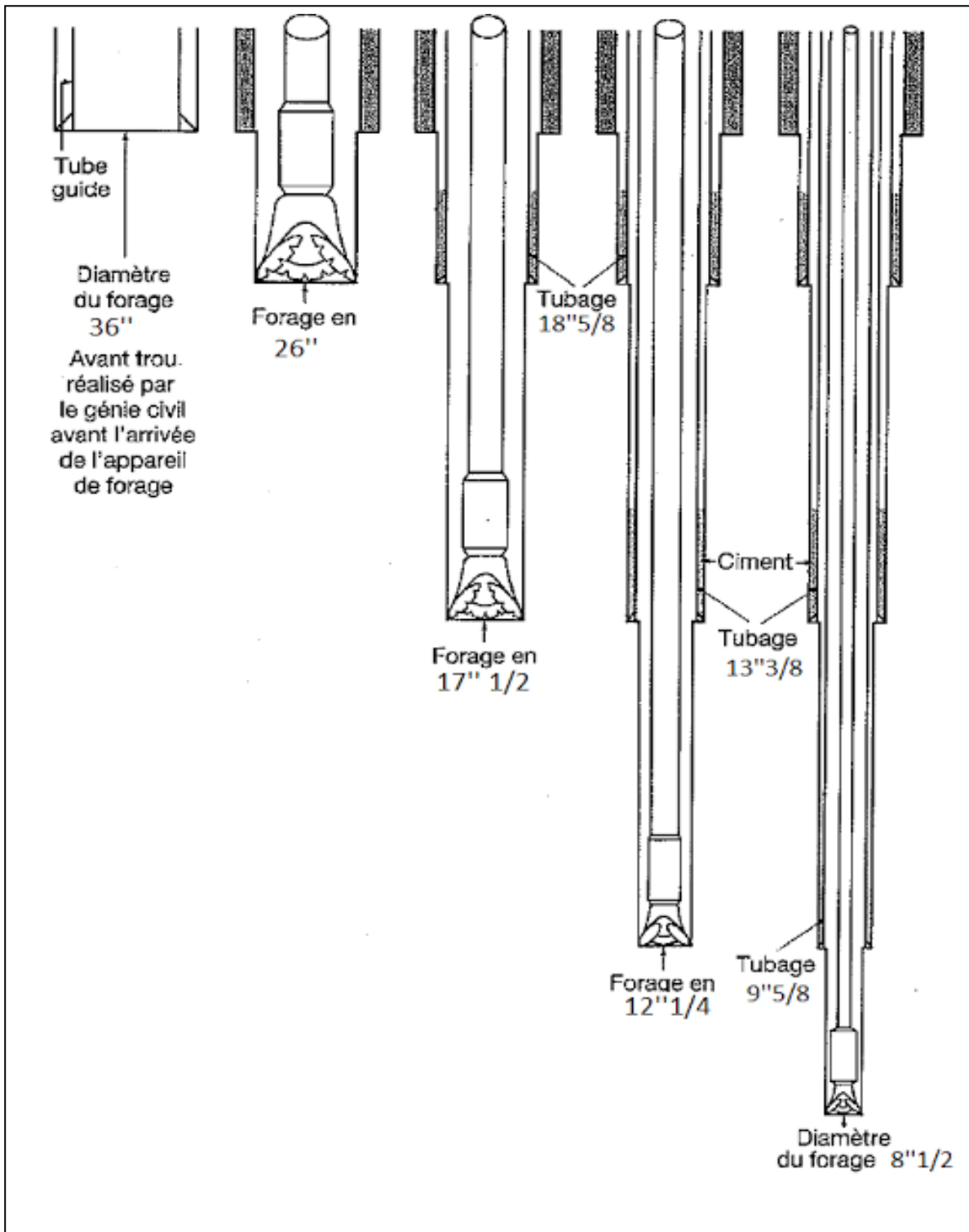


Figure.II.1.Schéma des colonnes de tubage dans le puits.(Internet)

Ces colonnes sont constituées de tubes en acier à haute résistance de 9 à 12 m de long, terminés par des filetages spéciaux et réunis entre eux par des manchons. Leur épaisseur est de l'ordre du centimètre et leur diamètre peut varier de 1000 à 114 mm.

Les longueurs et les diamètres des différentes phases de forage sont définis à partir des renseignements sur la nature des terrains et des fluides susceptibles d'être rencontrés au cours du forage, fournis par les géologues ou apportés par les sondages voisins. (Figure II.1).[5]

II.3.Cycle de vie d'un puits

Lorsque le puits est construit, il est important de se concentrer sur les barrières du puits pendant tout le cycle de vie du puits, par conséquent, un schéma des barrières de puits illustrant les barrières de puits pour les différentes phases du cycle de vie doit être développé pour toutes les différentes phases. Les dessins doivent également contenir des informations sur les différents éléments de barrières de puits qui seront testés et vérifiés, ce qui particulièrement pertinent pour la phase d'exploitation.

NORSOK D-010 définit les exigences d'intégrité des puits pour les différentes phases du cycle de vie et a également un titre des critères d'acceptation des barrières de puits pour chacun des éléments typiquement des barrières de puits définissant une conception spécifique, exigences de construction et surveillance.

Un principe général et important pour tous les éléments de barrières est qu'ils doivent être conçus pour résister à toutes les charges possibles auxquelles ils peuvent être exposés pendant le cycle de vie du puits. Pour les différents cas de charge, des facteurs de conception minimum ou d'autres critères d'acceptation équivalents doivent être définis pour :

- Charges en rafale.
- Réduire les charges.
- Charges axiales
- Charges triaxiales [6]

II.4.Notions fondamentale de l'intégrité de puits

II.4.1.Définition de l'intégrité de puits

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

Norsok D-010 est une norme fonctionnelle et définit les exigences minimales pour les

équipements / solutions à utiliser dans un puits, mais il laisse aux sociétés d'exploitation le soin de choisir les solutions qui répondent aux exigences. Les sociétés exploitantes ont alors l'entière responsabilité de se conformer à la norme.

Suite à cette définition, le personnel qui planifie le forage et l'achèvement des puits devra identifier les solutions qui donnent des conceptions sûres du cycle de vie des puits qui répondent aux exigences minimales de la norme. 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. [6]

II.4.2.Éléments de barrière de puits

Des barrières de puits sont utilisées pour empêcher les fuites et réduire les risques associés aux activités de forage, de production et d'intervention. 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 les suivants :

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

En général, il existe quatre manières principales par lesquelles les hydrocarbures peuvent s'échapper du système vers l'environnement :

- À travers la colonne de tubes de complétion de fond
- À travers l'anneau de complétion de fond
- À travers le ciment entre les annulaires
- À l'extérieur et autour du système de tubage de puits [7]

On peut classer les barrières de puits sur 3 catégories :

1- Barrières technique

Équipements et système impliqué dans la constitution d'une barrière. [7]

2- Barrière organisationnelle

Personnel ayant des rôles ou fonctions définis et une compétence spécifique impliqué dans la réalisation et la maintenance d'une barrière. [7]

3- Barrière opérationnelle

Les actions ou activités que le personnel doit effectuer pour réaliser et maintenir une barrière afin de gérer les risques encourus à tous moment, par un processus systématique et continu, ceci est réalisé en mettant en place des barrières qui contribuent à la réduction des risques dans la situation de défaillance, et danger et d'accident. [7]

II.4.3. Schéma de barrière de puits

Un schéma de barrière de puits doit avoir un minimum (Figure.II.2 et Figur.II.3). donné 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 les schémas.
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. [5]

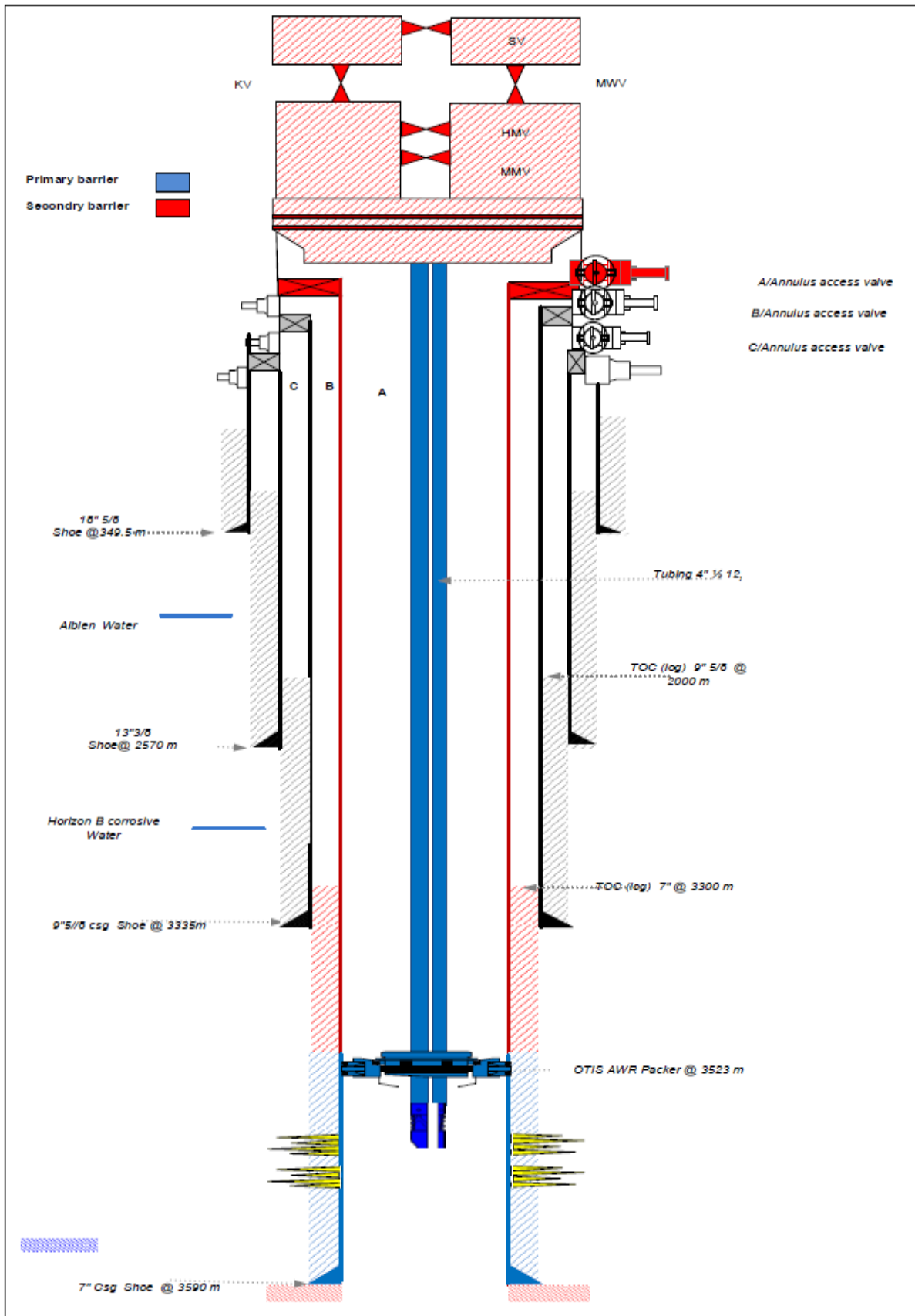


Figure.II.2. Well barrier schematics GLA#07 [5]

Chapitre II : Généralité sur l'intégrité des puits

<u>WBS & WBEAC</u>				Field	GALALA		According to <u>Norsok D-010</u>
				Well N°	GLA #07		
Well Type	Oil producer			Completed:: 25/11/1998			
Well Status	Closed due to integrity issues			Design Pressure	5000 psi		
Revision	0	Date	02/12/2019	Prepared			
Well Barrier Elements			Ref	Verification		Monitoring	
Primary well barrier							
In-situ formation @7" casing shoe			Geology	E.M.W : N/A Data		n/a after initial verification	
7" Casing below production packer			PMIT /MDTE	No corrosion log were performed since well drilling		Continuous corrosion monitoring	
Cement behind 7" casing above production packer			CBL/VDL/GR	3590-3523m (07-07-1978) Moderate to bad Bad isolation		n/a after initial verification	
4" 1/2 tubing				No tubing pressure/test or integrity test were performed		Continuous corrosion monitoring	
Production packer			CBL/VDL/GR	NO data about packer setting and seal test		Continuous corrosion monitoring	
Secondary well barrier							
Cement behind 7" casing above production packer			CBL/VDL/GR	3523 m to Toc (07-07-1978) Bad isolation		n/a after initial verification	
7" casing above production casing			PMIT /MDTE	Corrosion log: didn't performed		n/a after initial verification	
A-annulus access valve				PT: Test didn't performed		Periodic leak testing (PM)	
Tubing Hanger with seals				PT: Test didn't performed		Periodic leak testing (PM)	
Casing Hanger with seals				PT: Test didn't performed		Periodic leak testing (PM)	
X-mas tree valves				No Inflow test didn't performed		Periodic leak testing (PM)	
A Annulus completion fluid				No data		Continuous monitoring A-annulus and sampling	
<p>Notes:</p> <p><i>NO CBL/VDL/GR log was provided , the information below are based on the quick look done by E&P engineers :</i></p> <p>1) 7" casing is badly cemented with moderate cement from 3571,5 m to 3528 m CBL /VDL/GR recorded on 07/07/1978</p> <p>2) 9" 5/8 cement was bas with good beds from 3335m to 3325 m ,from 3310 m to 3275 m andfrom 2630 m to 2585 m Horizon B was bad isolated (only one bad cement bond against Horizon B) CBL/VDL/GR run on 14/06/1978</p> <p>3) Good to moderate cement behind 13" 3/8 from 2572 m to 2200 m and bad isolation from 1840 to 1725 m CBL/VDL/GR recorded on 22/04/1978</p> <p>4) Top of cements didn't defined</p>							
Current Annulus parametres							
7" Annulus		9" 5/8 Annulus		13" 3/8 Annulus			
111 bar		19 bar		0			
Risk Status Code marked (X)				X			
Disp. N° (Well Integrity Issues)				Comment			

Figure.II.3.Well barrier element acceptance criteria GLA#07 [5]

II.4.4. Critères d'acceptation des éléments de barrières d'un puits

Pour accepter un élément comme barrière il faut que cet élément répond à quelques critères et condition.

Parmi les barrières de puits on a : la boue de forage, le tubage, garniture de forage, BOP de forage, la tête de puits, le packer de production, la vanne de sécurité de fond, safety valve, olive, vanne d'annulaire, coiled tubing, bop de coiled tubing, ciment de tubage, bouchon de ciment, garniture de complétion, garniture de well test, garniture de snubbing, arbre de Noël, packer de test, et autres éléments, on prend un exemple pour citer les critères d'acceptation dans la norme NORSOK 10, par exemple le tubage. [5]

Traits	Critères d'acceptation	Voir
Description	Cet élément consiste pour le tubage, liner et tubing, dans le cas de tubing, il est utilisé comme tubing de production.	
fonctionnement	L'objectif de tubage/liner est d'isoler ou arrêter l'arrivée des fluides incontrôlable ou les fluides de formation, ou les fluides injectés entre le fond de casing et l'annulaire de casing.	
Sélection de conception de construction	<p>1-garniture tubage/liner, y compris les connexions qui doivent être conçues pour résister à toutes les charges et contraintes attendues pendant la durée de vie d'un puits (y compris tous les programmes d'opérations et les situations potentielles de contrôle de puits) tous les effets de dégradation doivent être inclus.</p> <p>2-les facteurs de conception minimum acceptable doivent être calculés pour chaque type de charge, les effets estimés de la température, la corrosion et l'usure doivent être inclus dans les facteurs de conception.</p> <p>3-tous les cas de charges doivent être définis et documentés en ce qui concerne l'éclatement. Effondrement et tension/compression.</p> <p>4-la conception de la colonne de tubage peut être basée sur des modèles déterminés ou probables.</p>	<p>ISO11960</p> <p>ISO13679</p> <p>ISO10405</p>

Chapitre II : Généralité sur l'intégrité des puits

	<p>5-le tubage exposé au potentiel d'écoulement des hydrocarbures doit avoir des filets étanches aux gaz.</p> <p>En exception : le tubage de surface qui est exposé potentiellement exposé à un gaz peu profond à gradient normal.</p>	
Test initial et vérification	<p>1-le tubage/liner doit être testé d'étanchéité à la pression différentielle maximal.</p> <p>2-tubage/liner qui a été percé après le test de fuite initial doit être retesté pendant les activités de complétion.</p> <p>3-le test d'étanchéité du tubage doit être effectué soit lorsque le ciment est mouillé (immédiatement après le pompage de ciment, soit après la prise de ciment.</p> <p>Aucun test de pression ne doit être effectué pendant la mise ne place de ciment.</p>	
Utilisation	<p>Tubage/liner doit être stocké et manipulé correctement pour éviter l'endommagement du corps des tubes et la connexion avant la descente.</p>	
Monitoring ou surveillance	<p>L'annulaire doit être surveillé en permanence pour détecter les anomalies de pression. Les autres annulaires doivent être surveillé régulièrement.</p> <p>Tous les colonnes de cuvelage doivent être enregistrés pour l'usure après le forage si la simulation indique une usure excessive qui dépasse le permis par l'utilisation d'un aimant de fond.</p>	
Barrière de puits communes	<p>Pendant les opérations de forage avec les BOP's de surface, les autres annulaires doivent être surveillé en continuité et les niveaux d'alarme doivent être définis.</p> <p>L'état réel de tubage doit être connu et confirmé capable de résister à la pression maximale exceptée après l'usure excepté.</p>	

II.4.5. Test, vérification et surveillance des éléments barrières de 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).

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. [8]

II.4.5.1. 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 abordé 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. [8]

II.4.6. Investigation de fond du puits (down Hole investigation)

Si les joints de surface de tubing sont étanches 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. [9]

II.5. Perte de l'intégrité de puits

Dans l'histoire de pétrole il y a plusieurs accidents dans le monde à une relation avec la perte d'intégrité, on peut citer quelque cas.

