



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



N° d'Ordre:/2024

Université Kasdi Merbah-Ouargla

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

Mémoire

Présenté Par

RAHMANI Thabet, NAAMI Sahad, SANDALI Salah

Pour obtenir le grade de Master

Filière : Hydrocarbures

Option : Production Professionnel

-THEME-

**L'effet des sels du lias salifère sur le casing et son
impact sur la production dans la région de Haoud
Barkaoui (étude de cas)**

Soutenue publiquement le :11 /06 /2024

Devant le Jury :

Mr. DADEN Abdelaghafour	MCA	UKMO	Président
Mr. HADJADJ Med Sadok		UKMO	Examineur
Mr. KHABBAZ Mohammed El Ghali	MAA	UKMO	Rapporteur

Remerciements

Ce travail de recherche a été réalisé au sein de la faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables, des sciences de la terre et de l'univers.

*Nous tenons tout d'abord à remercier notre promoteur de mémoire **Mr. KHABBAZ Mohammed El Ghali**, Maitre assistant à l'Université Kasdi Merbah, Ouargla pour nous avoir aidés et épaulés avec gentillesse tout au long de la réalisation de ce travail. Nous leur sommes également reconnaissant pour la confiance qu'ils nous ont témoignée, ce qui nous a permis de mener à bien et de façon autonome ce travail.*

Nous tenons à remercier sincèrement, les membres de jury, pour leur participation à ce jury en tant que président et examinateur. Leur présence est garante pour nous d'un examen rigoureux et d'une critique juste de notre travail.

Nos remerciements s'adressent également à nos professeurs de département de production des hydrocarbures, pour leur soutien moral durant toute notre carrière académique.

Nous souhaitons vivement remercier nos parents, nos frères, nos sœurs, qui tout au long de notre études, nous ont témoigné leur confiance et leur total soutien.

Nous tenons également à remercier toutes les personnes que nous aurons omises de mentionner et qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Dédicaces

Nous dédions ce modeste travail à :

Mes chers Parents, à qui je dois toute la réussite dans ma vie.

A mes chers frères et Soeurs

A ma famille RAHMANI

A mes chers amis

Omar, Taha, Maamar, et Salah

A mes collègues de ce travail sahad et salah

RAHMANI Thabet

*Mes chers Parents qui m'ont tout donné, et à qui je dois toute
réussite.*

A mes chers frères. A mes chères Soeurs

A toute ma famille NAAMI

A mes chers Amis

A mes chers collègues : thabet et salah.

NAAMI Sahad

Mes chers Parent, à qui je dois toute la réussite dans ma vie.

A mes chers frères et Soeurs

A toute ma famille SANDALI

A tous mes Amis

A mes chers collègues : thabet et sahad

SANDALI Salah

ملخص يؤدي الفشل في سلامة البئر إلى العديد من المشكلات التي يمكن أن تؤثر على دورة حياة البئر واستعادة الإنتاج. يعتبر تدهور حالة الغلاف من المشاكل الخطيرة على مستوى حقل حوض البركاوي (آبار BKP2) نظرا لتأثيره على سلامة الآبار المنتجة من خلال تقليل الإنتاج بشكل كبير. من جانبها، تواجه سوناطراك هذه المشكلة في البئر BKP2 الذي أظهر ارتفاعا ملحوظا في الضغط في الحلقة. يدرس هذا العمل تأثير المياه المنتجة على حالة سلامة هذا البئر واستعادته من خلال العمل على تأمين المساحات الحلقية وتحقيق عملية إيقاف المياه المحتملة. تعتمد الدراسة على أداء تحليل ضغط الفراغات الحلقية وأخذ العينات السطحية. أظهرت نتائج عمليات التشغيل تراجع إنتاج المياه بمقدار 1 سنت/س بالإضافة إلى تأمين المساحات الحلقية المتضررة

الكلمات المفتاحية: سلامة البئر, ضغط الفراغات, إنتاج المياه, إيقاف إنتاج المياه.

Abstract

Failures in well integrity lead to many problems that can affect the well's life cycle and production recovery. The degradation of the casing state is considered one of the serious problems at Haoud Berkaoui field level (BKP2 wells) given its impact on the integrity of the producing wells by significantly reducing production. For its part, SONATRACH is faced with this problem in BKP2 well which showed significant pressure increases in the annulus. This work studies the effect of produced water on the state of the integrity of this well and its recovery by work over to secure the annulus spaces and the realization of a possible Water Shut Off operation. The study is based on the performance of analysis of the pressure of the annulus spaces and surface sampling. Work Over operations' results showed a regression of water production of 1c/o as well as securing the affected annulus spaces.

Key words: Well integrity, work over, water production, water shut off, annulus pressure.

Résumé

Les défaillances de l'intégrité des puits entraînent de nombreux problèmes qui peuvent affecter le cycle de vie du puits et la production. La dégradation de l'état de casing est considérée parmi les problèmes sérieux au niveau de champ de Haoud Berkaoui (Puits BKP2) vu son impact sur l'intégrité des puits producteurs en diminuant d'une façon significative la production. De sa part SONATRACH se trouve confronté à ce problème dans puits BKP2 qui a montré des augmentations importantes des pressions au niveau des espaces annulaires. Ce travail étudie l'effet des eaux sur l'état de l'intégrité de ce puits et la reprise de puits par work over pour sécurisation des espaces annulaires et la réalisation d'une éventuelle opération Water Shut Off. L'étude est basée sur l'exécution des analyses des pressions des

espaces annulaires ainsi les échantillonnages de surface. Les résultats de l'opération Work Over ont montré une régression de la production d'eau atteignant 1% ainsi qu'une sécurisation des espaces annulaires affectés.

Mots clés : Intégrité du puits, work over, production d'eau, water shut off, pression annulaire.

Tableau des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	III
Tableau des Matières	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	IX
Liste des abréviations	X
Introduction générale	1

Chapitre I : Présentation de la zone d'étude : Champ Haoud Berkaoui

I-1 Situation géographique	03
I-2 Situation géologique	04
I-3 Historique de la région	04
I-4 Architecture de forage et de complétion	05
I-5 Les champs de la région	07
I-6 Etude du champ de Haoud Berkaoui	08
I-6-1 Caractéristiques du réservoir	08
I-6-2 Aspect structural	08
I-6-3 Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui	08
I-7 Aperçu sur les trois réservoirs du champ	12
I-7-1 Série inférieure	12
I-7-2 Trias argilo- gréseux T1	12
I-7-3 Trias argilo- gréseux T2	12
I-8 Compositions minéralogiques moyennes du réservoir	13
I-8-1 Minéraux non argileux	13
I-8-2 Minéraux argileux	13
I-8-3 Liants et ciments	13
I-9 Aperçu sur le forage	13
I-10 Propriétés des fluides de gisement	14
I-10-1 Propriétés du gaz	14
I-10-2 Propriétés de l'huile	14

I-10-3 Propriétés de l'eau de gisement	14
I-11 Les problèmes techniques d'exploitation	15

Chapitre II : Généralités sur l'intégrité des puits

II-1 Définition de l'intégrité des puits	16
II-2 Cycle de vie d'un puits	17
II-2-1 Phase de conception	17
II-2-2 Phase de construction	18
II-2-3 Phase opérationnelle	18
II-2-4 Phase d'intervention	18
II-2-5 Phase d'abandon	18
II-3 Barrières de puits	19
II-4 Contrôle et surveillance des composants des barrières de puits	20
II-5 Diagraphies des puits	20
II-6 Investigation de fond du puits	21
II-7 Déficience des barrières du puits	21
II-7-1 Mécanismes des fuites	22
II-7-2 Défaillance liés au tubage et à la cimentation	23
II-7-3 Conséquences d'un problème d'intégrité du puits	24
II-8 Gestion de l'intégrité des puits	24
II-9 Gérance et sources des pressions des espaces annulaires du puits	25
II-9-1 Pression annulaire imposé par l'opérateur	25
II-9-2 Pression annulaire induite par effet thermique	26
II-9-3 Pression annulaire soutenue	26
II-10 Prévention et maintien de la pression annulaire	27
II-10-1 Concepts et considérations opérationnelles	28
II-10-2 Le pompage	28
II-10-3 Opération de Workover et Interventions	28

Chapitre III : Sécurisation des annulaires et Water Shut Off :

Puits : BKP2

III-1 Présentation de puits BKP2	30
III-2 Historique de puits	30
III-3 Analyse de l'état de puits BKP2	31
III-3-1 Espace annulaire 13 ³ / ₈ x 9 ⁵ / ₈	31

III-3-2 Espace annulaire 9" $\frac{5}{8}$ x 7"	31
III-3-3 Espace annulaire 7"x 4" $\frac{1}{2}$	31
III-4 Intervention : Workover	39
III-4-1 Buts de l'opération workover	31
III-5 Données du puits BKP2	32
III-5-1 Situation du puits	32
III-5-2 Zones productrices et pression de réservoir	34
III-5-3 Complétion du puits (Voir annexe A)	35
III-6 Programme du Workover	37
III-6-1 Préparation du puits	37
III-6-2 Déséquipement du puits	37
III-6-3 Remontée de la garniture 4" $\frac{1}{2}$	38
III-7 Vérification des casing 7" & 9" $\frac{5}{8}$	39
III-7-1 Etat du casing 7" et de la cimentation	39
III-7-2 Stabilisation et contrôle des espaces annulaire 7" & 9" $\frac{5}{8}$	39
III-8 Récupération du packer, jauge du puits et récupération d'échantillon	40
III-8-1 Programme de SideTrack - Variante1 (voire annexe 6)	41
III-8-2 Programme de Water Shut Off par bouchon de ciment - Variante 2	41
III-8-3 Réparation du Casing 7"	42
III-9 Nettoyage du Liner crépiniers 4" $\frac{1}{2}$ et complétion du puits en GLS (4" $\frac{1}{2}$ x 2" $\frac{7}{8}$)	42
III-10 Résultats d'analyse de l'eau	43
III-11 Commentaires et évaluation de l'opération réalisée	43
Conclusion générale et recommandations	46
Références bibliographiques	48
Annexes	

Liste des figures

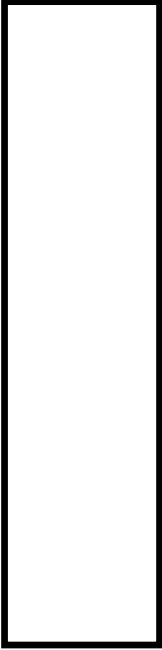
Figure I.1 : Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui.	03
Figure I.2 : Situation géologique du champ de Haoud Berkaoui.	04
Figure I.3 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui	07
Figure I.4 : Coupe stratigraphique type de la région de Haoud Berkaoui	11
Figure I.5 : Section stratigraphique du trias argileux-gréseux	12
Figure II.1 Illustration des deux barrières tout au long du cycle de vie d'un Puits	19
Figure II.2 : Schéma des sources typiques des fluides indésirables	22
Figure II.3 : Les chemins de circulation des fluides dans un puits de forage Cimenté	23
Figure II.4 : Schéma typique d'un puits montrant quelques modes typiques de défaillance de puits.	27
Figure II.5 : Exemples d'outils d'interventions conventionnelles d'isolation	29
Figure III.1 : Localisation du puits BKP2.	32
Figure III.2 : Evolution des pressions au niveau des EA (7", 9" ⁵ / ₈ , 13" ³ / ₈)	34

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Systèmes de barrières tout au long du cycle de vie du puits	20
Tableau II.2 : Vitesse de décantation en fonction de régime d'écoulement	28
Tableau II.3 : Diamètre de la goutte d'eau en fonction de taux de lavage	28
Tableau II.4 : Paramètres de mise en conditions de dessaleur.	34
Tableau II.5 : Caractéristiques générales du dessaleur	35
Tableau III.1 : Coordonnées UTM et élévation du puits BKP2	32
Tableau III.2 : Data des tubages et de cimentation	33
Tableau III.3 : Data des tops des formations	33
Tableau III.4 : Equipements de surface du puits BKP2.	34
Tableau III.5 : Equipements de surface du puits BKP2.	36
Tableau III.6 : Garniture du Tubing (2"7/8).	36
Tableau III.7 : Résultats de l'analyse moyenne de l'eau récupérée	43

Liste des abréviations

API	American Petroleum Institute
BOP	Blow Out Preventer
BH	Bent Housing
CBL	Ciment Bond Log
CCL	Casing Ciment Locator
CR	Ciment Retainer
CSD	Casing Setting Depth
CSS	Casing Shoe Strength
DD	Drilling Deviation
DHSV	Downhole Safety Valve
DLS	Dog Leg Survey
DTM	Démontage, Transporte, Montage
FIT	Formation Integrity Test
GTFT	Groupement Tin Fouyé Tabankort
HBK	Haoud Berkaoui
HPWBM	High Performance Water Base Mud
HSE	hygiène, sécurité, environnement
ISO	International Organization for Standardization
LCM	Lost Circulation Material
LOT	Leak off test
MD	Major Depth
MOAP	Minimum Operating Annular Pressure
MWD	Mesurement While Drilling
Pbr	Brust pressure
SCSSV	Surface Controlled Subsurface Safety Valve
TOC	Top of Ciment
TT	Temps du transit
UTM	Universal Transverse Mercator
VD	Vertical Depth
VDL	Variable Density Log
WIA	well integrity association
WIBS	well integrity barriere system
WIMS	well integrity management



Introduction Générale

Introduction générale

Depuis que le pétrole a été découvert au 19ème siècle, cette ressource naturelle est devenue indispensable à notre mode de vie contemporain. Nous utilisons quotidiennement du pétrole pour produire de l'énergie, du carburant, des plastiques, des produits chimiques et de nombreux autres produits. Le pétrole joue un rôle crucial dans l'économie des pays, étant une source de revenus essentielle pour le développement de nombreux pays exportateurs.

Il est indéniable que l'intégrité des puits est l'un des sujets les plus importants de l'industrie pétrolière. En l'absence de bon fonctionnement du système d'intégrité des puits, des éruptions peuvent survenir avec toutes les conséquences tragiques qu'elles peuvent engendrer : morts, dégradation d'équipements de forage, d'installations de production ou de forages, perte de réserves d'hydrocarbures et pollution [1].

De surcroît, les problèmes d'intégrité peuvent engendrer des pertes financières considérables tout au long de la durée de vie du puits, soit en raison de temps d'exploitation non productif, soit en raison des mesures correctives requises pour cette situation.

L'explosion du puits Macondo dans le golfe du Mexique a été l'un des pires accidents liés à la perte d'intégrité d'un puits dans l'histoire de l'industrie pétrolière, entraînant des conséquences dévastatrices pour cette industrie. Tous les acteurs impliqués dans l'accident (opérateurs, entrepreneurs de forage, sociétés de services, régulateurs, organisations sectorielles et organismes de formation) ont fait des efforts considérables pour réduire au minimum le risque de retrouver ce genre d'accident. Ces efforts étaient initialement destinés aux activités de forage en eaux profondes dans le golfe du Mexique, mais avec le temps, ils ont été étendus à toutes les activités de l'industrie pétrolière à travers le monde [1].

Sonatrach se trouve confronté à plusieurs problèmes dans ce secteur tels que la communication entre les tubing et le casing, défaillance des casing et l'intrusion de fluide de formation dans le puits. Effectivement, leur impact engendre des problèmes inévitables pendant l'exploitation. La surveillance de l'état des puits devient une étape très importante à appliquer malgré que le diagnostic de ce type de défaillance soit souvent tardif. Notre travail consiste à étudier l'intégrité de puits candidats de cette étude sous l'effet d'un horizon producteur d'eau dont la problématique à poser est la suivante :

Comment détecter une défaillance de l'intégrité d'un puits producteur?