Cas 1: défaillance du tubage de surface et chute de la tête de puits :

Les conséquences ont été :

- Toute la production de la plate-forme s'est arrêtée pendant un mois, entraînant d'énormes pertes de production.
- Le puits défectueux était de nouveau en production après un an Il y avait un coût de réparation élevé pour le puits.
- Les futures procédures d'installation n'accepteront pas les ports de retour ouverts.

Cas 2: défaillance du casing hanger (olive de production) :

Les conséquences ont été:

- Coût élevé de la réparation des puits.
- Les nombreuses têtes de puits de ce type ne peuvent être utilisées que dans les spécifications d'origine. L'acceptation de la mise à niveau de la charge axiale a été annulée; les supports de tubage et de tube ne peuvent être utilisés qu'avec les spécifications initiales.
- Des spécifications correctes pour l'exécution des outils doivent être utilisées.
- Les procédures de course et d'atterrissage des tubes de production devraient être améliorées.

Cas 3: Perte du puits de forage :

Les conséquences ont été:

- Le puits a dû être détourné à un coût élevé.
- Pendant les événements de contrôle des pertes / puits, les barrières de puits n'étaient pas en place en tout temps. La pilule de crasse a branché le train de tiges, aggravant la situation.
- La charge imposée au puits lors de l'incident de contrôle du puits a dépassé la pression d'essai qui avait été appliquée. Les barrières n'ont pas été vérifiées.

Cas 4 : Fuites de gaz dans le tubing de production.

Cas 5 : défaillance du tubing de production.

Cas 6 : Arrêt de production. [10]

II.5.2. Causes de perte de l'intégrité

Les rejets accidentels d'hydrocarbures et leurs conséquences représentent l'un des risques majeurs de l'industrie pétrolière, connexion entre le gisement et la surface, le puits joue également un rôle de barrière étanche. Remplissant l'espace annulaire entre le cuvelage et la roche. Remplissant l'espace annulaire entre le cuvelage et la roche, la gaine de ciment joue un rôle essentiel. D'où la nécessité d'en garantir l'intégrité face aux contraintes, à la pression et à la température, et ce pendant toute la vie du puits depuis sa construction jusqu'à sa fermeture définitive. Les compagnies de pétrole ont développé une approche pionnière pour évaluer l'intégrité et simuler le comportement mécanique de la gaine de ciment. Et ce afin de garantir la sécurité, dans tous types d'opération.

Pendant sa construction, le ciment est coulé dans l'espace annulaire roche/casing, destinée à garantir l'étanchéité des puits et protéger le cuvelage de la corrosion, cette gaine de ciment soumise à des sollicitations thermique et mécaniques qui peuvent être altérer les propriétés.

S'assurer que le ciment sera capable de résister aux contraintes induites par les changements de pression, de température et de déformation de la roche est primordial, tout au long de la durée de vie du puits, mais aussi après sa fermeture définitive. Au risque de voir la gaine de ciment perdre son intégrité, comme cela fut le cas sur le champs **Offshore d'Elgin Franklin (Royaume Uni- mer du Nord)**.

Pourtant, il est difficile de garantir l'intégrité de cette gain, le sujet se trouvant à la croisée de plusieurs disciplines et soulevant des problématiques complexes ;

- la première difficulté provient de la nécessité de calculer la précontrainte, appelée contrainte initiale, dans la gaine de ciment qui résulte d'interactions hydrauliques,

chimiques, thermiques et mécaniques complexe lors de l'hydratation du ciment.

- la deuxième difficulté provient de la mesure, sans biais, de l'évolution des paramètres hydro-thermo-mécaniques (HTM) depuis l'hydratation jusqu'à la prise de ciment ; paramètres indispensables pour alimenter nos modèles de simulation experts. [11]

II.6. Management de risque

II.6.1. Analyse et évaluation de risque (Risk Assessment)

Les techniques d'évaluation des risques établies et approuvées sont appliquées et utilisées comme un outil pour aider à la gestion de l'intégrité des puits. On identifie les facteurs à prendre en compte et présente les techniques d'évaluation qui peuvent être appliquées lors de l'utilisation de l'évaluation des risques :

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

Pour l'évaluation des risques en va prendre en considération les éléments suivants [10]

II.6.1.1. 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, sin écessaire. [10]

II.6.1.2.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 sous cités :

- Les sources potentielles et les voies de fuite de l'écoulement (tuyauterie, annulaire, contrôle line, valve de gaz-lift).
- Moyen d'écoulement (provenant des réservoirs et également des volumes limités, par exemple gaz-lift) .
- Défaillance d'autres éléments debarrière .
- Durée pendant laquelle le puits est capable de supporter le débit . [11]

II.6.1.3.Effluent du puits

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

L'évaluation des risques associée à toute anomalie potentielle concernant :

- Les composants acides .
- Les composants corrosifs.
- Les composants toxiques.
- Les composants cancérogènes.
- Les composants inflammables ou explosifs.
- Composants érosifs.
- Les composants asphyxiants.
- Compatibilité entre les composants.
- Formation d'émulsions et d'hydrates. [11]

II.6.1.4. 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 associés 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). [10]

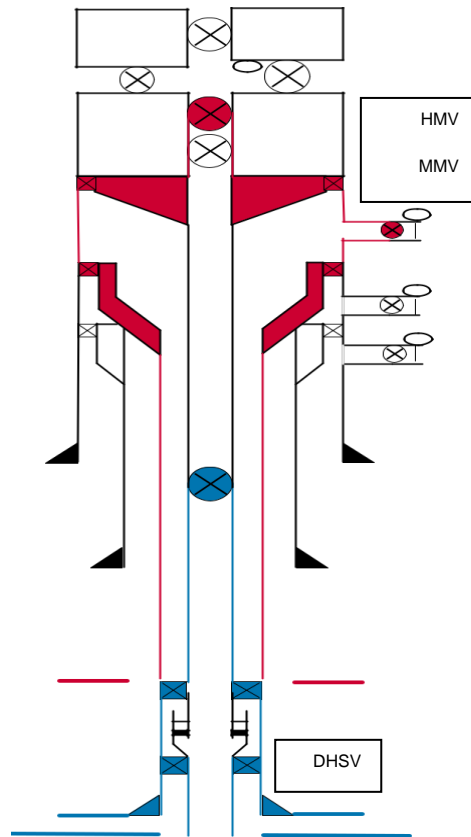


Figure.II.4.Schéma de barrière de puits en phase de production[5]

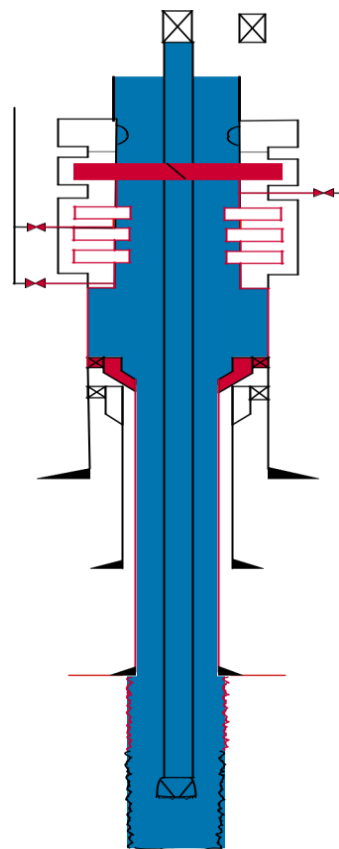


Figure.II.5.Schéma de barrières en phase de forage. [5]

II.6.2. Techniques d'évaluation de risque pour l'intégrité de puits

Une évaluation des risques d'intégrité des puits associés à l'opération prévue doit être effectuée. Le risque de perte d'intégrité du puits d'incident de contrôle de puits doit être évalué, lors de l'évaluation du risque d'intégrité du puits, les modes de perte de WEBS primaires et la disponibilité de la barrière de puits secondaire doivent être pris en compte, si une barrière de puits est dégradée, l'évaluation des risques doit être effectuée en tenant compte des éléments suivant :

- 1- Cause de dégradation.
- 2- Potentiel d'escalade.
- 3- Réactivité et mode de perte des barrières primaires.
- 4- Disponibilité et accessibilité des barrières secondaires WEBS
- 5- Plan général pour restaurer ou remplacer les barrières de puits dégradées (technique et chronologique).

Une analyse des tâches sécuritaires sur site doit être effectuée pour :

- 1- Opération nouveau ou non standard.
- 2- Opération impliquant l'utilisation de nouvelles technologies ou d'équipement modifiés.
- 3- Opérations dangereuses.
- 4- Le changement des conditions réelles peut augmenter le risque. [11]

II.7. 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.

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. [5]

II.8. Politique et stratégie de l'intégrité de puits

II.8.1. 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. [11]

II.8.2. Stratégie d'intégrité du puits

L'opérateur de puits doit définir les mesures stratégiques de haut niveau aux quelles 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,
- budgétisation.

Cette stratégie de haut niveau doit se manifester et être cohérente avec le système de gestion de l'intégrité des puits. [11]

II.9. 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 refoulement (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 .

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. [12]

II.10. Sources de pression annulaire

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

II.10.1. Pression annulaire imposée 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 gaz-lift dans l'annulaire A ou une pression appliquée dans l'annulaire afin de protéger contre le risque d'écrasement. [13]

II.10.2. 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.). [13]

II.10.3. 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 .II.6) :

- 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. [13]

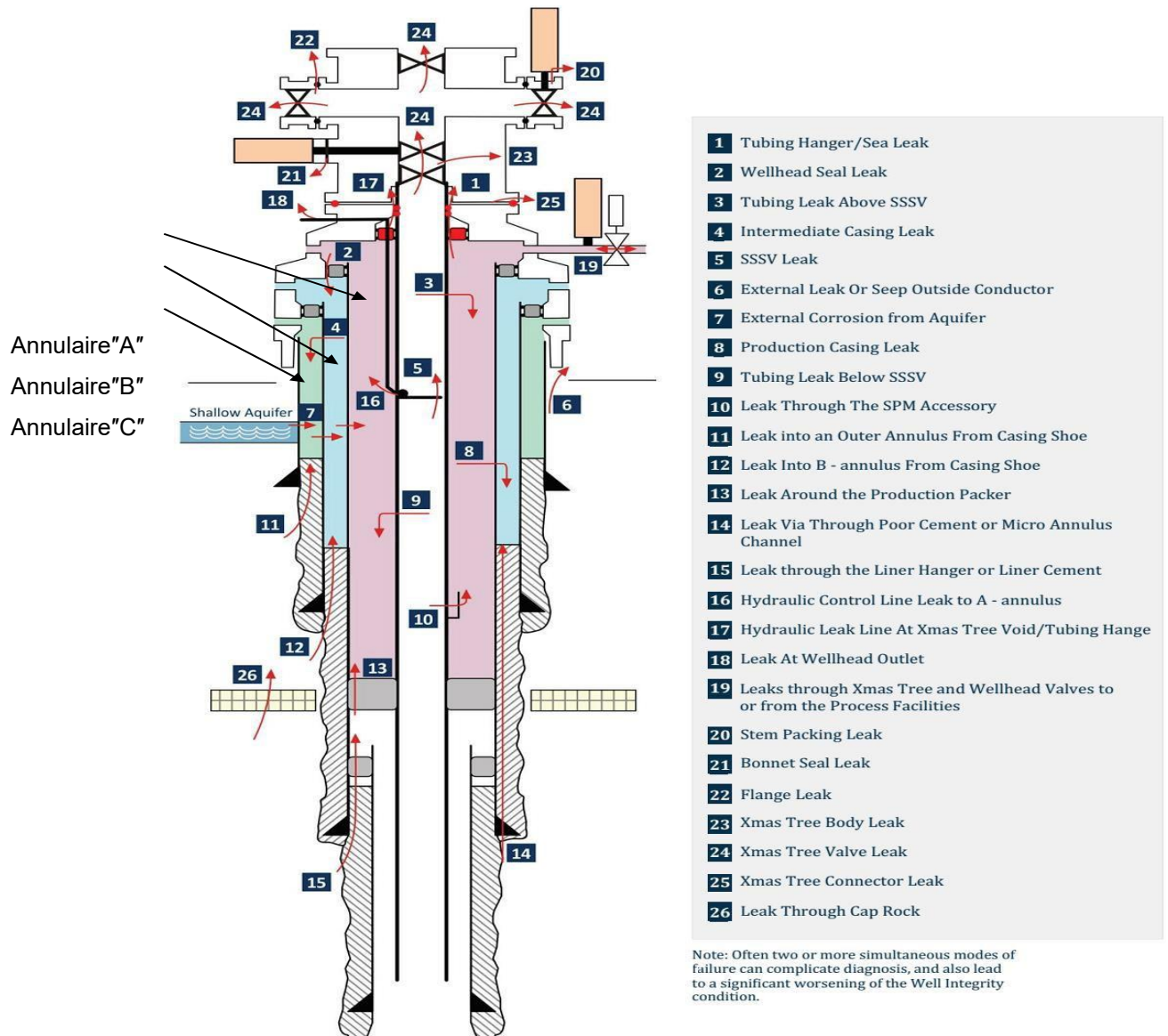


Figure.II.6. Diagramme de puits montrant quelques modes typiques de défaillance de puits[11]

II.11. 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 . [13]

II.11.1. 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 annulaire à l'extérieur des barrières de puits établies sont souvent les situations les plus complexes et les plus difficiles à gérer et à éliminer après l'apparition de la pression annulaire soutenue. Il est crucial que ces zones soient identifiées et correctement isolées. Ceci inclut l'isolation des formations qui sont perméables ou peuvent être fracturées si elles sont exposées à la pression de la zone de flux dans la section de tubage. Une telle isolation est généralement réalisée grâce à l'utilisation d'agents de fixation, comme le ciment. La probabilité de fuites résultant de la pression annulaire soutenue peut être minimisée grâce à la conception et à la sélection d'équipements qui fonctionneront comme prévu et résisteront à l'environnement auquel ils peuvent être exposés au fil du temps. Pour s'assurer que cet objectif est atteint, des efforts doivent être faits pour identifier toutes les charges potentiels et environnements auxquels l'équipement peut être exposé pendant sa durée de vie. Ceci s'applique à l'équipement installé pendant la construction initiale du puits, mais également pour l'équipement qui est installé plus tard dans la vie du puits, par ex. patches et bouchons.

[13]

II.11.2. 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 annulaire.

Les agents deréglaages on 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. [13]

II.11.3. 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. [13]

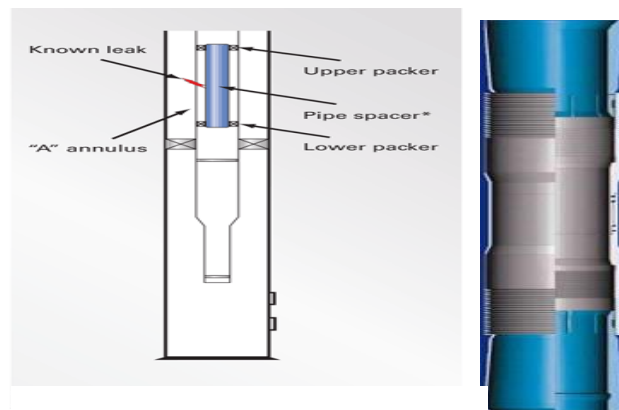


Schéma de tubing straddle

Schéma de casing patch

Figure.II.7. Outils d'interventions conventionnelles [13]

II.12. Conclusion

Dans ce chapitre, on peut conclure que le puits foré quelque soit, doit avoir une protection sous terrain pour empêcher les effets et les venues d'extérioriser vers le puits, et cela basé sur des équipements et une structure bien définie pour avoir un bon puits qui peut résister contre les différents événements, et tout cela joue un rôle essentiel sur le rendement de l'entreprise et sur l'aspect économique et environnement du pays.

Chapitre III:
Situation de l'intégrité des
puits dans Haoud
Berkaoui

III.1.Introduction

Dans le chapitre précédent on a vu quelques notions sur la well intégrité des puits et les barrières qui se trouve au niveau des puits soit en phase de forage ou production ou complétion, et même après la fermeture définitive de puits ou son abandon, et on a vu aussi quelque exemple réel sur la perte de la well intégrité, et tout sa c'était des causes sous terrestre.

Et dans ce chapitre, on va essayer de voir quelques causes de surface qui touche aussi la well intégrité et qui peut aussi nous conduire vers la perte de cette well intégrité, et cela sur notre champs d'étude Haoud Berkaoui qui est l'échantillon de notre étude, et quel est les raisons qui nous a orienter vers le choix de puits BKHE2 comme étude de cas dans cette étude.

III.2. Aperçu général sur les installations de surface des puits BERKAOUI

III.2.1. Situation générale

- Plaques de signalisation existantes sauf quelques puits.
- Pistes dégradées sur quelques puits.
- La majorité des Caves des puits sont ensablées dû à l'absence d'une compagne permanente de dessablage.
- Absence des couvres caves sur tous les puits du champ.
- Clôtures Indisponibles sur la plupart des puits.
- Passerelles disponibles.
- Déchets métalliques et plastiques éjectées sur le périmètre des puits. [7]



Figure.III.1.Configuration d'un puits
Injecteur d'eau OKNI#62[7]



Figure.III.2.Configuration d'un puits
producteur d'huile gaz lift OKJ#32 [7]

III.2.2. Tête de puits et X-mas Tree

- Tête des puits et XMT très sales à cause des fuites au niveau du top caps et graisseurs des vannes. (Figure.III.4)
- Absence d'une campagne de nettoyage, maintenance et graissage des vannes des têtes de puits du champ.
- Manques des vannes automatiques sur les têtes de production.
- PSL 0 sur quelques puits OKJ#13, OKN#46.
- Manque d'une deuxième vanne maîtresse sur quelques puits (cas du puits OKJ#01 OKN#46).
- Manque de télémétrie (SCADA).
- Manques des manomètres têtes de puits, lignes de production.
- Les espaces annulaires des puits en service sont équipés par des instruments de lecture de la pression montés en surface sauf quelques puits, dont la majorité des manomètres sont sales ou décalonnés ce qui empêche la relevée des pressions durant les visites ont été déroulés sur les puits.
- Manque des manomètres des espaces annulaires et tête de puits sur les puits fermés et abandonnés.
- Caves ensablées.
- Manque des Boulons sur les connexions des puits (BKRE#03 OKN#64, ...) (Figure.III.4)[7]



Figure.III.3.OKN HA #01 Manque Boulons sur bride de la vanne latérale[7]



Figure.III.4.BKP #02 .Tête de puits trop sale[7]

III.2.3. Vannes de sécurité de fond

L'opérateur ne prévoit aucune vanne de sécurité de fond sur l'ensemble des puits éruptifs du champ (les puits assistés par gaz lift ne peuvent pas être équipés par des vannes de sécurité de fond). [7]

III.2.4. Duse de production

- Duse réglable installée sur quelques puits.
- Duse interchangeable (le porte duses se change manuellement à chaque changement de débit). [7]

III.2.5. Soupapes de sécurité PSV

- Disponibles sur la majorité des puits (aucune information ne confirme l'intégrité et le bon fonctionnement de la safety valve).
- Pression et date de tarage non indiquées.
- Manque des boulons sur les brides des soupapes et brides des vannes d'isolation des soupapes.(Figure.III.6)
- Manque de suivi des performances des soupapes installées en surface des puits et servant comme un système redondons, aucun service n'est chargé par la certification, et le suivi des PSV.(Figure.III.5) [7]



Figure.III.5. Manque des Boulons du PSV sur un puits à huile OKN # 17 [7]



Figure.III.6. État de la soupape au niveau du puits à huile OKN # 461[7]

III.2.6. Installation de surface

- Ligne des torches posées au sol (ce qui favorise la corrosion cas du puits GLA #17 où la ligne de torche a été percé) ; par contre les lignes de production ont été posé sur des supports métalliques.
- Le test hydrostatique est effectué pour les nouvelles installations.
- Manque des boulons sur les brides de l'installation de surface et tête de puits (04 boulons sur des brides API avec 08 trous) sur la majorité des puits.(Figure.III.8)
- System de fixation Indisponible pour ligne de torche.
- Fuites d'huile sur des vannes de départ et vanne des piquages de test .(Figure.III.7)
- Manque des clapets anti retour sur la ligne de production des puits, seulement quelques nouveaux puits injecteurs disposent des clapets.
- Les clapets anti retours sont installés en amont de la vanne de garde au niveau du point (Figure.III.9) de jonction de la ligne de production du puits avec le réseau.
- Absence d'un filtre au niveau des puits injecteur d'eau.
- Absence des coupons ou probes pour le suivi de la vitesse de la corrosion. [7]



Figure.III.7. Fuite sur la vanne de départ et vanne d'isolation de la soupape du puits OKN # 02 [7]



Figure.III.8. Manque 04 Boulons sur la vanne de départ et vanne d'isolation de la soupape du puits OKS# 34 [7]



Figure.III.9. OKP#88 : Clapet et vanne de garde au niveau du point de jonction au réseau [7]

A) Installation de surface pour puits à gaz lift

La ligne de gaz lift est dotée d'une vanne d'arrivée, une duse pour régler le débit et deux prises de pression en amont et en aval de la vanne Camco qui sert à monitorer le débit et la pression du gaz à injecter.

Absence d'un system de sécurité sur la ligne d'arrivée de gaz lift au niveau du puits pour isoler automatiquement le réseau de gaz dans les cas d'urgence (Figure.III.10).

Des fuites de gaz sont constatées sur plusieurs puits au niveau des piquages de Barton de monitoring, brides et duses. [7]



Figure.III.10.BKHC# 01.Installation de surface d'un puits GLS[7]

B) Manifold de collecte

-Le manifold de collecte est équipé par des vannes d'isolation sur chaque ligne d'arrivée et un clapet anti-retour en amont du point d'entrée au manifold.

-Fuites d'huile au niveau de quelques vannes du manifold (Figure.III.11). [7]



Figure.III.11.Manifold de collecte MFD OKN 54 [7]

III.2.7 Ligne de torche et Bourbier

- Absence de system de fixation des lignes de torche . (Figure.III.12 et Figure .III.13 et 14)

- Les bourbiers des torches ne sont pas excavés.

- Manque du traitement du bourbier de forage (contamination et manque du liner d'infiltration ,déversement d'huile). [7]



Figure.III.12.Ligne de torche du puits OKS# 44 [7]



Figure.III.13.Ligne de torche du puits OKJ #101 [7]



Figure.III.14.Ligne de torche du puits OKN # 721 [7]

Les champs Guallala ; Benkahla ; et Berkaoui ont été sélectionnés comme champs pilotes pour la catégorisation et la classification de leurs puits selon la situation des barrières de pression et les valeurs des pressions annulaires,dans ce cadre des visites des puits de ces champs ont été effectuées.Quelques puits des autres champs ont été visités pour avoir une vision générale sur l'état de la gestion du system de l'intégrité des puits des différents champs.Par suite du manque des lectures des pressions annulaires durant les visites la classification est basée sur les paramètres communiqués par le service Essais & Mesure.

-Dans le cadre du programme de la mise en conformité au Décret No 14-349, la région BERKAOUI àengager des actions pour statuer sur l'état de l'intégrité de l'ensemble des puits (Producteur, injecteur, exploration, puits fermés et abandonnés).

Par définition l'intégrité d'un puits est une application des solutions techniques, opérationnelles et organisationnelles afin de diminuer le risque de libération incontrôlée de fluide formation durant le cycle de vie d'un puits (selon la norme NORSOK D-010 Rev 4,2013).

Pour cela les responsables de cette région ont décidé de faire un monitoring des puits et relevé des résultats des pressions des annulaires des puits pour faire un bilan général sur les puits de la région. [7]

III.3. Monitoring des pressions annulaires

Au champ de *BERKAOUI* on distingue les différents types des puits :

- Puits producteurs de d'eau PPE .
- Puits injecteurs d'eau PIE .
- Puits producteurs d'huile éruptifs et assistés par gaz lift GLC et GLS.

Le monitoring des pressions annulaires des puits producteurs d'huile et injecteurs à

Chapitre III : Situation de l'intégrité des puits dans Haoud Berkaoui

BERKAOUI est assuré par le service Essai et Mesure E&P.

Les manomètres annulaires ont été montés en surface sur la majorité des puits du champ, dont l'étalonnage de ces derniers est à la charge de service mesure.

Absence des instruments permanents de lecture des pressions de la tête de puits et ligne de production, l'opérateur doit procéder au montage/démontage des manomètres à chaque relevée des pressions.

La fréquence de monitoring des paramètres des puits est en fonction de la criticité du puits, les puits ayant des anomalies sont subissent un plan de monitoring bien défini (allant jusqu'à 2 fois par jour).

Les résultats de monitoring des pressions des annulaires sont enregistrés sur des fichiers électroniques qui seront injectés sur l'application **OFM**. Il a été constaté que :

- Les puits abandonnés ne sont pas couverts par l'activité de monitoring.
- Absence d'un fichier global qui regroupe les paramètres des différents du champ y compris les puits fermés et abandonnés.

Nombres des annulaires sans monitoring à cause de :

- Ensablement de la cave et des instruments des espaces annulaires,
- saleté de la tête de puits et instruments
- et manque d'instrumentation.

Le nombre des espaces annulaires sans monitoring est donné par le graphique et le tableau sous-dessous. [7]

Tableau.III.1.Le nombre des espaces annulaires sans monitoring [7]

Espaces Annulaires	Manque par ensablement et/ou saleté du WH	
		Manque d'instrument de lecture
7"	07	78
9" 5/8	11	76
13" 3/8	15	46

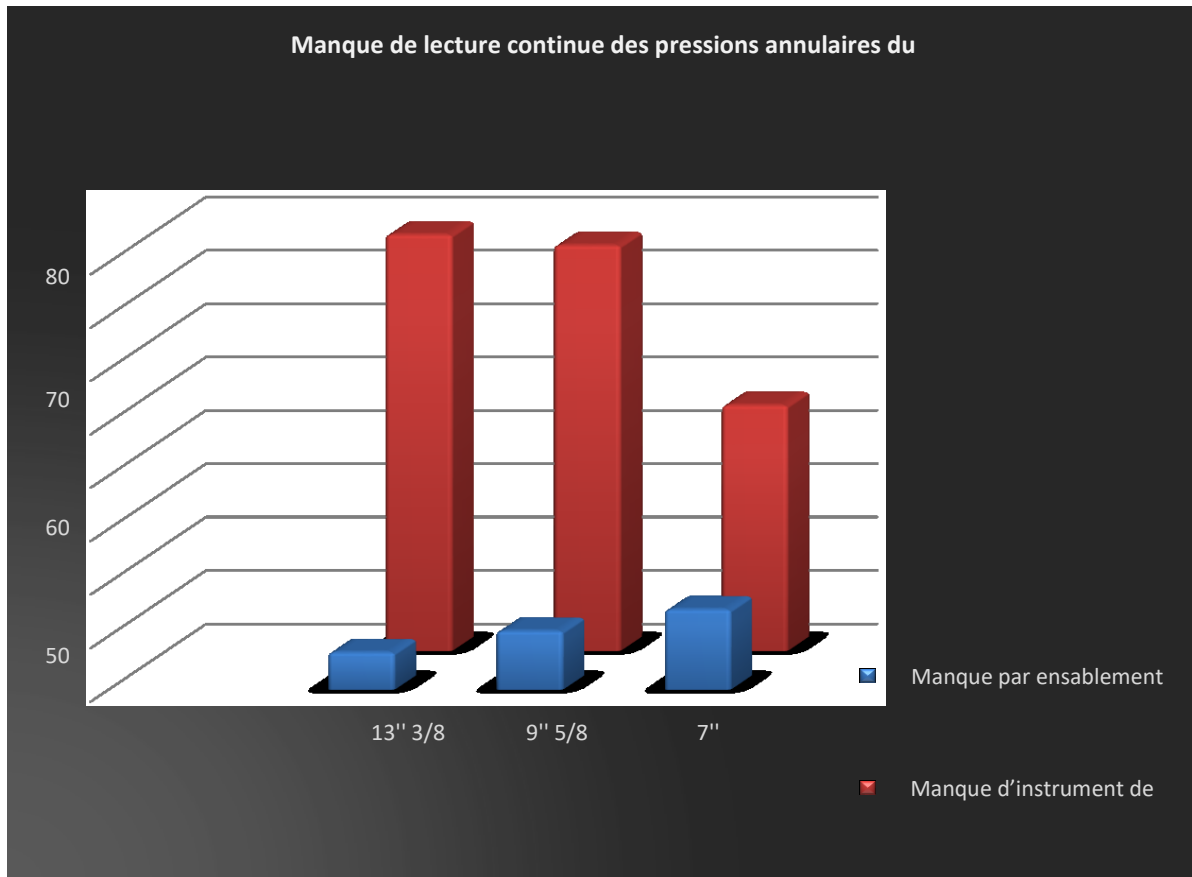


Figure.III.15.Graphique qui donne le nombre des espaces annulaires sans monitoring[7]

L'inspection des 21 puits du champ de Gallala, 114 puits de Berkaoui (OKJ ;OKN ;OKM), 54 puits de Benkahla (OKS,OKT,OKW,BKRE;BKHC;BKHE..),08 puits des champs périphériques, a révélé un état de 05 puits critiques, 34 Puits graves, de 1 59 puits moyens et zéro puits avec risque acceptable : (voir Figure.III.16). [7]

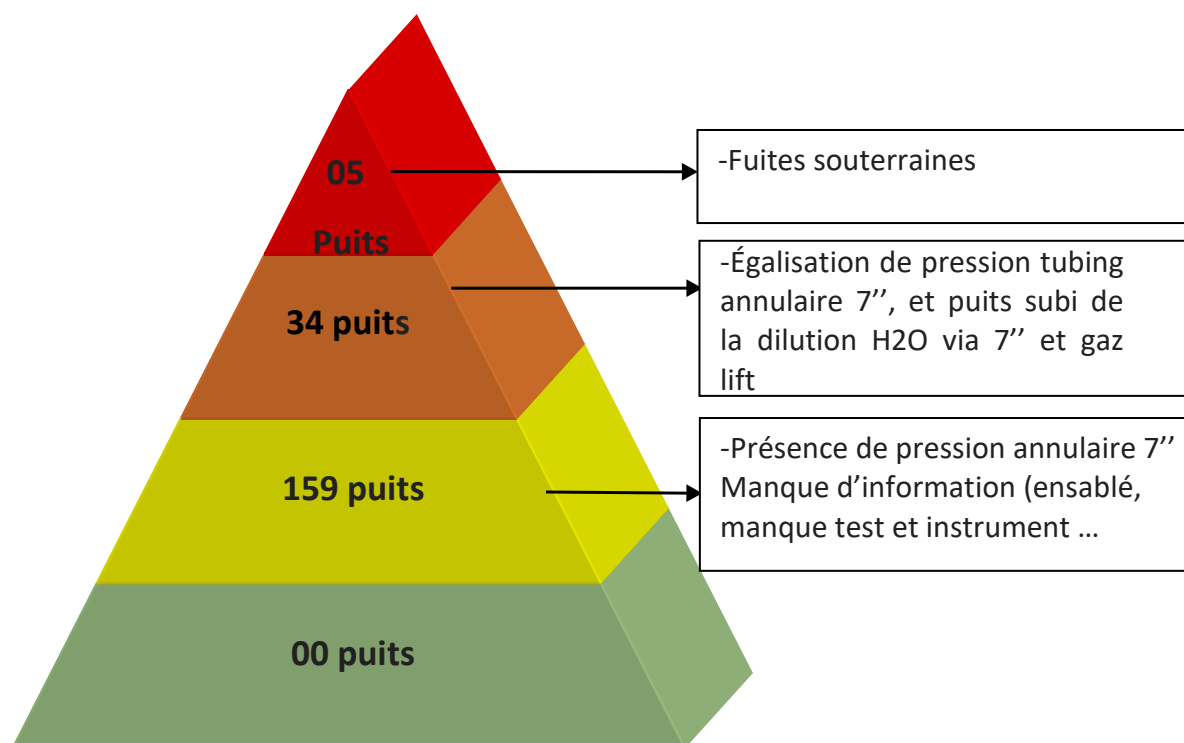


Figure.III.16. Classification des puits selon L'état de chaque puits [7]

A travers l'analyse de données des tableaux précédents, nous remarquons une augmentation de la pression dans EA de 7" dans la plupart des puits.

Afin de découvrir les causes de ce problème, nous prenons trois puits et nous étudions et analysons les données dans chaque puits, et puis nous attendons la cause de ce problème dans chaque puits.

La méthodologie de classification des puits dans la région de Haoud Berkaoui est basée sur le mode de défaillance des barrières techniques suivant **WFM Wellfailure mode** mentionné dans l'article **148 du décret 94-93** et la norme **ISO16530** ainsi que le standard **OLF-117**, et de la présentation de l'ARH faite durant le Workshop fait le mois de décembre 2017 en prenant en considération les pressions des annulaires, les résultats de l'inspection, la vérification et l'intégrité des barrières.

Catégorie	Principes
Rouge	Barrière défaillante et l'autre est dégradé/ non vérifié, ou fuite à la surface et subsurface
Orange	Rupture de barrière et l'autre et intacte, ou une seule défaillante peut conduire à une fuite à la surface ou subsurface.
Jaune	Barrière dégradée et l'autre est intacte,
Vert	Aucun problème mineur

Chapitre III : Situation de l'intégrité des puits dans Haoud Berkaoui

. **La catégorie rouge** : un puits classé dans la catégorie rouge doit être considéré avec un risque très élevé et non conforme, des actions de remédiation seront nécessaires avant que le puits ne peut être mis en fonctionnement.

. **La catégorie orange** : un puits classé dans la catégorie orange doit être considéré avec un risque élevé et non conforme, des actions de remédiation urgente seront nécessaires durant les meilleurs délais.

. **La catégorie jaune** : un puits classé dans la catégorie jaune doit être considéré avec un risque modéré et non négligeable, le puits sera mis à la surveillance selon sa criticité et l'exploitant doit évaluer les actions de réparation.