Le manuscrit est organisé comme suit :

Un premier chapitre, une présentation sur le champ Haoud Berkaoui ; en ce qui concerne son historique, son forage et les types de complétion des puits producteurs, le cadre géologique voir la stratigraphie et enfin un aperçu sur les problèmes d'exploitation du champ.

Le second chapitre expose des informations générales sur l'intégrité du puits, nous allons examiner les différentes étapes du cycle de vie du puits, les concepts généraux de la barrière du puits, les différentes formes de défaillance et problèmes d'intégrité des puits, ainsi que l'évaluation des risques et le système de gestion.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude de cas, dans le quel l'état de puits BKP2 sur deux volets : les pressions des annulaires ainsi que le taux de l'eau produite.

Enfin, nous finirons le manuscrit par une conclusion générale qui reprendra les principaux résultats de ce travail, tout en proposant quelques recommandations pour améliorer les techniques d'amélioration de l'intégrité des puits au niveau de ce champ.

Chapitre I

*Présentation de la zone d'étude : Champ
Haoud Berkaoui*

Introduction

Ce chapitre s'appuyant sur la présentation de la zone d'étude, qui est un champ pétrolier en exploitation en sud d'Algérie : le champ Haoud Berkaoui, le chapitre permet d'introduire les données géologiques, et la mise en évidence des caractéristiques de la roche réservoir de ce champ. Tout d'abord, il décrit l'aperçu géologique de champ Haoud Berkaoui (découverte de réservoir, situation géologique, stratigraphie, et les intervalles producteurs de la roche). Ensuite, il élabore la caractérisation du réservoir et les data PVT. Une notion plus particulière des scénarios de production de champ ainsi que les principaux problèmes rencontrés lors de son exploitation sont aussi introduites en fin de chapitre.

I-1 Situation géographique

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud 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 (Fig.I).

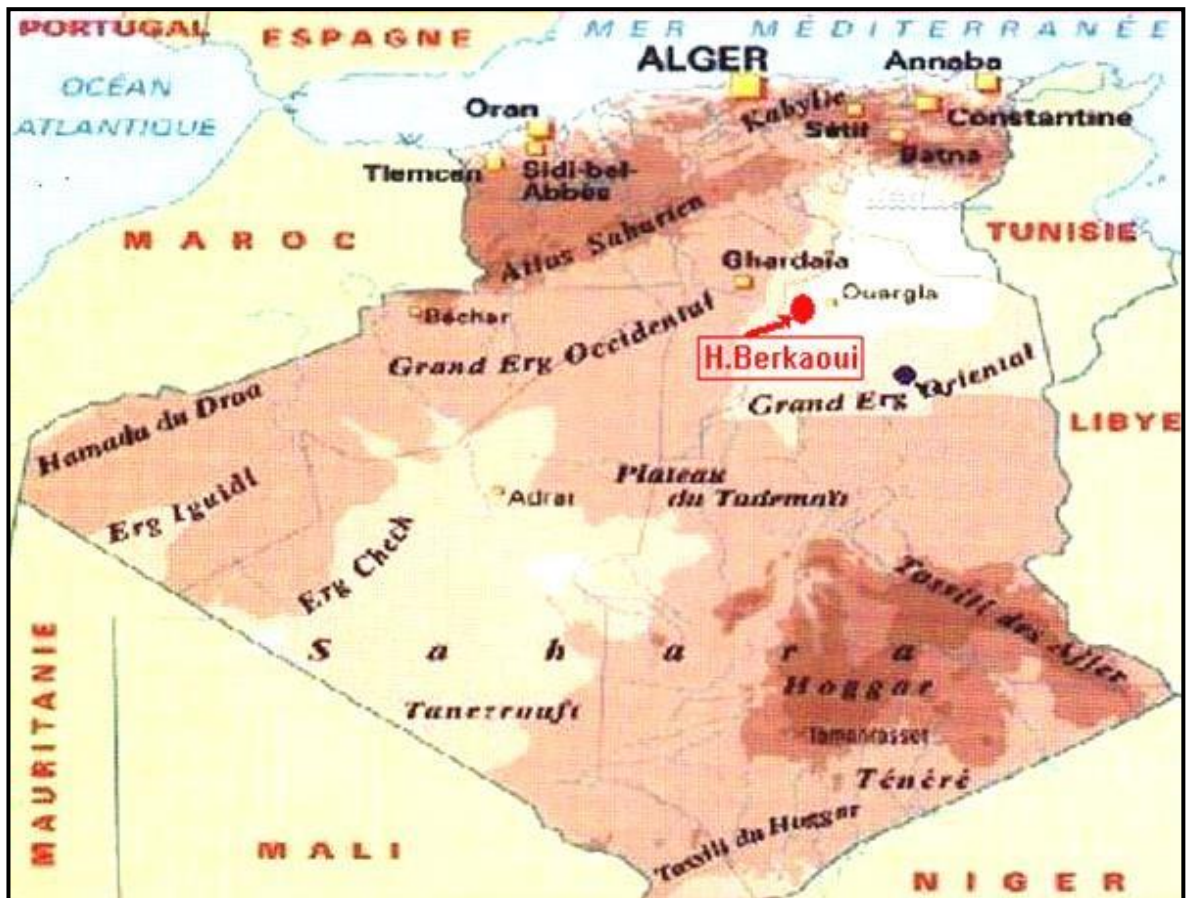


Fig. I.1: Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui.

I-2 Situation géologique

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

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limitée, au nord par la zone haute de Djamâa –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud 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) (Fig. I-2). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence 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 (Fig I.2).

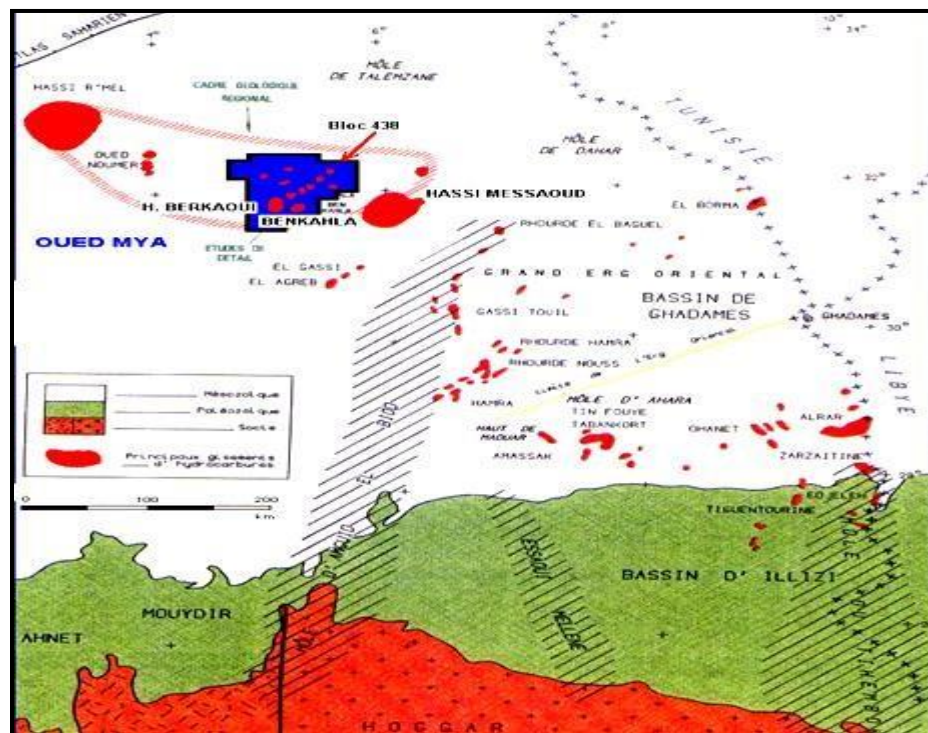


Fig I.2: Situation géologique du champ de Haoud Berkaoui.

I-3 Historique de la région

1965 : Découverte du champ de Haoud Berkaoui par le sondage OK101

1966 : Découverte du champ de Benkahla par le sondage OKP24

1967 : Mise en service du centre de traitement d'huile de HBK

1969 : Découverte du champ de Guellala par le sondage GLA 2

1971 : Démarrage du centre de traitement d'huile de BKH

- 1976 : Création de la région et mise en service du centre de traitement de GLA
- 1978 : Démarrage du centre de traitement d'huile de GLANE
- 1979 : Démarrage du centre de traitement d'huile de DRT
- 1981 : Démarrage de l'injection d'eau à HBK et BKH pour le maintien de pression
- 1986 : Effondrement du puits OKN32
- 1989 : Transfert du secteur de Oued Noumer de HBK à HassiR'Mel
- 1993 : Démarrage des trois (03) stations de compression de gaz torchés (HBK, BKH et GLA) et de l'unité de traitement de gaz à GLA
- 1993 : Démarrage des nouvelles stations d'injection d'eau BKH et GLA
- 1995 : Démarrage de la nouvelle station d'injection d'eau HBK
- 1999 : Découverte du champ de Benkahla Est.
- 2000 : Démarrage des 3 stations de déshuilage à HBK, BKH, et GLA
- 2004 : Cession des puits de la périphérie (Périmètre El M'Zaid) au Grpt. MZD
(Association SONATRACH-CNPC)
- 2005 : Découverte des champs de NHN – EAAN – GLO – GLSW
- 2010 : Découverte de la zone sud de BENKAHLA (OKS)
- 2014 : Création de nouveaux périmètres : NH, EAA, GLO et BKRS
- 2016 : Implication de la Région HBK dans le Projet El M'Zaid en synergie avec GLA
- 2017 : Reconfiguration des nouveaux périmètres : «BKO-NH-MBB» et «EAA-GLO»

I-4 Architecture de forage et de complétion

Le programme de forage type de Berkaoui est subdivisé en cinq phases distinctes :

1- Phase 26"

Forage en 26" jusqu'à pénétration d'une trentaine de mètres dans le Sénonien Lagunaire. Le fluide, utilisé lors du passage de cet horizon, est une boue bentonitique caractérisée par une densité de 1 à 1.05, une viscosité de 70 à 100 cp et un filtrat naturel.

Un tubage 18"5/8 est posé au fond et cimenté jusqu'en surface.

2- Phase 16"

Forage en 16" jusqu'à pénétration du Cénomaniens d'une cinquantaine de mètres. Le fluide, utilisé lors du passage de cet horizon, est une boue à émulsion inverse caractérisée par une densité de 1.2 à 1.25, une viscosité de 45 à 55 cp, un filtrat HP HT 6–8 et un H/E de 70/30.

Tubage 13"3/8 est posé au fond et cimenté jusqu'en surface.

3- Phase 12"1/4

Forage en 12"1/4 jusqu'à pénétration d'une trentaine de mètres du Lias Anhydritique.

Le fluide, utilisé lors du passage de cet horizon, est une boue à émulsion inverse caractérisée par une densité de 1.25 à 1.30, une viscosité de 45 à 55 cp, un filtrat HP HT 6–8 et un H/E de 70/30.

Le tubage 9"5/8 est posé au fond et cimenté jusqu'en surface.

4- Phase 8"1/2

Forage en 8"1/2 jusqu'à la base des argiles inférieures. Le fluide, utilisé est une boue à émulsion inverse caractérisée par une densité de 2.02 à 2.05, une viscosité de 45 à 60 cp, un filtrat HP HT 6–8 et un H/E de 90/10.

Un Tubage 7" est posé à la base des argiles inférieures.

5- Phase 6"

Carottage en 6" jusqu'à la cote finale (une cinquantaine de mètres dans le Siluro-Dévonien). Le fluide, utilisé lors du passage de ces deux réservoirs, est une boue à émulsion inverse densité de 1.30 à 1.48, une viscosité de 45 cp, un filtrat HP HT 6–8 et un H/E de 96/04.

Le Liner 4"1/2 sera posé au fond, ancré dans le tubage 7" et cimenté entièrement.

L'huile produite est acheminée en surface à travers des tubings de production de différents diamètres 3"1/2 ou 4"1/2. Le choix du tubing dépend de la productivité du puits.

I-5 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 les réserves ont été de 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).

➤ **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 les réserves ont été d'environ 86,8 millions st^m 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.

➤ **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.

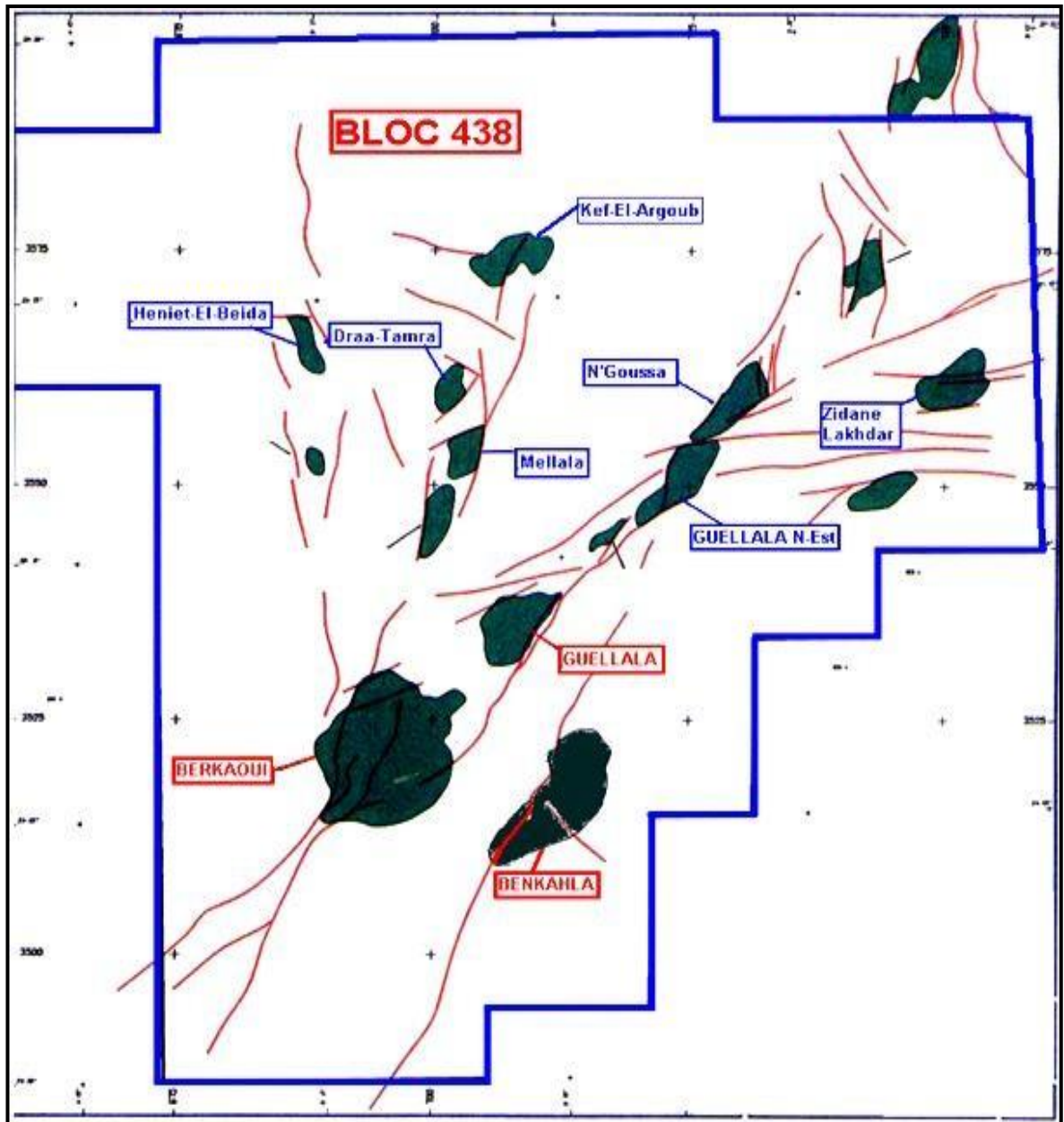


Fig I.3: Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui

I-6 Etude du champ de Haoud Berkaoui

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétrophysiques de ce champ sont mentionnés dans le tableau précédent.