. **La catégorie verte** : un puits classé dans la catégorie verte doit être considéré avec un risque acceptable et conforme. [7]

III.4.Espaces annulaires pressurisés des puits HBK

Région HBK

Tableau.III.2.Nombre des puits de Région HBK [14]

	HBK	BKH	GLA	Autres	Périphérie	Total
Puits PPH	9	8	4	7	-	28
Puits PIE	7	-	2	-	-	9
Puits Fermés	23	14	11	1	09	58
Total Puits	39	22	17	8	09	96

Suivi des pressions du puits GLA 13

Tableau.III.3.Suivi des pressions du puits GLA 13 [14]

	P tête (Psi)		P CCE (Psi)		PA (Psi)		PB (Psi)		PB(Psi) à 14h		Observation
	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après	
09/02/2020	1750	0	-	-	1900	1650	1900	0	-	-	Gaz Sec Pas d'influence
10/02/2020	500	0	1600	0	1050	0	1600	0	550	0	Pas d'influence
11/02/2020	0	-	0	-	0	-	700	0	300	0	Fermeture EAB de 09h30 à 14h00
12/02/2020	0	-	0	-	0	-	550	0	250	0	Fermeture EAB de 07h45 à 14h00
13/02/2020	0	-	0	-	0	-	230	-	-	-	Gaz
14/02/2020	0	-	0	-	0	-	220	-	-	-	Gaz
15/02/2020	0	-	0	-	0	-	55	-	-	-	Gaz
17/02/2020	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	Prise 3 échantillons (eau + brut) Annexe 1
20/02/2020	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	Gaz
22/02/2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Neutralisation puits

Champ HBK

a- Puits PPH

Tableau.III.4.Suivi des pressions des puits PPH champ HBK [14]

PUITS	Complétion	Ptête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
OKJ101	GLS (4"1/2 x 2"7/8)	19	88	0	0
OKN31	GLS (3"1/2 x 1"660)	20	50	0	0
OKN53	GLS (4"1/2 x 2"7/8)	35,5	18	0	0

b- Puits PIE

Tableau.III.5.Suivi des pressions des puits PIE champ HBK [14]

PUITS	Complétion	Ptête inj (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
OKNi61	4"1/2	122	125	0	0
OKN34	3"1/2	119	120	0	0
OKN541	3"1/2	120	120	0	0
OKN341	3"1/2	120	110	0	0
OKN441	4"1/2	115	110	0	0
OKN54	3"1/2	115	85	0	0
OKN732	3"1/2	110	56	0	0

c-Puits Fermé

Tableau.III.6.Suivi des pressions des puits fermé champ HBK [14]

PUITS	Complétion	Ptête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
OKJ10	Fermé	-	85	65	-
OK101	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	82	80	20	0
OKi27	2"7/8	60	110	0	0
OKN611	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	35	110	0	Ensablé
OKN07	3"1/2	66	92	0	Ensablé
OKN47	2"7/8	63	88	0	0
OKJi027	2"7/8	60	68	0	0
OKN73	3"1/2	60	60	0	0
OKN17	2"7/8	74	50	0	0
OKN431	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	3	50	0	0
OKJ40	4"1/2	53	45	0	0
OKN630	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	34	38	0	Ensablé
OKN461	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	0	37	0	0
OKN05	GLC (4"1/2 x 2"7/8)	64	35	Ensablé	Ensablé
OKN451	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	12	32	0	0
OKN730	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	30	30	0	0

Chapitre III : Situation de l'intégrité des puits dans Haoud Berkaoui

PUITS	Complétion	Ptête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
OKN42	GLC (2"7/8)	0	24	0	0
OKM67bis	GLC (2"7/8)	30	20	0	0
OKN15	GLC (2"7/8)	50	18	0	0
OKN50	GLC (2"7/8)	0	12	0	0
OKN452	GLC (3"1/2 x 2"7/8)	20	8	0	0
OKN561	4"1/2	0	3	0	0

Champ BKH

a- Puits PPH

Tableau.III.7.Suivi des pressions des puits PPH champ BKH [14]

PUITS	Complétion	Ptête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
OKS57	GLS (2"7/8 x 1"315)	16	100	50	0
OKS64	GLS (4"1/2 x 2"7/8)	18	45	0	0
OKS25	GLS (4"1/2 x 2"7/8)	25	30	0	0

b- Puits PPH et PIE Fermé

Tableau.III.8.Suivi des pressions des puits PPH et PIE fermé champ BKH [14]

Puits	Complétion	Ptête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
OKP13	GLC (3"1/2 x 1"660)	41	41	0	0
OKS77	GLC (3"1/2 x 1"660)	41	41	0	0
OKP88	GLC (3"1/2 x 1"660)	10	13	0	0
OKP70	GLC (3"1/2 x 1"660)	40	10	0	Ensablé
OKP20	GLC (3"1/2 x 1"660)	0	5	0	0
OKS27	GLS (4"1/2 x 2"7/8)	9	3	0	0
OKP74	4"1/2	0	12	Ensablé	Ensablé
OKP35	3"1/2	0	0	Ensablé	Ensablé
OKP26	3"1/2	0	0	Ensablé	Ensablé
OKP36	5"x 4"1/2	0	0	Ensablé	Ensablé

Champ GLA

a- Puits PIE

Chapitre III : Situation de l'intégrité des puits dans Haoud Berkaoui

Tableau.III.9.Suivi des pressions des puits PIE champ GLA [14]

PUITS	Complétion	Ptête inj (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
GLA23	4"1/2	130	133	0	0
GLA25	3"1/2	130	90	0	0

b- Puits PPH et PIE Fermé

Tableau.III.10.Suivi des pressions des puits PPH et PIE fermé champ GLA [14]

Puits	Complétion	Ptête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
GLA13	3"1/2 x 1"660	137	140	140	0
GLA2	3"1/2	73	85	0	0
GLA7	3"1/2	0	68	0	Ensablé
GLA20	GLS (4"1/2 x 2"7/8)	83	65	0	Ensablé
GLA4	4"1/2	42	42	0	0
GLO1	4"1/2 x 2"7/8	118	12	0	0
GLA3	3"1/2 x 1"660	7	5	Ensablé	Ensablé
GLA10	2"7/8 x 1"660	102	-	Ensablé	Ensablé
GLA8	4"1/2	0	0	Ensablé	Ensablé
GLA11	ABD Provisoire	0	0	Ensablé	Ensablé

Autres Périmètres (BKHE- NHN-BKP)

a- Puits PPH

Tableau.III.11.Suivi des pressions des puits PPH (BKHE-NHN-BKP) [14]

PUITS	Complétion	Ptête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
BKEQH1	3"1/2	23	0	0	46
NHN5	4"1/2	35	42	0	24
NHN6	4"1/2	32	0	0	24
EAAN5	4"1/2	19	0	0	14
BKP1	3"1/2	15	94	20	0
BKHE1	4"1/2	26	142	0	0
BKP2	4"1/2 x 2"7/8	34	70	0	0

b- Puits PPH GLC et GLS

Tableau.III.12.Suivi des pressions des puits PPH GLC et GLS [14]

PUITS	Complétion	P tête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
GLA17	GLC	22	100	0	0
GLA14	GLS	26	91	0	0
OKO50	GLC	25	80	0	0
OKP24b	GLC	14	50	0	0
BKHP1	GLC	14	80	0	0
OKJ122	GLC	18	60	0	0
OKJ01	GLC	22	55	0	0
OKJ311	GLC	23	50	0	0
OKN02	GLC	17	48	0	0
GLA21	GLC	16,5	46	0	0
OKT17	GLS	19	42	0	0
OKNi3	GLC	29	36	0	0
OKS58	GLS	40	5	0	0
OKN25	GLC	18,5	5	0	0
GLA16	GLS	28	4	0	0

Puits Périphérie

Tableau.III.13.Suivi des pressions des puits Périphérie [14]

PUITS	Complétion	P tête (bars)	PA (bars)	PB (bars)	PC (bars)
GEC2	Fermé	60	225	Ensablé	Ensablé
BHT1	Fermé	146	146	0	0
DRT2	ABD	126	130	0	Ensablé
NGS1Bis	Fermé	160	124	0	0
GLANE1Bis	Fermé	150	80	Ensablé	Ensablé
SAH1	Fermé	25	27	0	Ensablé
EHC1	Fermé	50	20	0	0
BKZ3	ABD	24	10	0	0
KG4(S1)	ABD	0	8	0	Ensablé

Après les résultats obtenus durant notre mission, nous avons tracer un plan de travail à suivre comprend des actions à réaliser et afin de clarifier l'état de chaque puits on a élaboré un logigramme englobant toutes les actions assurant l'intégrité des puits.

III.5.Actions sur puits

III.5.1.Actions Réalisées

Chapitre III : Situation de l'intégrité des puits dans Haoud Berkaoui

- Tournée d'inspection sur l'état des lieux.
- Réparation vannes avec CUDD (BKHE2, GLA 7, OKNH 1)
- Dessablage caves (Avancement 20 %)
- Manœuvre et inspection des vannes (150 puits)
- Relevé des pressions (Pt, PA, PB, PC)
- Prélèvement et analyse des échantillons (OKJ101, OKJ40, OKN73, BKHE2, OKNH1, OKN10, BKP1, GLA2, GLA7) –Annexe 2-
- Interprétation des logs de cimentations en cours. [14]

III.5.2.Actions à Réaliser

- Suite dessablage caves
- Réparation et graissage vannes
- Suite programme de monitoring (purger EA, prélèvement et analyse des échantillons)
- Classification des puits selon le cas de gravité [14]

III.6.Conclusion

Comme conclusion, on peut dire que la well intégrité dans la région de Haoud Berkaoui, nécessite des efforts important pour protéger les puits qui sont en état de dégradation des annulaires avancés (catégorie rouge) surtout, et un suivi périodique et sérieux des autres puits, et comme échantillons, la division engineering et production et surtout le service technique puits en collaboration avec le service Intervention puits à décider d'aller au puits BKHE2 (notre cas d'études) à cause de l'état avance de ces annulaires et faire une intervention avec un Work over dans le but de régler les annulaire et de faire abandonner le puits qui est déjà en état d'abandon provisoire depuis son forage

Chapitre IV:
Etude de cas
Puits BKHE 2

IV.1.Introduction

Le puits BKHE2, est situé à 3 km au Nord-Est de BKHE1. Il a été foré par l'appareil ENTP 127 dans le cadre du développement de la zone Benkahla-Est du gisement de la Région Haoud Berkaoui (Annex A). L'objectif principal était une meilleure compréhension de la structure et l'extension du réservoir dans cette partie du gisement, mais le puits a été abandonné juste après son forage (puits sec). Les coordonnées Géographiques de la plateforme du puits BKHE2 sont les suivantes :

COORDONNEES		ALTITUDE (mètres)	
X	Y	Z_sol	Z_table
542041,18	3216225,44	153.29 m	160.89 m

En décembre-2016, une fuite a été constatée au niveau de la vanne latérale 2", de l'espace annulaire 13³/₈ x 9⁵/₈. Celle-ci a été remplacée, et une purge à travers un flexible a été effectuée : le débit est resté continu ; 12 litres/mn, environ.

Une investigation a été menée, dans le but de déterminer l'origine de la communication. Un premier diagnostic a été établi, concluant à une infiltration de l'eau de l'aquifère Albien, après interprétation de l'enregistrement d'une thermométrie, ainsi que l'établissement d'une coupe stratigraphique relative aux couches traversées durant le forage, l'état des cimentations des phases et les cotes des sabots des différents casings.

L'objectif de ce présent programme est de procéder à la sécurisation du puits de façon à écarter tout risque de communication entre les différents réservoirs, et protéger les aquifères.

Assurément, les données actuelles du puits nous permettent d'établir un diagnostic comportant une incertitude, compte tenu de certaines contraintes techniques, entre autres l'inaccessibilité à tout le puits. A cet effet, des nouvelles mesures seront enregistrées lors de l'opération d'intervention (WO), à savoir une nouvelle thermométrie, Log de corrosion, Noise Tool, etc, pour acquérir plus d'informations à même d'obtenir un diagnostic encore plus précis.

IV.2. Historique du puits

11/07/2001 au 15/09/2001 : Forage du puits BKHE2.

15/09/2001 au 18/09/2001 : Abandon du puits.

23/12/2016 : Constatation d'une pression et d'un faible écoulement continu au niveau de l'Espace Annulaire C (13³/₈ x 9⁵/₈).

25 et 26/12/2016 : Relevé de la pression de l'EA 'C' ; P = 280 Psi.

30/12/2016 : Récupération d'échantillons pour analyse.

11/02/2017 : Relevé de la pression de l'EA 'C' ; P = 300 Psi.

22/06/2017 : Relevé de la pression de l'EA 'C' ; P = 341 Psi.

30/07/2017 : Évacuation de la boue en place, par circulation de 52m³ eau + 4m³ gel + 18m³ saumure.

15/11/2017 : Enregistrement d'une thermométrie, avant et après purge de l'EA 13³/₈ x 9⁵/₈.

IV.3. Résultats des analyses d'échantillons et thermométries de suivi

Durant la période de surveillance allant du 23/12/2016 à ce jour, la salinité des échantillons récupérés de l'EA C (13³/₈ x 9⁵/₈) varie de 269 à 350 g/l. D'autre part, la salinité du Turonien est de 165 g/l, environ, selon les valeurs rencontrées à l'échelle régionale. Ceci dit, il est primordial de justifier la salinité élevée des échantillons récupérés. A priori, l'hypothèse la plus probable est la remontée d'un effluent soit de l'Albien, soit du Turonien, soit des deux (02) aquifères à la fois, qui se chargerait en salinité au niveau du Sénonien Salifère.

Les interprétations des thermométries des 15/11/2017 et 07/02/2020, montrent deux intervalles à léger réchauffement (voir annexe N°4). Il s'agit de l'intervalle 530 à 700 m (Sénonien salifère) et l'intervalle 850 à 968 m (Cénomaniens).

IV.4.Etat des cimentations des phases de forage

➤ **Tops des formations:**

Etage	Top (m)
Mio – pliocène	Surface
Sénonien carbonaté	86
Sénonien anhydritique	285,5
Sénonien salifère	514
Turonien	750,5
Cénomanién	828
Albien	991
Aptien	1455,5
Barrémién	1479
Néocomien	1829
Malm	2023,5
Dogger argileux	2243
Dogger lagunaire	2391
Lias anhydritique	2496
Lias salifère	2766,5
Horizon B	2826,5
Salifère S1+S2	2852
Salifère S3	3084
Argiles Sup	3299
Salière S4	3356,5
Argiles Inf	3379
TAG <T2>	3402,5
Argile <T1>	3410
Eruptif	-
Série inférieure	3416
Gothlandien (Dévonien)	3425

➤ **La revue des cimentations des casings montre que :**

Casing 18"½:J55. 87, 5# @ 310 m (Driller) / 310 m (Logger).

L'opération de cimentation réalisée avec 6 m3 de Spacer + 57 m3 de ciment densité (d=1,58) + 26 m3 de ciment densité (d=1,90). Chasse ciment avec 49,7 m3 d'eau.

Casing 13"¾ : P110. 72 # @ 895 m (Driller) / 893 m (Logger).

L'opération de cimentation réalisée par pompage de 3m3 Gasoil + 5m3 Spacer densité (d=1) + 6,89m3 Laitier (d=1,58) + 49,31 m3 Tail Laitier (d=1,90) + 2 m3 Laitier (d=1,90). Le déplacement s'est réalisé avec 65,48 m3 de boue de densité (d=1,24). Pas de retour. Ancrage Packer CTC et test @ 3600 Psi.

Chapitre IV : Etude de cas Puits BKHE2

Intervalles (m)		Etage (Formation)	Observation
De	à		
48	150	Sénonien carbonaté	Free pipe
150	195	Sénonien Carbonaté	Très mauvaise
195	236	Sénonien Carbonaté	Mauvaise
236	250	Sénonien Carbonaté	Moyenne
250	269	Sénonien Carbonaté	Mauvaise
269	289	Sénonien Carbonaté+ Sénonien Anhydritique	Moyenne
289	309	Sénonien Anhydritique	Bonne
309	516	Sénonien Anhydritique	Mauvaise à moyenne
516	548	Sénonien Anhydritique+ Sénonien salifère	Bonne
548	599	Sénonien salifère	Mauvaise à très mauvaise
599	606	Sénonien salifère	Bonne
606	653	Sénonien salifère	Moyenne à mauvaise
653	718	Sénonien salifère	Très bonne à bonne
718	747	Sénonien salifère	Très mauvaise

Casing 9"5/8 : P110, 47# BTC @ 2521 m (Driller) / 2520 m (Logger).

Log de cimentation du 22/08/2001 : L'opération de cimentation réalisée avec pompage de 5 m³ Gasoil + 12 m³ pré flush de densité (d=1,40) + 25 m³ de ciment de densité (d=1,48) + 35 m³ de ciment densité (d=1,90). Déplacement avec 95,3 m³ de boue.

Intervalles (m)		Etage (Formation)	Observation
De	à		
690	979	Cénomanién	Free pipe
979	1090	Cénomanién + Albien	Très mauvaise
1090	1110	Albien	Bonne à moyenne
1110	1170	Albien	Moyenne a mauvaise
1170	1234	Albien	Bonne
1234	1440	Albien	Moyenne à mauvaise
1440	1490	Albien + Aptien + Barrémien	Bonne
1490	1592	Barrémien	Moyenne
1592	1727	Barrémien	Bonne à moyenne
1727	2483	Barrémien + Néocomien + Malm + Dogger argileux +	Très bonne à bonne
2483	2496	Dogger lagunaire	Bonne à moyenne

Casing 7": P110, 32# BTC @ 3399 m (Driller).

Log de cimentation du 04/09/2001 : L'opération de cimentation réalisée avec 7 m³ de Spacer densité (d=1,97) + 16,31 m³ de ciment densité (d=2,00). Déplacement avec 63,5m³ de boue densité d=1,95.

Intervalle (m)		Etage (Formation)	Observation
De	à		
1925	1964	Néocomien	Free pipe
1964	1982	Néocomien	Mauvaise
1982	2015	Néocomien	Très bonne
2015	2065	Néocomien + Malm	Moyenne
2065	2120	Malm	Bonne
2120	2142	Malm	Très bonne
2142	2213	Malm	Bonne à moyenne
2213	2257	Malm + Dogger Argileux	Très bonne
2257	2519	Dogger Argileux + Dogger Lagunaire + Lias Anhydritique	Bonne
2519	2586	Lias Anhydritique	Mauvaise
2586	2767	Lias Anhydritique	Moyenne Parfois Mauvaise
2767	2841	Lias salifère	Très bonne
2841	2849	Lias HB	Moyenne
2849	2857	Lias HB + Lias (S1+S2)	Très bonne
2857	2866	Lias (S1+S2)	Bonne
2866	2873	Lias (S1+S2)	Moyenne
2873	3399	Lias (S1+S2) + Lias S3 + Argile supérieure + Trias S4 + Argile Inférieure	Très bonne

NB :

- Le casing 7" couvre l'Horizon B de 2829 à 2855 m. La cimentation de ce dernier est très bonne dans sa partie sommitale, et moyenne à sa base. De ce fait, il ne constitue pas une zone à risque.
- Le Barrémien et le Malm présentent de très bonnes à moyennes cimentations.

IV.5.Simulation des pressions des deux zones à risque

En se basant sur les résultats de l'étude réalisée par Géostock sur le puits CDR1 en Mars 1992 (Tests et mesures hydrogéologiques), nous posons trois hypothèses possibles pour le cas du puits BKHE2, afin d'effectuer une évaluation quantitative, pour s'assurer laquelle des deux zones à risque pourrait être la source de communication.

- **1ère hypothèse** : l'Espace annulaire 13³/₈ x 9⁵/₈ est rempli d'un fluide de même densité que celle du fluide du Turonien, après purge de tout l'espace annulaire.
- **2ème hypothèse** : l'Espace annulaire 13³/₈ x 9⁵/₈ est rempli d'un fluide de même densité que celle du fluide de l'Albien, après purge de tout l'espace annulaire.

- **3ème hypothèse** : l'Espace annulaire 13³/₈ x 9⁵/₈ est rempli du fluide de preflush de densité $d = 1.40$, utilisé lors de la cimentation (voir cimentation du csg 9⁵/₈, rapport de forage n°37, du 16/08/2001).

Hypothèse n°1 (Source de communication le Turonien):

Pression de gisement du Turonien, $P_g = 72,92 \text{ kg/cm}^2$

Densité du fluide du Turonien, $d = 1,2$

Cote mi-Turonien, $H = 786,5 \text{ m}$.

PEA (13³/₈ x 9⁵/₈) = PA3 = 24 kgf/cm², relevé du 22/06/2017.

$P @ 786,5 \text{ m} = PA3 + PHYD = PA3 + (H \times d)10 = 24 + 94,38 = \mathbf{118,38} \text{ ((kgf/cm}^2\text{)}$

Ecart par rapport à la pression du Turonien = $118,38 - 72,92 = \mathbf{45,46} \text{ kgf/cm}^2$

Hypothèse n°2 (Source de communication l'Albien):

Pression de gisement de l'Albien, $P_g = 149,37 \text{ kg/cm}^2$.

Densité du fluide de l'Albien, $d = 0,996$.

$H = 1041 \text{ m}$ (partie sommitale de l'Albien).

PEA (13³/₈ x 9⁵/₈) = PA3 = 24 kgf/cm², relevé du 22/06/2017.

$P @ 1041 \text{ m} = PA3 + PHYD = PA3 + (H \times d)10 = 24 + 103,68 = 127,68 \text{ (kgf/cm}^2\text{)}$

Écart par rapport à la pression de l'Albien = $127,68 - 149,37 = \mathbf{-21,69} \text{ kgf/cm}^2$.

Hypothèse n°3:

Données de calcul:

Pression de gisement du Turonien, $P_g = 72,92 \text{ kg/cm}^2$.

Pression de gisement de l'Albien, $P_g = 149,37 \text{ kg/cm}^2$.

Densité du fluide de preflush, $d = 1,40$

Cote mi-Turonien, $H = 786,5 \text{ m}$.

$H = 1041 \text{ m}$ (partie sommitale de l'Albien).

PEA (13³/₈ x 9⁵/₈) = PA3 = 24 kgf/cm², relevé du 22/06/2017. $P @ 786,5 \text{ m} = PA3 + PHYD = PA3 + (H \times d)10 = 24 + 110,11 = 134,11 \text{ ((kgf/cm}^2\text{)}$

Ecart par rapport à la pression du Turonien = $134,11 - 72,92 = \mathbf{61,19} \text{ kgf/cm}^2$

$P @ 1041 \text{ m} = PA3 + PHYD = PA3 + (H \times d)10 = 24 + 145,74 = \mathbf{169,74} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}$

Ecart par rapport à la pression de l'Albien = $169,74 - 149,37 = \mathbf{20,37} \text{ kgf/cm}^2$

Récapitulatif des hypothèses:

Hypothèse n°1 : Ecart par rapport à la pression du Turonien = $118,38 - 72,92 = \mathbf{45,46} \text{ kgf/cm}^2$.

Hypothèse n°2 : Ecart par rapport à la pression de l'Albien = $127,68 - 149,37 = \mathbf{-21,69} \text{ kgf/cm}^2$.

Hypothèse n°3 : Ecart par rapport à la pression du Turonien = $134,11 - 72,92 = \mathbf{61,19} \text{ kgf/cm}^2$.

Ecart par rapport à la pression de l'Albien = $169,74 - 149,37 = \mathbf{20,37} \text{ kgf/cm}^2$.

Synthèse des résultats de calcul:

- Le résultat de calcul pour l'hypothèse n°1 montre que la pression du Turonien s'avère insuffisante pour provoquer une pressurisation de l'espace annulaire 13^{3/8} x 9^{5/8}, avec une valeur de 24 kgf/cm² en surface.
- Le résultat de calcul pour l'hypothèse n°2 montre que la pression de l'Albien peut aisément provoquer une pressurisation de l'espace annulaire 13^{3/8} x 9^{5/8}, avec une valeur de 24 kgf/cm² en surface, ou plus (selon que l'on ait de l'eau douce dans l'espace annulaire, ou un mélange plus dense).
- Le résultat de calcul pour l'hypothèse n°3, comme le précédent, montre que si l'espace annulaire 13^{3/8} x 9^{5/8} contiendrait une hauteur importante d'un fluide dense (fluide de preflush $d= 1.40$, utilisé lors de la cimentation du csg 9^{5/8}), c'est toujours l'Albien qui pourrait provoquer la pressurisation de l'espace en question.

Après ces résultats la division Engineering et Production à la direction régionale de HaoudBerkaoui à décider de faire une opération de workover afin de sécuriser les annulaires sur le puits BKHE2 et régler le problème de perte de l'intégrité de façon définitive.

Chapitre IV : Etude de cas Puits BKHE2

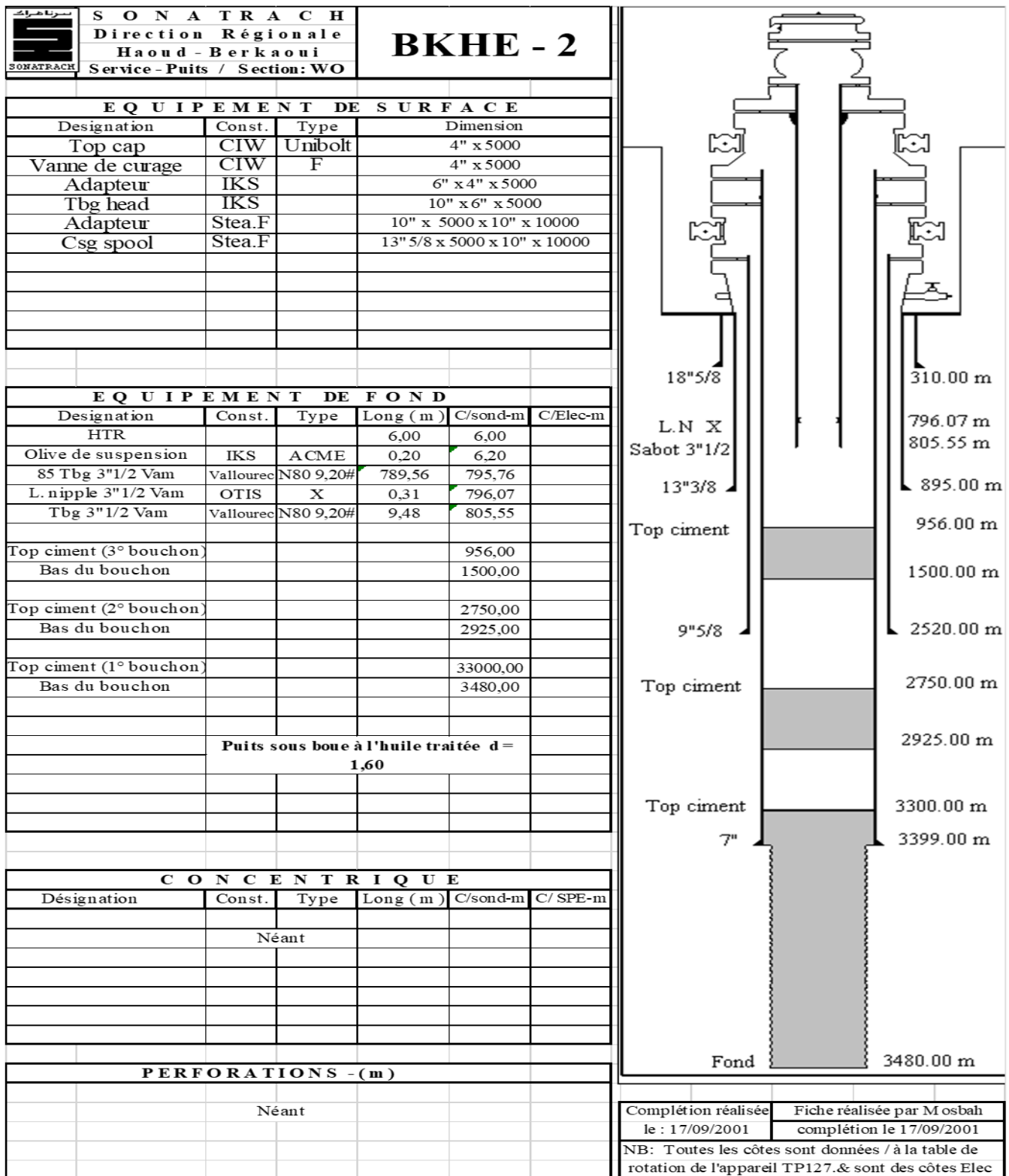


Figure.IV.1. Schéma de puits BKHE2 (Work Over) [15]

IV.6.déroulement des opérations de Work Over sur le puits

Descente PDC6" avec circulation @ la cote : 976m (T-Ciment) Reforage ciment de 976m @ la cote : 1518m (le bas du 1^{er} bouchon).

Et ensuite descente PDC 6" @ la cote 3297m (Top 3^{ème} bouchon de ciment). Reforage bouchon de ciment de 3297m @ la cote : 3327m

NB : le passage dans le 2^{ème} bouchon c'était avec circulation.

Et Pompage un bouchon de ciment V= 2,92m³ de D= 1,90 de 2745m à 2900m.

Ensuite plusieurs opérations de coupe casing 7" ont été faite avec un casing cutter 5"3/4 et le repêchage avec le releasing spear 5"3/4 jusqu'à la cote : 1962m (nouveau top de casing 7").

Une opération électrique a été faite par l'entreprise HESP (Opération logging de UltraSonic - VDL+log corrosion + Noise Tool), pour voir la qualité de métal de casing 7", les résultats sont bons.

Mise en place 14.2 m³ d'un fluide visqueux d : 1.95 avec anti corrosif de 2020 m à 2755 m.

Et Pose bouchon de ciment d :1.90 à cheval entre csg 7" et le csg 9"5/8 soit de 1920 m à 2020 m, et reforage ciment de 1885 à 1889 m.

Ensuite Pompage de 7.65 m³ de ciment d :1.90 chassé par 5 m³ de boue 1,35 (3eme bouchon). Et reforage ciment de 1488 m à 1490 m.

Et Pompage de 5.73 m³ de ciment d : 1.9 chassé par 4.5 m³ de boue (bouchon n°4 et 5), et Reforage ciment de 1196 à 1197 m.

Pompage de 7,64 m³ de ciment d =1,9 chassée par 3,13 m³ de boue d =1,35 (bouchon n°6 et n°7), reforage bouchon n°7 de 1034 m à 1035m.

Après la remonté de 1962m de casing 7" et la pose de 7 bouchon de ciment, sonatrach à décider de couper la casing 9"5/8 et de faire ouvrir une fenêtre pour contact avec la formation et ensuite, faire pomper un bouchon de ciment pour isoler l'espace annulaire, pour cela ils ont fait plusieurs coupes avec le casing cutter 5"9/16 et faire remonter avec releasing spear 8"1/2 et cela jusqu'à la cote : 910m et ensuite une opération de nettoyage de décantation de 910m à 950m a été faite, et suivi de Pompage de 12,03 m³ de ciment 1,90 + 0,84 m³ spacer chassé par 6,64 m³ de boue 1,39, et un autre bouchon de :13,04 m³ de ciment 1,90 + 0,84 m³ spacer chassé par 5,14 m³ de boue 1,39.

Après le pompage de ces bouchons de ciment (Figure IV.1 et Figure IV.2), un test de dureté à été fait à 1000 psi pour tester le ciment, et ensuite une garniture de sécurité est descendue dans le puits , le puits est fermé pour observation de 12 mois (abandon provisoire), et si le

problème de fuite dans l'espace annulaire 9"5/8 X 13"3/8 est réglé, normalement le puits sera abandonné définitivement.

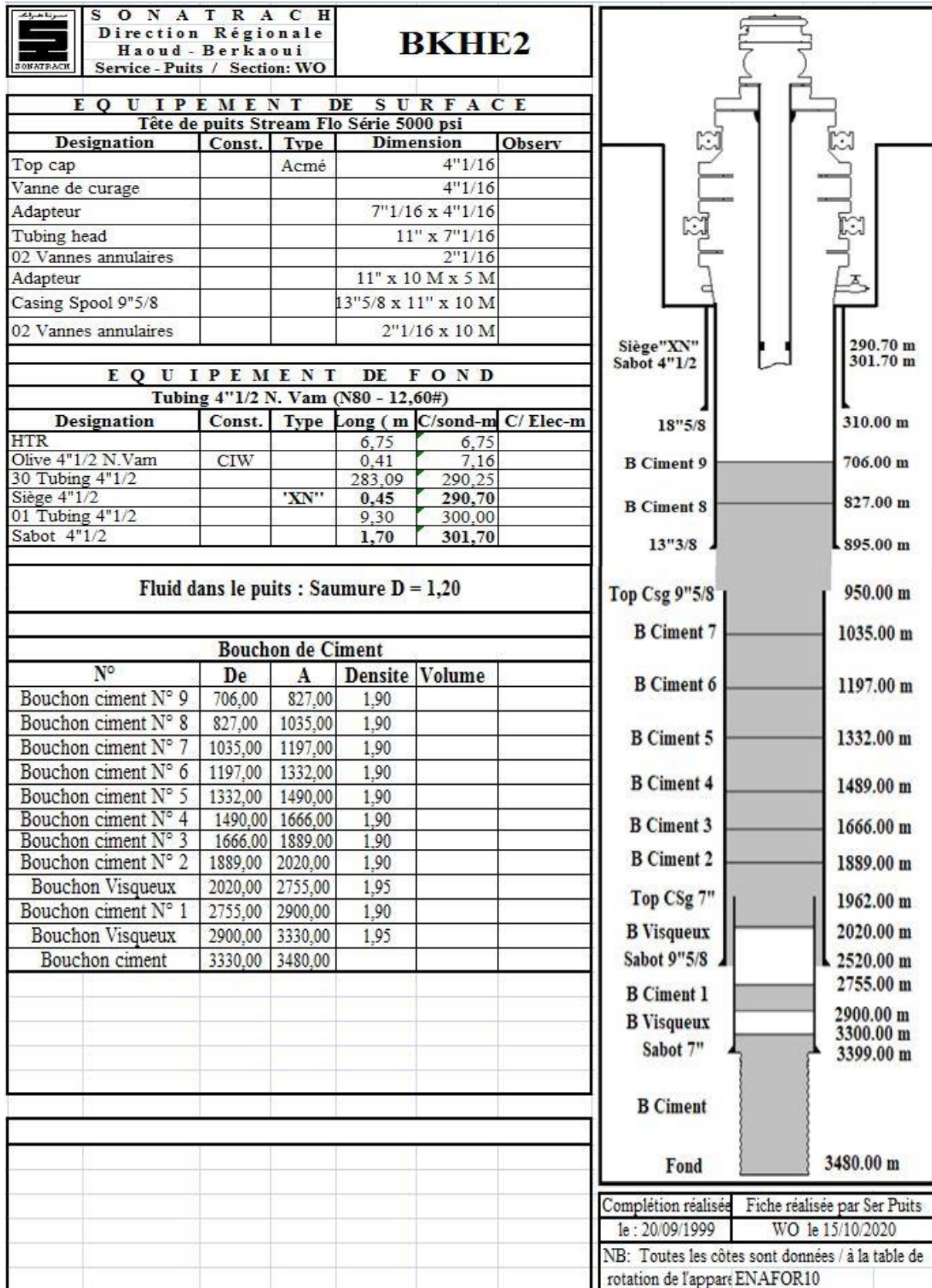


Figure.IV.2.Fiche-Technique de puits BKHE2 (ENAFOR10) [15]

NB:

- Casing 13^{3/8} à contient bouchant ciment , jusqu'à la cote 706 m et remplié avec une boue salée saturé de densité=1.40 , puis testé à 800 psi pendant 60 min .
- Le test est positive.

IV.7. Conclusion

Après ces opération le puits est sécurisé d'une manière provisoire, et le service technique puits de la division engenering et production de la région de Sonatrach Haoud Berkaoui est fait un suivi périodique des annulaires surtout l'annulaire B (9"5/8X13"3/8) et un monitoring sera fait périodiquement pendant une période d'au moins 12 mois, les test de ces opération et suivi seront envoyé au service PED, et une décison de l'A.R.H sera transmi pour l'accord définitive de l'abondon défintif de notre puits, cela nécissite une autre opération de Work Over pour poser des bouchons de ciment jusqu'au surface et ma sécurisation finale de puits, et après cette sécurisation la zone normalement sera protégé de tous problèmes des venue des eaux sous terrains et de tous effluents indésirable, et une catastrophe naturelle sera évité.

Sachant qu'il y'a plusieurs puits dans cette zone (Benkahla) ons le meme problème, et necissite un work over similaire.