I-6-1 Caractéristiques du réservoir

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétrophysiques de ce champ sont mentionnés dans le tableau précédent.

I-6-2 Aspect structural

La structure de Haoud- Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued-Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté nord-sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau.

I-6-3 Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui

1- Cénozoïque :

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Moi-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50 m environ. Il est constitué d'alternance de grès roux et beige, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grès peu consolidés. Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

2- Mésozoïque : Il se compose de:

❖ **Crétacé :** il est sur toute l'étendue du bassin. Sa partie inférieure comporte des Grès et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure est composée

essentiellement de carbonates et des sédiments argileux marins. Sa subdivision du bas vers le haut est comme suit:

- **Néocomien:** c'est un ensemble Argileux, carbonaté par endroit avec quelques intercalations d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 180m;
- **Barrémien:** il est constitué de grès brun rouge, fins à moyens, qui passe à du sable fin à grossier avec des intercalations d'Argile et de calcaire. Son épaisseur est de 350m;
- **Aptien:** c'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue. Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 20 à 30 m qui est facilement identifiée lors du forage et sur les logs de diagraphie;
- **Albien:** c'est un ensemble de grès et d'argile de 400 à 470 m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques;
- **Cénomaniens:** c'est une alternance de grès et d'argile dolomitique accompagnée d'une présence d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 130m;
- **Turonien:** il est constitué d'un dépôt marin carbonaté légèrement dolomitique dont la partie supérieure est un calcaire avec de fines passées argileuses à la partie inférieure. Son épaisseur moyenne est de 80m;
- **Sénonien:** Il est composé de:
 - Sénonien lagunaire à la base constituée essentiellement d'anhydrite et de carbonate dont l'épaisseur est de 400 m environ;
 - Sénonien carbonaté au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, et dont l'épaisseur moyenne est de 160m.
- ❖ **Jurassique:** il comprend du bas au haut:
- **Lias salifère:** c'est une formation de 80m d'épaisseur, formée de sels massifs avec des fines passées d'argile;
- **Lias anhydritique:** c'est une alternance à dominance anhydritique. Son épaisseur est de 260m environ ;
 - ❖ **Dogger:** il comprend:
- **Dogger lagunaire:** il est constitué de marne et d'argile grise avec des intercalations d'anhydrite blanche. Son épaisseur est de 110m environ;
- **Dogger argileux :** il est constitué d'argile grise, tendre à plastique parfois siliceuse. Son épaisseur est de l'ordre de 205m.
 - ❖ **Malm:** il est constitué d'argile rouge, tendre à plastique parfois sableuses à passées de dolomie beige cristalline dure. Son épaisseur peut atteindre les 200m.

❖ **Trias**: il est représenté par:

- **Le trias argilo-gréseux**: il renferme les principaux réservoirs de la région. Il est constitué du bas vers le haut de:
 - **Série inférieure**: elle représente le principal réservoir de la région avec une épaisseur de 50m, constituée par des roches gréseuses intercalées par des roches argileuses;
 - **Série éruptive (andésites)**: c'est une série volcanique avec une épaisseur variable constituée par des roches éruptives;
 - **Trias argilo- gréseux T1**: cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m. Il est constitué de:
 - * Argile brun- rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroit;
 - * Grés fins gris à brun- rouge à ciment d'argile et carbonate;
 - * Argile brun- rouge légèrement dolomitique.
 - **Trias argilo- gréseux T2**: cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa compaction, elle n'est exploitée que dans quelques puits. Elle est constituée par des grés fins cimentés par du sel.
 - **Le trias argilo-salifère**: c'est une excellente couverture aux différents réservoirs triasiques, elle est constituée de deux ensembles qui sont respectivement de bas en haut:
 - **Le trias argileux**: c'est la couche couverture des réservoirs triasiques, son épaisseur est de l'ordre de 120m. Elle est constituée essentiellement d'argile;
 - **Le trias salifère**: c'est une alternance de sel, d'anhydrite et d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 450m.

3- Paléozoïque:

Le Gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu entièrement sous la discordance triasique. Il constitue la roche mère principale du bassin triasique dont l'épaisseur est de 20m. Il est représenté essentiellement par des argiles indurées et sorteuses à noir, quelquefois plastiques, avec des intercalations de grés fin blanc à gris beige. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653m.

HAOUD BERKAOUI CHRONOSTRATIGRAPHIC SECTION					
age	Prof Mo	Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur
tert.		Mio-pliocene		Gres et Argiles	0 à 60m
	C R E T A C E O G E O S Y N E	65	S. Carbonaté		Calcaire dolomique
		S. Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile	
		S. Salifere		sel massif	
A L B I E N	752	Turonien		calcaire crayeux	
		Cenomanien		argile grise, anhydri. blche. dol. marnes	
C O N F I N E S I E N S I E S	976	Albien		Gres fin à moy. à intercal d'arg. brun-rou et sable gr. à la base	300 à 900m
	1426	Aptien		Dolomie et marne	10 à 30 m
	1445	Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et marne.	600 à 1300m
	Neocomien		Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.		
J U R A S I Q U E	1969	MALM		Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marne.	120 à 300m
	M A S S I V E	2200	Dogger argil.		
		2450	Dogger Lag.		Anhyd. et dolomie
L I G N I T E	L A S	(Anhydritique Massive)		Anhydrite massive, blanche intcl. de dolomie et argile.	700 à 900m
		Sel massif I		sel massif hyalin	
		Horizon "B"		Argile dolomitique	
		Sel +Anhydr		sel massif p. arg. plastique	
		Sel Massif II		Sel massif incolore à rose	
T R I A S	3360	Argiles Sup. D2		Arg. plastique salifere calcaire dolomitique	100 à 250m
		Argilo-sal. S4		sel incolore	
		argile inf. T2		Argile silteuse	
		T1		Grès fin argilo-silteux	
		Andesites		Andesite altérée	
		Serie Infer.		Grès fin à moyen	
DEVONIEN / Silurien				Argile noire. gres fin à moyen .	300 à 900m

Fig I.4: Coupe stratigraphique type de la région de Haoud Berkaoui

I-7 Aperçu sur les trois réservoirs du champ

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs (Fig I.4) qui sont:

I-7-1 Série inférieure

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

I-7-2 Trias argilo- gréseux T1

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une 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.

I-7-3 Trias argilo- gréseux T2

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir.




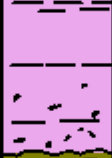

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altem. d'argile silteuse et de silts, passées de grés beige à cim argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Altemance d'argile et de silts passées de grés beige ciment argilo siliceux fine altercal. de grés gris-blanc.	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
3600		GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Fig. I.5: Section stratigraphique du trias argileux-gréseux

I-8 Compositions minéralogiques moyennes du réservoir

I-8-1 Minéraux non argileux

- Quartz : (82 - 96)%
- Dolomite : (2 - 8)%
- Anhydrite : (0 - 1)%
- Sidérite : (0 - 1)%

I-8-2 Minéraux argileux

- Illite : (1 - 9) %
- Chlorite : (0 - 2)%
- I-M : (0 - 1,5) %

I-8-3 Liants et ciments

- Quartz second : (9 - 12)%
- Calcite : (3 - 8)%

Remarque : Des traces d'Halite d' Anhydrite et d'Orthoclases ont été détectées.

I-9 Aperçu sur le forage

Tous les puits à HBK sont forés verticalement, sauf quelques puits qui ont subi des faibles déviations. Les différentes phases de forage d'un puits dans le champ sont indiquées ci-dessous.

- **Phase de démarrage (26'')**: à environ + 260 m
- **Phase de forage 17''^{1/2} ou 16 ''** : à environ ± 770 m
- **Phase de forage 12''^{1/4}** : à environ ± 2600 m
- **Phase de forage 8''^{1/2}** : fond à ± 3450 m
- **Phase 6''** : c'est la phase la plus intéressante qui traverse le réservoir

L'objectif principal de la phase 6'' est la Série Inférieure du Trias. Les Grès du réservoir T1 constituent un objectif secondaire dans le cas où le tubage 7'' est posé dans le T2.

La boue de cette phase est alourdie avec du Carbonate de Calcium (CaCO₃), produit Acidifiable qui n'endommage pas le réservoir. La densité requise est généralement:

- **d = 0.90 à 1.20** si les Grès du T1 sont couverts par le tubage 7''
- **d = 1.40 à 1.50** si les Grès du T1 sont en découvert 6''.

Cote d'arrêt : 50m dans le Silurien (à environ ± 5550 m).

Le problème anticipé au cours de forage de cette phase est le risque de venue de gaz des Grès du T1 s'ils sont en découvert.

I-10 Propriétés des fluides de gisement

I-10-1 Propriétés du gaz

- Le facteur volumétrique de fond (Bg) :
 - A la pression de bulle (Pb) = 0,00581 m³/stm³.
 - A la pression de gisement initiale (Pgi) = 0,00347 m³/stm³.
- La viscosité (μg) :
 - A la pression de bulle : 0,022 cpo.
 - A la pression de gisement initiale : 0,0419 cpo.
- La densité (dg) :
 - A la pression de bulle : 0,2030
 - A la pression de gisement initiale : 0,350

I-10-2 Propriétés de l'huile

- Le facteur volumétrique de fond (Bo) :
 - A la pression de bulle (Pb) : 1,59 m³/stm³
 - A la pression initiale de gisement (Pgi) : 1,46 m³/stm³
- La viscosité (μo) :
 - A la pression de bulle : 0,245 cpo
 - A la pression de gisement initiale : 0,337 cpo
- La compressibilité à la pression de bulle : 2,8.10⁻⁴m³/m³/Kg/cm²

I-10-3 Propriétés de l'eau de gisement

- A la pression de gisement initiale :
 - La densité (à 103°C) : 1,22 g/cm³
 - La compressibilité : 0,2494 (1/Kg/cm²)
 - La viscosité (à 103°C) : 0,760 cpo
 - La pression de saturation (à 103°C) : 148 Kg/cm²
 - F.V.F (à 15,6°C) : 1,041 m³/stm³
 - A la pression atmosphérique :
 - La densité (à 20°C) : 1,264 g/cm³
 - La résistivité (à 25°C) : 0,061ohms m²/m
 - La viscosité (à 15.6°C) : 0,370 cpo

I-11 Les problèmes techniques d'exploitation

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

- Défaillance de l'intégrité des puits producteurs.
- Déplétion de réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.

Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.

Conclusion

Pour conclure ce chapitre qui constitue une synthèse représentative sur le champ Haoud Berkaoui ses caractéristiques géographiques, géologiques, celles de réservoir et des fluides de réservoir, nous pouvons affirmer que le champ constitue un meilleur candidats pour atteindre l'objectif de ce travail les différentes investigations d'étude de l'impact de la couche productrice d'eau sur l'état de casing des puits producteurs.

Chapitre II

Généralité sur l'intégrité des puits

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons examiner des concepts généraux concernant l'intégrité des puits et le rôle que cette dernière joue pour prévenir tous les accidents désastreux qui peuvent survenir en cas de défaillance d'une des barrières du puits tout au long de sa durée de vie.

Au cours des dernières années, de nombreuses entreprises se sont penchées sur ce sujet afin de mettre en place des réglementations pour protéger leurs puits (producteurs, injecteurs...) contre ce type de problème. Cette protection doit être accompagnée d'une étude fiable, d'un programme bien défini et d'une application rigoureuse afin d'atteindre les objectifs visés.

II-1 Définition de l'intégrité des puits

Il s'agit de l'intégrité des puits, qui consiste à maintenir un contrôle total des fluides dans un puits à tout moment en utilisant et en maintenant une ou plusieurs barrières de puits afin d'empêcher les mouvements involontaires des fluides entre les formations avec un régime de pression différent ou leur perte écologique.

Toutefois, il y a plusieurs définitions qui varient tant sur le plan de l'application que sur celui du domaine d'intérêt et qui sont brièvement exposées dans cette partie. Selon la norme Norsok D-010, l'intégrité des puits est définie comme : « l'utilisation de mesures techniques, opérationnelles et organisationnelles afin de minimiser le risque de rejet des fluides de formation de manière incontrôlée tout au long du cycle de vie d'un puits ».

Les puits sur le plateau continental norvégien sont soumis à la norme norvégienne fonctionnelle Norsok D-010. Cette norme établit les exigences minimales pour les équipements et solutions à utiliser dans un puits, mais laisse aux sociétés d'exploitation le soin de choisir les solutions qui répondent aux exigences.

L'API RP 17 N est une autre norme répandue dans le secteur du pétrole et du gaz. Selon cette norme, l'intégrité se réfère à la capacité d'un système composé de plusieurs éléments à accomplir ses fonctions nécessaires tout en prévenant ou en réduisant les incidents susceptibles de représenter une menace significative pour la vie, la santé et l'environnement tout au long de sa durée de vie.

L'intégrité des puits est définie dans la norme industrielle néerlandaise du pétrole et du gaz NOGEPAN n° 90 comme étant : « la capacité du (des) puits à accomplir et à remplir sa fonction nécessaire de manière efficace et efficiente tout en préservant la santé, la

sécurité et l'environnement (HSE) ». Cette norme ressemble à l'API 17 RP 17 N en ce qui concerne son domaine d'application et son objectif.

Une autre norme, ISO/TS 16530-2:2014, aborde clairement l'intégrité des puits, englobant la phase opérationnelle des puits de pétrole et de gaz.

Après avoir examiné ces définitions, il est possible de conclure que les responsables du forage et de l'achèvement des puits devront trouver des solutions qui garantissent une conception sécurisée du cycle de vie des puits, en respectant les exigences minimales de la norme du pays où le forage est situé.

II-2 Cycle de vie d'un puits

Quel que soit leur but, tous les puits ont un cycle de vie semblable, avec quelques différences dans leur conception et leurs aspects opérationnels. Selon la norme ISO 16530-1 Industries du pétrole et du gaz naturel, le cycle de vie d'un puits comprend les étapes suivantes :

La base de la phase de conception comprend :

La phase de conception

La phase de construction

La phase opérationnelle

La phase l'intervention

La phase l'abandon

II-2-1 Phase de conception

Pendant cette étape, l'ensemble des éléments du puits est étudié en profondeur, en prenant en considération le cycle de vie global et toutes les opérations à venir, jusqu'à l'abandon éventuel du puits.

La conception repose sur une étude approfondie des données et des exigences collectées lors de la phase précédente, et englobe les éléments suivants :

Construire le puits et définir les matériaux et l'équipement nécessaires (comme le tubage, le ciment et la finition).

1. Projet de collecte de données, incluant la diagraphie, le carottage et les tests du puits.
2. Activités pour stimuler le puits, si besoin.
3. Méthodes de fonctionnement, incluant la gestion des risques et la préservation de l'intégrité du puits.
4. Projets visant à l'abandon total du puits.

II-2-2 Phase de construction

La construction du puits implique le forage et la mise en œuvre du puits selon la conception. Durant ce stade, l'attention est portée sur la gestion des dangers liés au forage et sur la préservation de l'intégrité du puits.