Conclusion générale

L'étude du puits BKHE2 nous a permis de dégrader une meilleure compréhension de la structure et l'extension du réservoir dans cette partie du gisement. La salinité des échantillons récupérés de l'EA C (13^{3/8} x 9^{5/8}) varie de 269 à 350 g/l. D'autre part, la salinité du Turonien est de 165 g/l, environ, selon les valeurs rencontrées à l'échelle régionale. Ceci dit, il est primordial de justifier la salinité élevée des échantillons récupérés. A priori, l'hypothèse la plus probable est la remontée d'un effluent soit de l'Albien, soit du Turonien, soit des deux (02) aquifères à la fois, qui se chargerait en salinité au niveau du Sénonien Salifère.

Les interprétations des thermométries, montrent deux intervalles à léger réchauffement. Il s'agit de l'intervalle 530 à 700 m (Sénonien salifère) et l'intervalle 850 à 968 m (Cénomaniens).

Nous posons trois hypothèses possibles pour le cas du puits BKHE2, afin d'effectuer une évaluation quantitative, pour s'assurer laquelle des deux zones à risque pourrait être la source de communication. Le résultat de calcul pour l'hypothèse n°1 montre que la pression du Turonien s'avère insuffisante pour provoquer une pressurisation de l'espace annulaire 13^{3/8} x 9^{5/8}, avec une valeur de 24 kgf/cm² en surface. Pour l'hypothèse n°2 montre que la pression de l'Albien peut aisément provoquer une pressurisation de l'espace annulaire 13^{3/8} x 9^{5/8}, avec une valeur de 24 kgf/cm² en surface, ou plus. Et pour l'hypothèse n°3, comme le précédent, montre que si l'espace annulaire 13^{3/8} x 9^{5/8} contiendrait une hauteur importante d'un fluide dense (fluide de Pr flush d= 1.40, utilisé lors de la cimentation du CSG 9^{5/8}), c'est toujours l'Albien qui pourrait provoquer la pressurisation de l'espace en question.

Après ces résultats la division Engineering et Production à la direction régionale de Haoud Berkaoui à décider de faire une opération de Work over. Après le pompage de ces bouchons de ciment, un test de dureté a été fait à 1000 psi pour tester le ciment, et ensuite une garniture de sécurité est descendue dans le puits, le puits est fermé pour observation de 12 mois (abandon provisoire), afin de sécuriser les annulaires sur le puits BKHE2 et régler le problème de perte de l'intégrité de façon définitive.

Références bibliographiques :

- [1] BEICIP (1992) : Etude des accumulations de Berkaoui et Benkahla
- [2] Document Sonatrach, 2002 (1) : Rapport de la région Haoud Berkaoui
- [3] Fichiers « généralité de région de Berkaoui » obtenu à Sontrach DP
- [4] GHOMARIA, 1983 : Stratigraphie de paléozoïque dans le bassin d'Oued Mya Haoud
- [5] NORSOK Standard, 117 OLF, " Norwegian oil and gas recommended guidelines for well integrity ", Rev. 4. Juin 2011.
- [6] NORSOK Standard D-10. " Well integrity in drilling and well operations ", Rev. 4. Juin 2013.
- [7] Diagnostique pour la mise en conformité réglementaire de l'intégrité des puits du champ du champ BERKAOUI-Rapport établi suite à l'inspection effectuée durant la période du 7/11/2019 au 12 /11/2019 et du 21/11/2019 au 25/11/2019. HSE consulting (Fatima Zohra Khiat et Mokhtar Djebbour).
- [8] Eclipse Petroleum Technology Ltd. Groupement Berkine, PSA-2003-099. " Annulus management document ". Decembre 2003.
- [9] American Petroleum Institute, API Recommended practice 90-2. " Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells ". Rev. 00. Avril 2016.
- [10] International Standard, ISO 16530-01. " Petroleum and natural gas industries- Well Integrity- Part 1: Life cycle governance ", Rev. 00. Mars 2017.
- [11] International Standard, Technical Specification, ISO/TS 16530-02. " Well integrity- Part 2: Well integrity for the operational phase ", Rev. 00. 2013.
- [12] " GB Annulus Integrity and Management Strategy ", Version 1, August 2010.
Berkaoui. Mémoire d'Ingénieur en Géologie Option : Exploration (IAP)
- [13] HESP : BKHE2 Thermométries des 15/11/2017 et 07/02/2020
- [14] SH Activité Exploration-Production Division Production Direction Régionale HAOUD BERKAOUI - Mise en conformité des puits HBK, 25 Février 2020.
- [15] SH Direction Régionale Haoud – Berkaoui Service – Puits / Section Work - Over
- [16] Document Sonatrach : BKHE2_Fiche Technique Prévisionnelle
- [17] BJSP : TEST UP 151 ENFOR 10 Puits BKHE2
- [18] SH DP BERKAOUI : Cementing Program of BKHE2 - ENAFOR 10

ANNEXES

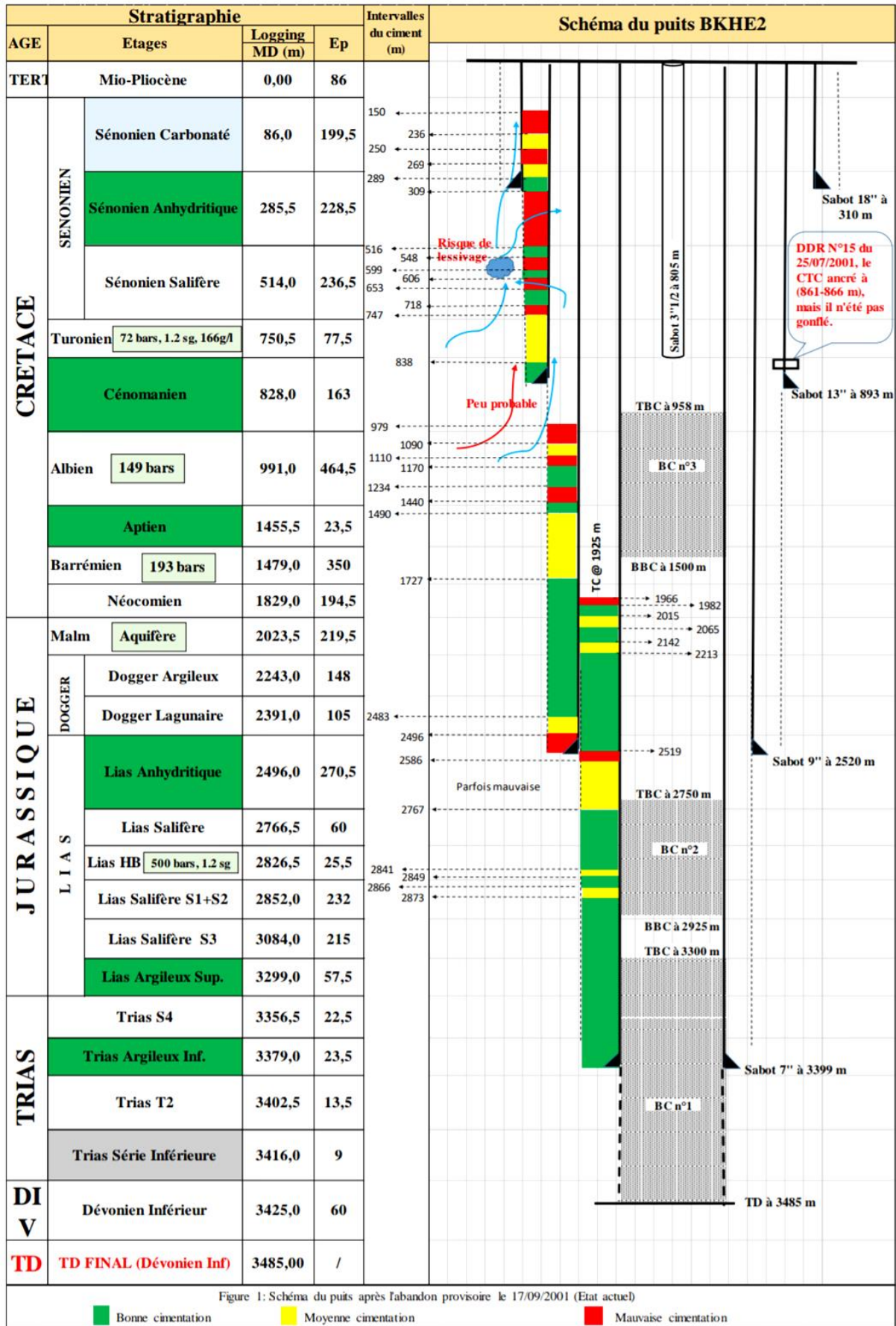
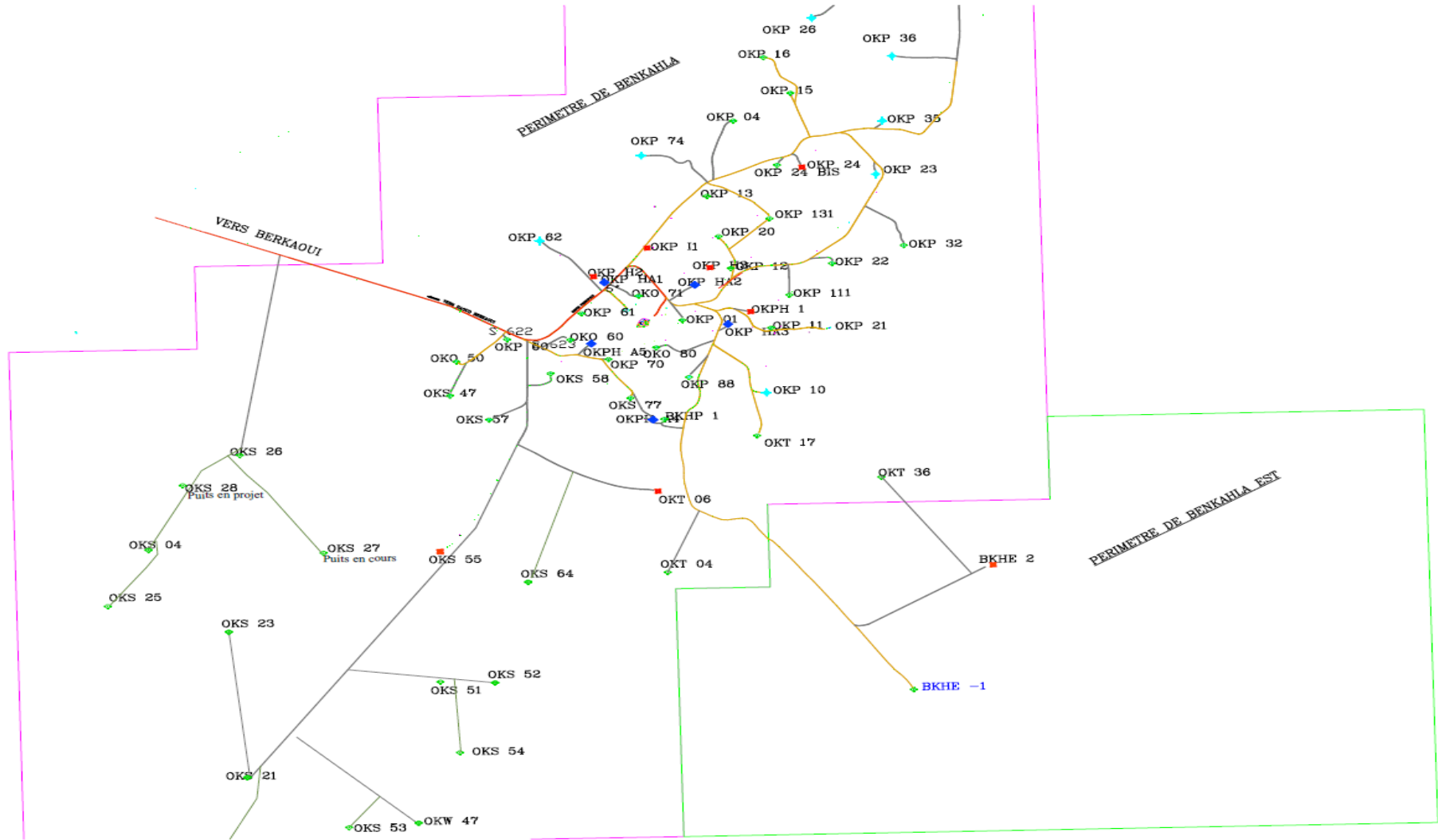
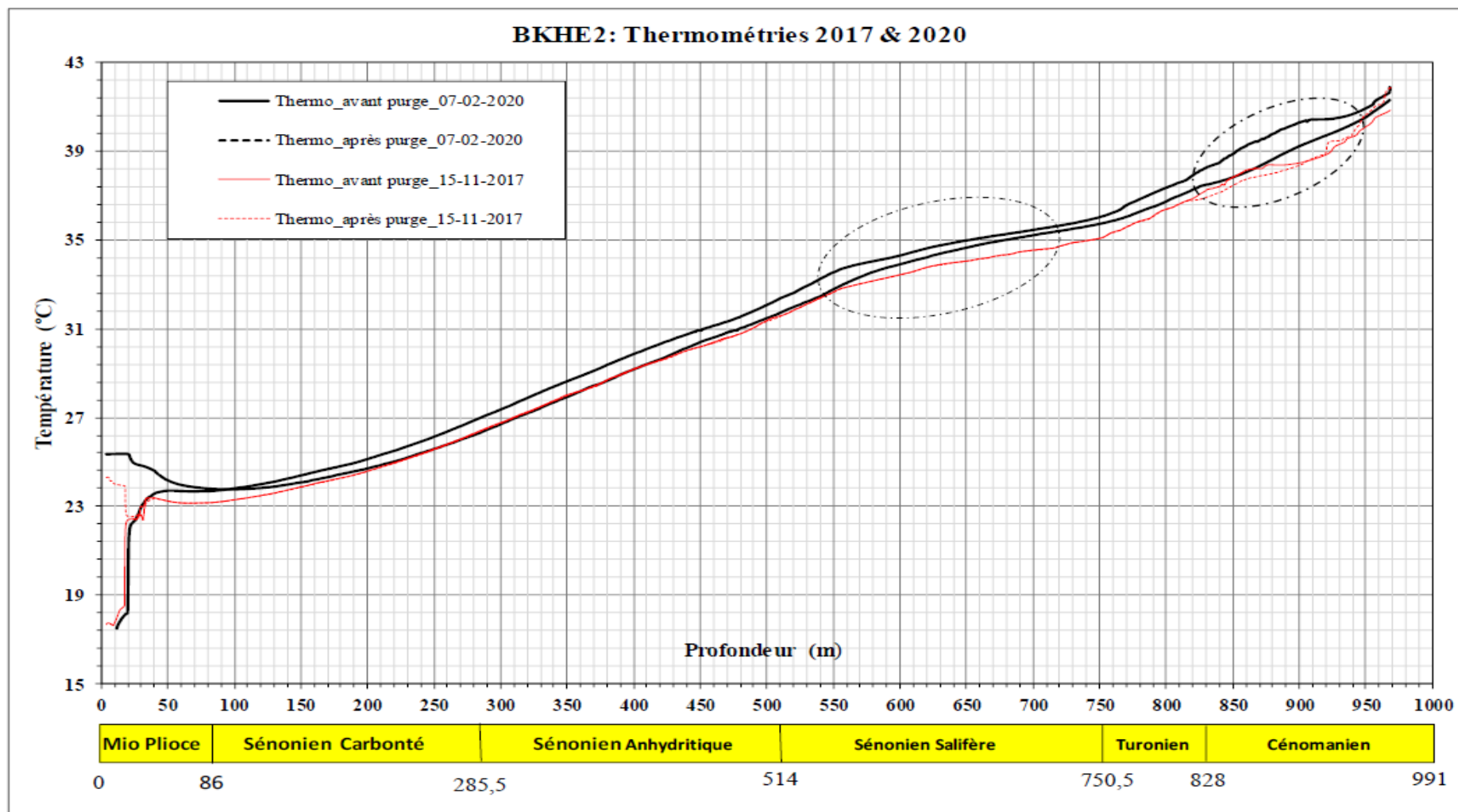


Figure 1: Schéma du puits après l'abandon provisoire le 17/09/2001 (Etat actuel)

■ Bonne cimentation
 ■ Moyenne cimentation
 ■ Mauvaise cimentation



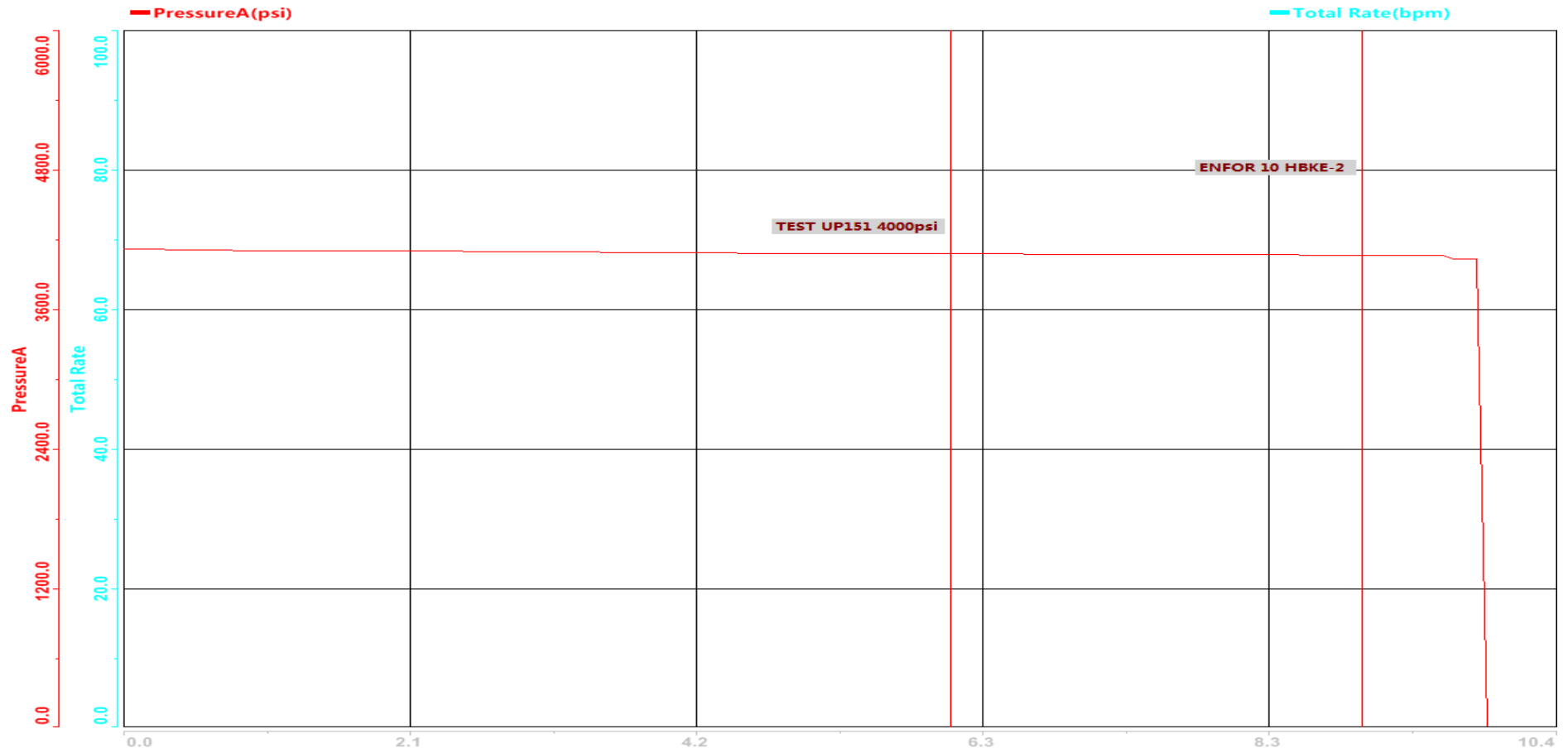
Annex A. Carte BKH [3]



Annex C. BKHE2 Thermométries des 15/11/2017 et 07/02/2020 [13]



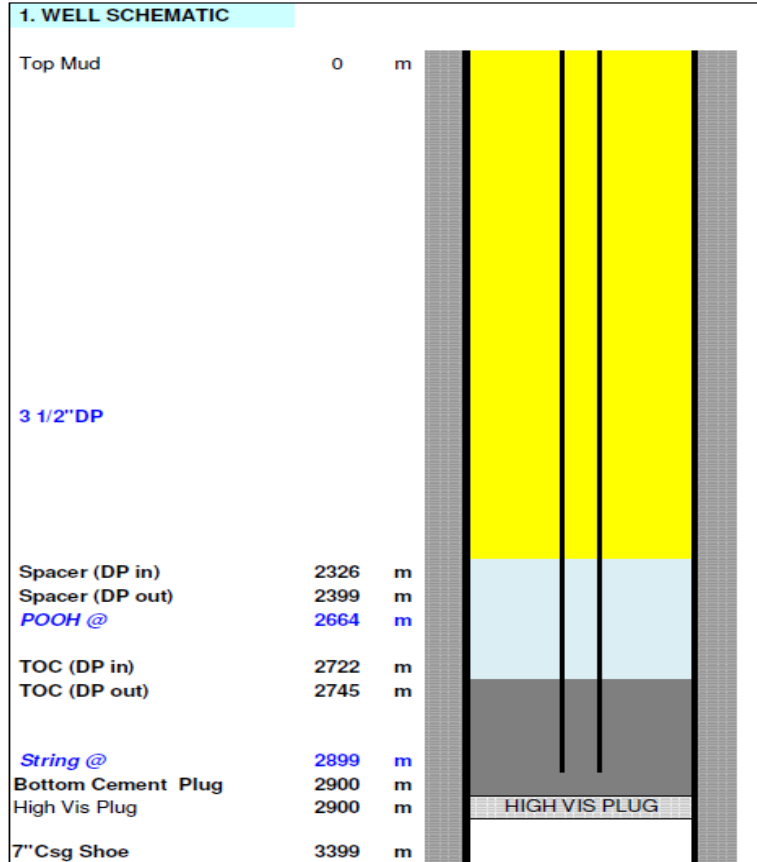
ENFOR 10 HBKE-1 ISOLATION PLUG



Annex D.TEST UP 151 ENFOR 10 [17]



Job Number: 20-0532-003
 Prepared for: SH-DP-Berkaoui
 Well / Rig: BKHE-2 ENF-10
 Operation: Isolation Plug :
 Revision: 01
 Date: 30/07/2020



2. FLUIDS

	Density			Volume	
	<i>kg/lt</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbf</i>
Mud (WBM)	1,42	11,84			
Preflush Ahead	1,00	8,34	5,0	176,6	31,4
Cement Slurry	1,90	15,85	2,92	103,0	18,3
Preflush Behind	1,00	8,34	1,51	53,5	9,5
Displacement (WBM)	1,42	11,8	8,89	313,8	55,9

3. CAPACITIES

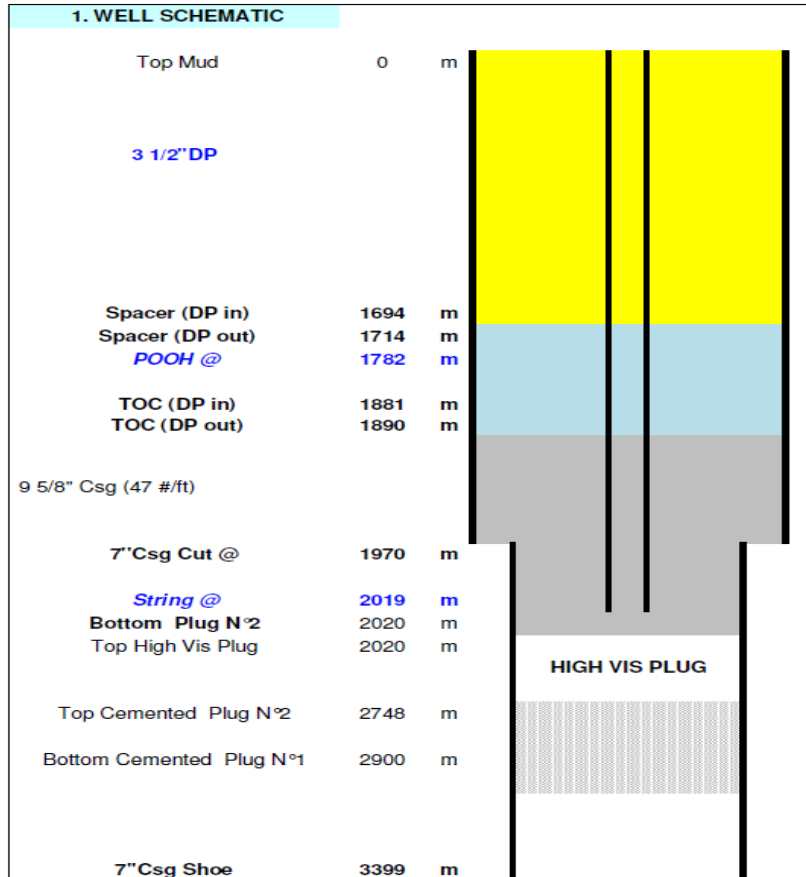
	<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbf/m</i>
3 1/2" DP-G-105		3,82	0,135
7" Csg (32 #/ft)	6,094	18,82	0,665
Annulus 7" Csg (32 #/ft) x 3" 1/2 DP		12,61	0,445

4. Temperature

BHST =	96	°C	205	°F
BHCT =	71	°C	160	°F
T ° Gradient =	2,4	°C/100 m	1,33	°F/100 ft



Job Number:	20-0647-003
Prepared for:	SH-DP-Berkaoui
Well / Rig:	BKHE-2 ENF-10
Operation:	Isolation Plug N°2 :
Revision:	00
Date:	15/09/2020



2. FLUIDS

	Density			Volume	
	<i>kg/lt</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbf</i>
Mud (WBM)	1,35	11,26			
Preflush Ahead	1,00	8,34	6,0	211,9	37,7
Cement Slurry	1,90	15,85	4,00	141,1	25,1
Preflush Behind	1,00	8,34	0,72	25,3	4,5
Displacement (WBM)	1,35	11,3	6,47	228,5	40,7

3. CAPACITIES

	<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbf/m</i>
3 1/2" DP-G-105		3,82	0,135
7" Csg (32 #/ft)	6,094	18,82	0,665
9 5/8" Csg (47 #/ft)		38,19	1,349
Annulus 7" Csg (32 #/ft) x 3" 1/2 DP		12,61	0,445
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 3" 1/2 DP		31,98	1,129

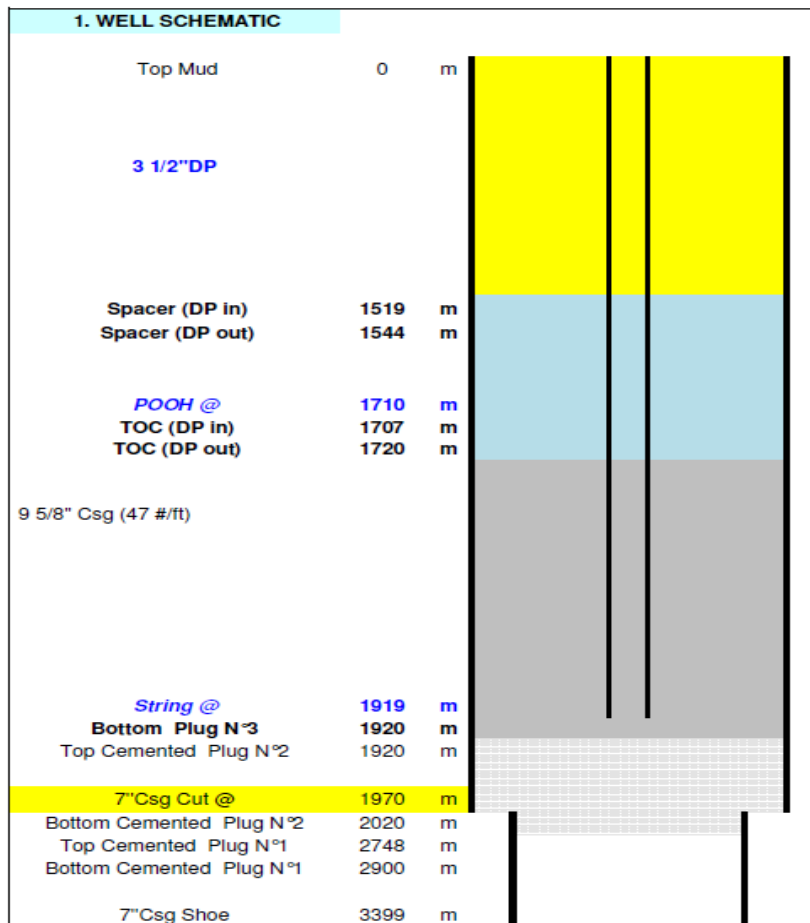
4. Temperature

BHST =	71	°C	160	°F
BHCT =	49	°C	120	°F
T° Gradient =	2,2	°C/100 m	1,22	°F/100 ft

Annexe F: Isolation plug N°2 BKHE-2_ENF-10 [18]



Job Number: 20-0674-003
 Prepared for: SH-DP-Berkaoui
 Well / Rig: BKHE-2 ENF-10
 Operation: Isolation Plug N°3 :
 Revision: 00
 Date: 19/09/2020



2. FLUIDS

	Density			Volume	
	<i>kg/ft</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbt</i>
Mud (WBM)	1,35	11,26			
Preflush Ahead	1,00	8,34	6,0	211,9	37,7
Cement Slurry	1,90	15,85	7,637	269,7	48,0
Preflush Behind	1,00	8,34	0,72	25,3	4,5
Displacement (WBM)	1,35	11,3	5,80	204,9	36,5

3. CAPACITIES

	<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbt/m</i>
3 1/2" DP-G-105		3,82	0,135
7" Csg (32 #/ft)	6,094	18,82	0,665
9 5/8" Csg (47 #/ft)		38,19	1,349
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 3" 1/2 DP		31,98	1,129

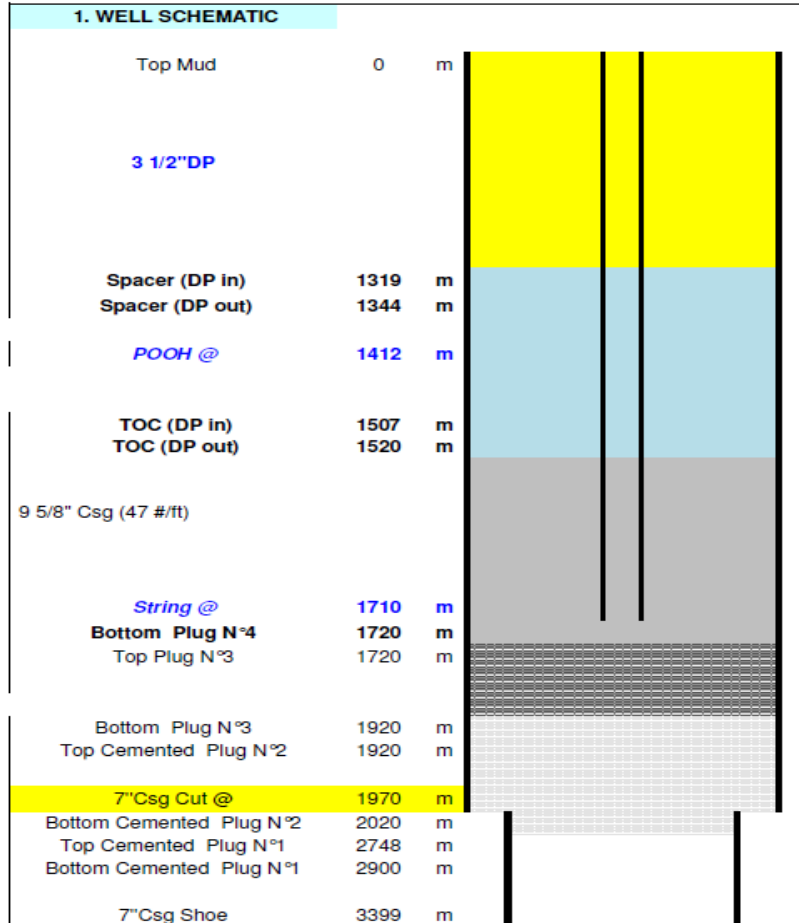
4. Temperature

BHST =	69	°C	156	°F
BHCT =	47	°C	117	°F
T° Gradient =	2,2	°C/100 m	1,22	°F/100 ft

Annexe G: Isolation plug N°3 BKHE-2_ ENF-10 [18]



Job Number:	20-0675-003
Prepared for:	SH-DP-Berkaoui
Well / Rig:	BKHE-2 ENF-10
Operation:	Isolation Plug N°4:
Revision:	00
Date:	19/09/2020



2. FLUIDS

	Density			Volume	
	<i>kg/lit</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbf</i>
Mud (WBM)	1,35	11,26			
Preflush Ahead	1,00	8,34	6,0	211,9	37,7
Cement Slurry	1,90	15,85	7,637	269,7	48,0
Preflush Behind	1,00	8,34	0,72	25,3	4,5
Displacement (WBM)	1,35	11,3	5,04	177,9	31,7

3. CAPACITIES

	<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbf/m</i>
3 1/2" DP-G-105		3,82	0,135
7" Csg (32 #/ft)	6,094	18,82	0,665
9 5/8" Csg (47 #/ft)		38,19	1,349
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 3" 1/2 DP		31,98	1,129

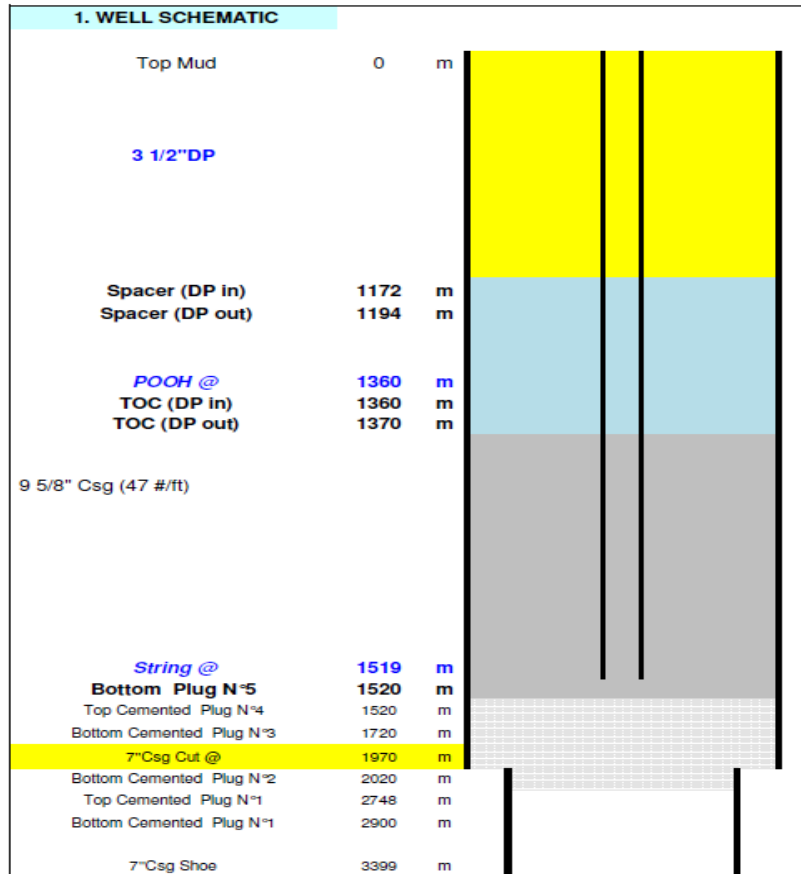
4. Temperature

BHST =	64	°C	147	°F
BHCT =	44	°C	111	°F
T° Gradient =	2,2	°C/100 m	1,22	°F/100 ft