Au cours de la construction, les éléments du puits qui assurent son intégrité sont évalués afin de s'assurer qu'ils fonctionnent conformément aux attentes. La surveillance joue un rôle crucial dans la gestion de l'intégrité du puits.

La dernière étape de la construction consiste à achever le puits, ce qui le prépare à la mise en production. La réalisation de la complétion consiste à installer le matériel dans le puits afin de garantir une production sûre et efficace d'huile/gaz à un taux contrôlé.

II-2-3 Phase opérationnelle

La phase d'exploitation est la plus longue pour les puits de production, avec certains puits qui produisent des hydrocarbures pendant des décennies. Pendant cette étape, les tâches principales sont la surveillance de l'intégrité et des performances du puits, ainsi que la maintenance. Le fait que l'espace annulaire entre les colonnes de tubage présente des pressions anormales peut signaler des problèmes d'intégrité, ainsi que des variations dans les taux de production.

II-2-4 Phase d'intervention

Dans certaines situations, il est nécessaire de reprendre un puits afin de réaliser des travaux d'entretien, de réparations ou de remplacement des éléments, de surveiller ou d'accroître la productivité. On désigne également ces interventions sous le nom de "workover". Il est possible que les interventions soient cruciales pour préserver l'intégrité du puits, c'est pourquoi différentes technologies sont disponibles pour réparer le tubage et le ciment. Il est possible d'effectuer une nouvelle fracturation hydraulique dans les puits de production pour augmenter leur production. Ces opérations doivent être adaptées à la conception des puits et à leur état actuel, en prenant en compte la corrosion ou toute autre détérioration.

II-2-5 Phase d'abandon

La période d'abandon correspond à la dernière étape du cycle de vie du puits. Cette étape vise à mettre le puits hors service, à le fermer et à l'abandonner. L'obturation et l'abandon du puits visent à garantir l'intégrité du puits à long terme, en rétablissant de manière efficace les barrières naturelles constituées par les couches de roches imperméables pour atteindre la ressource. Après l'abandon du puits, il est peu probable

qu'il puisse être à nouveau accessible pour quelque raison que ce soit. Il est possible d'effectuer une surveillance après l'abandon du puits afin de vérifier que les bouchons ont été correctement installés dans le puits.

II-3 Barrières de puits

L'intégrité du puits consiste principalement à maintenir le contrôle du puits à l'aide d'un certain nombre de barrières. Pour contrôler un puits, deux enveloppes de barrières du puits indépendantes et qualifiées doivent être présentes à chaque étape de la vie du puits. L'industrie pétrolière utilise le principe d'une philosophie à deux barrières.

D'une manière générale, le surbalancement du fluide de forage constitue la barrière primaire et l'obturatrice anti-éruption (BOP) avec le tubage constituent la barrière secondaire pendant la construction du puits. Les barrières de puits sont utilisées pour empêcher les fuites et réduire les risques associés aux activités de forage, de production et d'intervention ainsi pour fermer le puits sur commande directe lors d'une situation d'arrêt d'urgence et empêcher ainsi les hydrocarbures de s'écouler du puits. Si un puits est capable de s'écouler à la surface ou dans un environnement extérieur à cause de la pression du réservoir, il faut maintenir au moins deux enveloppes de barrière du puits testées indépendamment.

La philosophie des deux barrières d'un puits pendant son cycle de vie est illustrée dans la figure II.1, tandis que le tableau II.1 offre des exemples de systèmes de barrières tout au long du cycle de vie d'un puits spécifique.

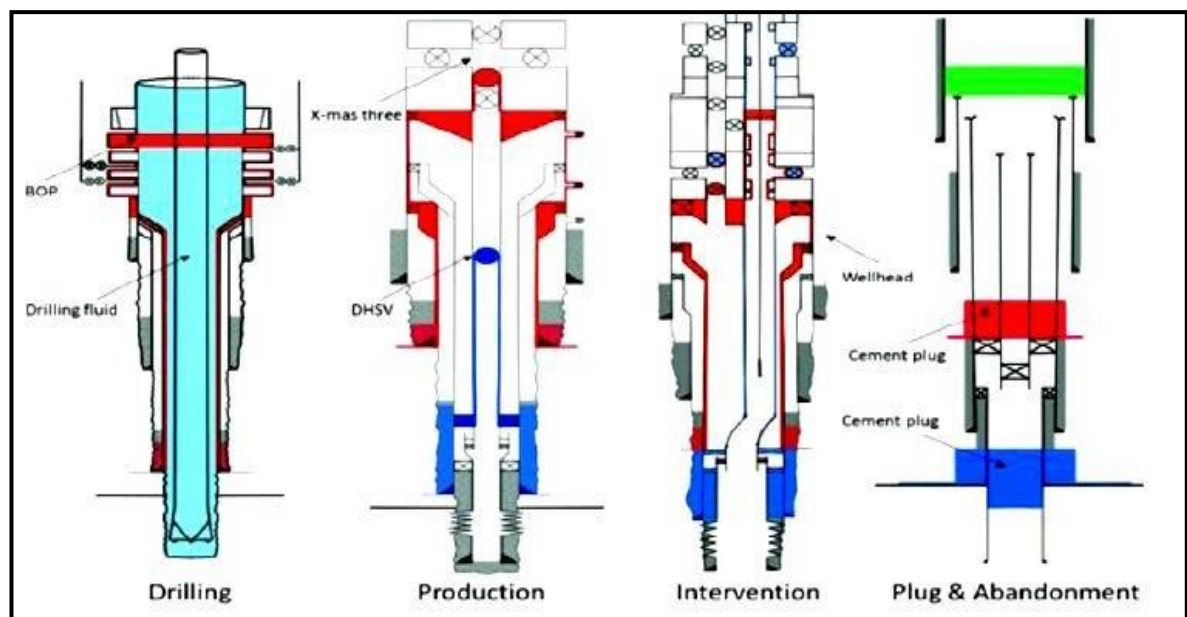


Fig II.1 : Illustration des deux barrières tout au long du cycle de vie d'un puits

Tableau II.1 : Systèmes de barrières tout au long du cycle de vie du puits

Cas	Barrière primaire	Barrière secondaire
Au cours de forage	Boue de forage avec le filtre De la boue	Ciment du tubage, tubage,
Au cours de la production	Ciment du tubage, tubage, packer, tubing et DHSV (Downhole Safety Valve)	Ciment du tubage, tubage, tête de puits, tubing hanger, et Christmas tree
Au cours de l'intervention	Le ciment du tubage, le Tubage et la boue de forage	Ciment du tubage, tubage, Tête de puits et BOP
Abandonnement	Ciment du tubage, tubage et Bouchon du ciment	Ciment du tubage, tubage et Bouchon du ciment

En règle générale, il y a quatre principales façons de faire sortir les hydrocarbures du système vers l'environnement :

À l'intérieur et autour du système de tubage du puits, à travers la colonne de finition du fond, à travers l'anneau de finition du fond, à travers le ciment entre les annulaires.

II-4 Contrôle et surveillance des composants des barrières de puits

Les exigences de contrôle et de surveillance doivent être établies par l'exploitant de puits, en prenant en compte les risques et les conséquences de la violation des enveloppes de la barrière et de sa capacité à répondre.

La surveillance consiste à surveiller les paramètres de fonctionnement d'un puits en utilisant des instruments à une fréquence préétablie afin de garantir leur conservation dans les limites de fonctionnement (telles que les pressions, les températures et les débits).

Le programme de surveillance et de contrôle des puits devrait prendre en considération, au moins, les éléments suivants :

1. Le puits est en état : injection, production, suspension, abandon.
2. Les contraintes d'utilisation.
3. La corrosion.
4. Le processus d'érosion

II-5 Diagraphies des puits

Souvent, il est seulement possible d'évaluer l'état de certains éléments de barrière tels que le ciment, le tubage, le tubing, etc. en utilisant les techniques de logging des puits. Ces méthodes de suivi et de contrôle peuvent être incluses dans un programme de surveillance

préétabli ou peuvent être mises en place en réponse à un événement ou à une anomalie détectée.

On peut aborder le logging des puits de diverses façons :

Le puits individuel est la base de l'évaluation de l'état d'un puits, tandis que dans un bloc, les puits d'échantillonnage sont évalués et les résultats sont projetés dans l'ensemble du champ.

Les diagraphies du puits peuvent englober les différents types de mesures :

1. Calliper de corrosion.
2. Diagraphies Acoustique.
3. Diagraphies de température.
4. Diagraphies de pression.
5. Diagraphies de la production.
6. Vidéo et caméra de surveillance du fond

II-6 Investigation de fond du puits

Si les joints de surface du tubing sont étanches et qu'on soupçonne une fuite du tubing, il est possible d'installer un bouchon dans le tubing. Ensuite, la pression du tubing est évacuée au-dessus du bouchon et la pression est surveillée dans l'annulaire "A". En cas de baisse de la pression de l'annulaire "A", cela signifie que la fuite est au-dessus du trou. Il est possible de déterminer l'emplacement d'une fuite dans le tubing en posant plusieurs bouchons de tubing à des profondeurs différentes et en testant la pression sur le tubing. Les effets thermiques de la production peuvent avoir une influence sur la réaction précoce de la pression de l'annulaire, et il peut être nécessaire d'avoir un temps d'arrêt adéquat pour permettre à la pression résultant des effets thermiques de se stabiliser.

II-7 Déficience des barrières du puits

Une barrière de puits est composée de divers éléments, tous nécessitant une vérification afin de garantir l'intégrité du puits.

Lorsque toutes les barrières ont cédé et qu'il existe une voie d'accès pour le fluide qui entre ou sort du puits, cela constitue une défaillance dans l'intégrité du puits. Si une conception à deux barrières est utilisée, il est nécessaire que les deux barrières soient défectueuses afin d'éviter une défaillance de l'intégrité du puits. Si la seconde barrière est intacte, la défaillance d'une barrière ne provoquera pas de perte de fluides vers ou depuis l'environnement.

Les problèmes d'intégrité des puits peuvent être causés par les éléments suivants :

II-7-1 Mécanismes des fuites

Afin d'éviter une fuite d'un puits, il est nécessaire d'avoir une source de fluide (voir figure II.2), une défaillance d'une ou plusieurs barrières et une force motrice pour le déplacement du fluide.

Sept voies d'accès souterraines à la subsurface sont fréquemment utilisées pour les fuites.

Parmi ces voies, on retrouve la formation de canaux dans le ciment (microannulus), une mauvaise élimination du filtrat de boue qui se forme lors du forage, une réduction du ciment et la possibilité d'une perméabilité assez élevée du ciment.

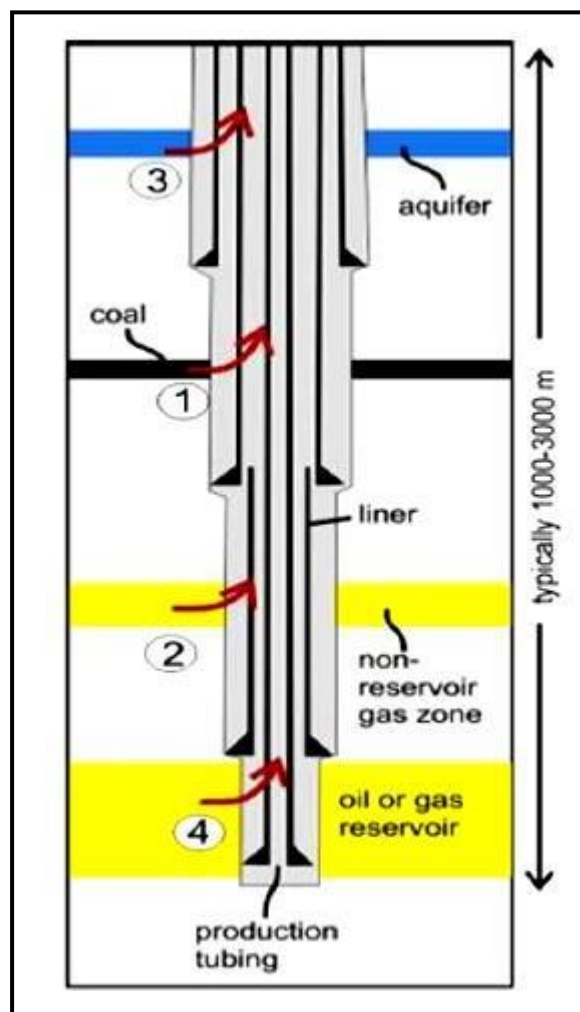


Fig II.2 : Schéma des sources typiques des fluides indésirables.

D'autres processus peuvent se manifester dans des situations géologiques particulières. Pendant la production, le réservoir peut se compacter, ce qui peut entraîner une rupture par cisaillement des roches et du tubage au-dessus du réservoir (La route 7 illustrée dans la figure II.3). Il est également possible que les puits qui fuient se relient à des failles géologiques déjà présentes, ce qui permet aux fuites d'atteindre la surface. Il

existe plusieurs fluides qui peuvent échapper, tels que les fluides de formation, l'eau, le pétrole et le gaz.

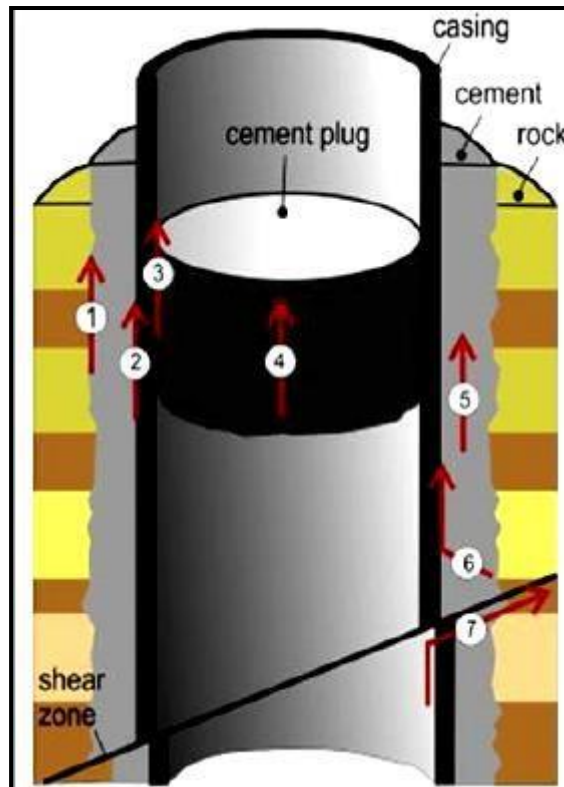


Fig. II.3 : Les chemins de circulation des fluides dans un puits de forage cimenté

II-7-2 Défaillance liée au tubage et à la cimentation

Les problèmes liés au tubage et à la cimentation peuvent compromettre l'intégrité du puits, comme la présence de canaux ou de vides dans le gain du ciment ; les espaces entre la formation et le ciment, ou entre le ciment et le tubage ; ainsi que l'adhérence des pores. Il est possible que ces problèmes soient causés par une installation incorrecte du ciment, des fuites dans les raccords du tubage, la détérioration de la gaine de ciment et la corrosion du tubage.

Lorsque la boue de forage compactée (ou filtrat de boue) est laissée à la surface du puits avant la cimentation, elle risque de se déshydrater après la cimentation et de former un annulaire à l'interface entre la formation et le ciment. De plus, lors de la prise, le ciment peut se rétracter, ce qui entraîne la formation d'un microannulus le long de l'interface entre le ciment et le tubage, ou entre le ciment et la formation.