Annexe H: Isolation plug N°4 BKHE-2_ ENF-10 [18]



Job Number:	20-0680-003
Prepared for:	SH-DP-Berkaoui
Well / Rig:	BKHE-2 ENF-10
Operation:	Isolation Plug N°5 :
Revision:	00
Date:	22/09/2020



2. FLUIDS

	Density		Volume		
	<i>kg/lt</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbf</i>
Mud (WBM)	1,35	11,26			
Preflush Ahead	1,00	8,34	6,0	211,9	37,7
Cement Slurry	1,90	15,85	5,728	202,3	36,0
Preflush Behind	1,00	8,34	0,72	25,3	4,5
Displacement (WBM)	1,35	11,3	4,48	158,2	28,2

3. CAPACITIES

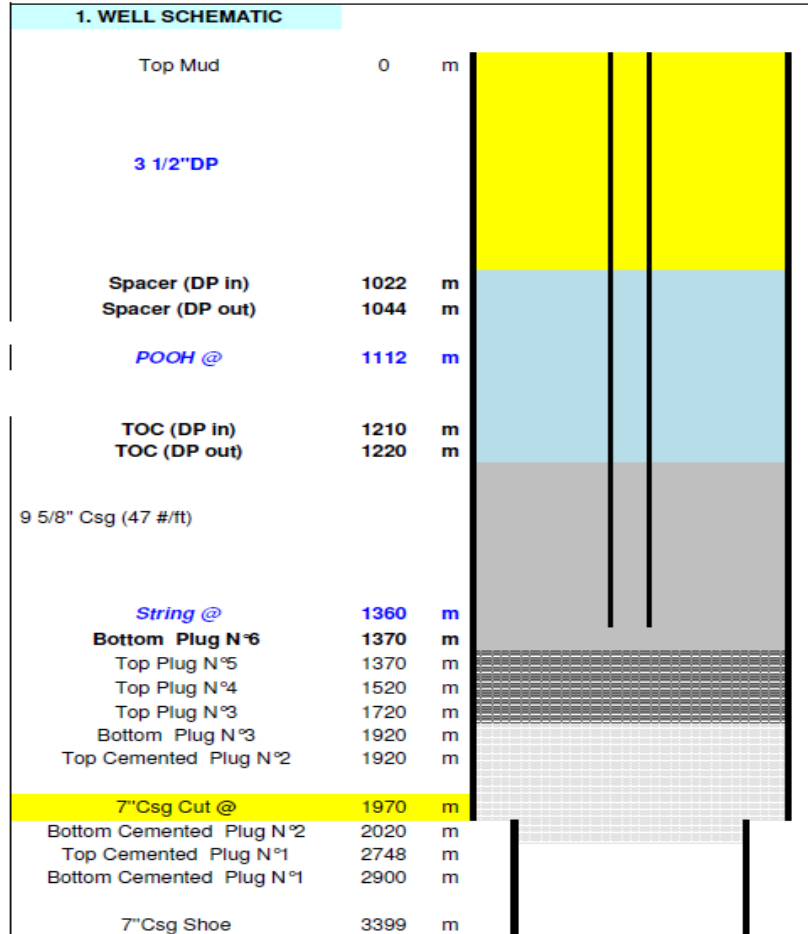
	<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbf/m</i>
3 1/2" DP-G-105		3,82	0,135
7" Csg (32 #/ft)	6,094	18,82	0,665
9 5/8" Csg (47 #/ft)		38,19	1,349
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 3" 1/2 DP		31,98	1,129

4. Temperature

BHST =	60	°C	140	°F
BHCT =	42	°C	108	°F
T° Gradient =	2,2	°C/100 m	1,22	°F/100 ft



Job Number:	20-0681-003
Prepared for:	SH-DP-Berkaoui
Well / Rig:	BKHE-2 ENF-10
Operation:	Isolation Plug N°6:
Revision:	00
Date:	22/09/2020



2. FLUIDS

	Density			Volume	
	<i>kg/lt</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbt</i>
Mud (WBM)	1,35	11,26			
Preflush Ahead	1,00	8,34	6,0	211,9	37,7
Cement Slurry	1,90	15,85	5,728	202,3	36,0
Preflush Behind	1,00	8,34	0,72	25,3	4,5
Displacement (WBM)	1,35	11,3	3,91	137,9	24,6

3. CAPACITIES

	<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbt/m</i>
3 1/2" DP-G-105		3,82	0,135
7" Csg (32 #/ft)	6,094	18,82	0,665
9 5/8" Csg (47 #/ft)		38,19	1,349
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 3" 1/2 DP		31,98	1,129

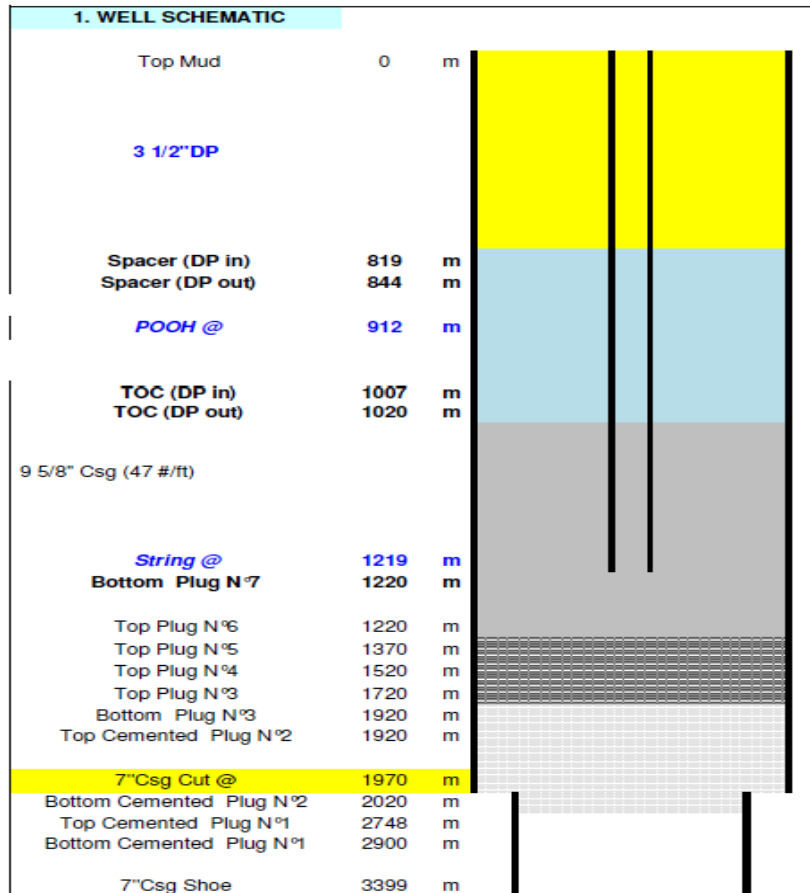
4. Temperature

BHST =	57	°C	135	°F
BHCT =	40	°C	104	°F
T° Gradient =	2,2	°C/100 m	1,22	°F/100 ft

Annexe J: Isolation plug N°6 BKHE-2_ ENF-10 [18]



Job Number:	20-0691-003
Prepared for:	SH-DP-Berkaoui
Well / Rig:	BKHE-2 ENF-10
Operation:	Isolation Plug N°7:
Revision:	00
Date:	25/09/2020



2. FLUIDS

	Density		Volume		
	<i>kg/ft</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbf</i>
Mud (WBM)	1,35	11,26			
Preflush Ahead	1,00	8,34	6,0	211,9	37,7
Cement Slurry	1,90	15,85	7,637	269,7	48,0
Preflush Behind	1,00	8,34	0,72	25,3	4,5
Displacement (WBM)	1,35	11,3	3,13	110,5	19,7

3. CAPACITIES

		<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbf/m</i>
3 1/2" DP-G-105		3,82	0,135	0,024
7" Csg (32 #/ft)	6,094	18,82	0,665	0,118
9 5/8" Csg (47 #/ft)		38,19	1,349	0,240
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 3" 1/2 DP		31,98	1,129	0,201

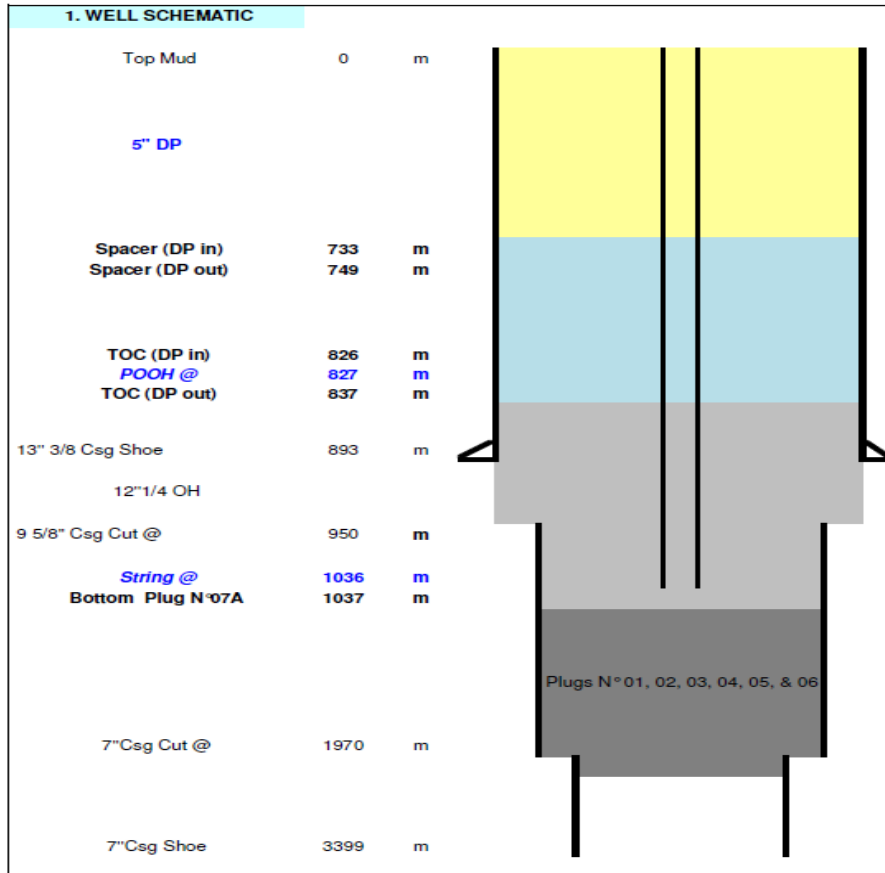
4. Temperature

BHST =	54	°C	129	°F
BHCT =	38	°C	100	°F
T° Gradient =	2,2	°C/100 m	1,22	°F/100 ft

Annexe K: Isolation plug N°7 BKHE-2_ENF-10 [18]



Job Number:	20-0782-003
Prepared for:	SH-DP-Berkaoui
Well / Rig:	BKHE-2 ENF-10
Operation:	Isolation Plug N°07A:
Revision:	00
Date:	10/10/2020



2. FLUIDS

	Density		Volume		
	kg/lt	lbs/gal	m ³	cu ft	bbf
Mud (WBM)	1.35	11.26			
Spacer Ahead	1.02	8.51	6.0	211.9	37.7
Cement Slurry	1.90	15.85	12.03	424.8	75.7
Spacer Behind	1.02	8.51	0.84	29.6	5.3
Displacement (WBM)	1.35	11.3	6.64	234.3	41.7

3. CAPACITIES

	lts/m	cu ft/m	bbf/m
5" DP	9.05	0.320	0.057
13 3/8" Csg (68 #/ft)	78.10	2.758	0.491
Annulus 12 1/4" OH	76.04	2.685	0.478
9 5/8" Csg (47 #/ft)	38.19	1.349	0.240
Annulus 13 3/8" Csg (68 #/ft) x 5" DP	64.88	2.291	0.408
Annulus 12 1/4" OH x 5" DP	62.84	2.219	0.395
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 5" DP	24.90	0.879	0.157

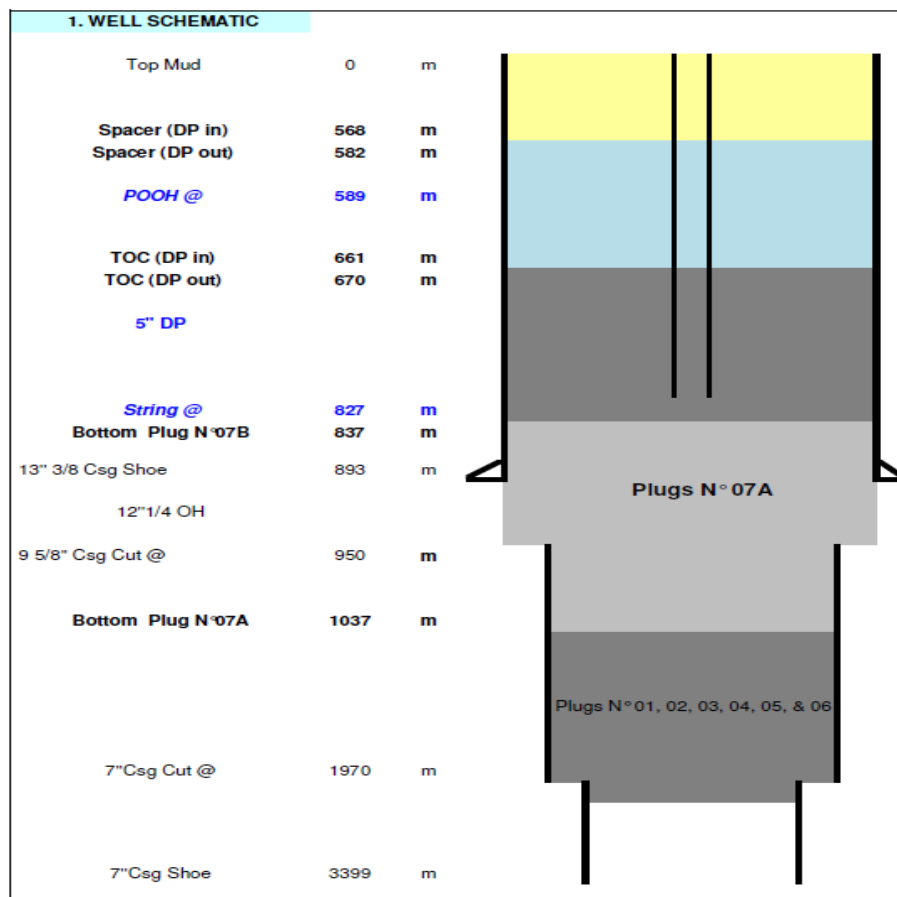
4. Temperature

BHST =	50	°C	122	°F
BHCT =	37	°C	99	°F
T° Gradient =	2.2	°C/100 m	1.22	°F/100 ft

Annexe L: Isolation plug N°8 BKHE-2_ENF-10 [18]



Job Number:	20-0783-003
Prepared for:	SH-DP-Berkaoui
Well / Rig:	BKHE-2 ENF-10
Operation:	Isolation Plug N°07B:
Revision:	00
Date:	10/10/2020



2. FLUIDS

	Density		Volume		
	<i>kg/lt</i>	<i>lbs/gal</i>	<i>m3</i>	<i>cu ft</i>	<i>bbl</i>
Mud (WBM)	1.35	11.26			
Spacer Ahead	1.02	8.51	6.0	211.9	37.7
Cement Slurry	1.90	15.85	13.04	460.6	82.0
Spacer Behind	1.02	8.51	0.84	29.6	5.3
Displacement (WBM)	1.35	11.3	5.14	181.6	32.3

3. CAPACITIES

	<i>lts/m</i>	<i>cu ft/m</i>	<i>bbl/m</i>
5" DP	9.05	0.320	0.057
13 3/8" Csg (68 #/ft)	78.10	2.758	0.491
Annulus 12 1/4" OH	76.04	2.685	0.478
9 5/8" Csg (47 #/ft)	38.19	1.349	0.240
Annulus 13 3/8" Csg (68 #/ft) x 5" DP	64.88	2.291	0.408
Annulus 12 1/4" OH x 5" DP	62.84	2.219	0.395
Annulus 9 5/8" Csg (47 #/ft) x 5" DP	24.90	0.879	0.157

4. Temperature

BHST =	50	°C	122	°F
BHCT =	37	°C	99	°F
T° Gradient =	2.2	°C/100 m	1.22	°F/100 ft

Annexe M: Isolation plug N°9 BKHE-2_ ENF-10 [18]

Résumé:

L'objectif de ce travail est de définir les mécanismes et les stratégies de l'intégrité des puits, et la gestion des pressions annulaire dans le champ de Haoued Berkaoui ; La pression annulaire doit être maintenue dans un enveloppe de pression de fonctionnement maximale et minimale défini pour chaque puits. Ce qui nous permet d'exploiter les puits en bonne, de prévenir de potentielles fuites et peuvent rassurer et éviter des accidents.

Mot clés : Intégrité,puits, annulaire, , tubage, , communication, fuite

المخلص :

الغرض من هذا العمل هو تحديد آليات و إستراتيجيات سلامة الآبار , و إدارة ضغوط الفراغات في حقل حوض بركاوي . 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 .
كلمات مفتاحية : السلامة 'بئر' الفراغ ' الغلاف ' الإتصال ' التسرب.

Abstract:

The objective of this work is to define the mechanisms and strategy of well integrity, and annulus pressure management in Haoued Berkaoui. 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.

Keywords: Integrity,well, annular, casing, communication, leak