Il est possible de réduire les problèmes d'intégrité du puits causés par le tubage et la cimentation du puits en utilisant les méthodes suivantes :

1. Installation de la canalisation de surface sous la base du système d'aquifère.

2. Établir un laitier en ciment qui répond aux conditions géologiques et géochimiques. Établir une couverture en ciment des formations contenant des hydrocarbures dans l'annulaire du puits.
3. Choisir des matériaux adaptés au tubage et aux autres éléments de la barrière du puits qui sont en adéquation avec l'environnement géochimique.
4. L'application des bonnes pratiques de l'industrie en matière de cimentation implique l'utilisation des outils du wireline pour vérifier la qualité de la gaine de ciment ainsi que des liaisons sur les interfaces et la cimentation médiatrice.

II-7-3 Conséquences d'un problème d'intégrité du puits

Il est évident que les éruptions ou les fuites peuvent entraîner des dégâts matériels, des blessures au personnel, des pertes de production et des dommages environnementaux, ce qui nécessite des réparations coûteuses et risquées.

Cela démontre que l'intégrité du puits n'est pas seulement conditionnée par la solidité de l'équipement, mais par l'ensemble du processus, la compétence et les ressources de l'organisation et de l'individu, tout en tenant compte que tout autre facteur, tel qu'une mauvaise décision opérationnelle, peut causer des problèmes d'intégrité du puits.

II-8 Gestion de l'intégrité des puits

La gestion de l'intégrité des puits implique la mise en œuvre de différentes étapes techniques, opérationnelles et organisationnelles afin de garantir l'intégrité d'un puits tout au long de son cycle d'exploitation.

Il est essentiel que l'exploitant de puits dispose d'un système de gestion d'intégrité des puits approuvé et mis en œuvre pour tous les puits qui lui sont confiés. Les éléments suivants doivent être au moins présents.

1. Plan et stratégie pour assurer l'intégrité des puits.
 2. Identifier les moyens, les fonctions, les obligations et les niveaux d'autorité.
 3. La dimension de l'évaluation des dangers.
 4. Les barrières du puits.
 5. Les critères de qualité des éléments du puits.
 6. Les contraintes de l'utilisation du puits.
 7. La surveillance et le suivi du puits.
- La prise en charge de la pression annulaire.
9. La maintenance du puits,
 10. Prise en charge des problèmes d'intégrité des puits.

11. Gestion de l'évolution.

12. Les dossiers et les rapports concernant l'intégrité des puits.

13. La surveillance du rendement du système de gestion de l'intégrité des puits.

II-9 Gérance et sources des pressions des espaces annulaires du puits

De manière théorique, il est nécessaire de maintenir chaque annulaire plein de fluide avec une pression minimale à la tête du puits (MAOP). Cette pression de référence sera utilisée afin de surveiller les pressions des annulaires tout au long du cycle de vie du tunnel. Dans la réalité, en raison des effets thermiques ou de fuites intermittentes légères, il est possible de créer un refoulement (pression positive) ou une aspiration (pression négative) en surface. L'intégrité de puits n'est pas forcément affectée et peut être tolérée tant qu'elle ne compromet pas la sécurité d'exploitation du puits.

Une pression excessive ou une aspiration continue dans un annulaire pourrait signaler ou entraîner des problèmes d'intégrité graves. Il est donc nécessaire de surveiller régulièrement, d'enregistrer et d'analyser les pressions sur tous les annulaires du puits afin de détecter et de gérer tous les problèmes d'intégrité.

Il est essentiel de gérer les pressions d'annulaires de manière à préserver l'intégrité du puits tout au long de son cycle de vie complet.

La gestion de la pression annulaire doit au moins prendre en considération les aspects suivants en fonction d'une évaluation des risques :

- les facteurs de tension.
- la composition de l'annulaire, le genre de liquide et la quantité.
- les contraintes d'utilisation, telles que les limites de pression et les taux de variation de pression autorisés.
- les types de pannes.
- Les dispositifs de protection et de réduction de la pression

II-9-1 Pression annulaire imposé par l'opérateur

Il s'agit d'une pression intentionnelle exercée sur un annulaire dans le but de garantir le bon fonctionnement du puits. Dans la plupart des cas, il peut s'agir d'un gaz-lift dans l'annulaire A ou d'une pression appliquée dans l'annulaire pour prévenir le risque d'éclatement.

II-9-2 Pression annulaire induite par effet thermique

Il s'agit d'une contrainte de pression dans un volume annulaire qui résulte de variations thermiques dans le puits (comme le démarrage et la fermeture du puits, l'augmentation de la production d'eau, etc.).

II-9-3 Pression annulaire soutenue

L'annulaire subit une pression qui se reconstitue après chaque purge et qui ne peut être attribuée ni à la pression exercée par l'opérateur du puits ni à la pression thermique.

La conception peut permettre cette pression (par exemple, des puits équipés d'un tubage de production, d'un tubing et d'aucun packer), ce qui peut mettre en évidence la défaillance d'un ou plusieurs éléments de barrière, permettant ainsi la communication entre une source de pression dans le puits et lui-même.

En cas de compromission d'une barrière, cela implique par définition une perte d'intégrité dans le puits, ce qui peut entraîner une libération incontrôlée de fluides, ce qui peut avoir des conséquences inacceptables sur la sécurité et/ou l'environnement.

On peut expliquer la communication avec une source de pression par une ou plusieurs raisons (voir Figure II.4), telles que :

1. La corrosion, l'érosion, la fatigue et la surcharge due au stress entraînent une détérioration du tubage, du liner et du tubing.
2. Les joints de la tête de puits sont endommagés.
3. Dégradation de l'intégrité du ciment.
4. La formation perd son intégrité, comme par exemple l'effondrement, la déconsolidation, le compactage.
5. Détérioration de la structure du tubing, du packer et/ou des joints.
6. Évasion de la ligne d'injection chimique ou de la ligne de SCSSV.

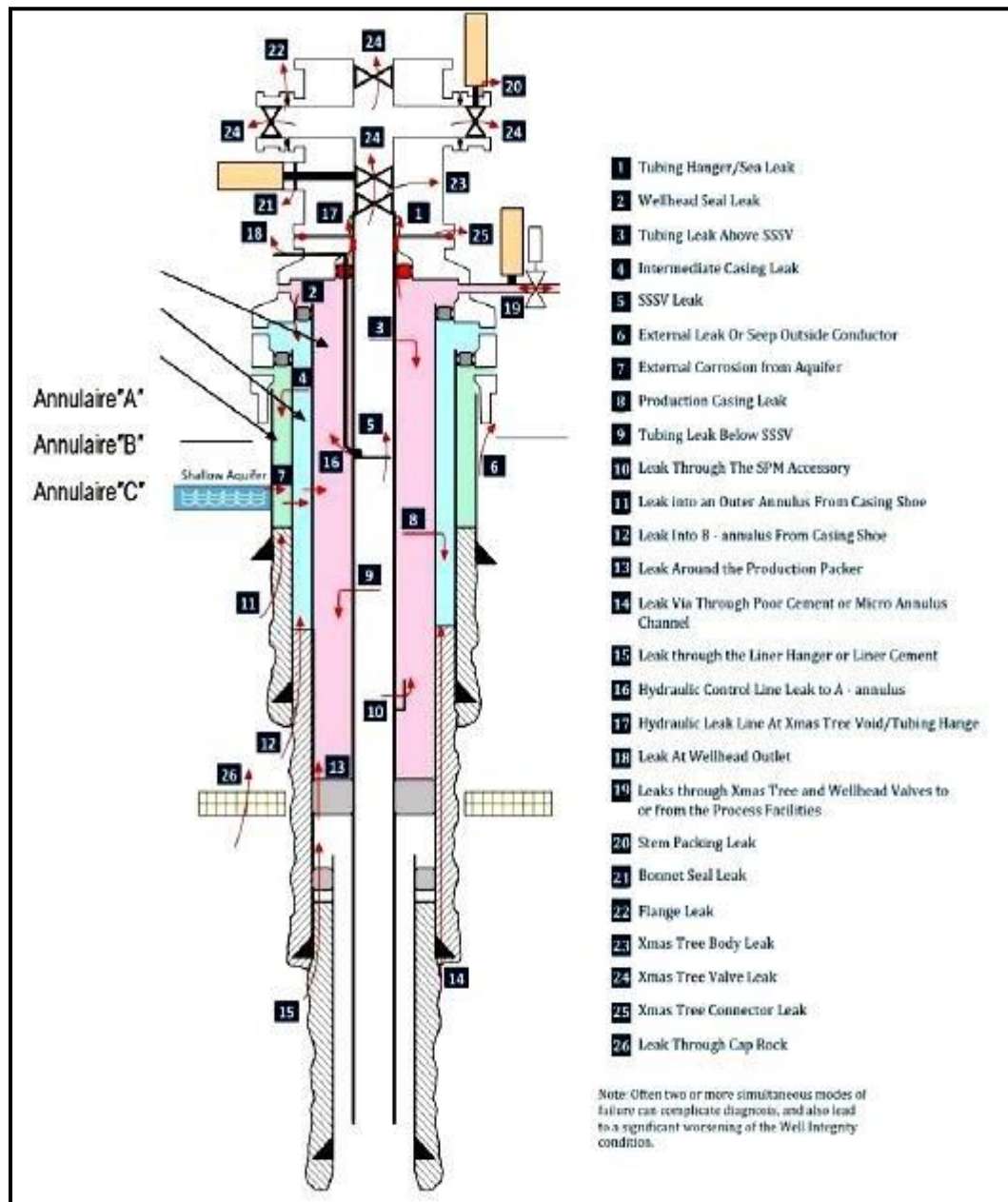


Fig II.4 : Schéma typique d'un puits montrant quelques modes typiques de défaillance de puits.

II-10 Prévention et maintien de la pression annulaire

Il est recommandé d'éliminer la pression annulaire soutenue 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 règle générale, il est préférable de placer les mesures visant à supprimer la pression annulaire soutenue le plus près possible de la source afin de pouvoir éliminer ou contrôler cette pression le plus rapidement possible.

II-10-1 Concepts et considérations opérationnelles

Dans la plupart des cas, la méthode la plus efficace pour éviter la pression annulaire soutenue consiste à commencer par construire un puits où le potentiel de pression annulaire soutenue est repéré et traité. Les situations les plus complexes et les plus difficiles à gérer et à éliminer après l'apparition de la pression annulaire soutenue sont souvent les zones de formation qui peuvent provoquer l'intrusion du fluide et la pression dans les annulaires à l'extérieur des barrières de puits établies. Il est essentiel que ces zones soient repérées et isolées de manière adéquate. Cela englobe la protection des formations qui peuvent être perméables ou fracturées en cas d'exposition à la pression de la zone de flux dans la section de tubage.

En général, une telle isolation est effectuée en utilisant des agents de fixation tels que le ciment. La conception et la sélection d'équipements qui fonctionneront comme prévu et résisteront à l'environnement auquel ils peuvent être exposés au fil du temps peuvent réduire la probabilité de fuites causées par la pression annulaire soutenue.

II-10-2 Le pompage

Quand on trouve une pression annulaire soutenue, on utilise souvent des opérations de pompage pour essayer de la réduire ou de l'éliminer. Il est possible que ces opérations nécessitent une circulation ou une injection depuis l'annulaire. Il est possible que cela nécessite également l'insertion d'un agent de réglage et/ou d'un liquide lourd dans les annulaires. On utilise des agents de réglage afin de séparer la source et l'emplacement de la pression annulaire continue.

Il est donc essentiel d'évaluer et de comprendre correctement la source de pression annulaire soutenue et son potentiel avant d'être isolés.

La source de la pression est régulée par l'utilisation de liquides lourds qui créent un déséquilibre hydrostatique. On privilégie généralement de telles applications lorsque la source de pression annulaire soutenue est composée de zones perméables peu profondes ou lorsque la fuite résultante est dans une seule direction. Il est nécessaire d'évaluer les fluctuations de la pression différentielle en fonction du temps et de la profondeur, et de définir des limites de pression adéquates avant le début de l'opération.

II-10-3 Opération de Workover et Interventions

La pression annulaire soutenue peut être atténuée ou éliminée par différentes méthodes, telles que le workover ou les interventions conventionnelles dans le puits, si la fuite qui en découle se trouve dans la colonne de complétion ou la colonne de tubage.

Pendant le processus de travail temporaire, la colonne de complétion est récupérée et la colonne de tubage est rendue accessible pour l'inspection et la réparation.

Il est possible d'utiliser des patches, des straddles ou des dispositifs d'isolation mécanique similaires pour éliminer les fuites dans les colonnes de complétion et de tubage en utilisant des techniques d'intervention conventionnelles.

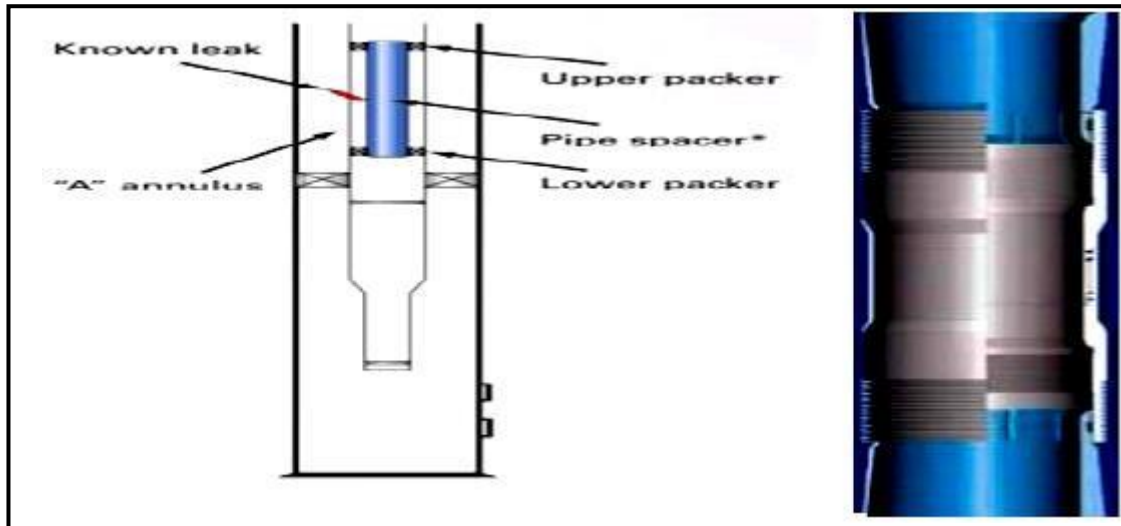


Fig II.5 : Exemples d'outils d'interventions conventionnelles d'isolation.

Conclusion

Ce chapitre a souligné l'importance cruciale de l'intégrité du puits dans l'industrie pétrolière et gazière. Si cette intégrité n'est pas assurée, cela peut entraîner des fuites de gaz et de pétrole qui peuvent entraîner des dommages à l'environnement, mettre en danger la vie des travailleurs et entraîner des pertes économiques considérables. Il est donc primordial d'assurer la sécurité des puits en surveillant régulièrement les barrières de sécurité et en effectuant des inspections régulières afin de repérer les signes de dégradation ou de défaillance. Les exploitants des puits doivent aussi prendre des mesures afin de prévenir les dangers potentiels, tels que les pressions élevées, les températures élevées et les substances chimiques corrosives, qui peuvent causer des dommages.

Chapitre III

Sécurisation des annulaires et Water Shut Off : Puits BKP2

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter l'ensemble des analyses physico-chimiques de pétrole et de l'eau ainsi nous abordons les différents calculs de la viscosité de densité de la teneur en sels et ceux des débits diphasiques eau-pétrole. Ensuite, nous présentons les résultats de calculs obtenus sur le système de dessalage en ce qui concerne son efficacité, la vitesse, le temps de décantation et le temps de séjour. Enfin, une tentative sur le dimensionnement et l'optimisation des caractéristiques de dessaleur étudié a été réalisée.

III-1 Présentation de puits BKP2

Le puits BKP2 a été foré en 2004, dans le cadre d'évaluer les réservoirs paléozoïques de l'ordovicien (Quartzites d'El Hamra, Grès d'El Atchane). Le puits, complété avec un liner à crépines, en face des QH et Grès d'El Atchane, a été mis en production en février 2005.

III-2 Historique de puits

26/06 au 19/10/2004 : Forage du puits (Appareil TP 158).
14 au 20/10/2004 : Enregistrement d'un DST.
22/10 au 03/11/2004 : Complétion du puits en Tbg4''½.
14/02/2005 : Mise en service.
27/07/2005 : Enregistrement d'un SBU.
08/05/06 au 06/03/2018 : Nettoyage fond au CTU. (21 interventions).
10/05/2006 : Enregistrement de PLT.
10/09/2006 : Enregistrement d'un PLT.
19/01/07 au 18/11/2016 : Kick Off au CTU. (17 interventions).
25/02/2008 : Enregistrement d'une PFS.
01/01/2009 : Enregistrement d'un PLT.
06/12/2009 : Enregistrement d'une PFS.
12/12/2009 : Snubbing : Descente Tubing de chemisage 2''½.
10/08/2013 : Snubbing : Remontée Tubing de chemisage 2''½.
29/08/2013 : Enregistrement d'une PFS.
17/11/2013 : Snubbing : Descente Tubing de chemisage 2''½.
17/11/2013 : Enregistrement d'une PFS.
05/07/2015 : Enregistrement d'un PLT.
07 au 18/12/2015 : Water Shut Off ; mise en place d'un bouchon de ciment.
28/04/2016 : Enregistrement d'un PLT.
08/11/2016 : Enregistrement d'une PFS.
06/12/2016 : Puncher de tubing 2''½ à 2500 m.

29/06/2020 : Enregistrement d'une PFS.

III-3 Analyse de l'état de puits BKP2

L'évolution des pressions au niveau des espaces annulaires B (9⁵/₈x7") et A (7"x4"1/2) montre des augmentations importantes, dont il est impératif d'expliquer les causes. En effet, la pression de l'EA 7" x 4"1/2 a atteint une valeur de 136 bar, le 01/06/2014, et celle de l'EA 9⁵/₈ x 7" une valeur de 155 bar, le 22/01/2007, comme l'indique le graphe de l'évolution de pression au niveau des EA 7", 9⁵/₈, 13³/₈.

III-3-1 Espace annulaire 13³/₈ x 9⁵/₈

L'espace annulaire C ne présente aucune anomalie, depuis la mise en service du puits, le 14/02/2005, à ce jour.

III-3-2 Espace annulaire 9" 5/8 x 7"

L'espace annulaire B est comprimé depuis le 13/06/2005, avec une pression de 120 bar. Des purges ont eu lieu, mais l'espace annulaire s'est de nouveau comprimé jusqu'à 152 bar. Mais, à partir du 25/01/2010, la pression est restée égale à zéro (0).

NB : La lecture de zéro Bar devrait être erronée ; le manomètre, ou la vanne 2", seraient bouchée, comme c'était le cas lors de l'intervention sur BKHE1 (juin-2018).

III-3-3 Espace annulaire 7"x 4"1/2

L'espace annulaire A, à la mise en service du puits le 14/02/2005, n'a pas connu de pressurisation jusqu'à la date du 11/01/2009, où il a été relevé une pressurisation brusque de 94 bar égalisant la pression de l'annulaire (B), sans qu'il n'y ait de gonflement du tubing. Le 01/06/2011, la pression de l'espace annulaire (A) a augmenté subitement de 81 bar pour atteindre de 136 bar.

III-4 Intervention : Workover

Une intervention lourde sur le puits été réalisée sur le puits pour la sécurisation des espaces annulaires ainsi que lutter contre le problème de la production d'eau par la mise en place d'un moyen de water shut off au niveau de l'intervalle ciblé.

III-4-1 Buts de l'opération workover

- Remontée de la complétion 4"1/2 x 2"7/8.
- Réparation du casing 7", après localisation de la communication.
- Forage du bouchon de ciment mis en place.
- Test des QH et Grès d'El Atchane, et récupération d'échantillon de surface.
- Opération de Water Shut Off, selon les résultats du test et de l'échantillonnage de surface.

- Complétion du puits en GLS (4"½ x 2"⅞).

III-5 Données du puits BKP2

III-5-1 Situation du puits

BKP2 est situé à 300 m au Sud-Est du puits OKJ-31.

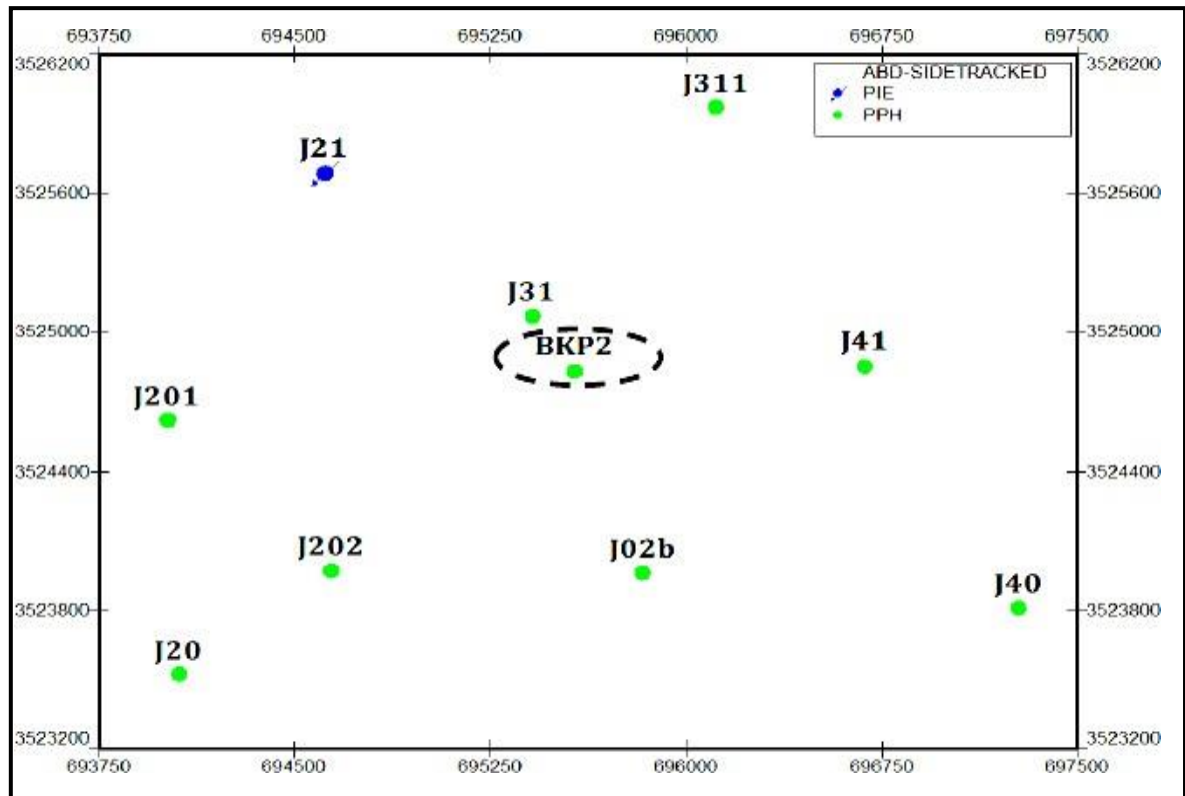


Fig III.1 : Localisation du puits BKP2.

Coordonnées UTM et Elévations

Les coordonnées UTM ainsi que les données de tubage et celle de la cimentation sont représentées dans les tableaux (III.1) et (III.2) ci-dessous.

Les résultats des diagraphies ne sont pas mentionnés à cause de l'absence du document d'interprétation des diagraphiques (Puits d'Exploration).

Tableau III.1 : Coordonnées UTM et élévation du puits BKP2

Coordonnées géographiques		Coordonnées UTM		Coordonnées LSA	
X	Y	X	Y	X	Y
05° 04' 0.5161'' E	Y : 31° 50' 41.36'' N	695574,69	3524828,15	724638,08	158287,64
Zs = 221.75 m		Zt = 230.89 m			

Tableau III.2 : Data des tubages et de cimentation

Tubage	Cote Sabot (m)		Formation	Etats des Cimentations	
	Driller	Logger		Log	Observations
18 ⁵ / ₈	254	----	Sénonien Anhydritique	----	Absence des Logs de Cimentation (puits Exploration)
13 ³ / ₈	762	----	Cénomanién	----	
9 ⁵ / ₈	2355	----	Lias Anhydritique	----	
7"	3294	----	Trias (T2)	----	
4 ¹ / ₂ (Sabot)	4104	4106	Argiles D'El Gassi	----	
Tête Liner	3188.8	----	-----	----	
Top B.Ciment	4015	----	Quartzites de Hamra	----	
Profondeur	4101	----	Argiles D'El Gassi	----	

Tops des Formations :

Les data des tops des formations sont représentés dans le tableau (III.3) suivant :

Tableau III.3 : Data des tops des formations

FORMATIONS	TOP (m)	FORMATION	TOP (m)
Mio-pliocène	00	Sel Massif II	2929
Sénonien carbonaté	57	Argiles Supérieures	3158
Sénonien Anhydritique	220	Argilo - Salifère	3227
Sénonien salifère	432	Argiles Inférieures	3274
Turonien	630	T.A.G. T2	3294
Cénomanién	698	T.A.G. T1	3315
Albien	871	T.A.G. Andésites	3326
Aptien	1314	T.A.G. Série Inférieure	3354
Barrémien	1342	Dévonien inférieur	3407
		Silurien	3424

Néocomien	1695	Dalle de M'Kratta	3590
Malm	1853	Argile microconglomeratique	3599
Dogger argileux	2085	Grés de Oued Sarret	3718
Dogger lagunaire	2230	Argiles d'azzel	3778
Lias Anhydritique	2317	Grés de Ouargla	3823
Sel Massif I	2605	Quartzites de Hamra	3926
Horizon "B"	2664	Grés d'El Atchane	4026
Sel + Anhydrite	2691	Argiles D'El Gassi	4075

III-5-2 Zones productrices et pression de réservoir

Réservoir : Quartzites de Hamra + Grés Achène

Haut Crépines : 3904,43 m.

Bas Crépines : 4081.19 m

Bouchon de ciment : 4015,00 à 4074,00 m, le 17/12/2015

Soit crépines actives : 110.57 m.

Milieu des Crépines = 3959,71 m.

La mesure de la pression du réservoir a été réalisée par un test PFS dont les résultats sont :

PFS = 366.43 kgf/cm² @ 4000 m, soit 348.16 kgf/cm² @ 3500 m (Côte de référence).

PFS = 363.69 kgf/cm² @ 3959.71 m (milieu des crépines). La densité d'équilibre = 0.92 g/cc.

Pour les paramètres de surface sont représentés dans la figure (III.2) ci-dessous :

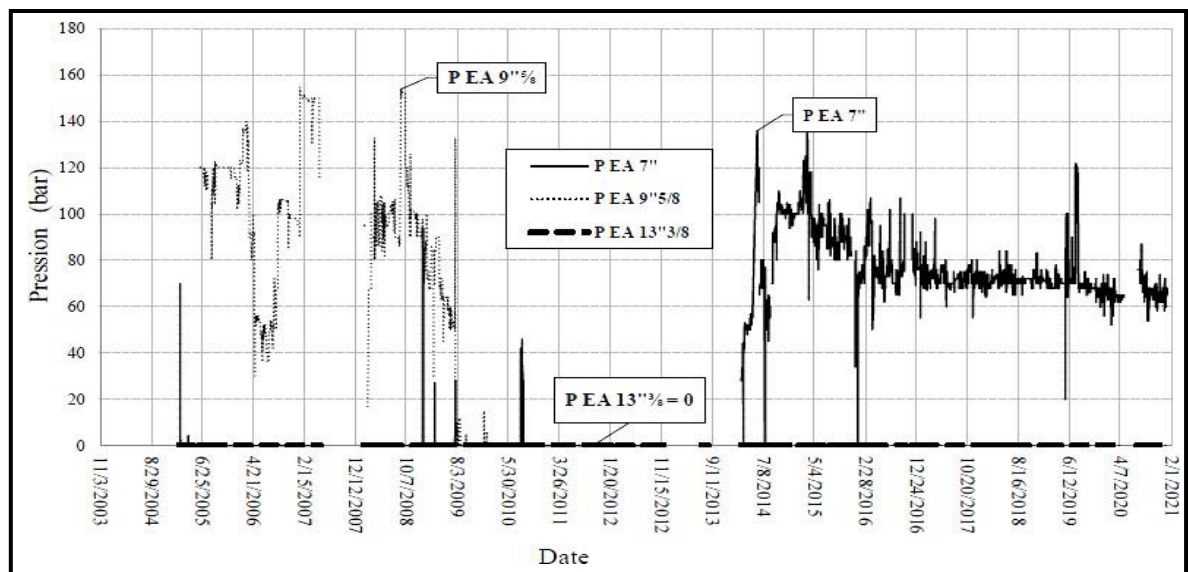


Fig III.2 : Evolution des pressions au niveau des EA (7\", 9\"/>

III-5-3 Complétion du puits (Voir annexe A)

Les équipements de la complétion du puits BKP2 sont représentés dans les tableaux (III.4), (III.5) et (III.6) ci-dessous :

Tableau III.4 : Equipements de surface du puits BKP2.

Désignation	Const.	Type	Dimension
Tête de puits série 5000 Psi			
Top cap	FMC	Acme	4"1/16
Vanne de curage	FMC	F	4"1/16
Croix	CIW		4"1/16 x 3"1/8
02 Vannes latérales	FMC	F	3"1/8
02 Portes duses	CIW+FMC		3"1/8
Vanne maîtresse	CIW	F	4"1/16
Suspension	Stream Flow	OCT	4"1/16 x 4"1/16
Croix	CIW		4"1/16 x 2"1/16
02 Vannes latérales	FMC		2"1/16
Vanne maîtresse	CIW	F	4"1/16
Adapteur	CIW		7"1/16 x 4"1/16
Tubing head	CIW		11" x 7"1/16
02Vannes latérales Csg	CIW	F	2"1/16
Adapteur (DSA)	CIW	F	11" x 5M x 10M

Chapitre III : Sécurisation des annulaires et Water Shut Off : Puits :BKP2

Tableau III.5 : Equipements de surface du puits BKP2.

Désignation	Const.	Type	Long (m)	C/Sond. (m)	C.Elec (m)
Tubing 4"½ – N80 12.6 #					
HTR			8,45	8,45	
Olive de suspension	CIW	FB	0,3	8,75	
01 Tubing 4"½			8,75	17,50	
Pup joint 4"½			2,96	20,46	
335 Tubings 4"½			3150,62	3 171,08	
Vanne de circulation SSD	OTIS	"XA"	1,3	3 172,38	3 168,32
01 Tubing 4"½			9,53	3 181,91	
Siège	OTIS	"XN"	0,38	3 182,29	3 178,23
01 Tubing 4"½			9,44	3 191,73	
Packer de production	Halli	AWR	0,43	3 192,16	3 188,10
Liner 4"½ N80-13,50#					
Tête du Liner 4"½					3 188,80
Anneau (Reforé)					3875,78
Pack - off (Reforé)					3895,18
Bouchon de ciment					4015,00
Sabot du 4"½					4100,58
Fond (TD)					4 101,00

Tableau III.6 : Garniture du Tubing (2"⅞).

Désignation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m
Tubing 2"⅞ N.Vam Vallourec (N80-6,40#)				
HTR x OCT			7,27	7,27
Olive 2"⅞	Str-Flow	OCT	0,2	7,47
411Tubings 2"⅞			3857,02	3864,49
Siège 2"⅞	OTIS	"X"	0,3	3864,79

01 Tubing 2 ⁷ / ₈			9,65	3874,44
Sabot 2 ⁷ / ₈			0,31	3874,75

III-6 Programme du Workover

III-6-1 Préparation du puits

1. Dégager l'accès au puits, inspecter et préparer la plateforme afin d'accueillir l'appareil de WO.
2. Préparer le bournier (le fermer par un merlon).
3. Démonter les lignes de collecte, et les mettre en dehors du périmètre de sécurité.
4. Nettoyer la cave du puits.
5. Equiper les E.A. : 13³/₈ x 9⁵/₈ ; 9⁵/₈ x 7" et 7" x 4¹/₂ avec des manomètres étalonnés.
6. Installer la partie hydraulique de l'appareil.
7. Relever la pression des annulaires et purger à zéro.
8. En cas de la recompression des E.A, noter les nouvelles valeurs et le temps du regain de pression

NB : Installer des charts si nécessaires, pour une les meilleures analyses

9. Fabriquer 133 m³ de boue à base d'huile (densité 0.97), soit deux fois le volume du puits.
10. Neutraliser le puits en circulant 27 m³ d'eau traitée à travers le Tbg 2⁷/₈, retour par EA
11. 4¹/₂ x 2⁷/₈. Ajuster le volume si nécessaire.
12. Observer le puits pendant 02 heures.
13. Si le puits ne manifeste aucune réaction, installer l'appareil de Work-Over ENF10.

NB : Ajuster le volume de neutralisation et la densité à la moindre manifestation du puits.

III-6-2 Déséquipement du puits

- Circuler à l'eau traitée à travers le Tbg 2⁷/₈, retour par EA 4¹/₂ x 2⁷/₈.
- Visser une « BPV » dans l'olive de suspension du Tbg 2⁷/₈.
- Démonter la demi-tête de puits.
- Monter un BOP 7¹/₁₆ x 4¹/₁₆ équipé avec des Rams 2⁷/₈, et tester à 5000 psi.
- Remonter le Tubing 2⁷/₈ au jour, et remplir le puits au fur et à mesure de la remontée.

- Faire un contrôle WL (vérification du passage et du top sédiments).
- Démonter BOP 7" 1/16 x 4" 1/16 équipé avec des Rams 2" 7/8.
- Visser une « BPV » dans l'olive de suspension du Tbg 4" 1/2.
- Démonter la tête de puits au niveau de la tubing head.
- Monter un adaptateur 7" 1/16 x 5000 x 11" x 5000
- Monter les BOP's 11" 1/16 x 5000 équipés avec des mâchoires 4" 1/2.
- Visser un tube de manœuvre 4" 1/2 dans l'olive de suspension.
- Tester les BOP's à 5000 psi.
- Desserrer les vis pointeaux au niveau du tubing head.
- Procéder au décollage de l'olive de suspension, et le désencrage de l'AnchorSeal.

NB : Volume d'acier du Tbg 2" 7/8 N 80, 6.40 = 1.16L/m.

III-6-3 Remontée de la garniture 4" 1/2

Cas N°1 : Réussite du désencrage de l'anchor seal au niveau du Packer : Haliburton : AWR.

- Faire une circulation à travers la SSD, pour égaliser les pressions entre le Tbg 4" 1/2 et l'EA 7", et par la même dégager toute décantation derrière le Tbg 4" 1/2, ainsi que toute trace d'hydrocarbure (huile + gaz).

NB : Procéder à la réalisation d'un Puncher à la côte 3145 m, si nécessaire.

- Faire travailler, la garniture de haut en bas et de bas en haut, avec 5 à 10 T en Over pull.
- Tirer 1 à 2 T en Over Pool (Poids garniture 4" 1/2 dans l'eau = 52 T), et tourner 14 tours à droite.
- Remonter la garniture 4" 1/2, et remplir le puits au fur et à mesure de la remontée.

NB : Volume d'acier du tubing 4" 1/2 N80, 12.60 # = 2,32 L/m.

- Inspecter les joints remontés, ainsi que l'état de l'AnchorSeal, et récupérer toute sorte de dépôt qui s'accrocherait aux tubings.
- Poser un « RBP » dans le Csg 7" à 18 m et suspendre les BOP's.
- Changer la tubing head avec une autre rebutée.
- Monter les BOP's 11" x 5000 équipés avec les mâchoires 4" 1/2.
- Récupérer le « RBP ».
- Tester les BOP's à 5000 psi.

- Descendre un outil 6" au top Packer pour contrôle, et circuler à l'eau pour nettoyage.

Cas N°2 : Echec du désencrage de l'AnchoreSeal

- Si le désencrage du l'AnchoreSeal s'avère impossible, procéder à une coupe électrique à la côte **3186m**.
- Remonter la garniture 4"½ au jour.

NB : S'assurer de l'égalisation des pressions entre le Tbg et l'EA 7", avant la coupe.

- Volume d'acier du tubing 4" ½ N80, 12.60 # =2,32 L /m.
- Diamètre intérieur du Tbg 4"½ 12.60 Lbs/ft = 3.958 in ; soit 100.53mm.

-
- Pose « RBP » dans le Csg 7" à 18 m et suspendre les BOP's.
 - Changer la tubing head avec une autre rebutée.
 - Monter un adaptateur 7" 1/16 x 5000 x 11" x 5000.
 - Monter les BOP's 11" x 5000 équipés avec les mâchoires 4"½.
 - Faire un test des BOP's à 5000 psi.
 - Récupérer le «RBP».
 - Descendre un outil 6" et contrôler le top poisson.

Récupération du poisson 4"½ et éventuel fraisage du Packer.

- Descendre un overshot pour fraiser les chiens du packer et repêcher le poisson (Tbg 4"½).

NB : Voir la nécessité de conditionner la tête de poisson après la coupe électrique.

-
- Descendre un outil 6", contrôler le puits au top packer.

III-7 Vérification des casing 7" & 9"5/8

III-7-1 Etat du casing 7" et de la cimentation

- Enregistrer un log de CBL+VDL+GR.
- Faire un enregistrement de MFC-MTD sur l'intervalle 3000 à 2000 m

III-7-2 Stabilisation et contrôle des espaces annulaire 7" & 9"5/8

Test de l'annulaire B (9"5/8 x 7")

Comprimer l'espace annulaire à 500 psi et observer les EA : C (13"3/8 x 9"5/8) et A (7" x Tige 4"½).

Si le test est positif (pas de perte de pression) : passer au test suivant (test du casing 7"). Si le test est négatif (perte de pression), procéder à la restauration de la cimentation selon un

Programme additif adéquat, en fonction des différentes investigations et les résultats du logging (CBL + Corrosion), et autres outils.

Test du Casing 7"

Faire une circulation et mettre le puits sous eau (d=1).

Scraper le casing 7".

Descendre un packer de test, et l'ancrer le plus bas possible (3187 m).

Tester le Casing 7" à 500 psi, avec un enregistrement sur diagramme, pendant 02 heures.

Observer les autres espaces annulaires (B et C).

Changer la cote d'ancrage pour localiser la communication entre les espaces annulaires A et B.

Selon la cote de la communication, et le résultat du Log de corrosion du casing 7", établir un programme adéquat pour la mise en place et la cimentation d'un Tie-Back.

NB : Etudier les deux options de protection du réservoir QH, à savoir l'ancrage d'un Bridge Plug dans le liner 4"½, ou la mise en place d'un bouchon de ciment d'équilibre, de 3250 à 3350 m, avant d'entamer la réparation de casing 7".

III-8 Récupération du packer, jauge du puits et récupération d'échantillon

- Descendre une couronne 3"¾ au top sédiments (soit 4013 m) et mettre le puits sous boue OBM (0.97).
- Descendre un "Milling and Picking tool", sur-forer et récupérer le Packer.
- Descendre un outil 6", et contrôler le puits au top liner.
- Déplacer la boue de densité 0,97 et mettre le puits sous eau.
- Descendre un packer de test, et ancrer à la côte 3185 m.
- Etablir un programme détaillé pour démarrer le puits avec une unité de Coiled Tubing, en autre :
- Dégorger le puits jusqu'au démarrage du puits sur torche.
- Jauger le puits.
- Récupérer des échantillons d'eau (qui viendraient de la formation) au niveau du séparateur.
- Test de compatibilité de l'eau des grés d'El Atchane avec l'eau d'albienne.

NB : En fonction des résultats des tests, deux variantes possibles à choisir :

Variante 1 : Evaluer l'opportunité de faire une nouvelle opération de W.S.Off au niveau des QH et GEI, par la réalisation d'un SideTrack, comme décrit dans le design de Halliburton, en Annexe 6, en tenant compte du risque assessment établi.

Variante 2 : Opération W.S.OFF dans le trou initial

III-8-1 Programme de SideTrack - Variante1 (voire annexe 6)

Descendre un outil 3"¾ et contrôler le puits au fond (4015 m).

Faire un nettoyage du liner jusqu'au top ciment 4"½ (4015 m).

Faire un bouchon de squeeze de ciment au niveau des crépines, de la côte 3800 m à 4015 m, soit 215 m (Faire des perforations pour le squeeze de ciment si nécessaire).

Descendre un outil 3"¾ au top bouchon de ciment (3800 m), pour contrôle.

Mettre le puits sous boue OBM de densité 0,97.

Descendre Outil 3"¾ + Moteur + MWD, et Forer en Side-Track au niveau de liner 4"½ (KOP @ 3888 m).

Continuer le forage en Side-Track par 3"¾ jusqu'à la côte 4026 m.

Enregistrement de Diagraphies Open Hole.

III-8-2 Programme de Water Shut Off par bouchon de ciment - Variante 2

Mettre le puits sous boue OBM d'une densité de 0,97.

Descendre un outil 3"¾ au top bouchon de ciment (4015 m), pour contrôle, et sur-forer l'ancien bouchon de ciment jusqu'à la côte 4018 m soit 3 m.

Contrôler le nouveau top ciment 4018 m.

Nettoyer le liner jusqu'au fond (4018m).

Utiliser un Section-Mill, pour créer une fenêtre de 4,5 m, au maximum, à travers Liner crépine 4"½ (4016,5 à 4012m), soit 1,5 m au-dessus du nouveau top bouchon de ciment à 4018 m.

Descendre une couronne 3"¾ au top sédiment et nettoyer le liner jusqu'au top ciment 4"½ (4018m).

Mettre en place un bouchon de ciment de 4011 m @ 4018 m à l'aide d'unité Slickline (Toolstring Dump Bailer et le mixage de ciment).

Faire un contrôle jusqu'à nouveau top ciment 4011 m.

III-8-3 Réparation du Casing 7"

Etablir un programme détaillé pour la neutralisation et la mise en place d'un bouchon de ciment d'équilibre (3250 @ 3350 m) pour protéger le réservoir.

Renforcement du casing 7"(Tie-back)

- Déplacer la boue de densité 0,97 par une boue de densité 2,02.
- Descendre outil 6" + Scraper 7", scraper le casing 7" au top Top liner (3188 m).

En fonction des résultats du test des espaces annulaires pour objectif de localiser la communication, trois (03) scénarios possibles à choisir :

Scénario 1 : communication entre 2350 m @ 3188 m

- Descendre un Liner 4"½ avec un Packer Larkin 4"½, pour couvrir l'intervalle de 3187 m à 2490 m.
- Ancrer le Packer Larkin environ 01 m au-dessus de l'ancien top liner ; soit à la cote 3187 m, en évitant les joints.
- Positionner la tête du Liner Hanger à 2489 m.
- Test du Tie-back
- Cimenter le nouveau Liner 4"½.
- Enregistrer un log de cimentation pour contrôle de la qualité de ciment.

Scénario 2 : communication entre surface @ 2350 m

- Selon le résultat du Log de corrosion du casing 7", et la coupe en conséquence, mettre en place un casing patch

Scénario 3 : communication n'est pas détecté

- Etablir un programme détaillé pour la mise en place d'un Tie-back pour couvrir l'intervalle de 3187 m jusqu'à la surface, pour consolider le casing 7".

III-9 Nettoyage du Liner crépiniers 4"½ et complétion du puits en

GLS(4"½ x 2"⅞)

Mettre le puits sous boue de densité 0,97.

Sur-forer le bouchon de ciment d'équilibre (3250 m @ 3350 m).

Faire un contrôle.

Descendre une couronne 3"¾ au top sédiment.

Nettoyer le liner jusqu'au top de l'anneau de ciment 4"½ (4011m).

NB : Sachant que le puits présente un problème de dépôts de sel et de dépôts du BaSO₄, il est plus indiqué de mettre en place une complétion 4"½ × 2"⅞, afin d'avoir accès au puits, et pourvoir remonter le tubing 2"⅞ par snubbing.

Pose « RBP » dans le 7" à 18 m et suspendre les BOP's.

Changer la tubing head avec une autre : 11" x 7"1/16 x 5000.

Tester la tubing head à 5000 psi.

Monter un adaptateur 7"1/16 x 5000 x 13"5/8 x 5000.

Monter les BOP's 13" 5/8 x 5000 équipés avec les mâchoires 4"1/2.

Faire un test des BOP's à 5000 psi.

Descendre le Packer de production : Ancre Packer à la côte 2488 m, soit 1 m au-dessus du nouveau top liner (2489 m), en évitant les joints.

Compléter le puits en tubing 4"½.

Tester l'espace annulaire 7" x 4"1/2 à 2000 psi sur diagramme pendant 02 heures.

Monter la tête de puits, et tester à 5000 psi.

DTM de l'appareil.

NB : Pendant la complétion assurer le remplissage du puits à l'eau traitée.

III-10 Résultats d'analyse de l'eau

L'eau produite est une eau de gisement.

1/ Le développement des fractures n'atteint pas le plan d'eau (Rapport de BJSP).

2/ Le puits est situé dans une région dépourvue de l'injection d'eau.

3/ L'aquifère est non actif, c'est bien que l'étude géologique des failles présents dans la structure de gisement a montré qu'une source alimentée d'eau n'est plus existée.

4/ L'analyse moyenne au niveau de laboratoire de HBK d'un échantillon d'eau récupéré de puits montre une composition similaire de celle d'une eau de gisement (Tableau III.7).

5/ Le water cut diminue après chaque traitement par de reformat et le xylène ou sa portion est nulle selon le dernier jaugeage après le traitement.

Tableau II.7 : Résultats de l'analyse moyenne de l'eau récupérée

Ions	Eau de l'horizon B(mg/l)	Echantillon d'eau de puits (mg/l)
(HCO ₃) ⁻	0	-
Cl ⁻	210000	210022
(SO ₄) ⁻⁻	-	-
Ca ⁺⁺	36000	34000,2
Mg ⁺⁺	170	165,9
Ba ⁺⁺	800	801

Na ⁺	80000	75687
K ⁺	6000	5800
Fer	3200	2713
H ₂ S	0	0
CO ₂	-	-
O ₂	0	-
pH	3,6	4,1

III-11 Commentaires et évaluation de l'opération réalisée

D'après l'analyse établie, au-delà de la pressurisation de l'EA 7" x 4"½, laquelle pourrait être gérée aisément, la pressurisation de l'EA 9"½ x 7", qui est problématique (intégrité du puits sérieusement menacée), nécessite un travail lourd, sachant, à priori, que la cause pourrait bien être la manifestation de l'Horizon B.

En 2009, une opération de snubbing a été réalisée pour descendre un Tbg 2"½ de chemisage.

Les interprétations des PLT de 2022 (Avant WS off), et de 2023 (après WS off), montrent que seule la partie sommitale duréservoir des Quartzites de Hamra participe potentiellement à la production ; elle assure les 98,9 % de la production (zone allant de 3904,4 à 3986,9 m). Les 1,1 % restants proviennent de la partie basale des Quartzites de Hamra. Quant au réservoir Grès d'El Atchane, aucune production d'huile n'y provient.

Suite aux problèmes de bouchages fréquents des installations, dus à l'incompatibilité de l'eau de gisement des Grés d'El Atchane, chargée en Ba⁺², avec l'eau de l'Albien, chargée en SO₄⁻², le puits BKP2 a subi une opération de Water Shut Off, afin d'isoler définitivement le réservoir Grés d'El Atchane, par un bouchon de ciment.

Enfin, l'objectif du présent W.O est multiple ; il s'agit de la sécurisation des espaces annulaires, d'une part, et de la réalisation d'un Water Shut Off, au niveau des Grés d'El Atchane, meilleur que celui de 2023, d'autre part, tout en vérifiant si la source réelle causant la formation du BaSo₄ se situe au niveau des Grés d'El Atchane ou au niveau de l'Horizon B, en raison de la similitude des faits entre BKP2 et quatre autres puits d'huile, à savoir GLA9, BKHE1, NHN1 et BKP1, sachant que ces deux dernier ne présentent pas de problèmes de BaSO₄.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé le problème d'intégrité qu'a connus le puits BKP2. Ce problème est survenu en raison d'un effet d'une fuite qui a entraîné une élévation des pressions des espaces annulaires 7" & 9"5/8, qui ont provoqué un problème de pression soutenue dans l'espace annulaire B.

Cette problématique est considérée inacceptable sur le territoire du champ de Haoud Berkaoui due à la réglementation imposée par la société Sonatrach. Cette réglementation exige que les différentes sociétés d'exploration maintiennent une pression nulle dans tous les annulaires du puits, en se conformant à une multitude de lois et de règlements.



Conclusion générale et recommandations

Conclusion générale et recommandations

Aujourd'hui, l'intégrité des puits est sans aucun doute l'un des sujets les plus importants de l'industrie pétrolière. L'industrie pétrolière subit des pertes financières considérables en raison des problèmes d'intégrité des puits tout au long du cycle de vie du puits, depuis le forage jusqu'à son abandon final. Ces dommages s'élèvent à des milliards de dollars. Il est donc primordial d'adopter des actions préventives et correctives afin de prévenir et résoudre ces problèmes, dans le but de diminuer les dépenses et d'assurer une exploitation rentable et durable des ressources pétrolières.

L'analyse de la littérature présentée dans cette étude a révélé le souci d'intégrité du puits BKP2 qui s'est produit lors de la construction. Une pression constante dans les espaces annulaires 7" & 9"5/8 a été créée en raison de ce problème, ce qui entraîne une rupture après chaque purge. La réglementation imposée par l'ARH (Agence de Réglementation des Hydrocarbures) rend ce problème impardonnable en Algérie. Il est nécessaire que les diverses entreprises d'exploration maintiennent une pression nulle dans tous les orifices du puits, en respectant diverses lois et réglementations.

Selon l'analyse effectuée, en plus de la pressurisation de l'EA 7" x 4"1/2, qui pourrait être facilement gérée, la pressurisation de l'EA 9"5/8 x 7", qui pose problème (menaçant sérieusement l'intégrité du puits), nécessite un travail élevé, sachant que la cause pourrait être la manifestation de l'Horizon B.

En 2009, on a procédé à une opération de snubbing afin de descendre un Tbg de 2"7/8 de chemisage.

Les analyses des PLT de 2022 (avant WS off) et de 2023 (après WS off) révèlent que seule la partie sommitale du réservoir des Quartzites de Hamra peut être impliquée dans la production ; elle représente 98,9 % de la production (zone comprise entre 3904,4 et 3986,9 m). La partie basale des quartzites de Hamra fournit 1,1 % des restants. Quant au réservoir Grès d'El Atchane, aucune production d'huile n'y provient.

Suite aux problèmes de bouchages fréquents des installations, dus à l'incompatibilité de l'eau de gisement des Grès d'El Atchane, chargée en Ba^{+2} , avec l'eau de l'Albien, chargée en SO_4^{-2} , le puits BKP2 a subi une opération de Water Shut Off, afin d'isoler définitivement le réservoir Grès d'El Atchane, par un bouchon de ciment.

Enfin, l'objectif du présent W.O est multiple ; il s'agit de la sécurisation des espaces annulaires, d'une part, et de la réalisation d'un Water Shut Off, au niveau des Grès d'El Atchane, meilleur que celui de 2023, d'autre part, tout en vérifiant si la source réelle

Conclusion générale et recommandations

Causant la formation du BaSo₄ se situe au niveau des Grés d'El Atchane ou au niveau de l'Horizon B, en raison de la similitude des faits entre BKP2 et quatre autres puits d'huile, à savoir GLA9, BKHE1, NHN1 et BKP1, sachant que ces deux derniers ne présentent pas de problèmes de BaSO₄.

A la lumière de cette étude, nous recommandons ce qui suit :

1. Afin d'éviter l'émergence de ce genre de problème, il est recommandé de prendre des mesures préventives dès le départ pour éviter la formation d'un effet de piston dans le puits. On peut y parvenir en évitant les descentes rapides du tubage pendant les forages.
2. Si une cimentation est effectuée depuis la surface, il est recommandé de repérer toutes les zones non cimentées le long de l'espace annulaire correspondant en utilisant différents logs d'adhérence du ciment. Par la suite, des perforations sont conseillées afin d'évacuer la boue et le gaz présents dans ces zones non cimentées, puis l'injection de ciment est recommandée pour les combler.
3. Dans tous les cas, il est primordial de réaliser en premier lieu une évaluation économique des différentes opérations de workover planifiées, afin de sélectionner celle qui présente le plus grand potentiel de succès. Dans notre étude, l'équipe de forage a effectué diverses opérations visant à rétablir l'intégrité du puits, mais toutes ont échoué, ce qui a entraîné des pertes économiques et des temps non productifs (NPT) importants. Au lieu de poursuivre sur cette voie, il serait préférable d'envisager une opération de sidetrack, qui présente un taux de succès très élevé.



Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] O.L.Santos, P.R.Ribeiro, UNICAMP, An overview of deepwater well integrity developments after the blowout of Macondo, 17 MAY 2017.
- [2] NOGEPa, “Industry standard no. 90 : Asset Integrity,” Netherlands oil and gas exploration and production association, 2016.
- [3] Hans Petter Lohne et al, Foundations for well integrity and risk assesement, 31/03/2018.
- [4] Sathuvalli, U.B. and Suryanarayana, P.V. Best Practices for Prevention and Management of Sustained Casing Pressure. Stress Engineering Services, Inc., Houston. (2001).
- [5] NORSOK Standard, 117 OLF, " Norwegian oil and gas recommended guidelines for well integrity ", Rev. 4. Juin 2011
- [6] Lei Ma et al, Research Progress and Prospect of Well Integrity Technology, Journal of Power and Energy Engineering, July 31, 2020.
- [7] International Organization for Standardization. Petroleum and natural gas industries – Well integrity – Part 1 : Life cycle governance. (2017).
- [8] Eclipse Petroleum Technology Ltd. Groupement Berkine, PSA-2003-099. " Annulus management document ". Decembre 2003.
- [9] Close et al, Unconventional gas potential in Proterozoic source rocks, exploring the Beetaloo Sub-basin. In Annual Geoscience Exploration Seminar (AGES) proceedings, Alice Springs.
- [10] Cameron Huddlestone-Holmes et al, The shale gas well life cycle and well integrity, December 2017.
- [11] International Standard, Technical Specification, ISO/TS 16530-02. " Well integrityPart 2 : Well integrity for the operational phase ", Rev. 00. 2013
- [12] Ansari A, Al-Azizi B, & Larsen AG, Innovative remediation techniques for restoring well integrity by curing high annulus-B pressure and zonal communication. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2017.
- [13] HESP : BKHE2 Thermométries des 15/11/2017 et 07/02/2020
- [14] MAHMOUD KHALIFEH and ARILD SAASEN, Introduction to Permanent Plug and Abandonment of Wells”. 2020.
- [15] Richard J. Davies et al, Oil and gas wells and their integrity : Implications for shale and unconventional resource exploitation 2014.

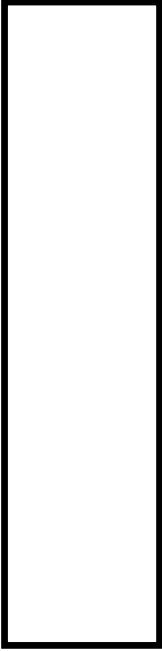
Références bibliographiques

[16] Celia, M.A et al, Modeling Critical Leakage Pathways in a Risk Assessment Framework : Representation of Abandoned Wells. Conference Proceedings, Fourth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration DOE/NETL, May 2-5. 2005.

[17] The Royal Society and The Royal Academy of Engineering. Shale gas extraction in the UK : a review of hydraulic fracturing. London : The Royal Society and The Royal Academy of Engineering. 2012.

[18] Rabia Hussain, “Well Engineering & Construction paperback”, September 1.2001

Annexes



Annexes

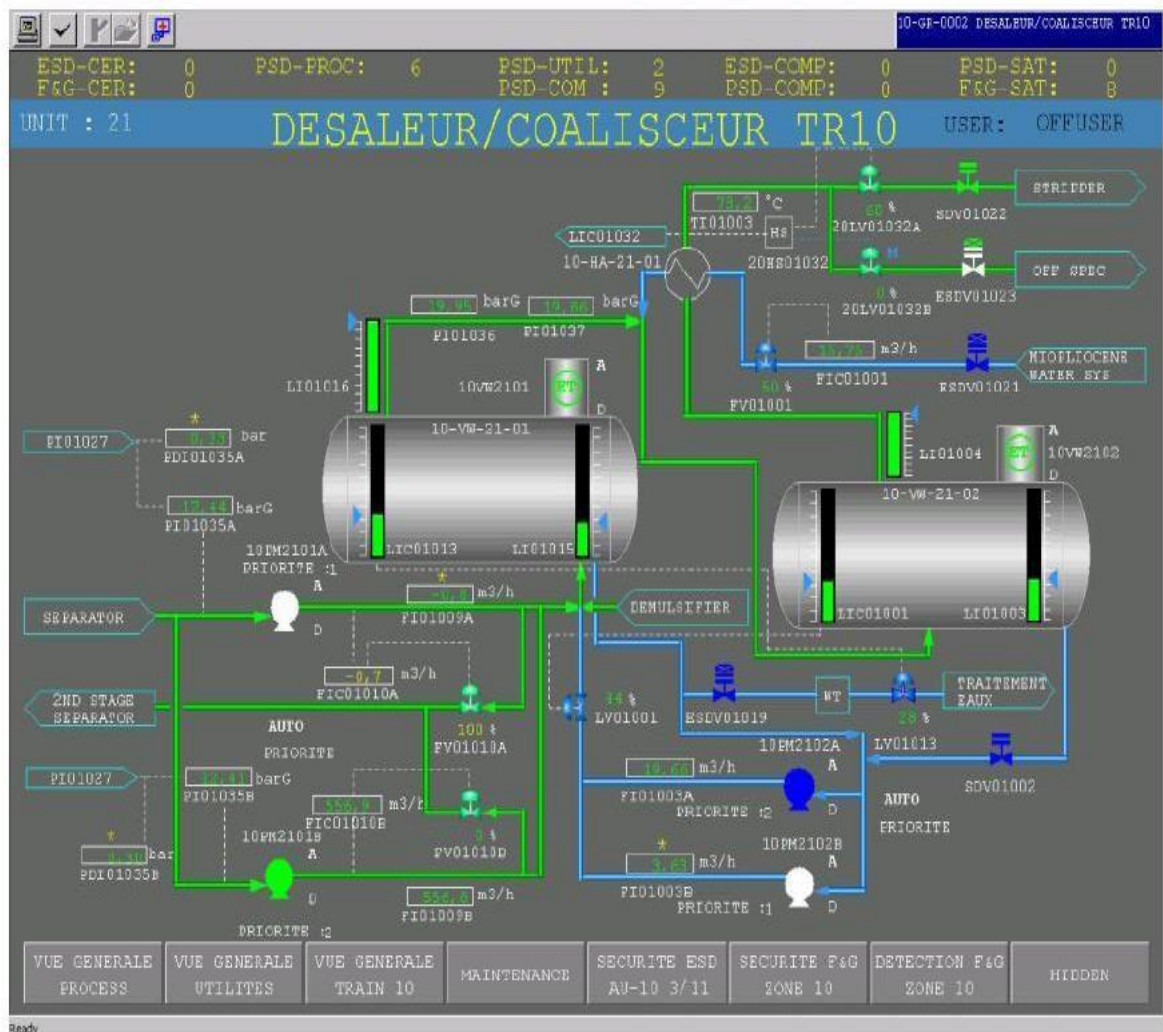
Annexe A

Propriétés physico-chimiques du pétrole brut de champ Ourhoud

CHARACTERISTIQUES	RESULTATS
Densité à 15 °C	0.8112
°API	42.8
Viscosité cinématique en cSt à :	
• 20.0 °C /68 °F	4.43
• 37.8 °C/100°F	3.05
Tension de vapeur Reid, Kg/cm ²	0.70
Teneur en eau par extraction, %vol	traces
Teneur en eau et sédiment, BSW, %vol	traces
Teneur en soufre, % pds	0.0511
Point d'écoulement, °C	-24
Point d'éclaire, Vase fermé, °C	< 15
Facteur de caractérisation, KUOP	12.25
Poids moléculaire g/mole	213
Pouvoir calorifique supérieur, Kcal/Kg	11060

Annexe C

Train de dessalage (présentation des deux dessaleurs)



Annexes

Annexe D

Caractéristiques de l'eau et démulsiifiant

Tableau 1. Analyse de l'eau du Mio-Policenene

Flow (m ³ /h)	3.5
Pressure (barg)	3.0
Calcium (mg/l)	277
Magnésium (mg/l)	111
Sodium (mg/l)	367
Chloride (mg/l)	669
Sulphate (mg/l)	828
Nitrate (mg/l)	23
Strontium (mg/l)	0.015
Barium (mg/l)	0.012
Bicarbonate (mg/l)	149
Iron (mg/l)	0.5
pH	7.8
TSS (mg/l)	< 1.0

Tableau 2. Spécifications de démulsiifiant (NALCO - EC2016A).

PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES	
PHYSICAL STATE	Liquid
APPEARANCE	Clear Hazy Amber
ODOR	Aromatic
FLASH POINT :	10 °C PMCC
SPECIFIC GRAVITY	0.95 (15.5 °C)
SOLUBILITY IN WATER	Insoluble
VISCOSITY	88 cst (15 °C)
MELTING POINT ASTM D-97	-31.6 °C